

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва та транспорту

Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____ Плешков П.Г.
“ ____ ” _____ 2022 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем
вищої освіти

на тему:

**Моніторинг стану проводів повітряної лінії
електропередачі за допомогою безпілота**

Виконав здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕНМ-21М
ОПП «Енергетичний менеджмент»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____ Марина СЛОБОДЯН.
« ____ » _____ 2022 р.

Керівник роботи
канд. техн. наук, доцент
_____ Телюта Р.В.
« ____ » _____ 2022 р.

Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва та транспорту

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Плешков П.Г.

“___” _____ 20__ року

**ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА
ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ
ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ**

Слободян Марина Анатоліївна

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи (проекту) Моніторинг стану проводів повітряної лінії електропередачі за допомогою безпілота

Monitoring the condition of overhead line wires using a drone

2. керівник роботи (проекту) Телюта Руслан Васильович, к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 09.12.2022 р

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) Метою роботи є зниження рівня технічних пошкоджень діючої системи передачі електричної енергії за рахунок впровадження моніторингу проводу повітряної лінії здійснюваного на базі безпілотних літаючих апаратів. Завдання роботи: 1. Провести аналіз технічного стану повітряних ліній системи передачі; 2. Проаналізувати системи обслуговування і ремонту повітряних ліній; 3. Дати обґрунтування параметру моніторингу проводу повітряної лінії; 4. Розробити систему моніторингу стану проводів повітряної лінії; 5. Розробити заходи з охорони праці під час виконання робіт поблизу повітряних ліній, що знаходяться під напругою та під час їх експлуатації; 6. Провести економічне обґрунтування впровадження системи моніторингу стану проводів повітряної лінії.

5. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	Завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н., доц. Савеленко І.В.</i>		
<i>Економічна частина</i>	<i>к.е.н., доц. Журило І.В.</i>		

6. Дата видачі завдання 05. 09. 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ. Огляд стану та використання обладнання і технологій для електроопалення житлових приміщень</i>	12.09.22	
2	<i>Аналіз регулювання графіків навантаження в об'єднаній енергосистемі України</i>	19.09.22	
3	<i>Дослідження використання електротеплоаккумуляційного нагріву</i>	3.10.22	
4	<i>Розроблення стартап-проекту з впровадження системи опалення з електротеплоаккумуляційного нагріву</i>	24.10.22	
5	<i>Охорона праці</i>	07.11.22	
6	<i>Економічна частина</i>	14.11.22	
7	<i>Висновки</i>	21.11.22	
8	<i>Перелік посилань</i>	28.11.22	
9	<i>Оформлення розрахунково-пояснювальної записки</i>	05.12.22	
10	<i>Оформлення презентації магістерської роботи та подання магістерської роботи до захисту</i>	07.12.22	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2022 р.

Підпис керівника _____

_____ Руслан ТЕЛЮТА

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2022 р.

Підпис здобувача _____

_____ Марина СЛОБОЛЯН

АНОТАЦІЯ

Слободян М. А. Моніторинг стану проводів повітряної лінії електропередачі за допомогою безпілотників.

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – ОПП «Енергетичний менеджмент». – Центральноукраїнський національний технічний університет. – м. Кропивницький, 2022 р.

Метою роботи є зниження рівня технічних пошкоджень діючої системи передачі електричної енергії за рахунок впровадження моніторингу проводу повітряної лінії здійснюваного на базі безпілотних літаючих апаратів.

Проведено аналіз технічного стану повітряних ліній системи передачі ОЕС України. Встановлено, що для підвищення їх експлуатаційної надійності необхідно впровадження в електричні мережі систем дистанційного моніторингу проводів. Проведено детальний аналіз експлуатаційних дефектів проводів ПЛ. З'ясовано, що в якості параметрів контролю стану проводу ПЛ найбільш придатними є зображення проводу з відеокамери видимого діапазону та його температура, визначена за допомогою тепловізора.

Розроблено структурну схему та алгоритм системи моніторингу стану проводів ПЛ на базі БпЛА. Встановлено, що для мобільної частини системи моніторингу стану проводу найбільш придатною є знімальна система DJI Zenmuse H20T, а в якості засобу доставки вимірювального обладнання до ПЛ – БпЛА DJI Matrice 300 RTK. Проведено оцінку економічної ефективності при впровадженні системи моніторингу стану проводу повітряної лінії.

Ключові слова: моніторинг, провід, повітряна лінія, експлуатаційних дефект, безпілотний літальний апарат.

THE SUMMARY

M. A. Slobodian. Monitoring the condition of overhead line wires using a drone.

Specialty 141 - " Electric power, electrical engineering and electromechanics ".
- OPP "Energy Management". - Central Ukrainian National Technical University. – Kropyvnytskyi, 2022.

The purpose of the work is to reduce the level of technical damage to the existing electric power transmission system by introducing monitoring of the overhead line wire, carried out on the basis of unmanned aerial vehicles.

The analysis of the technical condition of the overhead lines of the transmission system of the UES of Ukraine was carried out. It has been established that in order to increase their operational reliability, it is necessary to introduce systems for remote monitoring of wires into electrical networks. A detailed analysis of operational defects in overhead lines was carried out. It has been found that the most suitable parameters for monitoring the state of an overhead line wire are images of the wire from a video camera in the visible range and its temperature, determined using a thermal imager.

A block diagram and an operation algorithm for the monitoring system for the condition of overhead lines wires based on UAVs have been developed. It has been established that the DJI Zenmuse H20T shooting system is most suitable for the mobile part of the wire condition monitoring system, and the DJI Matrice 300 RTK UAV is most suitable as a means of delivering measuring equipment to the overhead line. An assessment of economic efficiency in the implementation of a system for monitoring the condition of an overhead line wire was carried out.

Key words: monitoring, wire, overhead line, operational defect, unmanned aerial vehicle.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ПЛ - повітряна лінія

ОЕС - об'єднана енергетична система

НЕК - Національна енергетична компанія

ТО - технічне обслуговування

ППР - планово-попереджувальний ремонт

ПТЕ - «Правилах технічної експлуатації»

ПР - Поточний ремонт

БПЛА - безпілотний літальний апарат

ОПВ – ожледно-паморозеві відкладення

СМСП – система моніторингу стану проводу

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	6
ЗМІСТ	7
ВСТУП	9
РОЗДІЛ 1. СТАН ПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	12
1.1. Аналіз технічного стану повітряних ліній системи передачі	12
1.2. Системи технічного обслуговування повітряних ліній.....	15
1.2.1 Загальна модель планово-попереднього ремонту	15
1.2.2 Надійність, технічне обслуговування і ремонт проводів	25
1.3. Огляд систем моніторингу повітряних ліній.....	29
1.4. Загальне завдання дослідження та методика його виконання.....	34
1.5. Висновки до 1-ого розділу	35
РОЗДІЛ 2. ОБҐРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРУ МОНІТОРИНГУ ПРОВОДУ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ.....	37
2.1. Види експлуатаційних дефектів проводів і тросів ПЛ.....	37
2.2. Вибір параметру моніторингу проводу ПЛ.....	43
2.3. Аналіз впливу параметрів навколишнього середовища на параметр моніторингу ПЛ.....	48
2.4. Особливості проведення моніторингу з врахуванням специфіки проводу ПЛ.....	51
2.5. Висновки до 2-ого розділу	55
РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ СТАНУ ПРОВОДІВ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ.....	56
3.1. Розробка функціональної схеми системи моніторингу	56
3.2. Розробка структурної схеми системи моніторингу.....	58
3.3. Вибір обладнання та програмного забезпечення для реалізації системи	72
3.4. Висновки до 3-ого розділу	77

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	79
-------------------------------	-----------

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	81
-------------------------------	-----------

ДОДАТОК А.

А. ОХОРОНА ПРАЦІ	85
-------------------------------	-----------

А1. Вплив напруженості електромагнітного поля на людину.....	85
--	----

А2. Охорона праці під час роботи на повітряних лініях електропередачі яка знаходиться під напругою	89
---	----

ДОДАТОК Б.

Б. ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ

СТАНУ ПРОВІДІВ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ.....	98
---	-----------

Б1. Визначення величини капітальних вкладень.....	100
---	-----

Б2. Визначення поточних витрат.....	101
-------------------------------------	-----

Б3. Розрахунок показників економічної ефективності системи моніторингу.....	105
--	-----

Б4. Висновки	105
--------------------	-----

ВСТУП

Актуальність теми. В сучасний динамічний вік розвитку ринкових відносин в усіх сферах людської життєдіяльності, також набувають свого значення тісні взаємозв'язки між виробником електричної енергії і споживачем, що зобов'язує виробника здійснювати постачання електричної енергії безперебійно і з якісними показниками. При цьому виникають цілий ряд проблем з надійного та ефективного функціонування елементів електрообладнання систем електропостачання. Зокрема, якщо взяти повітряні лінії системи передачі та їх обладнання, то вони залежать від якості його виготовлення, організації та умов експлуатації, системи діагностування режимів роботи та моніторингу технічного стану. Тому постає питання в оцінці реального стану електрообладнання, особливо того, в якого закінчується термін експлуатації.

Достовірна оцінка технічного стану електрообладнання дає змогу спрогнозувати термін наступного обслуговування та ремонту обладнання, знизити витрати на огляди, обслуговування, ремонти та відновлення його працездатності, знизити економічний аварійний збиток від простою підвищити надійність роботи обладнання і цілому.

Передача електроенергії споживачу здійснюється переважно за допомогою повітряних ліній різного значення класу напруги. Але на превеликий жаль, велика частина нинішнього обладнання повітряної ліній, що використовується як морально так і фізично зносилася, та іще й розташоване на великій території, що не додає надійності елементам єдиної енергетичної системи.

Робочий стан та дефекти повітряної лінії системи передачі напряму впливають на надійність електропостачання і стабільну її роботу. Тому моніторинг повітряних ліній електропостачання є дуже важливою і актуальною задачею.

Метою роботи є зниження рівня технічних пошкоджень діючої системи передачі електричної енергії за рахунок впровадження моніторингу проводу повітряної лінії здійснюваного на базі безпілотних літаючих апаратів.

Для вирішення поставленої мети необхідно розв'язати основні наступні задачі:

- провести аналіз технічного стану повітряних ліній системи передачі;
- проаналізувати системи обслуговування і ремонту повітряних ліній;
- дати обґрунтування параметру моніторингу проводу повітряної лінії;
- розробити систему моніторингу стану проводів повітряної лінії;
- розробити заходи з охорони праці під час виконання робіт поблизу повітряних ліній, що знаходяться під напругою та під час їх експлуатації;
- привести економічне обґрунтування системи моніторингу стану проводів повітряної лінії.

Об'єкт дослідження – процес моніторингового контролю проводу повітряної лінії.

Предмет дослідження – характеристики та показники системи моніторингу проводу повітряної лінії здійснюваного на базі безпілотних літаючих апаратів.

Методи досліджень - в процесі виконання роботи використовувались методи розрахунку електричних кіл, математичної статистики та економічного аналізу з використанням комп'ютерних прикладних програм Mathcad, Microsoft Excel, Microsoft Word.

Наукова цінність отриманих результатів роботи полягає в наступному:

- отримала подальший розвиток математична модель стану проводу, яка врахує параметри навколишнього середовища та дозволяє визначати дефекти проводу на основі приведення його вимірної температури до нормальних умов.
- отримала подальший розвиток методика проведення моніторингу проводів повітряних ліній на базі мультироторних безпілотних літальних апаратів.

Практична цінність отриманих результатів роботи для об'єднаної електроенергетичної системи розподілу електричної енергії полягає в розробці системи моніторингу стану проводу повітряних ліній електропередачі на базі безпілотних літальних апаратів. Проведені розрахунки економічного ефекту від впровадження підтвердили ефективність отриманих результатів запропонованих технічних рішень.

Структура роботи. Магістерська робота складається із вступу, трьох розділів, висновків, списку використаних літературних джерел, додатків. Повний обсяг роботи складає 105 сторінок. Пояснювальна записка містить 21 рисунок та 1 таблиця. Список використаних джерел містить 36 джерела та викладений на 4 сторінках.

1. СТАН ПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Аналіз технічного стану повітряних ліній системи передачі

Технічний стан основного електрообладнання системи передачі, яке виготовлене, використовується та безперервно працює з середини минулого століття, в основному і визначає надійність та економічність електропередавальної системи. Також щорічно складаються плани та обґрунтовуються необхідність його реконструкції. Такі технічні характеристики використовуваного електрообладнання повітряних ліній (ПЛ), як габарити, вага, економічність, надійності все більших потребує значних обсягів ремонтів і значно поступається сучасному виготовленому обладнанню. Стан в якому перебуває використовуване обладнання щорічно впливає на збільшення втрат електричної енергії в повітряних лініях. Також постійно збільшується ймовірність пошкодженням або втрати працездатності електротехнічного обладнання, що призводить до втрати нормальної роботи електроустановок енергооб'єктів та надійної роботи об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України в цілому.

Постійне збільшення сумарних витрат у електромережах 800 - 0,4 кВ ОЕС України можна пояснити щорічним ростом витрат електроенергії в мережах обленерго систем розподілу. Це в свою чергу викликане збільшенням витрат електроенергії у регіональних мережах промислових та побутових споживачів електроенергії.

Втрати електроенергії в ОЕС України, з цілого переліку об'єктивних причин залишаються на достатньо значному рівні. До їхнього переліку можна віднести наступні:

- використання та експлуатація електрообладнання в якого закінчився термін дії, що призводить до незадовільного технічного стану повітряних ліній електричних мереж;
- передачу електроенергії в розподільчих мережах на великі відстані.

Дані Національної енергетичної компанії (НЕК) «Укренерго» про відсотки, довжину та роки використання та експлуатацію ПЛ [1]:

- знаходиться в експлуатації більше 30 років, становлять 88,0% довжини усіх електроліній, що становить 20791,95 км ПЛ;

- знаходиться в експлуатації більше 40 років, становлять 69,4% довжини усіх електроліній, що становить 16344,262 км ПЛ;

На основі наведених даних можна стверджувати, що проходить подальше старіння з незначними темпи реконструкції ліній, що в свою чергу призводить до подальшого ускладнення обслуговування і ремонту ПЛ [1].

Таблиця 1.1 – Довжина ПЛ по класах напруги, термінами експлуатації станом на 01.01.2021 р. [1]

Напру га по класам	Протяжність (всього), км		Знаходяться (років) в процесі експлуатації (по ланцюгах)			
	по ланцюгах	по трасі	> 40	30-40	25-30	< 25
35 кВ	131,3270	129,7170	80,2030	12,5300	2,4600	36,1340
110 кВ	568,9000	458,2880	454,670	42,3800	5,4200	66,4300
220 кВ	4025,7350	3044,270	3531,820	265,5170	—	228,3980
330 кВ	13617,139	13013,326	9857,868	2062,286	460,660	1236,325
400 кВ	338,9500	338,9500	338,950	—	—	—
500 кВ	375,3400	375,3400	177,060	159,6000	—	38,6800
750 кВ	4403,171	4403,171	1805,151	1905,370	—	692,6500
800 кВ	98,5400	98,5400	98,5400	—	—	—
Разом:	23559,102	21861,602	16344,262	4447,683	468,540	2298,617

Також за останні роки та десятиліття набули змін кліматичні умови, що значною мірою впливають і призводять до дії підвищених кліматичних навантажень на побудовані у 70 - 80 роки повітряні лінії. Цей вплив не рівномірний по країні, його вплив підвищується особливо, у південних та північних районах України, в осінньо-зимовий період. Значною мірою

посилилась кількість пошкоджень та зношення елементів ПЛ від збільшення навантажень, вібрацій, ожеледі та штормових вітрів. Що призводить до потреби докорінної реконструкції та технічного переоснащення елементів ПЛ в зв'язку з закінченням проектного (40 років) терміну експлуатації.

Іще більшою потребою у реконструкції набули ПЛ 220 кВ оскільки термін обслуговування і ремонту більшості з них перевищив часову межу у 50 років.

Таблиця 1.2 – Довжина ПЛ в енергосистемі на 01.01.2021 р. [1]

Напруга по класам	Протяжність (всього), км		Знаходяться (років) в процесі експлуатації (по ланцюгах)			
	по ланцюгах	по трасі	> 40	30-40	25-30	< 25
Центральна	2700,790	2689,000	1948,6400	268,800	—	483,350
Південна	2770,8550	2651,141	1355,8230	607,5560	263,390	544,086
Кримська	1311,1150	1274,823	1063,1090	97,380 0	—	150,626
Північна	3903,0860	3644,172	2730,2960	972,2590	5,4200	195,111
Західна	3796,360	3418,860	2884,5500	703,500	2,4600	205,850
Південно-Західна	2263,400	2259,870	1675,5500	358,310	—	229,540
Донбаська	1856,5990	1346,049	1478,3120	263,831 0	—	114,456
Дніпровська	4956,897	4577,687	3207,9820	1176,047	197,270	375,598
Разом:	23559,102	21861,602	16344,262	4447,683	468,540	2298,617

Річними планово попереджувальними роботами передбачені ремонти залізобетонних опор, фундаментів металевих опор, заміни фарфорової ізоляції, грозозахисного тросу та інші згідно регламенту, що спрямовані на забезпечення надійності повітряної лінії. Хоча з кожним роком, внаслідок старіння та збільшення подекуди навантажень, збільшуються матеріальні і трудові витрати.

Також значна кількість ПЛ Харківської, Луганської, Донецької, Запорізької та Херсонської областей внаслідок бойових дій зазнала значних пошкоджень та

руйнувань і на даний момент не відремонтована. Що в подальшому потребуватиме значних фінансів, трудових та матеріальних трудових ресурсів на їх відновлення. Відключення ПЛ цих областей та інші фактори мають значний вплив на стабільну роботу ОЕС України.

Для ПЛ які знаходяться в експлуатації більше 40 років, можна запропонувати заходи для збереження їх задовільного технічного стану:

- постійне проведення моніторингу та діагностування для контролю технічного стану конструктивних елементів ПЛ;
- постійне оновлення обладнання ПЛ: заміна зношених залізобетонних та металевих опор, проводів та грозозахисних тросів, фарфорових ізоляторів;
- контроль та забезпечення відповідності ширини просік охоронних зон ПЛ;
- контроль та знищення віток дерев та рослинності в охоронних зонах ПЛ;
- продовжити придбання сучасної спеціальної техніки, підйомників з висотою підймання до 32 м, бригадних експлуатаційних автомобілів;
- забезпечення професійними кадрами для обслуговування та ремонту ПЛ;
- підвищення ступеня автоматизації електромереж;
- зміна конфігурації розподільних електромереж.

1.2. Системи технічної експлуатації повітряних ліній.

1.2.1 Загальна модель планово-попереднього ремонту

У період експлуатації (технічного обслуговування і ремонту) елементи ПЛ значно змінюють свої властивості в залежності від навантажень, часу та навколишнього середовища, в якому їм доводиться перебувати.

Відбувається втрата здатності протистояти впливу зростаючих навантажень ліній, міцності через старіння обладнання, зростає небезпека втрати працездатності через відмови елементів ПЛ. На весь період експлуатації необхідно спланувати та здійснити заходи, при обмеженнях на матеріальні та трудові ресурси, щодо для підтримки працездатності елементів ПЛ/

При цьому необхідно знайти баланс найкращого з можливих прийнятих рішень взаємопов'язаних завдань:

- визначення оптимальних строків та обсягів проведення планово-попереджувальних робіт з обслуговування і ремонту;
- розрахунки витрат на матеріали, обладнання, замінні частини та необхідного їх запасу і складування, для проведення поточних ремонтів і обслуговування з подальшим визначення напрямків зниження витрати та запасів матеріалів;
- організувати раціональну керування роботою адміністративно-технічного персоналу та визначення необхідної чисельності персоналу для здійснення технічного обслуговування і ремонтів.

Керівному персоналу надано широкі повноваження вибору змісту та періодичності попереджувальних робіт залежно від стану об'єктів та умов експлуатації. Вирішальне значення на вибір обсягів та періодичності попереджувальних робіт у ряді моментів надають обмеження у матеріальних та трудових ресурсах. В подібних умовах потрібно забезпечити необхідний максимум надійності системи і дати кількісну оцінку про ймовірність очікуваної надійності, а також про наслідки прийняття управлінських рішень.

Для підтримки справного стані або певної працездатності обладнання під час його транспортування, зберігання та використання за призначенням проводиться регламентні (комплексні) роботи з (ТО) технічного обслуговування [2]. Цілим переліком норм та положень «Правил технічної експлуатації» встановлені порядок проведення робіт з ТО і ремонту та його організація [3], нормах та обсягах випробувань електротехнічного обладнання. Положення, визначає поетапність проведення планово-попереджувального ремонту (ППР) повітряних ліній системи передачі [4].

Цей комплекс положень та норм створює систему ТО, що спрямована на забезпечення та підтримання необхідної надійності та якості обладнання.

У «Правилах технічної експлуатації» (ПТЕ) система технічного обслуговування електрообладнання представлена як система планово-

попереджувального ремонту (ППР), що ставить собі за мету попередити та запобігти неприпустимому зниженню працездатності електрообладнання та своєчасну заміну дефектних частин.

Система ППР передбачає виконання планових та позапланових перевірок, огляди, обслуговування, ремонти та заміни дефектних частин електрообладнання. Під ремонтом загалом розумітимемо комплекс операцій необхідний для забезпечення, підтримки та відновлення працездатності чи справності, включаючи заміну базових частин новими [2].

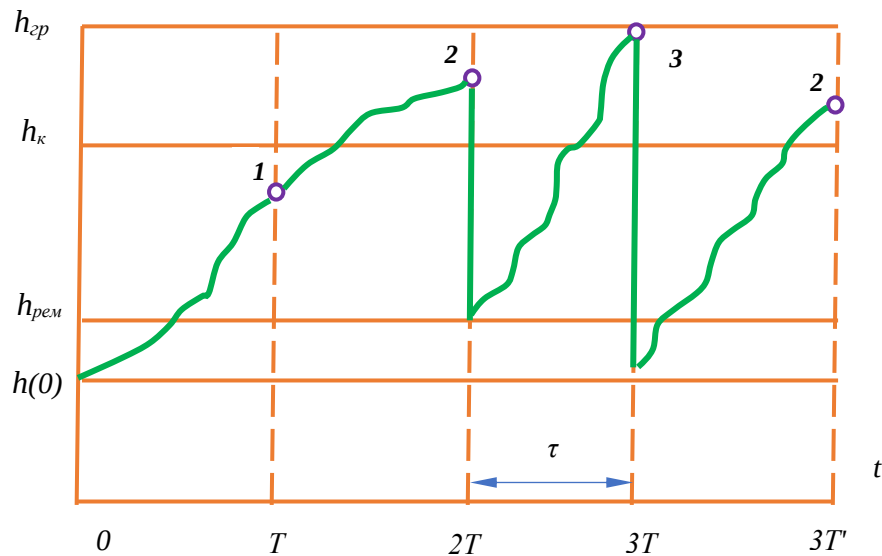
Системою планово-попереджувальний ремонтів передбачено, що елемент системи має один чи більше параметрів $h(t)$, які можуть спрогнозувати відмову в певний час при досягненні ним свого граничного значення h_{cp} . Причому ці параметри можна здійснювати та контролювати вимірювальними приладами, візуально (бінокль, оглядами) та інше. В якості контрольованих параметрів можна використовувати як внутрішні характеристики його елементів - корозія металу, загнивання деревини, знос, величина розкриття тріщини в залізобетоні, електричний опір контактів та ізоляції корозія металу і т. п., або показники напруцювання - вік, тривалість роботи (годинах, циклах, роках) тощо.

Загальна модель ППР має наступну організацію (рис. 1):

1. Вибирається один із параметрів $h(t)$, який найкраще прогнозує відмову. Після цього вимірюється контрольне його значення h_k , досягши якого необхідно негайно здійснювати поточний чи капітальний ремонт або на заздалегідь запланований день. Встановлене контрольне значення h_k визначає кінцевий ресурс елемента електрообладнання та його граничний стан. Це значення h_k повинно забезпечити попереджувальний допуск $\Delta h = h_{cp} - h_k$, у зв'язку із можливим випадковим характером зміни $h(t)$ та дискретністю (періодичністю) перевірок.

2. У момент проведення перевірки визначаються значення контрольованих параметрів $h(t)$ шляхом їх (розбиранням або без розбирання обладнання) періодичних перевірок. В результаті якого значення хоча б одного із перевіряємих параметрів досягло свого контрольного рівня h_k , проводяться

плановий (поточний або капітальний) ремонт. У випадку коли настала велика ймовірність виявити несправність частини обладнання проводять позачергові огляди та перевірки. Значення контрольного рівня $h(t)$ можна здійснювати як безперервно так і періодично.



1 - $h(t) < h_k$, планова перевірка; 2 - попереджувальний ремонт та планова перевірка; 3 - аварійний ремонт та відмова під час експлуатації; τ – час безвідмовної роботи у міжремонтний період, $3T$, $2T$, T , – моменти запланованих попереджувальних робіт.

Рисунок 1 – Загальна модель планово-попереджувального ремонту.

3. Аварійний ремонт проводиться, якщо відбувається відмова в інтервал часу між плановими ремонтами.

Ефективність впровадженої системи ППР залежить обраного чи обраних контрольованих параметрів для прогнозування відмови елементів обладнання. Більшість обраних параметрів лише вказують на ту чи іншу ймовірність відмови. При слабкому взаємозв'язку вибраних контрольованих параметрів на відмову, слід розглянути та дослідити доцільність використання матеріальних та фінансових ресурсів на її контроль.

Контрольований параметр $h(t)$ прогнозує відмову, однієї чи групи причин, досліджуваного елемента обладнання. Якщо ж систему як складається з двох і більше частин обладнання, і має більше двох причини відмов, розглядати як послідовно з'єднані елементи, то кожен із них буде характеризувати одну з

причин відмов у одному із вузлів. Для організації планово-запобіжного ремонту для кожного із вузлів, можна знайти компромісне рішення для експлуатації системи у цілому. Спрощення завдання для системи організації обслуговування і ремонту, доречно буде розглянути один узагальнений елемент для характеристики її надійності.

Ймовірність безвідмовної роботи елемента та періодичність перевірок його стану залежить від визначення значення вихідного рівня параметра, після виконання його ремонту.

Ефективність планово-запобіжних ремонтів залежить від тієї моделі відмов, що реально відповідає зміні взаємодіючих навантажень та процесам втрати міцності. Для кожного з елементу виробу необхідно знайти його визначальний процес та оцінити їх параметри.

Достовірність вихідних даних також являється одним із чинників, що визначає ефективність ППР. Отримання достовірних даних вимагає спеціальних досліджень та глибокого аналізу досвіду експлуатації. Також бувають випадки коли через труднощі отримання вихідних даних та значну їх вартість спочатку використовують спрощені моделі, які потім уточнюються.

Роботи з ремонту та технічного обслуговування можна класифікувати за наступними ознаками:

- 1) за часом проведення роботи - позапланова (календарний час проведення не досить відомий) або планова (заздалегідь відомий випадковий календарний момент часу, але в окремих випадках не випадковий);
- 2) по глибині відновлювальних робіт - часткове або повне відновлення характеристик надійності (поточні та капітальні ремонти);
- 3) за характером виконаної роботи – аварійна чи попереджувальна.

Повне або близьке до повного відновлення ресурсу та справності елемента з практично повним його розбиранням та заміною будь-яких його частин включаючи базові називають капітальним (відновним) ремонтом. Поточний ремонт (ПР) виконується для забезпечення або відновлення працездатності електрообладнання і полягає в заміні або відновленні окремих його частин, що

не включають базові елементи. Також інколи використовують групові та індивідуальні ремонти. Групові ремонти виконуються в одному або різних місцях на групі елементів.

Керувати надійністю електроустаткування і витратами різноманітних ресурсів на його ТО і ремонти можна попереджувальними допусками контролюваних параметрів, періодичністю і обсягами попереджувальних (запобіжних) робіт. Різні поєднання цих параметрів створюють режими ППР з правилами технічного обслуговування та ремонтів.

До результативних характеристик, що відносяться до режимів ППР відносяться: терміни служби елементів, кількість попереджувальних та аварійних ремонтів, витрати на перевірки коштів, матеріальних та трудових ресурсів, ймовірність за встановлений час безвідмовної роботи, аварійні та попереджувальні ремонти. Для організації ППР значення цих показників дозволяє вибрати і зіставити найкраще рішення, щоб його прийняти необхідно провести розрахунки і прийняти обрані критерії оптимальності. Одним із таких критеріїв можна прийняти мінімум суми наведених витрат на огляди, ремонти, обслуговування та фінансові втрати за час простою. Також можна використати в якості критеріїв оптимальності: задану кількість аварійних ремонтів, ймовірність безвідмовної роботи за встановлений час та інші.

Вибраний адміністративно технічним персоналом критерій оптимальності може значним чином вплинути на організацію системи планово-запобіжного ремонту. Так, якщо наприклад критерієм оптимальності ППР ПЛ прийнято максимум коефіцієнта готовності ліній передачі або мінімум витрат матеріальних ресурсів енергосистеми, то для цих критеріїв оптимальності буде використане правило: ремонтувати лінії тільки після відмов у роботі без проведення планово-попереджувальних заходів.

На основі методу приведених витрат проводиться порівняння економічної ефективності та доцільності режимів ППР. При цьому слід врахувати наступні аспекти: аварійні та попереджувальні ремонти з використанням нормативного коефіцієнта приведення $B = 1,08^{-T}$, приведені до поточного моменту часу їх

виконання, за T приймаємо період приведення у роках; різночасовість витрат на перевірки; економічний ефект у споживачів електричної енергії та системі в цілому.

Загальна методика оптимізації режимів та схема розрахунку планово-попереджувальних ремонтів зводиться до наступного:

1) на аналізі умов роботи елементів та елементів конструкцій застосовується певна розрахункова модель відмов, при достовірному отриманні вихідних даних та використанні прикладних комп'ютерних програм;

2) складається порівняльний список правил обслуговування та ремонтів, визначається конкретний критерій оптимальності та вибирається десятирічний розрахунковий період його планування;

3) на основі проведених розрахунків, спеціальних випробувань та результатів підконтрольної експлуатації, визначаються функції розподілу ймовірностей часу роботи елементів або їх напрацювання, для чіткого визначення відмови h_{cp} і параметра досягнення контрольних значень h_k ;

4) проводяться обчислення ймовірної кількості аварійних та попереджувальних ремонтів в залежності від значень h_k , строків перевірок, обслуговувань та попереджувальних ремонтів;

5) при аналізі групи елементів, то проводяться планово-запобіжні ремонти врахуванням зміни термінів роботи та процесу заміन у елементів групи;

6) приймається той критерій оптимальності який за даними розрахунків задовольняє вибраний режим ППР;

7) прийняття рішень здійснюється на основі вартісних показників, та після проведення детальних розрахунків середньорічні витрати за розрахунковий період планування ППР. Період для якого ці витрати будуть мінімальними і вибирається режим ППР.

Завдань для прийняття оптимальної раціональної організації ремонтів та технічного обслуговування ПЛ, на основі наукових обґрунтувань і використовуваних методів вирішення, поки іще немає.

Проблема оптимізації ремонтів та обслуговування є дуже багатогранною по складності і може розглядатися в різних напрямках.

Однак при будь-якому розгляді цього питання слід враховувати основну мету цієї роботи, а саме забезпечення експлуатаційної надійності елементів ПЛ та систем електропостачання в цілому.

Ремонти після відмов.

Якщо планові та позапланові перевірки не дають можливість виявити всі дефектні елементи, а з часом і інтенсивність відмов елементів за віком не збільшується, попереджувальні роботи не можуть підвищити надійність елементів та поліпшити стан ПЛ. У цьому конкретному випадку ТО полягає в заміні чи ремонті елементів тільки після відмови. Характерною є ситуація, що не має нічого спільного з напрацюванням елемента або його віком, а саме коли відмова відбувається через зовнішню грозову чи механічну дію.

Також, ремонти після відмов без застосування запобіжних робіт:

а) є економічно виправдані, коли витрати на ремонти не перевищують витрат після відмов на планово-попереджувальні ремонти не враховуючи характер зміни частоти та інтенсивності відмов;

б) є виправданим правилом «мінімомаксимальності», це коли при плануванні ТО і ремонтів на тривалому відрізку часу, якщо відомо лише значення середнього напрацювання до відмови або не відомі показники безвідмовності; то умовно нескінченним приймається часовий період в 2 рази і більший середньочасової безвідмовної роботи ліній електромережі;

в) є граничним випадком для решти правил ТО, коли оптимальний період між ремонтами більше періоду планування ТО чи терміну служби ПЛ.

У всіх інших випадках, включаючи обслуговування електросистем, що знаходяться в резерві, необхідно досліджувати доцільність проведення запобіжних заходів.

Ремонти після відмов без планово-попереджувальних робіт, в порівнянні з іншими правилами і вимогами, призводять до максимальної часової експлуатації ПЛ в міжремонтний період при найнищій ймовірності безперебійної роботи.

Ремонти після відмов можуть бути направлені лише усунення певної несправності що відноситься до мінімального обсягу, або коли проводиться ремонт чи заміна елементів з усуненням виявлених несправностей при аварійно-попереджувальному обсягу. Також доцільні обсяги ремонту для досягнення певного необхідного рівня надійності, що виходить з порівняльних техніко-економічних розрахунків. Після відмови системи чи елементів обслуговування по надійності не проводиться, а розрахунки здійснюються за наступними показники якості функціонування: коефіцієнт готовності, середні втрати на 1-ю часу безвідмовної роботи та час безвідмовної роботи.

Попереджувальні ремонти з наробітку.

Відмови які виникають через старіння і знос обладнання та мають значну інтенсивність зростаючу в часі, а планові перевірки їх стану малоефективні чи вимагають часткового або повного розбирання ПЛ, то його обслуговування і ремонти можна організувати наступним чином: при виникненні відмови робити аварійний ремонт, а ППР проводити за періодичністю T циклів або часу його роботи.

З напрацювання (t) проводів, роз'єднувачів, приводів, траверс розподільчих мереж періодично проводяться планові капітальні ремонти. Роботи які здійснюються по напрацювання у заводських умовах доцільно використовувати для організації попереджувальних ремонтів. З об'ємними індустріальними форми організації ремонту скорочують вартість ремонту та їх тривалість, підвищується якість, забезпеченість роботою на протязі року покращують умови безпечного виконання робіт.

Ремонти після відмов бувають капітальними з повним відновлення роботоздатності та надійність елементів або поточними з мінімальними обсягами для забезпечення їхньої безвідмовної роботи.

Ремонти мінімального обсягу після перевірок.

Зменшити кількість відмов, відокремити елементи яким загрожує близька відмова від іще придатних до експлуатації, покладено на здійснення перевірок

стану ПЛ. Періодично проводиться перевірка робочого стану в моменти, близькі до $\Delta T, 2 \Delta T, \dots, j\Delta T$.

Попереджувальний ремонт мінімального обсягу здійснюється якщо визначено дефект який може в подальшому призвести до відмови. Якщо ж сталася відмова то можна також провести ремонт мінімального обсягу.

Загалом огляди чи перевірки повітряних ліній плануються в діапазоні часу між капітальними ремонтами. При цьому ставлять завдання в оптимізації періодичності перевірок та проведені попереджувальних ремонтів ΔT .

При здійсненні перевірок виявляють дефекти мають певний залишковий термін служби. Експлуатація виявленого елементи з дефектом може закінчитися як при попереджувальному ремонті так і в момент відмови. При неналежному і невчасному здійсненні запобіжних ремонтів, будуть мати свої індивідуальні залишкові терміни служби.

Кількість замін у групі елементів.

Введені в експлуатацію опори, проводи, траверси, ізолятори, роз'єднувачі та інше через певний граничний час використання і відмови замінюються на нові. Встановлені на їх місце елементи також через певний час можуть бути замінені. Тому велике значення для планування ТО і ремонтів знання та прогнозування кількості ймовірних замін типових елементів з зазначенням календарних моментів часу.

Тому на сьогоднішній день найбільшого впровадження технічного обслуговування і ремонту для ПЛ набули системи:

- планово-попереджувального ремонту;
- ремонту по необхідності.

Система ремонтів по необхідності передбачає комплекс організаційно-технічних міроприємств, з проведення профілактичних і ремонтних робіт електроустановок на основі інформації отриманої під час їх моніторингу та діагностування в режимі реального часу або настання граничного стану. Ця система покликана для підтримання необхідної роботоздатності діючого

електрообладнання за рахунок отримання достовірної інформації його поточного стану та проведення попереджувального обслуговування і ремонту.

1.2.2 Надійність, технічне обслуговування і ремонт проводів

Повітряні лінії з розміщеними на ній проводах, роз'єднувачами, розрядниками, запобіжниками значною мірою впливають на надійність системи електропостачання. Їхнє ушкодження дають приблизно 80% планових та аварійних відключень різних споживачів.

При оцінці пошкоджуваності ПЛ 0,4-10 кВ також враховують аномальні роки. В часовий діапазон близько 8-10 років надрозрахункові та понаднормові ожеледно-вітрові навантаження збільшують пошкоджуваність проводів у 3-4 рази а опор у 4-5 разів. Також характерним є те, що пошкоджуваність ПЛ 35 кВ близько у 2 рази менше ніж ПЛ 6-10 кВ (в залежності від регіону) за тих же причин.

Кількість та причини пошкоджень ПЛ обумовлені якістю та віком елементів ПЛ, випадковим характером зовнішніх навантажень, а також існуючими матеріальними та трудовими ресурсами.

Провід та арматура ПЛ повинні мати достатню механічну міцність та електричну провідність, добре протистояти різноманітним атмосферним впливам. На даний момент на ПЛ 0,4-35 кВ загалом застосовують сталелеалюмінієві, алюмінієві і в деяких випадках сталеві проводи.

Провід та арматура є найрозповсюдженішим пошкоджуваним елементом ПЛ. Надійність проводів визначається як наявністю на ньому фрагментарних пошкоджень цілісності проводу та і початковою їх механічною міцністю.

Регулювання механічної напруги у проводах ПЛ можна здійснювати величиною стріли провісу у прольотах. Найбільшої напруги у прольотах проводів 50 мм² виникають через ожеледно-вітрові навантаження. При низьких температурах повітря та при максимальних навантаженнях найбільші напруги можуть мати місце для проводів менших 50 мм² перерізів величини прольотів.

Коли стріли провісу менше проектних, перетяжки проводу при монтажі, призводять до обривів проводів з можливими пошкодженнями опор.

Схлестування проводів при їх розгойдуванні вітром, призводить натяг проводів (що відрізняються більше 10%) зі стрілами провісу, також динамічних зусиллях від струмів к.з., при різкому спаданні з проводу паморозі і ожеледиці.

Зазвичай на випадок схлестування проводів передбачена робота захисту АПВ, однак коли інтервал захисту більше 1 с при багаторазових спрацюваннях АПВ, проводи розпочинають оплавляються та їх жили перепалюватися, що в свою чергу призводить до зменшення механічної міцності проводів та їх місцевих послаблень.

На алюмінієвих проводах марки А перерізів 35 і 25 мм² виникають і інші дефекти, що характерні для наступних причин. Стирання верхніх повивів жил та їх зім'яття при розкочуванні, з нерухомих барабанів проводів, по землі та натяжка під час монтажу проводів по гаках і траверси. Стирання жил при "танцях" проводів та перетискання їх в'язками, втомлювальні процеси та ушкодження від вібрацій у місцях в'язок, що спричинені помилками проектування та конструктивними дефектами.

При односторонніх відкладах ожеледиці на проводах і швидкостях вітру від 5 до 20 м/с відбуваються так звані стрибки, особливо малих перерізів проводів. Також руйнуються проводи при їх розхитуванні (танцях) в ослаблених місцях, випадають і ламаються гаки, опори або їх траверси, зриваються ізолятори. У місцях в'язок, втомні процеси ушкодження проводів, також спостерігаються на проводах з малим числом дротів, у місцях їхніх згинів на відстані 10 сантиметрів від місця в'язки.

Механічні пошкодження проводів ПЛІ призводять перепалів дротів або до обриву проводів при місцевому наїзді автотранспортного засобу на опори, торканні проводів механічних частин різноманітних механізмів, навмисне накидання на проводи, падіння на проводи дерев чи потрапляння гілок, після тривалих снігопадів та ливневих дощів. На ПЛІ 0,4 кВ ці причини дають близько 80 відсотків і ПЛІ 6-35 кВ 20 відсотків пошкоджень проводів.

Для попередження можливих руйнувань та пошкоджень проводів ПЛ здійснюється цілий ряд організаційно-технічних заходів з їх охорони, одні з яких постійних нагляд і чищення її від гілок дерев та рослинності.

Пошкодження проводів ПЛ 6-35 кВ на залізобетонних опорах при перекриттях або пробоях ізоляторів, коли дроти (проводи) перепалюються і оплавляються від протікання струмів к.з. або ємнісних при одночасному пошкодженні у двох різних місцях – ізоляторів. Пошкодження ізолятора проводу вимагають ремонту у 80 відсотків випадків, при цьому заміни пошкоджених ділянок 40 відсотків. До основних пошкоджень контактних затискачів можна віднести спосіб з'єднань та неправильний їх монтаж, застосування нестандартних затискачів.

Технічне обслуговування проводів та допоміжної арматури здійснюється періодично для перевірок їх технічного стану з подальшим виконанням ремонтів. При перевірці і виявленні аварійних місць та пошкодженнях проводу здійснюються позапланові ремонти. Їхній обсяг визначається величиною зниження механічної міцності проводу (дроту) та розміром пошкодження. Якщо вм'ятина перевищує половину діаметра дроту то місце його пошкодження підлягає ремонту.

При місцевому пошкодженні та одночасному обриві дротів приймається, що обриву двох дротів відповідають три дроти з місцевим пошкодженням.

Зниження механічної міцності тросів і проводів лінії вище 1 кВ, при обриві або частковому пошкодженні дротів, що викликало зменшення площі поперечного перерізу не повинно перевищувати [5]: при закріпленні проводів бандажами 17 відсотків перерізу троса або провода, також не більше 4 дротів (проводу) при ремонті місця пошкодження реммуфтою 30 відсотків перерізу алюмінієвої частини сталеоалюмінієвих, сталевих та алюмінієвих проводів.

Відповідно до цього повинна встановлюватися ремонтна муфта при обриві одного дроту проводу ПС-25, двох дротів проводів марок, АС-25 – А-95 , А-25 – А-95 і ПС-35. При більшій кількості обриву дротин проводу пошкоджена

ділянка проводу підлягає повній заміні, при обриві меншої кількості дротин можна закріпити їх бандажем.

На ПЛ до 1 кВ [5] заміні підлягають ділянки проводів АС-70 – АС-16 та ПС-35 при обриві 3 дротів; А-70 – А-16 (з 7 дротами); А-25 – А-16 (з 3 дротами) при обриві одного дроту; ПС-25 при обриві двох дротів. Вони закріплюються бандажем за меншої кількості обірваних дротів.

Дефектна ділянка певної марки повинна бути замінена вирізним проводом тієї ж марки. При цьому її довжина рахується за частиною пошкодженого проводу з додаванням довжини необхідної для закладення в з'єднувачах.

При заміні проводів часто змінюється крок повива, що призводить до нерівномірного їх окремого навантаження дротів, для попередження цього вставка повинна бути для проводів до 50 мм² не менше 5 м, для проводів до 95 мм² не менше 10 м.

Для однодротових проводів і ПЛ до 1к В мінімальна довжина вставок не регламентується. Дроти, нові і ремонтний проводи повинні мати однаковий напрямок повива, щоб унеможливити для вставки розкручування верхніх повивів.

Під час оглядів та обходів ПЛ здійснюються перевірки стану проводів та арматури опор.

Повітряні лінії напругою 35 кВ і вище повинні через 6 років проходити верхові огляди. При такому огляді здійснюється вибіркова перевірка стану тросів і проводів у затискачах, також виконується вимірювання перехідного опору болтових з'єднань.

Для ПЛ 0,4-20 кВ верхові огляди виконуються по необхідності. Також за необхідності регулюють провисання проводів та організуються вимірювання габаритів лінії.

Огляди із землі за допомогою бінокля не завжди дозволяють виявити скрутки, спучини, пошкодження та обриви дротів, оплавлення ділянок розташованих на бічних та нижній поверхнях арматури та проводів, а також контактні затискачі з дефектами, тріщини, характерним потемнінням тощо.

Огляди бажано проводити по можливості у пасмурну погоду, в яку не заважають відблиски від сонця і оплавлення та дрібні дефекти видно краще.

Особливо ретельно мають проводитися огляди наприкінці грозового сезону та перед настанням сезону вітрових та ожеледистих навантажень. При цьому в цей період необхідно виявити та усунути місця де спостерігаються послаблення міцності проводів.

Після автоматичних відключень ПЛ та однополюсних замикань на землю, а також після пожеж та стихійних явищ, що можуть вплинути на роботу елементів лінії слід організувати і проводити позачергові огляди. При цьому аварійні огляди які здійснені позачергово не замінюють планових.

Під час виконання цих оглядів виявляються та встановлюються можливі відхилення фактичних величин стріл провисання від проектних, відстаней проводів що перетинаються до об'єктів і знаходяться в охоронній зоні ПЛ.

Ці відхилення можуть бути спричинені нахилом опор, витяжкою проводів, ослабленням кріплень проводів до ізоляторів. В межах перебування ПЛ можуть з'явитися нові об'єкти чи споруди.

1.3 Огляд систем моніторингу повітряних ліній.

Передача на значні відстані електричної енергії здійснюється переважно за допомогою різного класу напруги повітряних ліній. Її робочий стан, працездатність та дефекти напряму впливають на надійність системи електропередавання та стабільність роботи об'єднаної енергетичної системи. Тому моніторинг повітряних ліній системи передачі є дуже важливою об'єктивною процедурою.

Під поняттям моніторинг потрібно розуміти як постійне (безперервне) стеження за визначеним процесом з метою визначення відповідності його бажаному результату, а також прогнозуванню подальшої роботи та попередження можливих аварійних результатів. Також, можна сказати, що моніторинг технічного стану повітряних ліній електропередачі – цілісна система

постійного визначення технічних параметрів обладнання, об'єктів та вузлів розподільчих електричних мереж, яку здійснюють державні органи разом з електропередавальними організаціями включаючи обленерго для вирішення визначених завдань. [6-8]

Основу для здійснення моніторингу технічного стану повітряних ліній системи передачі було закладено наказом Мінпаливенерго України [9] іще у 2008 році. Даний наказ затвердив впровадження у електроенергетичній галузі збору інформації даних про фактичну оцінку реального технічного стану обладнання, вузлів та об'єктів електричних мереж.

Проблема надійної та ефективної роботи і функціонування елементів систем постачання електроенергії, залежить зокрема від наступних факторів: умов експлуатації, якості діючого обладнання, існуючого технічного стану, організації системи моніторингу та діагностування режимів роботи, організації та експлуатації.

Досить важливою для електрообладнання є оцінка його технічного стану, особливо для того в якого вичерпується граничний ресурс. Достовірна оцінка реального стану обладнання ПЛ дає змогу підвищити надійність роботи лінії, спрогнозувати термін наступного обслуговування та ремонту, знизити фінансові затрати внаслідок аварій від простою обладнання, знизити витрати на огляди, відновлення працездатності, обслуговування та ремонт.

Аварійність електричних мереж на сьогоднішній день найбільше залежить від складних погодних умов, природних стихійних та проведення бойових дій на території проходження повітряних ліній. Без врахування пошкоджень внаслідок бойових дій споживач в нашій країні протягом року в середньому не отримує електропостачання близько 1279 хвилин (21,3 год.), а дивлячись на закордонного споживача за 2009 рік цей показник склав близько 84,3 хв. [10,11].

Вирішення цієї складної для нас проблеми різними напрямками.

Один із них складається у визначенні детальних характеристик дій, якими керує системи діагностування реального технічного стану електрообладнання, які при умові здійснення мінімальних витрат протягом встановленого терміну

(місяць, рік) забезпечать необхідний рівень технічного стану елементів повітряної лінії розподільних мереж [7]. Дана система діагностики дозволяє розрахувати момент часу, у який ймовірно виникне відмова того чи іншого елементу повітряної лінії, у результаті чого шляхом проведення різних запобіжних заходів (обслуговувань, ремонтів) вдається запобігти аварійній ситуації.

Інший напрямок направлений на створення системи моніторингу для спостереження за режимами роботи електричних мереж. При цьому ця система оперативно або в режимі реального часу відслідковує будь-які зміни параметрів елементів електричних мереж, що відображають граничні значення функціонування заданих режимів роботи.

Це в свою чергу дає оперативно черговому персоналу, здійснювати аналіз технічного стану системи, в режимі реального часу. З подальшим оперативним інформуванням про аварію чергових працівників які перебувають на зміні. При цьому доводячи до їхнього відома точне місце на лінії, де сталася аварійна ситуація. Отримана таким чином інформація від системи моніторингу дає можливість оперативного виявлення пошкодженого елемента схеми, для подальшого проведення всіх необхідних ремонтних робіт, з подальшим відновленням нормальної роботи лінії електричної мережі у разі виникнення аварійної ситуації.

Серед існуючих моделей та методів діагностики електротехнічного обладнання впроваджується система постійного моніторингу різних режимів роботи електричних розподільчих мереж шляхом впровадження в певних точках ПЛ системних (комплектних) блоків діагностичного обладнання. При цьому в існуючій базі даних цієї системи накопичується вся інформація вимірних параметрів, на основі яких в подальшому і будується модель зміни стану елементів обладнання. А також, ця система діагностики може надавати миттєву інформацію про аварійний режим в мережі ПЛ керівному та диспетчерському персоналу.

Швидкий інтелектуальний розвиток цифрових технологій останніх десятиліть дозволив розробити цілий кластер моделей, методів, засобів та інформаційних систем діагностики електрообладнання.

Також слід звернути увагу на подальший розвиток існуючих автоматизованих систем моніторингу, що надають можливість здійснювати комплексну оцінку технічного стану елементів повітряної лінії, здійснювати розрахунки залишкового (кінцевого) ресурсу вузлів, та постійно удосконалювати систему управління її станом [6, 12, 13]. Але враховуючи вартість таких автоматизованих системи моніторингу їхнє впровадження можливе тільки на одиничних найбільш критичних і відповідальних об'єктах. Перспективи подальшого розвитку таких «smart grid» (інтелектуальних мереж) лежать в площині їх можливого здешевлення, що сприятиме подальшому впровадженню цих технологій [14].

Також для моніторингу ПЛ широко впроваджений та використовується експлуатаційний метод, який проводиться перед обслуговуванням та ремонтом ПЛ, та полягає у проведенні їх планових та позапланових оглядів [15]. Огляди ПЛ до яких входять планові (періодичні) це денні, нічні, верхові і контрольні та позачергові здійснює бригада робітників, яка фізично знаходиться близько опор і ліній, та інженерно-технічний персонал. На них покладається моніторинг стану ПЛ при якому збирається інформація про стан деформації опор, проводів та ізоляторів. Це вимагає великої кількості матеріальних ресурсів і людино годин, що є досить неефективним. Зі зростанням кількості і довжини ПЛ зростає і складність підтримання їх в належному стані. Планові огляди персоналом втрачають свою ефективність, оскільки напряму пов'язані з місцевістю, погодними умовами, обмеженнями в часі, затримкою в реагуванні.

Останнім часом набуває широкого використання новітня на теперішній час технологія моніторингу ПЛ за допомогою безпілотних літальних апаратів (БПЛА). Такий спосіб забезпечує високу оперативність і значну ефективність при виконанні моніторингу елементів ПЛ навіть у важкодоступних місцях [16].

Такий метод використання літальних апаратів для моніторингу повітряних практично не представлений. Головним завданням для створення системи моніторингу ліній є забезпечення більш ефективнішої роботи операторів та працівників експлуатаційних бригад, здешевлення їхньої роботи та кількості, та впровадження елементів автоматизації процесу.

Розглянемо якими функціональними можливостями володіють ці літальні апарати та в яких аспектах їх можна ефективно використати: проведені оцінки технічного стану ліній; вимірювання прогинів проводів; фотографічної аерофотозйомки проводів, ізоляторів, траверс, опор і ліній взагалі; контроль допустимого наближення гілок дерев до проводів за допомогою лазерного сканування; розробки цифрових моделей місцевості для нових збудованих ліній; обстеження ПЛ; планування прокладання нових шляхів ліній; моделювання навантаження; аналіз та оцінка існуючих прогинів проводів, аналіз існуючих дефектів та несправностей вузлів; моделювання та прогнозування можливого впливу на навколишнє середовище.

Таким чином залучення літальних апаратів для моніторингу елементів лінії повинно суттєво скоротити час та витрати на процес отримання реальної інформації про поточний стан ПЛ; забезпечити охорону праці під виконання оглядів працівників, що здійснюють моніторинг; значно оптимізувати використаний людино-ресурс. До переваг можна віднести, враховуючи тип БПЛА, відносно невелику вартість апарата та його обслуговування; можливість оперативного прибуття до місця аварії при неможливості використовуваної для цього спеціальної техніки. Значним успіхом у застосуванні БПЛА покладений у швидкий розвиток мікропроцесорної техніки, навігації, систем управління та передачі інформації.

Тому планується, що використання БПЛА для моніторингу ПЛ значно підвищить ефективність проведення планових та позапланових оглядів, підвищить надійність електропередачі, зменшить до мінімуму час реагування на пошкодження обладнання, зменшить фінансові витрати на обслуговування і ремонт ПЛ, полегшить процес проектування нових ліній.

Таким чином, БПЛА доцільно впроваджувати як технічний засіб підвищення надійності і оптимізації електропостачання, враховуючи значну протяжність повітряних ліній нашої держави.

1.4 Загальне завдання дослідження та методика його виконання

Магістерська робота покликана для реалізації загального завдання досліджень, спрямованих на удосконалення *методу дистанційної системи моніторингу ПЛ* за допомогою безпілотних літальних апаратів та спрямована на продовження експлуатаційного ресурсу елементів ПЛ, зниження ремонтних затрат і підвищення надійності повітряних ліній системи передачі в цілому.

Вирішення поставленого завдання лежить в площині рішень наступних задач:

1. Провести аналіз технічного стану повітряних ліній системи передачі;
2. Проаналізувати системи технічного обслуговування повітряних ліній;
3. Провести аналіз експлуатаційних ушкоджень неізолюваних проводів повітряних ліній;
4. Аналіз впливу параметрів навколишнього середовища на параметр моніторингу ПЛ;
5. Дати обґрунтування параметру моніторингу проводу повітряної лінії;
6. Розробити систему моніторингу стану проводів повітряної лінії;
7. Розробити заходи з охорони праці під час виконання робіт поблизу повітряних ліній, що знаходяться під напругою та під час їх експлуатації;
8. Привести економічне обґрунтування системи моніторингу стану проводів повітряної лінії.

Вирішення поставлених задач було запропоновано з розбиттям на етапи, кожен з яких потребує своїх методів досліджень. Більш детально розглянемо запропоновані етапи розв'язання поставлених завдань з удосконалення системи дистанційного моніторингу проводу повітряної лінії за рахунок безпілотних літальних апаратів.

На першому етапі дослідження проводиться детальний аналітичний огляд технічного стану повітряних ліній системи передачі різного класу напруги. Здійснюється аналіз існуючих систем технічного обслуговування і ремонту повітряних ліній, основною із яких є система планово-попереджувальних ремонтів, вона вважається досить трудомісткою і в певних моментах малоефективною. Також проводиться огляд вже існуючих систем моніторингу ПЛ, з подальшими рекомендаціями її покращення.

На другому етапі дослідження проводиться аналіз експлуатаційних пошкоджень неізолюваних проводів повітряних ліній, надається обґрунтування вибраному параметру для моніторингу проводу ПЛ та розглядається вплив параметрів навколишнього середовища на цей обраний параметр.

На третьому етапі здійснюється розробка системи моніторингу стану проводів повітряної лінії, що передбачає розробку алгоритму роботи системи моніторингу, проектування функціональної та структурної схем та вибір обладнання і програмного забезпечення для реалізації цієї системи.

На четвертому етапі розглядаються питання впливу напруженості електромагнітного поля на людину, що знаходиться в робочій зоні повітряної лінії. Висвітлюються заходи з охорона праці під час роботи на повітряних лініях електропередачі яка знаходиться під напругою та розрахунки зон впливу діючих ПЛ електропередачі.

На п'ятому етапі виконується визначення техніко-економічних показників від очікуваного економічного ефекту внаслідок впровадження дистанційної системи моніторингу проводів повітряної лінії.

1.5 Висновки до 1-ого розділу

1. Проведено аналіз технічного стану експлуатуємих повітряних ліній системи передачі ОЕС України. Встановлено, що в системі передачі НЕК Укренерго знаходиться на балансі понад сорок років 70% ПЛ напругою 35-800

кВ. Та запропоновані заходи для збереження задовільного технічного стану для ПЛ які знаходяться в експлуатації більше 40 років.

2. Визначено, що для повітряних ліній які перебувають в експлуатації досить тривалий термін, найбільш доцільним буде ремонт по необхідності, що враховує фактичний стан лінії та її елементів на даний момент.

3. Встановлено, що для підвищення експлуатаційної надійності ПЛ, найбільш доцільним буде впровадження в електричних мережах системи їх дистанційного моніторингу.

4. Визначено етапи вирішення поставлених завдань з розробки системи моніторингу проводів повітряної лінії, з метою зменшення витрат на обслуговування і ремонтні роботи та продовження їх строку служби.

2. ОБҐРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРУ МОНІТОРИНГУ ПРОВОДУ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ

Значна частина технологічних порушень у роботі повітряних ліній викликана ушкодженнями їх проводів. Характерною рисою дефектів проводів є складність їх візуального виявлення під час планових оглядів ПЛ. Вони відносяться до так званих прихованих дефектів, розвиток яких за певних обставин може призвести до тяжких аварій на ПЛ. Тому першочергово необхідно провести глибокий аналіз усіх видів експлуатаційних дефектів неізолюваних проводів для обґрунтованого вибору параметру їх моніторингу. Для побудови системи моніторингу стану проводу також важливо оцінити вплив навколишнього середовища на об'єкт моніторингу – провід, з тим, щоб оцінити діапазони метеорологічних величин за яких моніторинг буде доцільним.

2.1 Механізми виникнення та види експлуатаційних дефектів проводів і тросів ПЛ

З огляду на механізми, що спричиняють появу дефектів неізолюваних проводів ПЛ і їх відомі види [3,17-21], всі ушкодження можливо розділити на чотири великі групи: хімічні, електротеплові, механічні, електроізоляційні (рис. 2.1).



Рисунок 2.1 – Класифікація експлуатаційних дефектів проводів ПЛ

Хімічні дефекти проводів виникають внаслідок взаємодії з ними хімічно активних речовин, що знаходяться в навколишньому середовищі. Корозія проводів частіше за все спостерігається на ПЛ, що проходять поблизу підприємств, які викидають у атмосферу хімічноактивні гази та дрібнодисперсні частки, сільськогосподарських підприємств з інтенсивним землеробством, а також морів та солоних озер. Вона починається з дротин зовнішнього повиву та поступово розповсюджується в середину проводу. На ділянках проводу, що знаходяться в підтримуючих і натяжних затискачах корозія протікає найбільш інтенсивно [19, 21]. Досвід експлуатації проводів марок А та АС показав, що вони виявляються найбільш уразливими до дії різноманітних лугів.

У справному проводі стальне осердя добре захищене від дії навколишнього середовища – його верхній шар оцинкований і до нього щільно прилягають повиви з алюмінієвих дротин. Проте у випадку порушення щільності прилягання алюмінієвих дротин до сталюого осердя атмосферна волога регулярно проникає в середину проводу, що викликає місцеве корозійне руйнування як алюмінієвих дротин так і сталюого осердя проводу.

Корозійне ушкодження проводів має електрохімічну природу внаслідок утворення гальванічних пар «алюміній – сталь». Швидкість руйнування проводів марки АС залежить від кількості повивів з алюмінієвих дротин проводу. Для одноповиних проводів вона максимальна, оскільки атмосферна волога змішуючись частками лугів, що осіли на провід утворює електроліт, який легко проникає до сталюого осердя проводу.

Дефекти електрохімічної природи також виникають і на дросинах сталюих грозозахисних тросів (рис. 2.2). Зафіксовані випадки коли поблизу хімічних підприємств за 5-6 років вони покривалися суцільною ржавчиною, у двічі швидше ніж у звичайних польових умовах [21]. Тобто, в зонах інтенсивних викидів навіть якісне оцинкування сталюого осердя проводу має низьку ефективність захисту тросу.

Ушкодження проводів хімічної природи досить складно виявити із землі навіть з біноклем, оскільки це дрібні малопомітні каверни, які як зазначалося вище, утворюються всередині проводу або на входах у підтримуючі та натяжні затискачі.



Рисунок 2.2 - Множинні дефекти гроззахисного троса внаслідок корозії

Електротеплові дефекти проводів ПЛ виникають внаслідок перегріву окремих ділянок проводу, наприклад, при доторканні проводів різних фаз один до одного, при ударах блискавки, струмовому перевантаженню проводу. Ці чинники можуть призвести до повного перепалу проводу або окремих його дротин верхнього повиву. Однак, найбільш поширеним електротепловим дефектом проводу є опіки окремих його дротин (рис. 3.3), які не викликають істотного зменшення механічної міцності проводу [19]. У цілому, ступінь ушкодження проводу залежить від сили струму дуги в аварійному режимі роботи ПЛ та його тривалості.

Ділянки проводу, що піддалися короткочасній дії електродуги, в порівнянні зі справним проводом, мають вид світлих плям. Які в процесі експлуатації поступово темніють і виявити їх стає досить складно.

У місцях опіків проводу, змінюються його фізичні властивості – поверхня стає шорсткою (рис. 2.3), а якщо енергія дуги була достатньою, то відбувається перепалювання окремих дротин з утворенням наплавлень та патьоків метала, внаслідок чого змінюється кристалічна структура проводу. При цьому алюмінієві дротини стають ламкими, що призводить до їх обриву через певний час.

При тривалому горінні дуги, вона може переміщуватися вздовж проводу під дією вітра або електродинамічних сил, у цьому випадку дефекти у вигляді оплавлень і патьоків спостерігаються на значній довжині проводу.



Рисунок 2.3 – Електротеплові дефекти проводу типу АС

Для проводів марки А ушкодження від електродуги є дуже небезпечними, оскільки перепал декількох дротин призводить до значної втрати механічної міцності всього проводу. У той же час, обрив декількох дротин проводу марки АС крупного перерізу (з числом дротин 19 більше) загальну механічну міцність проводу практично не знижує. Однак, під дією вітру перепалені дротини починають розмотуватися, що може призвести до перекриття з них на інші фази чи замикання на землю.

Механічні ушкодження проводів і тросів ПЛ є найчисленнішими і, зазвичай, закінчуються обривами значної кількості дротин проводу. Найбільш розповсюдженими причинами їх виникнення є зачіпання проводів крупногабаритною технікою – автокранами, екскаваторами, стогометами, зерновими комбайнами і т.п., падіння гілок дерев на проводи, вібрації проводу, ожеледно-вітрові навантаження.

Найбільша кількість ушкоджень проводів від падіння дерев фіксується на ПЛ, що проходять через ліси, заповідники паркові зони де ширина профілю траси лінії мінімальна, а також вздовж полезахисних лісосмуг. Якщо до проводу ПЛ 110 кВ і вище доторкаються гілки дерев, то спрацьовують швидкодіючі захисти і ушкодження проводів будуть незначні та малопомітні із землі. На ПЛ нижчих класів напруги гілка чи дерево, що впали під дією електричної дуги починають горіти на всій ділянці від проводу до землі або між фазними проводами. У місці контакту проводу з деревом виникає дуга, яка розігріває провід і він під масою дерева витягується або взагалі рветься.

Якщо вітер направлений перпендикулярно до ПЛ, то з підвітряного боку проводу виникають вихори. Вони періодично зриваються, а на їх місці виникають нові. Утворення вихорів викликає появу імпульсів сили, які діють на провід то знизу то зверху. За певної швидкості вітру виникає механічний резонанс і вздовж проводу в прогоні виникають стоячі хвилі вібрації. Найбільша кількість ушкоджень проводів від вібрації спостерігається на відкритих і рівних прогонах ПЛ довжиною 80-100 м у місцях кріплення проводів – підтримуючих затискачах. Це пов'язано з виникненням знакозмінних додаткових напруг, що призводять до втоми та зміни структури матеріалу проводу і як наслідок, до обриву окремих дротин. Особливістю таких ушкоджень є те, що вони виникають як на зовнішніх так і на внутрішніх повивах. Злам дротин внутрішніх повивів частіше за відбувається в проводів марки АС.

Дія наднормативних ожеледно-вітрових навантажень на провід ПЛ завершується його витягуванням або обривом (рис. 2.4).

Ще однією причиною механічних ушкоджень проводів та тросів є поломки конструктивних елементів вузлів кріплення лінійної арматури. Так внаслідок нечіткої роботи випускаючих затискачів і затискачів з обмеженою міцністю кріплення проводу досить часто відбуваються пошкодження проводів.



Рисунок 2.4 – Обрив проводу на вході натяжного затискача типу НБН внаслідок галопування проводу

Електроізоляційні ушкодження проводів виникають при ушкодженні ізоляторів ПЛ і є досить частим явищем. Причиною їх виникнення є грозові перебиття лінійної ізоляції. Небезпека таких експлуатаційних дефектів полягає в тому, що вони виникають під плашками підтримуючих затискачів і щоб їх виявити необхідно розібрати затискач. Якщо такий дефект вчасно не буде діагностований, то через певний час, при збільшенні механічного навантаження на провід відбувається його обрив. Також відомі випадки ушкодження проводів на певній відстані від підтримуючих затискачів. Якщо відбувся прорив прямого грозового розряду на провід ПЛ то він буде перепалений, а місце ушкодження матиме вигляд зрізаного перерізу.

Проте у більшості випадків електроізоляційні ушкодження не викликають істотної зміни механічної міцності проводу.

Пробій гірлянд підтримуючих ізоляторів у яких є «нульові» ізолятори або одного ізолятора на ПЛ 6-35 кВ зазвичай завершується руйнуванням лінійної ізоляції (рис. 2.5, а) та падінням проводу на землю (рис. 2.5, б). Якщо РЗА при цьому технологічному порушенні спрацює не коректно то провід перегорить.



а)



б)

Рисунок 2.5 – Обрив проводу ПЛ 35 кВ внаслідок ушкодження ізолятора:

а) момент ушкодження ізолятора;

б) момент перегорання проводу

Незалежно від механізмів утворення, всі експлуатаційні дефекти проводів ПЛ призводять до зниження товщини їх дротин або обриву однієї чи декількох дротин зовнішнього чи рідше внутрішнього повивів. Якщо кількість обірваних / перегнутих дротин сягає критичного рівня відбувається повне руйнування проводу – обрив.

2.2 Вибір параметру контролю проводу ПЛ

Проведений аналіз експлуатаційних дефектів показує, що всі вони призводять до ушкодження окремих дротин проводу, а згодом – дефект розвивається до критичного рівня та відбувається руйнування або обрив проводу. Провід ПЛ впродовж всього часу – від справного стану до розвиненого дефекту (обрив окремих дротин) перебуває під робочою напругою, тому визначення його поточного стану необхідно проводити безконтактними методами та засобами неруйнівного контролю. Найбільш придатними для вирішення поставленої задачі є оптичний і тепловий контроль [24].

Візуально-вимірювальний метод є підвидом оптичного неруйнівного контролю. Він вважається одним з найбільш простих і доступних методів, має широке поширення. За його допомогою можливо визначати значну кількість дефектів проводу на початковому етапі, серед них: опіки проводу, корозія, надломи та обриви окремих дротин поблизу підтримуючих затискачів і гасників вібрації. Візуально-вимірювальний контроль проводу ПЛ необхідно проводити за допомогою приладів для контролю віддалених об'єктів – біноклів, телевізійних систем контролю. Біноклі використовуються при виконанні верхових та низових оглядів ПЛ персоналом оперативно-виїзних бригад і показали низьку продуктивність таких оглядів. Тому в останній час все більшого розповсюдження для проведення оглядів ПЛ отримує використання телевізійних систем контролю, основою яких є цифрові відеокамери обладнані потужним оптичним зумом ($>20\times$) та радіоканалом для передавання відеосигналу. Вагомими перевагами таких відеокамер є наступні: мініатюрність, можливість

зберігати отримане зображення на знімний носій інформації (sd-картка), передавання відеосигналу в режимі on-line на значну відстань. На основі цих відеокамер досить легко будувати автоматизовані системи моніторингу стану проводу ПЛ. Головний недолік візуально-вимірювального методу полягає в тому, що він дозволяє виявляти лише поверхневі дефекти. Тому для виявлення прихованих дефектів, наприклад, підвищення контактного опору з'єднання проводу необхідно застосовувати інший метод дистанційного контролю.

Тепловий контроль базується на реєстрації теплового випромінювання об'єкту контролю і може бути реалізованим в т.ч. і за допомогою оптичних методів. Цей метод неруйнівного контролю, на сьогодні, є найбільш високоефективним і перспективним напрямом у діагностиці станів об'єктів. Який дозволяє здійснювати високоточне, безперервне спостереження за справністю об'єкта спостереження. Фіксація наявності надлишкової температури або характер теплового поля дозволяють вчасно виявляти та усувати дефекти. Надлишкова температура дефектів проводу ПЛ виникає з двох причин:

1. Підвищення перехідного контактного опору у місці з'єднання двох проводів:

$$R_k = R_n \left[1 + \frac{2}{3} \alpha (t_k - 20) \right], \quad (2.1)$$

де R_n – перехідний опір контакту, Ом;

$$R_n = \frac{\chi}{0,102 F^m}, \quad (2.2)$$

де χ – коефіцієнт, що залежить від матеріалу контактних пар, їх чистоти, способу обробки перед з'єднанням;

F^m – сила контактного натискання, Н;

m – показник степеню, визначається кількістю контактних точок між проводами;

Підставивши в (2.1) вираз (2.2) отримаємо залежність опору контакту від температури, К:

$$R_k = \frac{\chi}{0,102^m} \left[1 + \frac{2}{3} \alpha (t_k - 20) \right], \quad (2.3)$$

де α – температурний коефіцієнт підвищення електричного опору матеріалу контактних поверхонь для алюмінію складає $4,4 \cdot 10^{-3} \text{ K}^{-1}$;
 t_k – поточна температура контактних поверхонь, К.

Залежність перехідного контактного опору від температури представлена на рис. 2.6. Внаслідок протікання струму через контактні поверхні відбувається їх нагрів, що збільшує їх контактний опір. Одночасно з цим процесом, відбувається нагрів тіла проводу, що призводить до збільшення його питомого опору. Причому збільшення питомого опору проводів відбувається швидше ніж контактних поверхонь, цей феномен пов'язаний зі зниженням твердості матеріалу проводу (алюмінію) внаслідок підвищення його температури та покращення зминання. Тобто, покращення зминання поверхні проводу призводить до підвищення контактного опору, внаслідок зменшення сили притискання. Ділянка $a-b$ залежності $R_k = f(t_k)$ характеризує діапазон до 200°C .

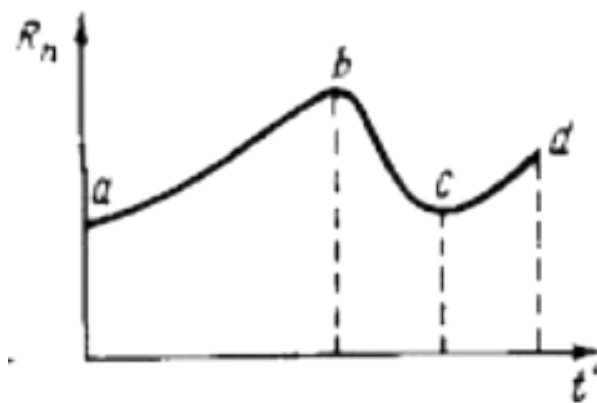


Рисунок 2.6 – Залежність $R_k = f(t_k)$

На цій ділянці перехідний опір зростає внаслідок інтенсивного росту окисних плівок на контактних поверхнях, які проводять електричний струм. Інтенсивність виникнення яких збільшується з ростом температури. Ділянка *b-c* характеризується зниження контактного опору внаслідок зниження твердості матеріалу його розм'якшення, а отже до збільшення площі дотику. На ділянці *c-d* відбувається зростання опору R_k із-за істотного збільшення питомого опору провідників, зазвичай воно завершується повним розплавленням матеріалу провідників, наприклад, при КЗ.

2. Підвищення опору проводу в місцях перелому дротин виникає внаслідок зменшення загального перерізу проводу ПЛ, Ом:

$$\Delta R = (R_{п.д} - R_{п.с}),$$

де $R_{п.д}$ – опір проводу з дефектом, Ом;

$R_{п.с}$ – опір справного (неушкодженого) проводу, Ом;

Виходячи з того, що опір провідника певної довжини рівний

$$R_{п} = \frac{\rho l}{s}, \quad (2.4)$$

де ρ – питомий опір проводу, Ом·м;

l – довжина ділянки проводу, м;

s – площа поперечного перерізу проводу, м².

Отримаємо

$$\Delta R = \frac{\rho l (s_d - s_c)}{s_d \cdot s_c} = \frac{\Delta s \cdot \rho \cdot l}{s_d \cdot s_c}, \quad (2.5)$$

де Δs – різниця між площами перерізів дефектного s_d та справного s_c проводів.

На рис. 2.7 представлена залежність опору провідника від його перерізу.

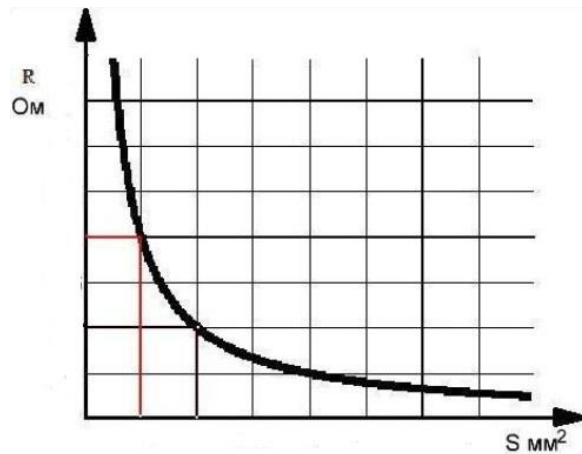


Рисунок 2.7 – Залежність $R_{\pi} = f(s)$

Представлена на рис. 2.7 залежність носить нелінійний характер. При зменшенні площі перерізу проводу до певного критичного значення, відбувається різке збільшення його електричного опору. З фізичної точки зору, опір провідника зростає при зменшенні площі його поперечного перерізу внаслідок збільшення щільності потоку електронного газу, а отже і взаємодії електронів з частинками речовини в провіднику.

Для моніторингу стану проводу із всіх теплових методів для ПЛ найбільш підходить тепловізійний контроль. Він реалізується на основі приладів теплового контролю – тепловізорів. Вони використовуються в різноманітних галузях енергетики. Мають ряд істотних переваг: компактність, зручність у використанні, високі роздільна здатність і точність вимірювання. Основою будь-якого тепловізора є тепловізійна матриця, об'єктив і мікроконтролерний блок обробки інформації. Тепловізори дозволяють реєструвати навіть найменші зміни та перепади у температурному полі об'єкту та зберігати інформацію про них у вигляді фотографій та відео. Крім того, сучасні моделі тепловізорів обладнують камерою видимого діапазону, що дозволяє накладати термограму на видиме зображення.

Отже, в якості параметрів моніторингу стану проводу ПЛ обираємо візуальне зображення проводу та надлишкову температуру дефектів.

2.3 Аналіз впливу параметрів навколишнього середовища на параметр моніторингу ПЛ

До основних параметрів навколишнього середовища, що впливають на інфрачервоне випромінювання проводу ПЛ відносяться: сонячне випромінювання, вітер, атмосферні опади (дощ, туман, сніг), корона та часткові розряди.

Нові проводи типу А, АС мають низьке значення коефіцієнту випромінювання ε , тому сонячні промені відбиваються від їх поверхні і, потрапляючи на матричний сенсор тепловізора, створюють на ньому хибні засвічування (відблиски). Однак, цей коефіцієнт різко зростає приблизно через один рік експлуатації ПЛ внаслідок утворення на поверхні дротин проводу оксидної плівки, а згодом і шару сірого пилу. Тому сонячне проміння в літній, ясний день може суттєво піднімати температуру як окремих ділянок, так всього проводу [22], яка не пов'язана з наявністю дефектів на проводі.

Особливо чутливими до впливу відбитого сонячного випромінювання виявляються пірометри, що працюють у короткохвильовій частині спектрального діапазону інфрачервоного випромінювання 2-5 мкм [23].

З метою запобігання впливу сонячного випромінювання на температуру проводу його моніторинг доцільно здійснювати в темний час доби, в ранкові години за умови відсутності роси або ж у світлий час доби за похмурої погоди. При проведенні моніторингу слід використовувати тепловізори з вимірювальним перетворювачем, що працює на довгохвильовій ділянці інфрачервоного спектру і є найменш чутливим до сонячного випромінювання.

Хоча вітрове навантаження не впливає безпосередньо на процес тепловізійної зйомки, вітер сприяє охолодженню проводів ПЛ. Тому виміряне тепловізором перевищення температури проводу над температурою навколишнього середовища буде заниженим відносно умов, коли вітер відсутній. Більше того, вітер з високою швидкістю «приховує» дефекти проводу, оскільки згладжує їх температурні градієнти [24]. З певним рівнем наближення

вплив швидкості вітру в діапазоні 1-8 м/с на температуру поверхні проводу можливо врахувати з допомогою поправочного коефіцієнта [23]:

$$T_{\Pi} = k_{\Pi.B} T_{\text{д}}, \quad (2.6)$$

де T – температура поверхні проводу за відсутності вітру, °С;

$k_{\Pi.B}$ – поправочний коефіцієнт, що враховує вплив швидкості вітру
можливо визначити з рівняння регресії (коефіцієнт детермінації
 $R^2 = 0,9983$)

$$k_{\Pi.B} = -0,016v_{\text{в}}^2 + 0,3567v_{\text{в}} + 0,6868, \quad (2.7)$$

$v_{\text{в}}$ – швидкість вітру, м/с.

Графічна залежність $k_{\Pi.B} = f(v_{\text{в}})$ представлена на рис. 2.8, аналіз залежності показує, що температура проводу при швидкості вітру 8 м/с знижується більше ніж у 2,5 рази, за тих самих умов, але при швидкості вітру до 1 м/с. Тому при швидкості вітру вище 8 м/с пошук дефектів проводу з температурними аномаліями проводити немає сенсу, внаслідок значної похибки вимірювання [23, 24].

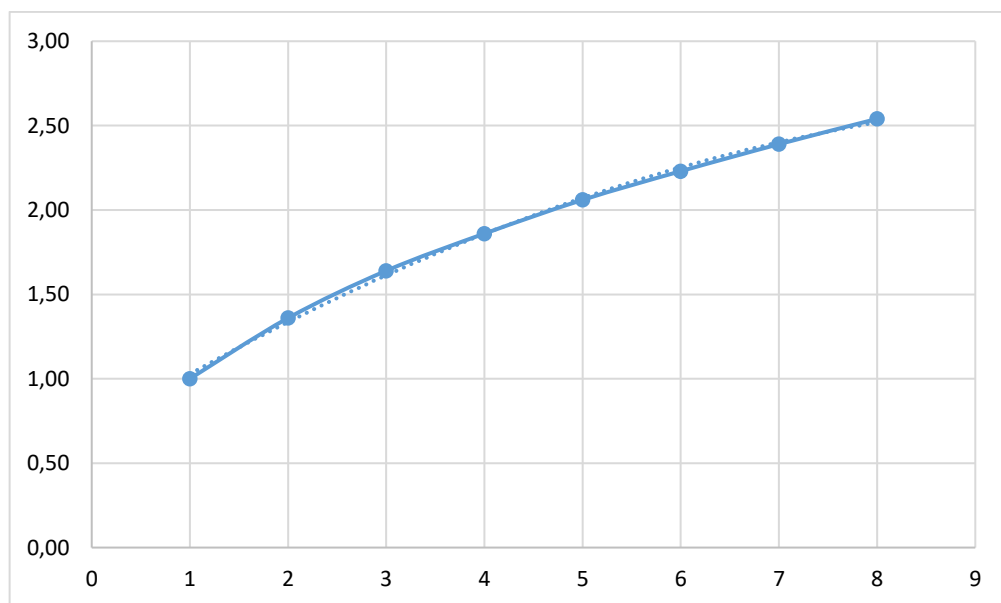


Рисунок 2.8 – Залежність поправочного коефіцієнта від швидкості вітру

Всі рідкі атмосферні опади – це масиви крапель води різних розмірів, що знаходяться в даний момент часу в одиниці об'єму повітря. Краплини води з яких складається туман, різні види дощу розсіюють і поглинають інфрачервоне випромінювання, а отже зменшують чутливість і збільшують похибку вимірювання температурних аномалій дефектів проводу ПЛ.

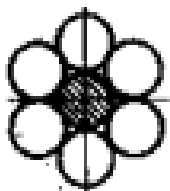
Тверді опади – сніг, паморозь, ожеледь крім того, що розсіюють і поглинають інфрачервоне випромінювання також охолоджують поверхню проводу. Тому пошук дефектів проводу можливо виконувати лише при під час слабкого снігопаду із сухим снігом.

При проведенні моніторингу на ПЛ номінальної напругою 35 кВ і вище коронування та часткові розряди на поверхні проводу істотно впливають на вимірювальне тепловізійне обладнання. Найбільше ці ефекти проявляються при використанні приладів з вимірювальним сенсором, налаштованим на короткохвильову ділянку інфрачервоного спектру (3-5 мкм). Це пов'язано з тим, що до діапазону спектру електричної корони та часткових розрядів входять хвилі з довжиною 1 мкм. У результаті такі тепловізори сприймають часткові розряди як хибні області нагріву поверхні проводу та завищують його дійсну температуру.

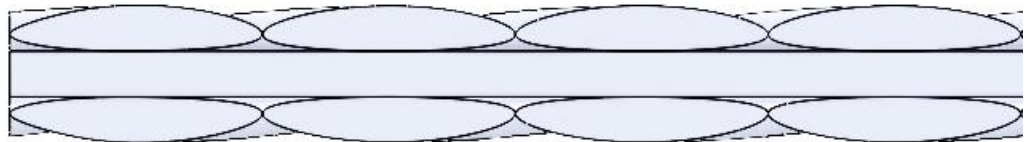
Зменшити похибку вимірювання температури проводу від впливу ефектів коронування на тепловізор можливо шляхом використання приладів з вимірювальними перетворювачами, що працюють на ділянці інфрачервоного спектру з довжиною хвиль 8-12 мкм. Ще один спосіб полягає в одночасному знятті напруги з обладнання та проведення його обстеження. При цьому корона та часткові розряди зникають, а температурні аномалії дефектів залишаються внаслідок теплової інерції. Однак, останній спосіб малопридатний для ПЛ із-за їх великої протяжності та може бути використаним для екстреного виявлення одного складного дефекту.

2.4 Особливості проведення моніторингу з врахуванням специфіки проводу ПЛ

Неізолюваний провід ПЛ типів А, АС – це складне геометричне тіло, яке складається з окремих, навитих навколо алюмінієвого або сталюого осердя дротин, причому напрям скручування верхнього повиву має правий напрям скручування. Внаслідок того, що зовнішні обриси проводу складаються із суми арок окремих дротин не дозволяє отримати щільне навивання проводу (рис. 2.9). Внаслідок цього між сусідніми дротинами утворюються щілини які будуть випромінювати теплову енергію з дещо підвищеною інтенсивністю ніж плоска поверхня. Це пов'язано з численним відбиттям потоку випромінювання всередині цих щілин. Тому температура щілин виміряна за допомогою тепловізора буде завжди завищеною, ніж поверхня поблизу них, оскільки їх коефіцієнт випромінювання більш високий ніж коефіцієнт випромінювання навколишньої поверхні [23]. У таких випадках полосні випромінювачі, дозволяють отримати інформацію про реальну температуру об'єкта. У польових умовах, на ПЛ в якості полосних випромінювачів можливо використати отвори під кріпильні елементи ПЛ, різьбу, кутики траверс навіть глибокі подряпини на проводі. Якщо глибина щілини чи порожнини в декілька разів перевищує її ширину коефіцієнт випромінювання може сягати до 0,98.



а)



б)

Рисунок 2.9 – Розрізи проводу типу АС:

а) поперечний;

б) повздовжній

Провід ПЛ, як і будь-які інші тіла має теплову інерцію, тому дуже важливо знати в якому тепловому стані він знаходиться – стаціонарному чи нестаціонарному. У реальних умовах стаціонарних теплових потоків практично не існує. Завжди відбувається теплообмін між проводом та навколишнім середовищем, внаслідок відмінності між його тепловою інерцією та повітря, водності повітря. Однак, при проведенні моніторингу стану проводу на основі тепловізійної зйомки, за умови стабілізації сили струму в проводі, відсутності різкої зміни погодних умов, цими незначними флуктуаціями теплових потоків можливо знехтувати і розглядати температурне поле проводу так, ніби воно стаціонарне. Такі теплові поля (потоки) називають квазістаціонарними.

Для якісного проведення моніторингу стану проводу ПЛ необхідно знати теплові постійні проводу ПЛ, щоб проводити моніторинг за теплової стабілізації його стану.

Ефективний коефіцієнт випромінювання $\varepsilon_{\text{еф}}$ залежить від кута спостереження, так він має максимальне значення коли спостереження проводиться перпендикулярно до поверхні, тобто кут спостереження $\alpha = 0$ (див. рис. 2.10). Зі збільшенням кута значення $\varepsilon_{\text{еф}} \rightarrow 0$ (випадок, спостереження до дотичній до поверхні). Для металів коефіцієнт випромінювання практично не змінюється у діапазоні кутів спостереження $0 \div 40^\circ$.

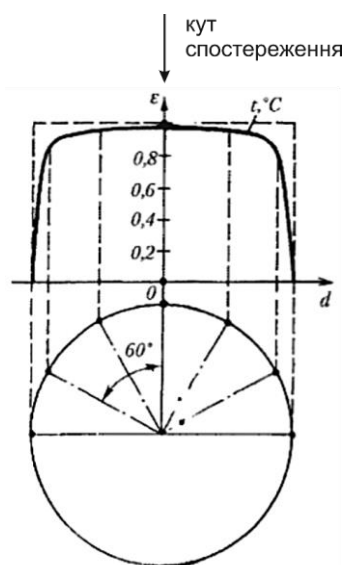


Рисунок 2.10 – Залежність коефіцієнта випромінювання від кута спостереження [23]

У реальних електромережах проведення моніторингу ПЛ при їх номінальному навантаженні складна технічна задача, що пов'язана проведенням комплексу заходів направлених на зміну режиму роботи як окремих повітряних ліній, так і всієї мережі. Тому обстеження ПЛ, зазвичай, відбувається при їх поточному навантаженні, крім того одне із головних завдань сучасної системи моніторингу стану – це відсутність будь-якого впливу на роботу лінії. Визначення прогнозованої температури проводу, його контактних з'єднань та підтримуючих затискачів проводиться розрахунковим шляхом. Вимірювану дійсну температуру проводу за поточного струму приводять до його номінального значення за виразом [23]

$$T_{\text{прог}} = \left[\frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{вим}}} \right]^2 T_{\text{вим}}, \quad (2.8)$$

де $T_{\text{прог}}$ – прогнозована температура проводу $^{\circ}\text{C}$, за умови протікання по ньому номінального струму $I_{\text{ном}}$, А;

$I_{\text{вим}}$ – поточний струм у проводі (фазі лінії), А;

$T_{\text{вим}}$ – дійсна температура проводу, у момент проведення обстеження, $^{\circ}\text{C}$

Тепловійний контроль зварних і опресованих з'єднань проводів необхідно проводити за надлишковою температурою і коефіцієнтом дефектності, які були приведені до струму $0,5I_{\text{ном}}$ за виразом [23]:

$$\delta T_{0,5} = \left[\frac{I_{\text{ном}}}{2I_{\phi}} \right]^2 \delta T_{\text{вим}}, \quad (2.9)$$

де $\delta T_{0,5}$ – прогнозована температура проводу $^{\circ}\text{C}$, за умови протікання по ньому 50% номінального струму $I_{\text{ном}}$, А;

I_{ϕ} – фактичний струм у проводі (фазі лінії) у момент проведення тепловізійного контролю, А;

$T_{\text{вим}}$ – дійсна температура проводу, у момент проведення обстеження, °С.

Коефіцієнт дефектності контактних з'єднань

$$k_d = \frac{T_{\text{вим.мах}}}{T_{\text{пр.мах}}}, \quad (2.10)$$

$T_{\text{вим.мах}}$ – максимальна виміряна температура ділянки проводу, що перевіряється °С;

$T_{\text{пр.мах}}$ – максимальна температура ділянки неушкодженого проводу на відстані не менше 1 м від ділянки (об'єкту), що діагностується, °С;

Практика проведення тепловізійних оглядів проводів та їх контактних з'єднань показує, що при протіканні по них струмів величиною менше $0,25I_{\text{ном}}$ точність визначення їх стану виявляється занадто низькою.

Формули приведення (2.8) і (2.9) на практиці завжди дає завищені значення температури, така ситуація пов'язана, насамперед, з тим що вона не враховує втрату тепла проводом (контактним з'єднанням), а також нелінійність перехідного контактного опору. Похибка перерахунку може сягати 100% [25], і різко збільшується при зменшенні струму навантаження ПЛ. У результаті дається помилкова оцінка про технічний стан контрольованого елемента ПЛ, а ремонт буде проведений для обладнання яке його ще не потребує. Тому вираз (2.8) і (2.9) доцільно застосовувати лише при дуже малій різниці між струмами $I_{\text{ном}}$ та $I_{\text{ф}}$, коли фактори, що не враховує модель практично не змінюються [26]. У зв'язку з цим, тепловізійне обстеження проводів ПЛ доцільно проводити при навантаженні ПЛ не менше $(0,3-0,5)I_{\text{ном}}$. Крім того, при проведенні обстеження ПЛ слід враховувати завантаження кожної фази, якщо виявиться, що навантаження несиметричне, приведення температур необхідно виконати для кожної фази.

Отже, проведення моніторингу стану проводів ПЛ у робочому режимі за допомогою тепловізійної зйомки потребує приведення отриманих значень температури дефектів до номінального струму ПЛ, за допомогою уточнених математичних моделей.

2.5 Висновки до 2-ого розділу

1. Встановлено, що незалежно від механізму виникнення, всі види дефектів проявляються в зменшенні перерізу або обриві окремих дротин проводу, а після стадії розвитку до критичного рівня – до обриву проводу.

2. Встановлено, що в якості параметрів контролю стану проводу ПЛ найбільш придатними є зображення проводу з відеокамери видимого діапазону та його температура, визначена за допомогою тепловізора.

3. З'ясовано, сонячне випромінювання, вітер, атмосферні опади (дощ, туман, сніг), корона та часткові розряди мають істотний вплив на теплове випромінювання проводу та його конструктивних елементів. Нівелювати їх вплив шляхом проведення моніторингу за допомогою тепловізора обладнаного сенсором, що працює на ділянці інфрачервоного спектру з довжиною хвиль 8-12 мкм у вечірні та ранкові години, за відсутності сильного вітру, дощу та конденсації вологи на конструктивних елементах ПЛ.

4. Виявлено, що обстеження проводів ПЛ проводиться при навантаженні нижче номінального, що викликає необхідність проводити перерахунок вимірної температури, однак існуючі математичні моделі мають велику похибку в зоні малих струмів і потребують удосконалення.

3. РОЗРОБКА СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ СТАНУ ПРОВОДІВ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ

Система моніторингу стану проводу (СМСП) повітряної лінії – це комплекс технічних засобів, що здійснюють синхронізоване дискретне спостереження за станом неізовльованих проводів, на основі результатів якого приймається рішення про наявність дефектів проводу та управлінські рішення, щодо їх усунення. Розробка СМСП ПЛ полягає в формулюванні технічних вимог до неї, обґрунтуванні функціональної та структурної схем, вибору основного обладнання і необхідного програмного забезпечення.

3.1 Розробка функціональної схеми системи моніторингу

СМСП ПЛ на основі БпЛА в умовах модернізації розподільних електромереж шляхом впровадження технології Smart grid, повинна задовольняти таким вимогам:

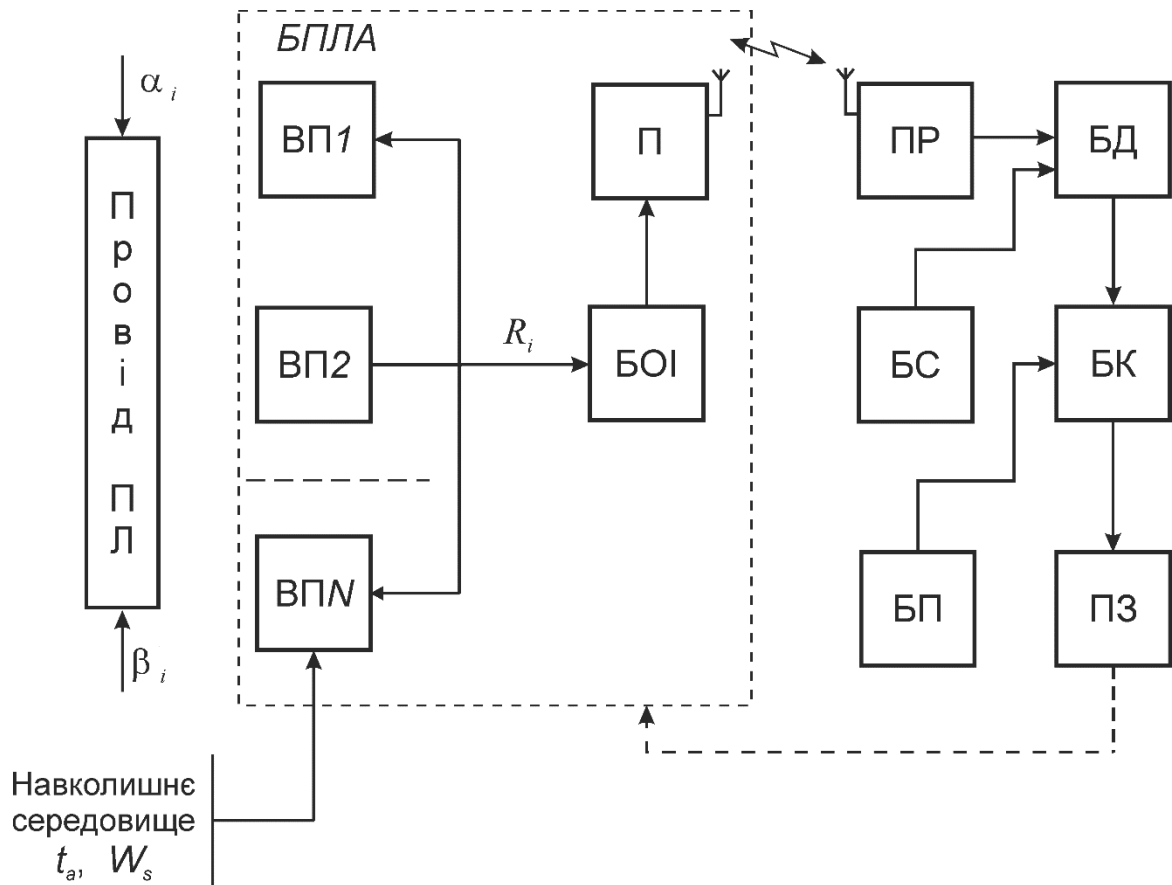
- фіксувати GPS-координати експлуатаційних дефектів;
- формувати польотні завдання;
- проводити розрахунок температури проводу на основі вимірюваних метеорологічних параметрів при протіканні номінального струму ПЛ;
- легко інстальоватися в існуючі інформаційні системи електромережі;
- тривало працювати без обслуговування;
- працювати в діапазоні температур навколишнього середовища від -15 до 30°C.

На БпЛА, який є основним елементом системи повинні бути встановлені:

- відеокамера високої роздільної здатності та зумом не менше 20x;
- тепловізійна камера;
- вимірювальний перетворювач інтенсивності сонячної радіації (інсоляції);
- вимірювальний перетворювач температури повітря.

Виходячи з обраного в р. 2.2 параметру контролю проводу ПЛ і висунутих вимог була розроблена функціональна схема СМСП ПЛ, яка представлена на рис. 3.1. Запропонована СМСП для своєї роботи не потребує окремого джерела тестових сигналів, тобто вона не впливає на роботу ПЛ, при цьому вона піддається впливу внутрішніх α_j та зовнішніх β_j чинників. Внутрішні чинники – це робочі впливи на ПЛ, а зовнішні – це вплив навколишнього середовища. Принцип дії схеми полягає в наступному. У блоці керування БК зберігається алгоритм роботи системи. Відповідно до його команд здійснюється дискретний моніторинг проводу ПЛ. За нормальних умов, обстеження проводів ПЛ здійснюється через рівні проміжки часу, якщо ж виникають складні погодні умови – то проводяться позапланові перевірки. Інформація про поточну та майбутню погоду надходить з блоку погоди БП.

На основі інформації про останню перевірку та погодні умови БК формує польотне завдання ПЗ. Згідно вказаної траси польоту БпЛА (за допомогою оператора або автоматичному режимі) починає обліт ПЛ з точки старту. Траса польоту БпЛА розробляється заздалегідь зі встановленням на ній реперних точок. Під час обльоту з ВП1-ВПN зчитуються сигнали R_j^* відповідей на чинники α_j і β_j , які надходять до блоку обробки інформації БОІ. Отримані сигнали БОІ обробляє та передає до передавача П, який передає їх по радіоканалу до приймача ПР. Після розшифрування отриманих сигналів ПР передає їх до бази даних БД. У ній зберігається інформація про виявлені дефекти проводу. До БД також заноситься інформація про струм ПЛ. Після закінчення обльоту ПЛ, отримана інформація зчитується БК із БД і проводиться її аналіз. Якщо виявиться, що по лінії протікає струм менше номінального то проводиться визначається температури проводу розрахунковим шляхом, за умови протікання по ній номінального струму. Визначена температура заноситься до відповідної БД. На основі отриманого значення температури проводу визначається ступінь складності дефекту.



ВП – вимірювальний перетворювач; П – передавач; БОІ – блок обробки інформації; ПР – приймач; БД – база даних; БС – блок значень струму ПЛ; БК – блок контролю; ПЗ – блок формування польотних завадань; БП – блок погоди;

Рисунок 3.1 – Функціональна схема СМСП ПЛ.

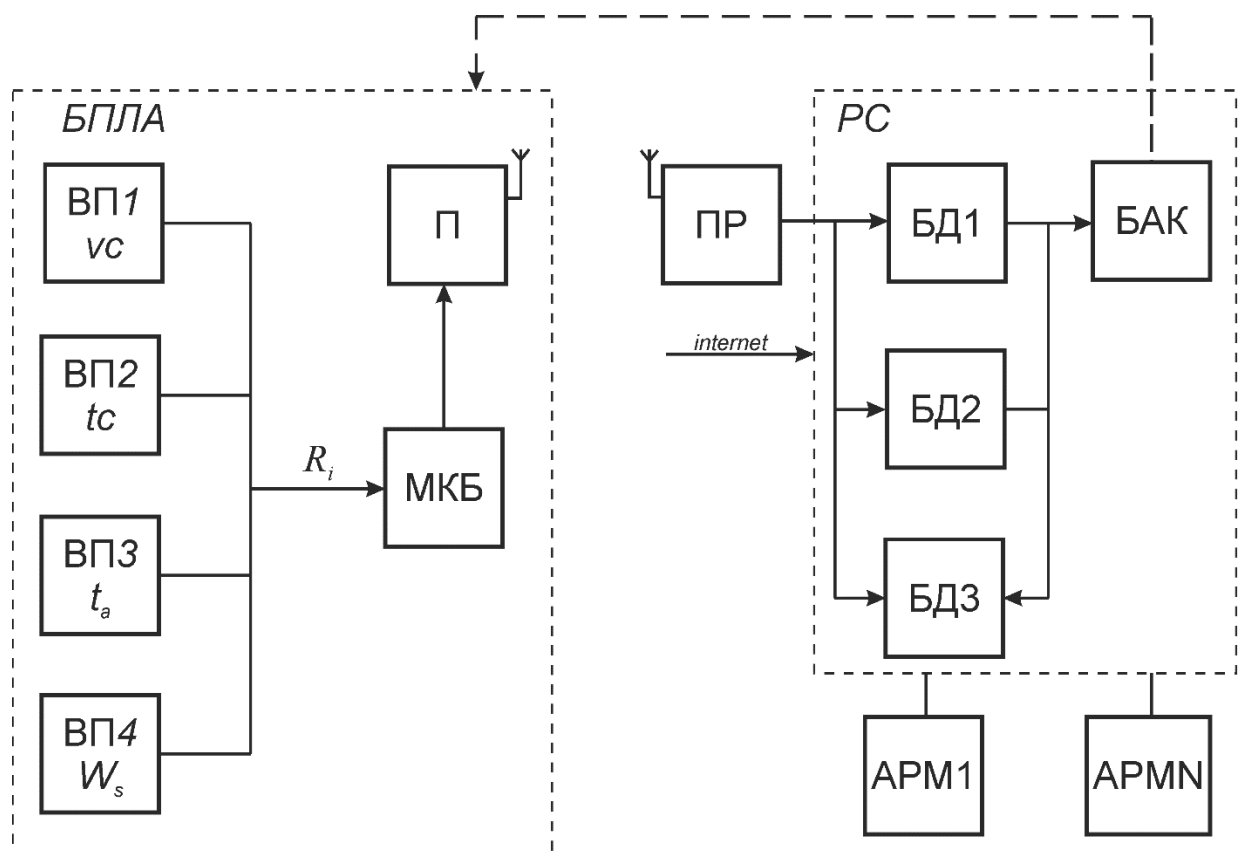
3.2 Розробка структурної схеми системи моніторингу

Структурна схема системи (рис. 3.2) розробляється на базі функціональної схеми системи моніторингу стану проводу та висунутих вимог у р.3.1. Структурна схема СМСП складається з двох частин – мобільної та стаціонарної. Мобільна частина – це обладнаний необхідними вимірювальними перетворювачами ВП1-ВП4, принаймні, один БПЛА. Стаціонарна частина - це комплекс спеціалізованого обладнання, що розміщується в службі ліній оператора розподілу електроенергії, до її складу входять приймач ПР, робоча станція Р та автоматизовані робочі місця АРМ1-АРМN.

На БпЛА встановлюються:

- цифрова відеокамера, для фіксації зображень дефектів і їх візуального огляду;
- тепловізор для виявлення температурних аномалій дефектів проводу та його нероз'ємних контактних з'єднань;
- цифровий вимірювальний перетворювач температури повітря;
- цифровий вимірювальний перетворювач інтенсивності сонячної радіації.

Робота структурної схеми СМСП ПЛ заключається в наступному. БАК згідно наміченого плану дає дозвіл на проведення одичного обстеження ПЛ. БпЛА розпочинає обліт ПЛ з точки старту за заздалегідь сформованим маршрутом. Доступні сьогодні на ринку БпЛА серійного виробництва не дають



ВП – вимірювальний перетворювач; П – передавач; МКБ – мікро-контролерний блок; ПР – приймач; РС – робоча станція; БД – база даних; БАК – блок аналізу та керування; АРМ – автоматизоване робоче місце

Рисунок 3.2 – Структурна схема системи моніторингу ПЛ:

змоги проводити моніторинг ПЛ у повністю автоматичному режимі. Тому керування БПЛА здійснює пілот та його помічник. Обстеження проводів для кожної фази проводиться окремо, за допомогою тепловізора. Якщо виявляється температурна аномалія то БПЛА зависає на безпечній відстані поблизу проводу, проводиться фокусування камери, здійснюється відеозапис дефекту в інфрачервоному та видимих діапазонах спектру випромінювання, записуються GPS-координати та надається дефекту номер, вимірюється температура навколишнього повітря та сонячна інсоляція. Вся виміряна інформація передається до блоку МКБ, який, за необхідності, здійснює перетворення інтерфейсів зв'язку та відправляє її до передавача П. Приймач ПР по радіоканалу отримує інформацію та пересилає до робочої станції РС. Яка виконує її розподіл по відповідних базах даних:

БД1 – порядковий номер ПЛ, номер дефекту, GPS координати дефекту, значення температури навколишнього середовища та інсоляції, час та дата вимірювань;

БД2 – відеофайли дефекту ПЛ, час та дата їх запису;

БД3 – порядковий номер ПЛ, номери кожної ланки ПЛ, що має відмінні електричні параметри, електричні параметри всіх ланок ПЛ, значення струму в кожній фазі на момент проведення моніторингу ПЛ, час та дата вимірювання.

Інформація про поточну силу струму може бути взята з інших інформаційних систем енергопостачальної компанії, наприклад, інформаційної системи обліку та вимірювання по будь-якому доступному каналу зв'язку.

Всі дані синхронізуються в часі.

Занесені дані з БД зчитуються БАК і проводиться їх аналіз. Якщо виявиться, що температурна аномалія зафіксована при струмі меншому за номінальний то проводиться БАК проводить розрахунок температури проводу за тих самих умов навколишнього середовища але з урахуванням температури проводу.

Як зазначалося в розділі 2, вирази (2.8) і (2.9) для перерахунку температури проводу на номінальний струм на практиці дають завищений результат. Це

пов'язано з тим, що вони не враховують втрати тепла проводом ПЛ внаслідок дії механізмів конвекції, теплопровідності та випромінювання. Тому для підвищення точності визначення температури дефекту ПЛ за номінального струму розглянемо рівняння теплового балансу проводу.

Диференційне рівняння теплопровідності для тіла довільної форми записується наступним чином [27]:

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = \frac{1}{c\rho} \operatorname{div}(\lambda \operatorname{grad} t) + \frac{q_v}{c\rho}, \quad (3.1)$$

де t – температура тіла;

τ – поточний час;

c – питома теплоємність;

ρ – густина тіла;

λ – коефіцієнт теплопровідності;

q_v – кількість тепла, що виділяється джерелами в одиниці об'єму тіла за одиницю часу.

Для нестационарної задачі рівняння (3.1) при $q_v = 0$ та $\lambda = \text{const}$ набуде вигляду:

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = a \nabla^2 t + \frac{q_v}{c\rho} = \frac{\lambda}{c\rho} \left[\frac{\partial^2 t}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial z^2} \right] + \frac{q_v}{c\rho}, \quad (3.2)$$

де a – коефіцієнт температуропровідності тіла:

$$a = \lambda / (\rho \cdot c); \quad (3.3)$$

∇^2 – оператор Лапласа:

$$\nabla^2 = \frac{\partial^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2}{\partial y^2} + \frac{\partial^2}{\partial z^2}. \quad (3.4)$$

Для подальшого аналізу (3.4) визначимо режим теплообміну проводу ПЛ. Для цього розрахуємо його число Біо для швидкості вітру в діапазоні 0 – 15 м/с:

$$Bi = \frac{h_{c,d} d}{\lambda}, \quad (3.5)$$

де $h_{c,d}$ – коефіцієнт конвективного теплообміну проводу [28], Вт/м²К:

- якщо швидкість вітру, $v_a = 0$, тоді:

$$h_{c,d} = 1,287 \left(\frac{\Delta t}{d} \right)^{0,25}; \quad (3.6)$$

Δt – перегрів проводу, °С;

d – діаметр проводу, м;

- за умови, що кут між нормаллю до поверхні проводу ПЛ і вектором швидкості вітру, що перетинає цей провід під кутом $\psi = 90^\circ$ та $v_a > 0$ м/с:

$$h_{c,d} = \frac{k_a}{d} 10^{-0,07043+0,3153 \cdot \log(Re)+0,03553 \cdot (\log(Re))^2}, \quad (3.7)$$

Re – число Рейнольдса

$$Re = v \cdot d_w / \nu; \quad (3.8)$$

ν – кінематична в'язкість повітря, м²/с;

k_a – теплопровідність повітря, Вт/м·К;

- якщо кут $\psi < 90^\circ$, $v_a > 0$ м/с:

$$h_{c,d} = \frac{0,0244k}{d} 10^{-0,07043+0,3153 \cdot \log(Re)+0,03553 \cdot (\log(Re))^2}, \quad (3.9)$$

λ – коефіцієнт теплопровідності проводу Вт/м·К:

$$\lambda = \frac{2,47 \cdot 10^{-8} \cdot (273,15 + t)}{r_p}, \quad (3.10)$$

t – температура проводу, °C;

r_0 – погонний омичний опір проводу приведений до температури t °C, Ом/м

$$r_0 = r_{20} [1 + \alpha_e (t - 20^\circ)], \quad (3.11)$$

r_{20} – електричний опір постійному струму еквівалентного циліндра проводу ПЛ розміром 1 м. дов.×1 м. діам. за температури 20°C, Ом/м:

$$r_{20} = rS \cdot 10^{-9}, \quad (3.12)$$

r – омичний електричний опір 1 м проводу, Ом·м;

S – сумарна площа перерізу алюмінієвої та сталюї частин проводу, мм²

$$S = S_{Al} + S_{Fe}, \quad (3.13)$$

S_{Al} , S_{Fe} – сумарні площі перетину, відповідно, алюмінієвих та сталюїх жил проводу. Для алюмінієвих проводів марки А – $S_{Fe} = 0$;

α_{eqv} – еквівалентний температурний коефіцієнт, для сталюїалюмінієвого проводу марки АС:

$$\alpha_{eqv} = k_{Al} \cdot \alpha_{Al} + k_{Fe} \cdot \alpha_{Fe}, \quad (3.14)$$

α_{Al} , α_{Fe} – температурні коефіцієнти, відповідно, для алюмінію та сталі.

На рис. 3.3 і 3.4. представлені результати розрахунку числа Біо для проводів ПЛ отримані за запропонованою методикою.

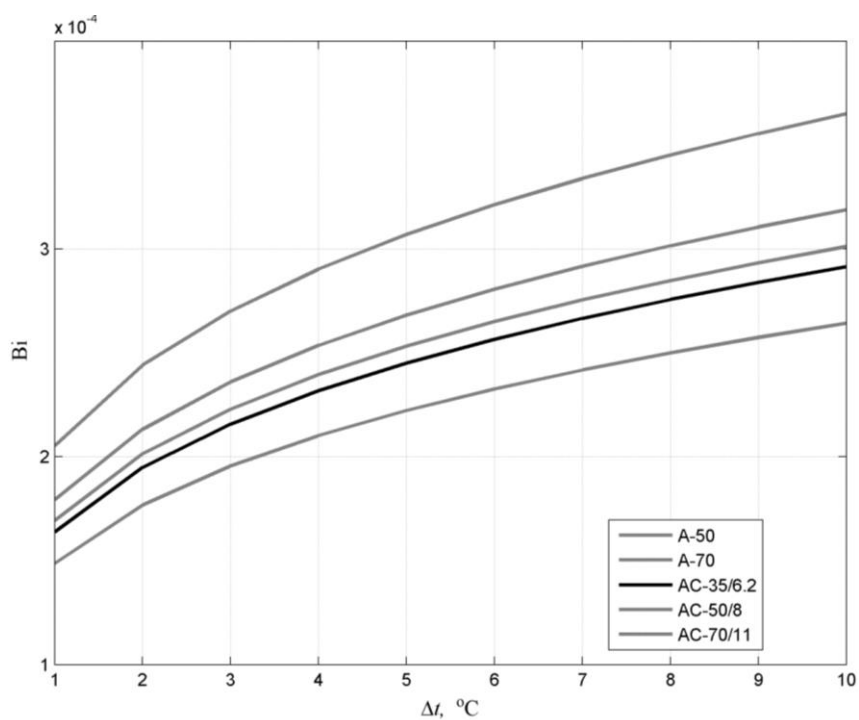


Рисунок 3.3 – Число Біо, провід сухий, природна конвекція

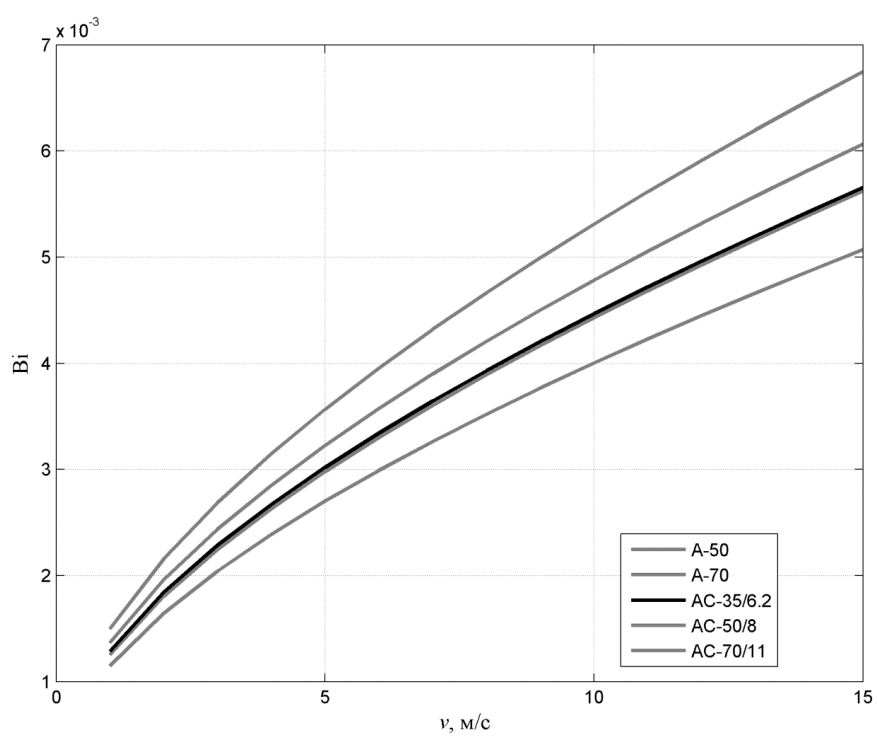


Рисунок 3.4 – Число Біо, провід сухий, $\psi = 90^{\circ}$

Отже, у всіх випадках $Bi < 0,01$ тому провід ПЛ у подальших розрахунках вважаємо термічно «тонким» тілом.

Тоді для проводу ПЛ будуть справедливі рівності:

$$\begin{aligned}\frac{\partial t}{\partial x} &= 0; \quad \frac{\partial t}{\partial y} = 0; \quad \frac{\partial t}{\partial z} = 0; \\ \frac{\partial^2 t}{\partial x^2} &= 0; \quad \frac{\partial^2 t}{\partial y^2} = 0; \quad \frac{\partial^2 t}{\partial z^2} = 0.\end{aligned}\quad (3.15)$$

З урахуванням (3.15) рівняння (3.4) набуде вигляду

$$\rho c \frac{dt}{d\tau} = q_v. \quad (3.16)$$

Рівняння теплового балансу для ділянки проводу ПЛ з урахуванням потужностей:

- внутрішніх джерел нагріву (електричний струм);
- внутрішніх джерел охолодження (втрата внаслідок випромінювання);
- зовнішніх джерел (набуття внаслідок сонячного випромінювання):

$$mc_{eqv} \frac{dt}{d\tau} = q_{v,h} V + q_{sun} S - h_{c,d} S [t - t_a] - q_{rad} S, \quad (3.17)$$

де m – маса ділянки сталевалюмінієвого проводу: $m = m_{Al} + m_{Fe}$;

m_{Al} , m_{Fe} – маси, відповідно, алюмінієвих і сталевих дріт проводу, для повністю алюмінієвих проводів – $m = m_{Al}$;

c_{eqv} – еквівалентна теплоємність проводу. Для проводів марки АС:

$$c_{eqv} = \frac{m_{Al} c_{Al} + m_{Fe} c_{Fe}}{m_{Al} + m_{Fe}}, \quad (3.18)$$

c_{Al} , c_{Fe} – питомі теплоємності, відповідно, алюмінію та сталі, для алюмінієвих

проводів – $c_{eqv} = c_{Al}$;

q_{sun} – максимальна потужність випромінювання сонця, що поглинає провід визначаємо за методикою приведеною в [29]

$$q_{sun} = W'_{sun} \cdot d ; \quad (3.19)$$

W'_{sun} – інтенсивність сонячного випромінювання для перевірки моделі визначаємо за методикою приведеною в [30], а при роботі системи моніторингу стану визначається вимірювальним перетворювачем:

$$W'_{sun} = \alpha k_H W_{sun\Sigma} \sin \delta ; \quad (3.20)$$

α – коефіцієнт поглинання проводу ПЛ, приймаємо 0,6;

k_H – коефіцієнт, що враховує вплив висоти прокладання ПЛ над рівнем моря H . Якщо $H < 150$ м то $k_H = 1$, якщо H знаходиться у діапазоні 150-1000 м, то

$$k_H = 0,116 \lg H + 0,725 ; \quad (3.21)$$

$W_{sun\Sigma}$ – сумарна інтенсивність прямої та відбитої сонячної радіації:

- для чистого повітря

$$W_p = 250,874 + 27,637h_{sun} - 0,3394h_{sun}^2 + 1,4435 \cdot 10^{-3}h_{sun}^3 ; \quad (3.22)$$

- для повітря середньої забрудненості

$$W_p = 134,282 + 26,738h_{sun} - 0,3134h_{sun}^2 + 1,2893 \cdot 10^{-3}h_{sun}^3 ; \quad (3.23)$$

- для забрудненого повітря

$$W_p = -21,092 + 27,492h_{sun} - 0,318h_{sun}^2 + 1,3357 \cdot 10^{-3}h_{sun}^3 ; \quad (3.24)$$

δ – активний кут нахилу сонячних променів:

$$\delta = \arccos(\cos(h_{sun}) \cdot \cos(180 - \psi_1)); \quad (3.25)$$

h_{sun} – кутова висота Сонця для північної півкулі Землі

$$h_{sun} = 113,5 - \varphi; \quad (3.26)$$

φ – широта місцевості, $\varphi \geq 23,5^\circ$;

ψ_1 – географічний кут проводу ПЛ;

S – площа поверхні ділянки проводу;

t – температура ділянки проводу в момент часу τ ;

t_a – температура повітря;

$q_{V,h}$, $q_{V,fr}$ – потужність внутрішніх джерел теплоти, відповідно, що виділяється джерелами та поглинається стоками в одиниці об'єму тіла за одиницю часу;

V – об'єм ділянки проводу;

c_w – питома теплоємність води;

R – радіус проводу;

l – довжина ділянки проводу;

Згідно закону Стефана-Больцмана втрати потужності під час теплообміну випромінюванням

$$q_{rad} = \varepsilon C_0 (273 + t)^4, \quad (3.27)$$

де ε – ступінь чорноти поверхні проводу, для окисленого алюмінію дорівнює 0,13 відн. од. [31];

C_0 – коефіцієнт випромінювання абсолютно-чорного тіла, дорівнює $5,67 \cdot 10^{-8}$ Вт/м², [31];

Вважаємо, що при конвективному теплообміні температура навколишнього середовища не змінюється за час нагріву проводу від одного усталеного значення струму до іншого, тобто $t_{пов} = \text{const}$.

Позначимо потужність внутрішніх джерел нагріву, як $P_j = q_{V.h} V$, а зовнішніх $P_{sun} = q_{V.h} S$ та $P_{rad} = q_{rad} S$ тоді:

$$mc_{eqv} \frac{dt}{d\tau} = P_j + P_{sun} - h_c S [t - t_a] - P_{rad}; \quad (3.28)$$

виконаємо перетворення

$$\frac{dt}{d\tau} = \frac{1}{mc_{eqv}} (P_j + P_{sun} - h_c S t + h_c S t_a - P_{rad});$$

$$\frac{dt}{d\tau} = \frac{1}{mc_{eqv}} (P_j + P_{sun} - h_c S t + h_c S t_a - P_{rad});$$

$$\frac{dt}{d\tau} + \frac{h_c S}{mc_{eqv}} t = \frac{1}{mc_{eqv}} (P_j + P_{sun} + h_c t_a S - P_{rad}) \quad (3.29)$$

Введемо позначення:

$$A = \frac{Sh_c}{mc_{eqv}}, \quad (3.30)$$

$$B = \frac{1}{mc_{eqv}} (P_j + P_{sun} + h_c t_a S - P_{rad}). \quad (3.31)$$

Тоді (3.28) набуде виду:

$$\frac{d}{d\tau} t + At = B. \quad (3.32)$$

Якщо вважати, що у рівнянні (3.32) $A = \text{const}$ є лінійним диференціальним рівнянням 1-го порядку і має розв'язок [32]:

$$t = Ce^{-A\tau} + \frac{B}{A} \quad (3.33)$$

або

$$t(\tau) = C \cdot e^{-\frac{Sh_c}{mc_{eqv}}\tau} + \frac{P_j + P_{sun} + h_c t_a S - P_{rad}}{h_c S}; \quad (3.34)$$

де C – стала інтегрування.

Для знаходження сталої інтегрування вважаємо, що в момент часу $\tau = 0$ температура проводу дорівнює температурі повітря, тобто $t(0) = t_a$.

Тоді

$$t_a = C + \frac{P_j + P_{sun} + h_c t_a S - P_{rad}}{h_c S},$$

отже

$$C = t_a - \frac{P_j + P_{sun} + h_c t_a S - P_{rad}}{h_c S}.$$

Частковий розв'язок рівняння (3.32):

$$t = \frac{P_j + P_{sun} + h_c t_a S + P_{sun} e^{\frac{-\tau}{T_0}} - P_{rad}}{h_c S}, \quad (3.35)$$

спростивши (3.35), отримаємо:

$$t = t_a + \frac{P_j + P_{sun} - P_{rad}}{h_c S} \left(1 - e^{\frac{-\tau}{T_0}} \right), \quad (3.36)$$

або

$$t = t_a + \frac{I_{\text{НОМ}}^2 R_{t=20} (1 + \alpha_{Al} (t - 20^\circ)) + P_{sun} - P_{rad}}{h_c S} \left(1 - e^{\frac{-\tau}{T_0}} \right), \quad (3.37)$$

де T_0 – стала часу нагріву ділянки проводу

$$T_0 = \frac{mc_{eqv}}{h_c S} \quad (3.38)$$

Таким чином, отримано залежність зміни температури проводу ПЛ, що встановлює зв'язок між режимними та параметрами навколишнього середовища. При значеннях $\tau \gg T_0$ складова в дужках прямує до одиниці, тобто можливо визначити температуру проводу в усталеному режимі роботи. Так як, електричний опір у виразі (3.37) є функцією температури повітря, то це рівняння розв'язується ітераційним методом. Рівняння (3.37) можливо записати у вигляд

$$t = t_a + \Delta t, \quad (3.39)$$

де Δt – температура перегріву проводу, °C.

Тоді прийнявши початкове значення перегріву (Δt^k), отримаємо $(k+1)$ наближення температури проводу

$$t^{k+1} = t_a + \Delta t^{(k)}, \quad (3.40)$$

тоді опір проводу можливо визначити наступним чином [33]

$$R_t = \frac{(1 + 0,00403t)r_0 \cdot 10^{-3}}{1,806}, \quad (3.41)$$

Кількість тепла, що набув провід

$$Q_1 = I^2 \cdot R_t$$

Кількість тепла, що втратив провід

$$Q_2 = (W_{rad} - W_c)\Delta t,$$

Температура проводу вважається визначеною, якщо встановлюється теплова рівновага з допустимим небалансом

$$Q_2 = (W_{rad} - W_c) \Delta t$$

З метою перевірки запропонованої методики було проведено розрахунок сталевалюмінієвого проводу АС-120/19, результати якої представлені на рис. 3.5.

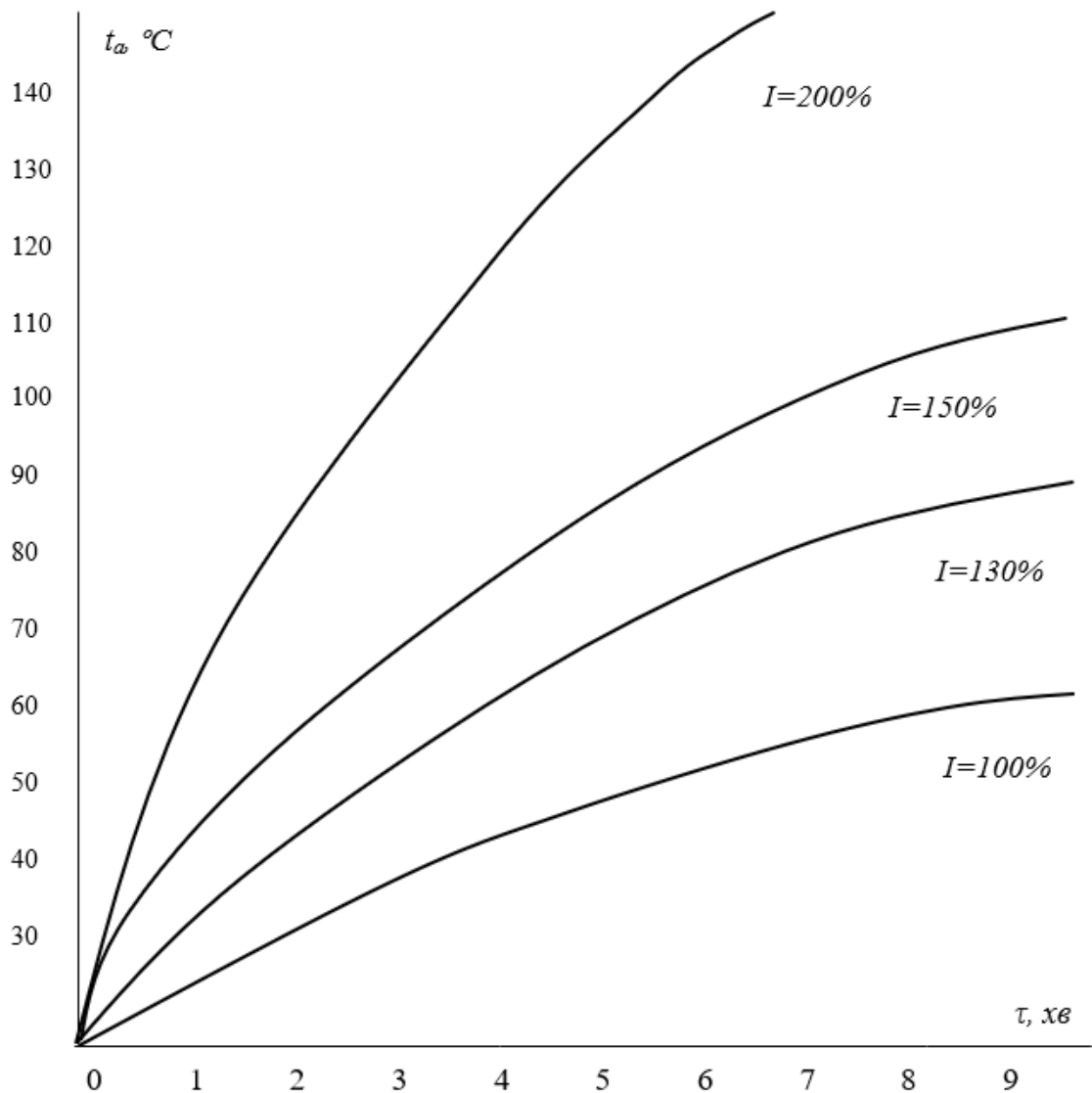


Рисунок 3.5 – Розрахункова температура проводу АС-120/19 у залежності від струму навантаження за швидкості вітру $v_a = 0,6$ м/с і температури повітря $t_a = +25$ °C

На основі визначеної температури проводу віднесеної до номінального струму ПЛ проводиться оцінка та класифікація дефектів за наступними критеріями [34]:

- дефект початкової стадії – надлишкова температура проводу 5-10°C, коефіцієнт дефективності $k_d \leq 1,2$;
- розвинений дефект – надлишкова температура проводу 10-30°C, коефіцієнт дефективності $k_d = 1,2-1,5$;
- аварійний дефект – надлишкова температура проводу $> 30^\circ\text{C}$, коефіцієнт дефективності $k_d > 1,5$.

Після проведення обстеження проводів ПЛ БпЛА повертається до точки старту. Однією з переваг запропонованої системи моніторингу є можливість її масштабування шляхом збільшення кількості одночасно працюючих БпЛА та застосування багатоканальних засобів зв'язку.

3.3 Вибір обладнання та програмного забезпечення для реалізації системи

Основним елементом системи моніторингу стану ПЛ є вимірювальний перетворювач – радіометрична теплова камера. Одна з головних вимог, що висувається до неї - це мінімальна залежність від впливу поглинання інфрачервоного випромінювання атмосферою. Відомо, що інфрачервоне випромінювання лише певних ділянок інфрачервоного спектру проходить через атмосферу з мінімальним розсіюванням. Тому всі інфрачервоні вимірювальні системи працюють у одній з двох найбільш прозорих ділянок спектру: короткохвильовій 3-5 мкм або довгохвильовій 8-12 мкм. Довгохвильові системи піддаються меншому впливу поглинання атмосферою інфрачервоного випромінювання і тому можуть вловлювати та обробляти до 99% інфрачервоного випромінювання проводу, в той час як короткохвильові - до 83% [34]. Наприклад, якщо температура проводу ПЛ складає 27°C то в короткохвильову діапазоні випромінюється лише 1,3% теплового потоку, а в

довгохвильовому – 26,4%. Крім того, в тепловізорах, що працюють у короткохвильовій ділянці спектру використовуються оптичні фільтри, які крім паразитних засвічувань, також придушують і значну частину корисного випромінювання об'єкту.

Таким чином, для системи моніторингу стану проводу ПЛ необхідно використовувати радіометричну теплову камеру, що працює в довгохвильовій ділянці спектру. Вибір камери слід робити з наявних на ринку рішень призначених спеціально для обстеження повітряних ліній.

Всесвітньовідомий виробник БПЛА DJI для серії мультироторних дронів Matrice 300 RTK розробив гібридну знімальну систему Zenmuse H20N (рис.3.6) з лазерним дальноміром (LFR), потужними візуальною та тепловізійною (IR) камерами, що призначена для промислових інспекцій [35]. Вона обладнана 4-ма сенсорами:

- зум-камерою з матрицею CMOS 1/1,8" з ефективною кількістю пік селів 4М з 23 кратним гібридним зумом;
- з широкоформатною камерою з матрицею CMOS 1/2,7", з ефективною кількістю пік селів 4М;
- телевізійною інфрачервоною камерою з не охолоджуваним Vox мікроболометром, з еквівалентним цифровим зумом 16х і 32х;
- широкоформатною інфрачервоною камерою з не охолоджуваним Vox мікроболометром, з еквівалентним цифровим зумом 4х.

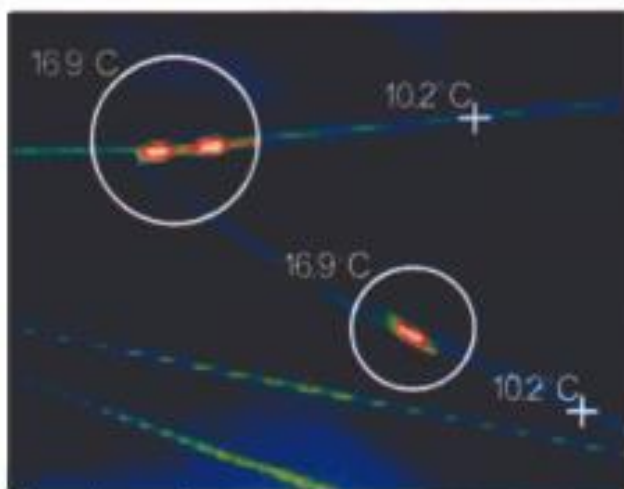
Знімальна система Zenmuse H20N дозволяє проводити запис відео :

- камера з зумом – відео з роздільною здатністю 2688×1512 зі 30 fps, або – 1920×1080 30 fps;
- камера з ширококутним об'єктивом – відео з роздільною здатністю 1920×1080 30 fps;
- інфрачервона телекамера та інфрачервона широкоформатна камера – відео з роздільною здатністю 640×512 з 30 fps.

На рис. 3.7 представлені термограми дефектів контактних з'єднань проводів.

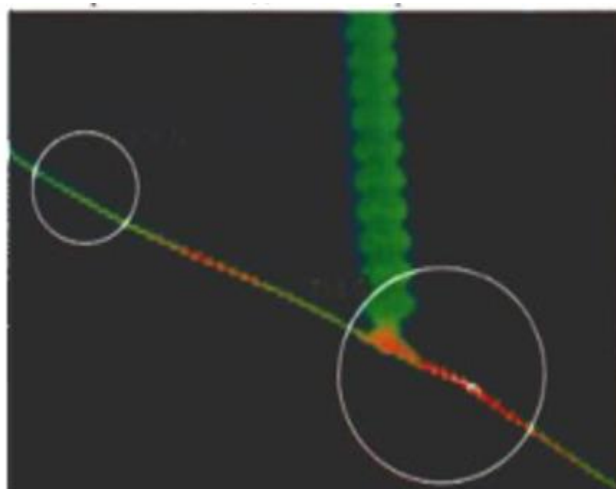


Рисунок 3.6 – Камера Zenmuse H20N



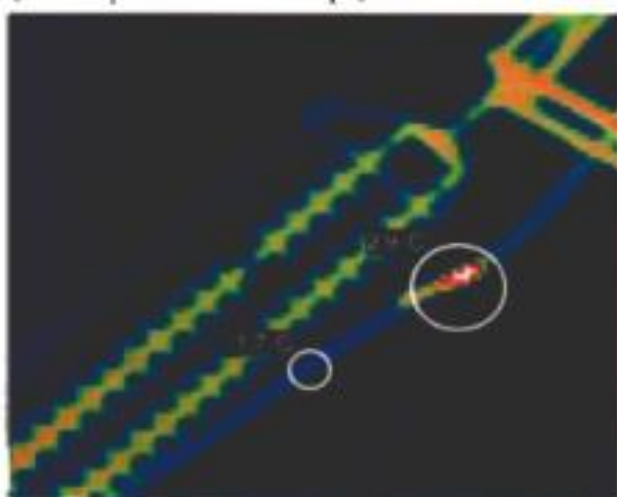
а

дефекти болтового (зліва) і пресованого (справа) контактного з'єднання на ПЛ 110 кВ

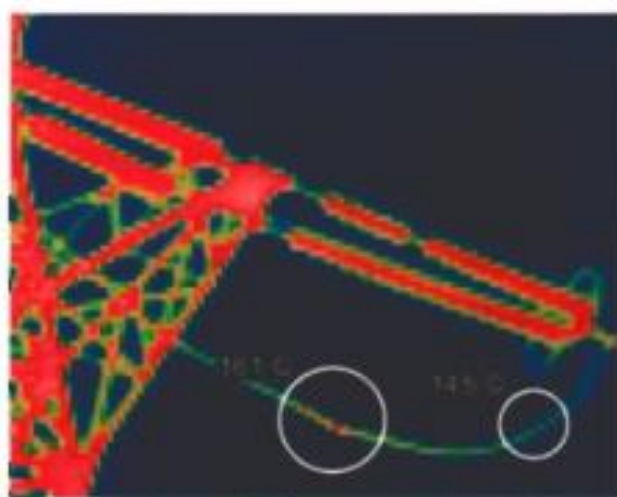


б

нагрів проводу ПЛ 220 кВ через пошкодження окремих дротин біля підтримуючого затискача на проміжній опорі



а
дефекти болтового контактного
з'єднання на обвідному шлейфі ПЛ
330 кВ



б
дефекти контактної з'єднання
виконаного зваркою на обвідному
шлейфі ПЛ 330 кВ

Рисунок 3.7 – Термограми дефектів ПЛ

Однією з основних вимог до БПЛА є можливість зависання в повітрі на одному місці для проведення якісного обстеження дефектів проводів ПЛ, тому в якості безпілотного літального апарату потрібно використовувати мультироторний дрон промислового класу.

Мультироторні дрони – це дистанційно керовані літаючі апарати, що виконуються у вигляді літаючих платформ зі встановленими гвинтами (від 3-х до 12-ти), що обертаються діагонально протилежних напрямках. Мультироторні дрони застосовуються зазвичай, для вирішення локальних завдань, таких як пошук дефектів обладнання за допомогою камер та ін. сенсорів. На сьогодні час польоту промислового дрону складає до 55 хв. Він суттєво залежить від погодних умов, режиму польоту, а також маси вимірювального обладнання.

Для транспортування знімальної системи Zenmuse H20N DJI розробила спеціальну літаючу платформу Matrice 300 RTK, яка є однією з найдосконаліших в своєму класі. Дрон має польотну масу 9 кг, а масу корисного навантаження 2,7 кг. Максимальна швидкість цього БПЛА складає 17-23 м/с (залежно від режиму

польоту), дальність передавання сигналу – 15 км, тривалість польоту складає до 55 хв [36].



Рисунок 3.8 – мультироторного БПЛА Matrice 300 RTK

Керування БПЛА Matrice 300 RTK і знімальною системою Zenmuse H20N здійснюється наземною станцією керування DJI Matrice 300 Series Part02 DJI SCE за допомогою його штатного ПЗ і БПЛА.

Програмне забезпечення контролера наземної станції керування обладнане модулем польотних завдань Mission Flight. Який дозволяє розробляти польотні завдання та використовувати раніше створені, що були збережені. Маршрут польоту створюється за допомогою візуального інтерфейсу, його можливо редагувати під час польоту дрону.

До програмного забезпечення знімальної системи Zenmuse H20N інтегровані елементи штучного інтелекту рис. 3.9. Це дає можливість, наприклад, розпізнавати позначений раніше елемент (режим роботи AI Spot-check) під час наступного обстеження ПЛ у режимі слідування за автоматичним маршрутом. Використання даного режиму дає можливість робити серії фотографій ушкоджень проводу та його контактних з'єднань ПЛ і досліджувати його розвиток у часі. Передача з сигналів з сенсорів до наземної станції здійснюється штатною системою зв'язку. За необхідності до наземної станції підключається додатковий передач.



Рисунок 3.9 – Інтерфейс програмного забезпечення наземної станції керування.

Таким чином, система моніторингу стану проводів ПЛІ на базі одного мультироторного БПЛА складається такого обладнання:

- БПЛА Matrice 300 RTK;
- знімальна система Zenmuse H20N;
- наземна станція керування DJI Matrice 300 Series Part02 DJI SCE;
- зарядної станції DJI Matrice 300 Intelligent BS60;
- робоча станція з необхідним програмним забезпеченням;
- метеорологічні вимірювальні перетворювачі.

3.4 Висновки до 3-ого розділу

1. Розроблено функціональну схему системи моніторингу стану проводу ПЛІ на основі висунутих вимог і врахування внутрішніх та зовнішніх чинників, що діють на провід ПЛІ.

2. На базі функціональної схеми розроблено структурну схему системи моніторингу стану проводу ПЛ, що дозволило розробити алгоритм роботи системи.

3. Встановлено, що для мобільної частини системи моніторингу стану проводу найбільш придатною є комбінована камера DJI Zenmuse H20T, що включає в себе модулі інфрачервоного та видимого діапазонів спектру електромагнітного випромінювання та далекомір, а в якості засобу доставки вимірювального обладнання до ПЛ – БпЛА DJI Matrice 300 RTK.

ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК

1. Проведено аналіз технічного стану експлуатуємих повітряних ліній системи передачі ОЕС України. Визначено, що в системі передачі НЕК Укренерго знаходиться на балансі понад сорок років 70% ПЛ напругою 35-800 кВ. Запропоновані заходи для збереження задовільного технічного стану для ПЛ які знаходяться в експлуатації більше 40 років. Встановлено, що для підвищення експлуатаційної надійності ПЛ, найбільш доцільним буде впровадження в електричних мережах системи їх дистанційного моніторингу.

2. Встановлено, що розвиток всіх дефектів проводу ПЛ призводить до обриву дротин, що викликає локальне підвищення температури в зоні дефекту, яке можливо ідентифікувати за допомогою тепловізійного обстеження, однак на теплове випромінювання проводу впливає ряд метеорологічних факторів та величина струму навантаження ПЛ, вплив яких можливо усунути шляхом використання тепловізорів, що працюють у діапазоні хвиль 8-12 мкм та розрахунком прогнозованої температури за вдосконаленими математичними моделями.

3. Розроблено структурну схему та алгоритм системи моніторингу стану проводів ПЛ на базі БпЛА, який був удосконалений шляхом введення в нього методики визначення температури проводу з приведенням до номінального струму повітряної лінії на основі рівняння теплового балансу проводу. Встановлено, що для мобільної частини системи моніторингу стану проводу найбільш придатною є знімальна система DJI Zenmuse H20T, а в якості засобу доставки вимірювального обладнання до ПЛ – БпЛА DJI Matrice 300 RTK.

4. Впровадження системи моніторингу повітряних ліній на базі БПЛА є економічно обґрунтованим. Величина річного економічного ефекту від запропонованих заходів в розрахунку на ділянку мережі довжиною 150 км складає 2700 тис. грн., а період окупності додаткових капіталовкладень складає 8 місяців.

Застосування БПЛА для обстеження електромереж дозволяє пришвидшити виявлення пошкоджень елементів ПЛ, знизити їх аварійність, значно скоротити час перерв в електропостачанні споживачів та пов'язані з цим збитки.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Проект Плану розвитку системи передачі на 2022-2031 роки. URL: <https://ua.energy>.
2. Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения. ГОСТ 18322-73. Введ. 01.01.74. М.: 1973. 9 с.
3. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. – Х.: Видавництво «Форт», 2018. 370 с.
4. Положение о проведении планово-предупредительного ремонта воздушных линий электропередачи. М.: «Энергия», 1971. с. 380-390.
5. Федосенко Р.Я. и Мельников А.Я. Эксплуатационная надежность электросетей сельскохозяйственного назначения. М.: «Энергия», 1971. 320 с.
6. Стогній Б.С. Особливості ОЕС України та науково-технічні проблеми забезпечення її розвитку [Електронний ресурс] / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, В. Я. Жуйков, А. Г. Баталов // Пленарні доповіді XI Міжнародної науково-технічної конференції «Проблеми сучасної електротехніки - 2010». – Режим доступу : http://fel.kpi.ua/ppedisc/doc/p/p_1.pdf.
7. Анализ надежности социально-экономических систем электроэнергетики / [Воропай Н. И., Шаланда В. А., Таджибаев А. И. и др.] : под ред. Н. И. Воропая и А. И. Таджибаева. – Санкт-Петербург. : ПЭИПК, 2010. - 161с.
8. Оцінка технічного стану повітряних ліній електропередавання напругою від 35 до 750 кВ : методичні вказівки у двох частинах : СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2007. – (Нормативний документ Мінпалиенерго України. Методичні вказівки).
9. Наказ Міністерства палива та енергетики України № 352 від 01.07.08 «Про затвердження Переліку форм звітності Міністерства палива та енергетики України».
10. Губень Д. И. Об аварийности в 2010 году и показатели надежности в электрических сетях 6-150 кВ энергоснабжающих компаний, которые входят в

состав НАК "ЭКУ" / Д. И. Губень // Электрические сети и системы. – 2011. - №2. - с.32- 34.

11. Мирошник А. А. Анализ состояния проблемы качества электроэнергии в сельских сетях / А. А. Мирошник // Вісник НТУ "ХПІ" – Харків: НТУ "ХПІ", 2011. – №41. – С. 100-104.

12. Проблеми розвитку енергетики. Погляд громадськості (збірка № 7): науковотехнічне видання за матеріалами громадських обговорень / [упорядники: НТСЕУ, ОЕП «ГРІФРЕ»]. – К.: НТСЕУ, ОЕП «ГРІФРЕ», 2010. – 328 с.

13. Анпилогов Н. Г. Методы контроля состояния и диагностирования силовых трансформаторов классом напряжения 35 кВ и выше / Н. Г. Анпилогов, Я. С. Бадерак. – Харьков: Изд-во «Форт», 2010. – 408 с.

14. Кэту С. Система мониторинга трансформатора – неотъемлемая составляющая «интеллектуальной электросети» [Электронный ресурс] / С. Кэту // Информационно аналитический журнал Энерго-инфо. – 2010. – № 8 (43). – С. 76–80. – Режим доступа : <http://www.energo-info.ru/content/view/16963/211/>.

15. Єрмолаєв С.О., Мунтян В.О., Яковлев В.Ф. Експлуатація енергообладнання та засобів автоматизації в системі АПК. - К.: Мета, 2003.-543с.

16. Мониторинг ЛЭП с использование БПЛА [Электронный ресурс] / Съёмка с воздуха. - Режим доступа: <http://xn--80aaficosprvye2a0a3d.xn--p1ai>.

17. СОУ-Н ЕЕ 20.502:2007. Повітряні лінії електропередавання напругою 35 кВ і вище. Київ, 2007. 141 с.

18. Бедерак Я. С., Тарадай В. І. Забезпечення надійної роботи електроустановок споживачів. Харків: Видавництво «Форт», 2020. 170 с.

19. Андриевский В. Н. Эксплуатация воздушных линий электропередачи. М.: Энергия, 1976. 616 с.

20. Хорольский В. Я., Таранов М. А. Эксплуатация систем электроснабжения. М.: ИНФРА-М, 2019. 288 с.

21. Зеличенко А. С. Устройство и ремонт воздушных линий электропередачи. М.: Высш. школа, 1981. 264 с.

22. Кириченко Н. В. Анализ результатов моделирования температуры неизолированных проводов воздушных линий электроэнергетических систем с учетом влияния солнечной радиации / Н. В. Кириченко, Е. В. Петрова. Омский научный вестник №1 (177), 2013, с. 164-168.

23. Горобей Р. Діагностування електроустановок 0,4-750 кВ засобами інфрачервоної техніки / Р. Гооробей, В. Чернов, Є.Удод.– К.: КВІЦ, 2007. –374 с.

24. Власов А.Б. Оценка влияния ветровой нагрузки при термографической диагностике объектов энергетики /А.Б. Власов, Вестник МГТУ, том 12, №2, 2009 г. С. 286-296.

25. Власов А. Б. Анализ данных телевизионного контроля электрооборудования в Колэнерго / А. Б. Власов, А. В. Джуря. – Электрические станции, № 7, 2002.

26. Власов А. Б., К. Б. Аллояров Особенности реализации метода количественной термографической диагностики при внедрении цифровых технологий / А. Б. Власов, К. Б. Аллояров. – Вестник МГТУ. 2019. Т. 22, № 4. С. 484–495.

27. Тепло- и массообмен. Теплотехнический эксперимент: Справочник / Е. В. Аметистов, В. А. Григорьев, Б. Т. Емцев и др.; под общ. ред. В. А. Григорьева и В. М. Зорина. М.: Энергоиздат, 1982. – 512 с.

28. Launiainen J. Icing on a non-rotating cylinder under conditions of high liquid water conten / Jouko Launiainen, Markku Lyrra // Journal of Glaciology. – 1986. – V. 32, №110, p.12 – 19.

29. Зарудский Г.К. Расчет температуры проводов воздушных линий электропередачи СВН на основе метода критериального планирования эксперимента / Г.К. Зарудский, Л.Э. Зиннер, С.Ю. Сыромятников. – Вестник МЭИ. – М.: МЭИ, 1997. – №1. – С. 85-89.

30. Вебс А. Н. Допустимая токовая нагрузка проводов воздушных линий, изготовленных из меди, алюминия, алдрея согласно нормам DIN 46201 // Электрические станции сети и системы. Экспресс информация. – 1964. –№7. – С. 1-18.

31. Михеев М.А. Основы теплопередачи / М. А. Михеев, И. М. Михиева. – М.: Энергия. – 1977. – 342 с.
32. Бронштейн И. Н., Семендяев К. А. Справочник для инженеров и учащихся втузов. М.: Наука, 1986. – 544 с.
33. Шведов Г. В. Потери электроэнергии при ее транспортировке по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение / Г. В. Шведов, О. В. Сипачева, О. В. Савченко; под ред. Ю.С. Железко. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 424 с.
34. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors, IEEE Std 738-2012 (Revision of IEEE Std 738-1906).
35. Camera Zemuse H20N. URL: <https://www.dji.com/zenmuse-h20n/specs>.
36. Aircarft. URL: <https://www.dji.com/matrice-300/specs>.

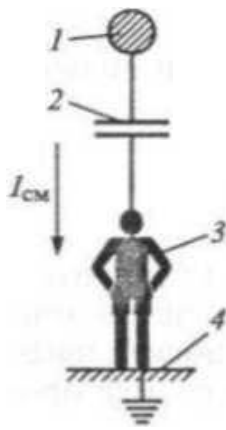
ДОДАТОК А.**А. ОХОРОНА ПРАЦІ****А.1. Вплив напруженості електромагнітного поля на людину**

Повітряні лінії електропередачі негативно впливають на людину та навколишнє середовище, зокрема на її екологічні, соціальні та економічні системи. Для спорудження ліній електропередачі потрібно відведення земель під опори та вирубування просік при проходженні траси лінії лісовим масивом.

Під проводами діючих повітряних ліній електропередачі та поблизу них існує електромагнітне поле, інтенсивність якого зростає зі зростанням номінальної напруги лінії та знижується в міру віддалення від неї. Вплив електричного поля проявляється у вигляді струмів, напруг, зарядів, що індукуються в людей, тварин, машинах, що знаходяться на землі поблизу проводів повітряних ліній.

Електромагнітне поле характеризується напруженістю магнітного та електричного полів. Встановлено, що при напруженості магнітного поля 1000 А/м людина може працювати або перебувати в такому полі протягом робочої зміни. Фактичне значення напруженості магнітного поля повітряних лініях електропередачі напругою 750 кВ вбирається у 160 А/м. Отже, несприятливий вплив на людину надає лише електричне поле, напруженість якого вимірюється на землі або на висоті 1,8 м від землі і залежить від габариту між проводом і землею. Воно проявляється у вигляді біологічного впливу, впливу струмів стікання та імпульсних струмів.

Біологічна (або безпосередня) дія електричного поля обумовлена проходженням струмів зміщення через тіло людини по ланцюгу струмопровідні частини (проводу) - ємність, що утворюється струмопровідними частинами і тілом людини, - тіло людини, - земля (рис. А1). Тут людина тільки знаходиться в електричному полі і не торкається інших предметів (ізольованих або заземлених).



1 - провід; 2 - ємність провід - людина; 3 - людина; 4 - земля.

Рисунок А1 – Схема проходження струму зміщення через людину, що знаходиться у зоні дії електричного поля.

Струм зміщення можна визначити за формулою

$$I_{см} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{(r_{ч} + r_{зем})^2 + \left(\frac{1}{\omega C_{п-ч}}\right)^2}}$$

де U_{ϕ} - фазна напруга лінії; $r_{ч}$, $r_{зем}$ - опір тіла людини (приймається рівним 1000 Ом) і опір у місці контакту людини із землею, Ом; $C_{п-ч}$ – ємність провід – людина, Ф; ω – кутова частота, c^{-1} .

Біологічний вплив електричного поля на організм людини збільшується зі зростанням номінальної напруги, а отже, напруженості електричного поля, та тривалості перебування людини в зоні дії поля. Безпосередній вплив електричного поля на людину не є миттєво вражаючим, але може призвести до фізіологічних змін у його організмі.

У літературних джерелах вказується, що вже за напруженості електричного поля 1 кВ/м відзначається його вплив на нервову систему людини, що може призвести до порушень роботи ендокринного апарату та обміну речовин в організмі, зміни ритму серцевих скорочень, рівня кров'яного тиску, перебігу обмінних процесів імунної активності людини, збоїв у роботі серцевих стимуляторів.

При щільності струму зміщення до 1 мА/мм² він не впливає на роботу мозку, так як імпульсні біоструми, що протікають у мозку, істотно перевищують

значення зазначеного струму зміщення. При щільності струму зміщення більше 1 мА/мм² спостерігається миготіння світлових кіл у очах, захоплюються порогові значення стимуляції нервових і м'язових клітин, що може призвести до переляку, мимовільних рухових реакцій. При напруженості поля 50 кВ/м людина відчуває свербіж, пов'язаний з вібрацією волосся.

Гранично допустимий рівень напруженості електричного поля, що впливає на людину, дорівнює 25 кВ/м. При більшому рівні напруженості потрібне застосування засобів захисту.

При напруженості електричного поля 5...20 кВ/м допустимий час перебування людини в зоні дії електричного поля протягом робочого дня визначають за формулою

$$t_{\text{дон}} = \frac{50}{E} - 2$$

При $E = 5...20$ кВ/м, $t_{\text{дон}} = 8...0,5$ год. Якщо $25 > E > 20$ кВ/м, то $t_{\text{дон}} = 1/6$ год = 10 хв.

Струм протікання через людину з'являється тоді, коли людина, яка має хороший контакт із землею, має також контакт із ізолюваними від землі машинами або механізмами або з ізолюваними від землі довгомірними електропровідними предметами, що знаходяться під дією електричного поля. Ланцюг струму стікання: провід лінії - ємність між проводами та механізмом - тіло людини - земля. Допустиме значення струму стікання відповідає струму відпускання і дорівнює 6 мА. Цьому струму відповідає напруженість поля 13...15 кВ/м на висоті 1,8...2,0 м від землі. Вимірювання на повітряних лініях електропередачі напругою 750 кВ показали, що струм зміщення при напруженості електричного поля до 20 кВ/м не перевищує 0,21 мА. Якщо струм стікання перевищує допустиме значення, отже він, становить загрозу життю людини.

У момент дотику людини, що знаходиться в електричному полі та ізолюваного від землі за допомогою, наприклад, діелектричних килимків, бот, калош та інших засобів, до заземлених частин обладнання, металоконструкцій

відбувається пробом повітряного проміжку між людиною і землею (заземленим обладнанням) та розряд ємності людини, що становить 100... 150 пФ, на землю, внаслідок чого по тілу людини проходить імпульсний струм. При цьому розряди, які може відчувати людина в момент дотику до заземлених об'єктів, відбуваються при наведеній на людину напруги, що дорівнює 750 ... 920 В.

Значення електричного струму та заряду, що стікають у землю із зарядженого тіла, обчислюються за формулами:

$$I = j\omega C U_{\text{нав}} 10^{-6} \text{ (mA)}; Q = \sqrt{2} C U_{\text{нав}} 10^{-9},$$

де I – діюче значення струму, що проходить через тіло людини або об'єкт при розряді, А; Q - заряд електрики, що проходить через тіло людини або об'єкт при розряді, Кл; C – ємність людини або об'єкта, пФ; для людини вона дорівнює 100... 150 пФ, вантажного автомобіля - 700...800 для автомобіля з вежею - 1900 пФ; $U_{\text{нав}}$ - напруга, наведена на людині або об'єкті, кВ; $\omega = 314 \text{ с}^{-1}$ – кутова частота.

Струм на лініях напругою 750 кВ обчислюється за формулою, мА:

$$I = 12,5E,$$

де E – напруженість електричного поля на висоті 1,8...2,0 м від землі; для ліній напругою 750 кВ на відстані від осі лінії, що дорівнює 20 м, $E = 14...18 \text{ кВ/м}$.

Максимальна наведена напруга на ізолюваній від землі людині або об'єкта:

$$U_{\text{нав}} = Eh = E \left(\frac{c}{2} + \Delta \right),$$

де c - зріст людини або висота об'єкта, м; Δ - відстань від землі до об'єкта або до ізолюваної від землі людини, м.

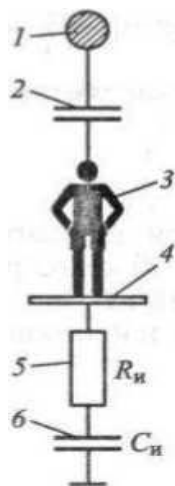
Якщо відомо значення допустимого струму (приймається рівним 5...6 мА), який проходить через тіло людини при торканні ним ізолюваного від землі об'єкта, що знаходиться в зоні впливу повітряної лінії надвисокої напруги, то гранично допустиме значення $U_{\text{нав}}^{\text{дон}}$ на об'єкті може бути визначено формулою

$$U_{\text{нав}}^{\text{дон}} = \frac{I_{\text{дон}} R \cdot 10^{-3}}{\sqrt{1 + R^2 \omega^2 C^2 \cdot 10^{-18}}},$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустимий струм, мА; R - активний опір людини або об'єкта, Ом;
 C - ємність об'єкта відносно землі, пФ.

При виконанні робіт на лінії під напругою імпульсні струми можуть з'являтися в момент перенесення потенціалу проводу на людину, а також у момент перенесення потенціалу людини на засоби технологічного оснащення або при виникненні електричних розрядів між тілом людини та електропровідною тканиною захисного костюма.

Таким чином, захист людини від впливу електричного поля має бути спрямована перш за все на зниження напруженості електричного поля, струмів стікання та імпульсних струмів, а також на скорочення тривалості перебування людей під впливом електричного поля (не більше 1,5 год, 10 і 5 хв при напруженості електричного поля відповідно 10, 20 та 25 кВ/м). Схема заміщення при виконанні робіт на проводах лінії передачі, що знаходяться під напругою, показано на рис. А2.



1 - провід; 2 - ємність провід-людина; 3 – людина; 4 - майданчик або монтерські сидіння; 5 - активний опір ізоляції; 6 - ємність людини - земля чи ємність ізоляції

Рисунок А2 – Схема заміщення для розрахунку струму зміщення під час виконання робіт під напругою.

А2 Охорона праці під час роботи на повітряних лініях електропередачі яка знаходиться під напругою.

Роботи на повітряних лініях електропередачі розбиваються на три категорії: роботи на відключеній лінії далеко від інших діючих повітряних ліній електропередачі; роботи на відключеній лінії поблизу інших діючих повітряних ліній електропередач; роботи на лінії, що знаходиться під напругою.

Безпека робіт на відключених лініях далеко від інших діючих повітряних ліній електропередач забезпечується відключенням і заземленням лінії. Тому при роботах на відключених лініях електропередачі, крім заземлення лінії, виконуваного черговими на підстанціях відповідно до загальних правил, ремонтна бригада на своїй ділянці роботи встановлює одне й кілька додаткових заземлень. Їх розташовують з відривом трохи більше 2 км одне одного.

Якщо робота проводиться на проводі лише однієї фази відключеної лінії, можна обмежитись заземленням лише цієї фази. При цьому відстань від заявленого проводу до проводів двох інших (відключених) фаз має дорівнювати більше 2 м при напрузі 35 кВ; 3 м при напрузі 110 кВ; 4 м при напрузі 154 кВ; 5 м при напрузі 220 кВ; 7 м при 330 кВ та 10 м при 500 кВ.

Роботи на лініях, що знаходяться під напругою вище 1000 В, поділяються на три категорії.

I категорія – роботи, коли не потрібно розбирати конструктивні елементи опори. Їх виконують або піднімаючись на опору, або піднімаючись на висоту трохи більше 3 м (рівень 1-1 на рис. А3). Це огляд, вирубування та розчищення просік, перевірка загнивання або іржавіння основ опор, ремонт бандажів, підтяжка болтових з'єднань, фарбування, вимірювання опору заземлення опор.

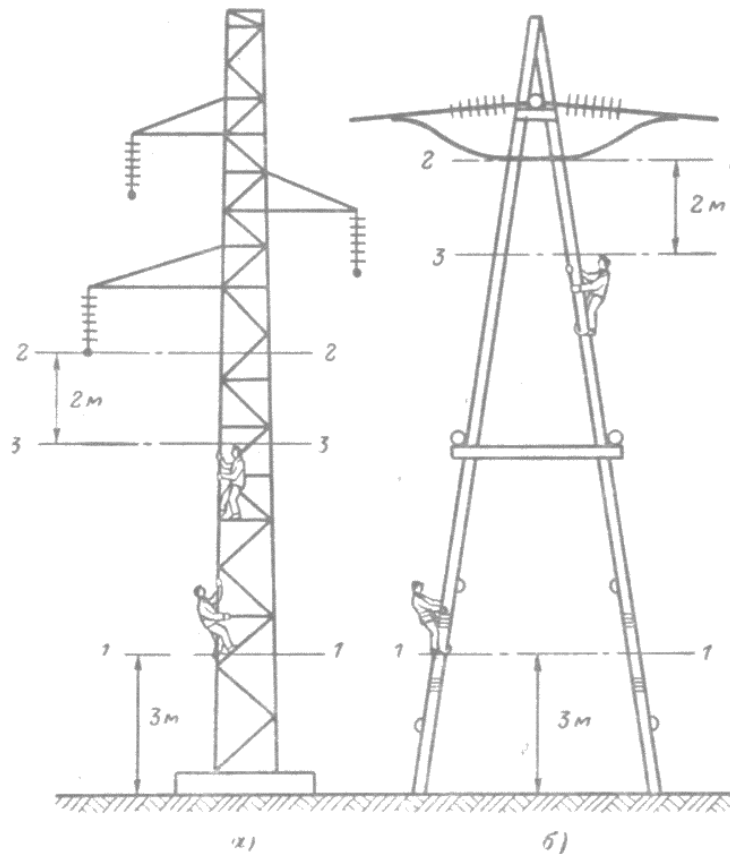
II категорія – роботи, які виконуються з підйомом на опору на висоту, що не перевищує 2 м від рівня підвіски нижнього проводу.

III категорія – роботи, що вимагають підйому до верху опори та роботи на проводах, ізоляторах та деталях опор із застосуванням ізолюючих пристроїв або пристроїв та виконуються без зняття напруги.

Перша категорія робіт виконується без наряду, електромонтерами, які мають II кваліфікаційну групу. Друга категорія робіт виконується коли поряд не менше ніж два електромонтери. При цьому керівник роботи повинен мати кваліфікаційну групу не нижче III, а електромонтери – II (при роботах без розбирання конструктивних елементів опори) або керівник роботи має групу не нижче IV, а електромонтери - III (при роботах з розбиранням конструктивних елементів опори, роботах з вимірювальними штангами).

Верховий огляд, замір загнивання деревини, вимірювання опору заземлення опор можуть виконувати монтери з III кваліфікаційною групою.

Третя категорія робіт виконується за нарядом, не менше ніж двома спеціально навченими електромонтерами, що мають кваліфікаційну групу нижче IV. Вони працюють безпосередньо на проводі, що знаходиться під напругою (ремонт та заміна проводів, з'єднувачів, ізоляторів та арматури), або поблизу проводів (заміна грозозахисного троса, ремонт деталей опор, їх фарбування).



а - проміжна опора; б – анкерна опора; 1-1 – не більше 3 м від землі для робіт I категорії; 2-2 - рівень нижнього проводу; 3-3 - не менше 2 м від рівня нижнього проводу для робіт II категорії.

Рисунок АЗ - Гранично допустимі рівні підйому опор.

Робота під напругою буде безпечна в тому випадку, коли відсутня різниця потенціалів між тілом людини і струмоведучою частиною, до якої він торкається. Для цього тіло людини має бути надійно ізольовано як від землі, так і частин з іншим потенціалом.

При роботі під напругою на проводі трифазної мережі електромонтер стоїть на металевому робочому майданчику, укріпленому на ізолюючому пристрої - розсувних сходах, поворотному або підвісному майданчику, телескопічній вежі. Ізолюючий пристрій має опір у кілька сотень МОм і ізолює робочий майданчик від землі. До майданчика приєднаний гнучкий шунтуючий провідник із затискачем, закріпленим на ізолюючій штанзі.

Перш ніж доторкнутися до проводу, що знаходиться під високою напругою, електромонтер, що знаходиться на робочому майданчику, з'єднує її з проводом і вирівнює потенціали майданчика та проводу. Для цього він ізолюючою штангою накладає шунтуючий затискач провідника, на провід лінії електропередачі.

На рис. А4 показана схема роботи під напругою на проводі трифазної мережі із заземленою нейтраллю (а) та однофазна схема заміщення (б). Тіло людини ізолювано від землі опором ізолюючого пристрою R_{iz} . Струм витікання ізолюючого пристрою I_a проходить не через тіло людини, а через шунтуючий провідник I . На тіло людини впливає лише ємнісний струм $I_{люд}$ і обумовлений ємністю його тіла щодо землі. Цей струм дорівнює, мА:

$$I_{люд} = \omega C_{люд} U_{\phi} \approx 0,007U,$$

де U - лінійна (номінальна) напруга мережі, кВ; $U_{\phi} = U/\sqrt{3}$ - фазна напруга, кВ; $C_{люд} = 40 \cdot 10^{-12}$ - ємність тіла людини, розташованого на висоті 6-7 м щодо землі, Ф; $\omega = 2\pi f = 2\pi \cdot 50 = 314 \text{ с}^{-1}$ - кутова частота змінного струму.

При роботі на лініях електропередачі напругою 110–500 кВ цей струм складає, мА:

$$I_{люд} = 0,8 \div 3,5,$$

Його вплив відчувається болісно. Відповідно до Правил безпеки при роботі під напругою на лініях 220 кВ і вище електромонтер повинен одягати екрануючий костюм з металізованої тканини з каскою та взуттям. Костюм одягається під бавовняний комбінезон і з'єднується провідником з металевим робочим майданчиком. Захисний костюм зменшує ємнісний струм у 10-15 разів.

У момент накладання шунтуючого провідника 1 на провід лінії електропередачі виникає перехідний процес і через тіло людини можуть короткочасно (протягом декількох мікросекунд) проходити струми 0,4-0,9 А. Щоб зменшити величину цих струмів, в ізолюючій штанзі, за допомогою якої накладається шунтуючий провідник, вбудований додатковий опір $R_{доб} = 5-10$ МОм, яке включається послідовно і обмежує струм перехідного процесу. Потім цей опір шунтується.

При роботах III категорії, тобто пов'язаних з підйомом до верху опори або па проводі, що знаходиться під напругою, існує небезпека ураження струмом внаслідок наступних причин.

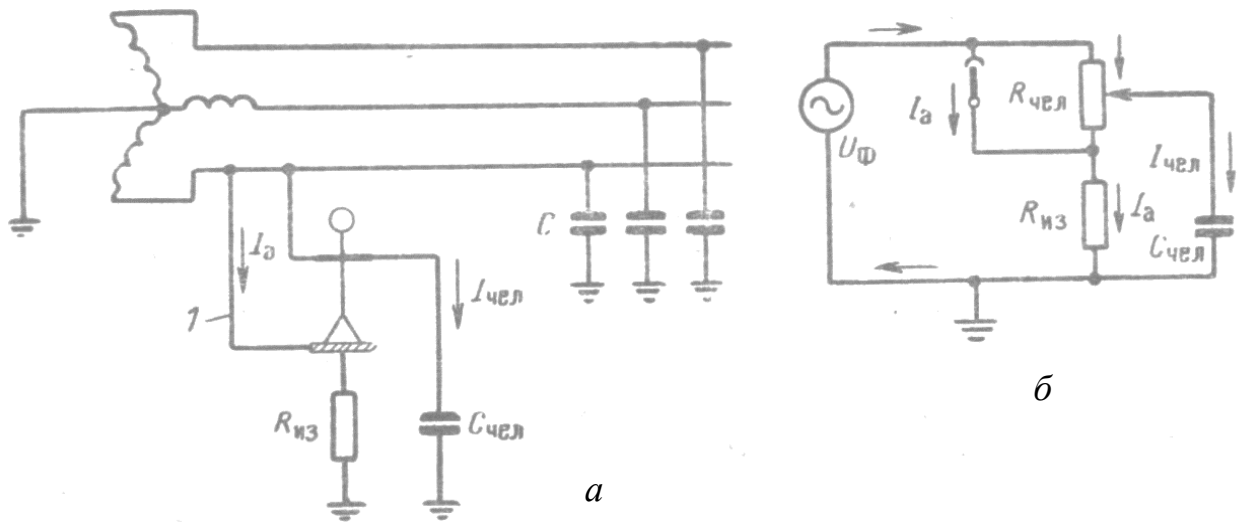


Рисунок А4 - Схема роботи під напругою

1. Наближення людини, яка працює на опорі, до проводу (або людини, яка працює на проводі - до заземленої опори). Найменші допустимі відстані L між людиною та частинами, що мають неоднаковий з ним потенціал, залежать від номінальної напруги U лінії та мають наступні значення:

U , кВ	35	110	150	220	330	500
L , м	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,5

2. Недостатня міцність ізоляції пристрою, що ізолює людину від землі (якщо пристрій встановлено на землі) або від заземленої опори (якщо пристрій укріплено на опорі). Найменша допустима довжина ізолюючої частини

пристрою і пристроїв для роботи під напругою залежить від величини цієї напруги і становить:

U , кВ	35	110	150	220	330	500
Довжина ізолюючої частини l, м	2,0	2,0	2,0	3,0	3,5	5,5
Довжина тяг, захватів l, м	0,5	0,8	1,3	2,0	2,3	3,5

Необхідно користуватися справними, чистими та сухими пристроями та пристроями, випробуваними підвищеною напругою. Під час робіт на повітряних лініях, що знаходяться під напругою, необхідно дотримуватись додаткових заходів безпеки. Подавати пристрої, дрібні деталі і деякі інструменти на опору і з опори слід за допомогою бавовняного або капронового каната, кінці якого пов'язані. Підняті за цим канатом пристосування і деталі спочатку встановлюють і закріплюють на опорі, а потім відчіплюють від повідця каната. Щоб канат не розгойдувався, його натягують. Необхідний для роботи на опорі інструмент електромонтери, як правило, повинні мати при собі (у сумці). Електромонтеру, що перебуває під напругою на приладах (телескопічних вежах), що ізолюють від землі, не можна нічого передавати, оскільки при дотику до нього відбудеться замикання на землю. Електромонтери, піднімаючись на опору, зобов'язані надягати запобіжні пояси зі шкіряним, бавовняним або капроновим ремнем. Для підйому та кріплення опор, а також важких деталей застосовують міцні капронові або бавовняні канати, що замінюють сталевий трос. Останній використовують лише у випадках крайньої необхідності.

Робота у зоні впливу діючих повітряних ліній електропередачі. Електричний струм, що проходить у проводах ліній електропередач, створює змінне електромагнітне поле. Це поле, перетинаючи близько розташовані проводи і троси, наводить в них е. р. с. взаємної індукції, В:

$$E = \omega M I,$$

або на одиницю довжини проводу, В/км:

$$E' = \frac{E}{l} = \omega M I,$$

де $M \approx 1/1000 I + 0,1 Lg \rho/a^2$ - коефіцієнт взаємної індукції між працюючим та відключеним проводами, Гн/км; a - відстань між проводами, м; ρ - питомий опір землі, Ом · м; l - Довжина вимкненого дроту, км; I - струм індукції, якою за умовами безпеки приймається найбільший із можливих струмів, А; $\omega = 2\pi f = 314$ с⁻¹ - кутова частота змінного струму.

Значення наведеної е. р. с. залежить не від напруги лінії, а від довжини лінії та струму у працюючих проводах (або струму замикання на землю).

У відключених проводах та тросах, розташованих поблизу працюючих проводів лінії, додатково наводиться потенціал, зумовлений ємнісним зв'язком між ними. Розмір цього потенціалу обчислюється за такою формулою:

$$\phi = \kappa U_{\phi},$$

де U_{ϕ} - фазна напруга лінії, кВ; $\kappa = 0,13 - 0,18$ - коефіцієнт ємнісного зв'язку між відключеним і працюючим проводами, що залежить від відстані між проводами ($a = 3 - 4$ м), висоти підвісу ($H = 6 - 8$ м) і діаметра проводів ($d = 6 - 25$ мм).

Значення ємнісного потенціалу залежить від напруги лінії, відстані між проводами і не залежить від довжини проводу та величини струму. У відключеному та незаземленому проводі трифазної лінії напругою 220 кВ внаслідок ємнісного зв'язку з'являється потенціал, що дорівнює:

$$\phi = 0,14 \cdot \frac{220}{\sqrt{3}} = 17,8 \text{ кВ},$$

Основним засобом захисту від наведених потенціалів є заземлення. Для цього поблизу місця роботи у землю вбивають вертикальний електрод. Довжину електрода треба вибрати такий, щоб він проник у добре провідні нижні шари землі. Потім за допомогою ізолюючої штанги (рис. А5) з гасником 1 провідник заземлюючий 2, попередньо приєднаний до електрода 4, накладають на відключений провід лінії 3. Гасник - це опір, який служить для гасіння дуги, що виникає при наближенні затискача заземлювача до проводу лінії, що заземлюється. Відключена лінія заземляється в одній точці поблизу місця роботи, або у двох точках на відстані не більше 2 км.

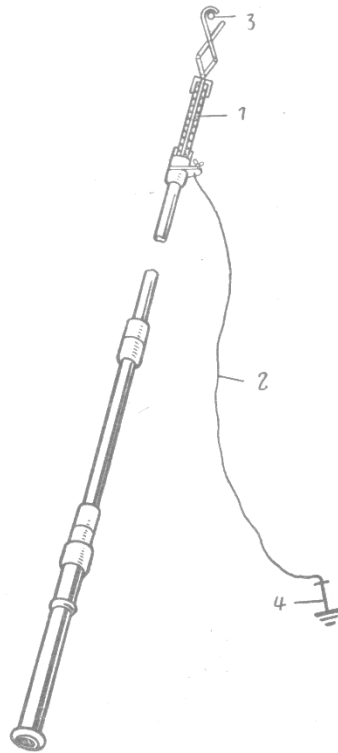


Рисунок А5 - Ізолювальна штанга з гасником.

На рис. А6 показано безпечну зону роботи. Вона обмежена довжиною дроту, де наводиться індукована е. д. с., за величиною рівна або менше, ніж допустима напруга дотику (B):

$$U_{\text{Пр.дон}} \leq E' l_{\text{дон}},$$

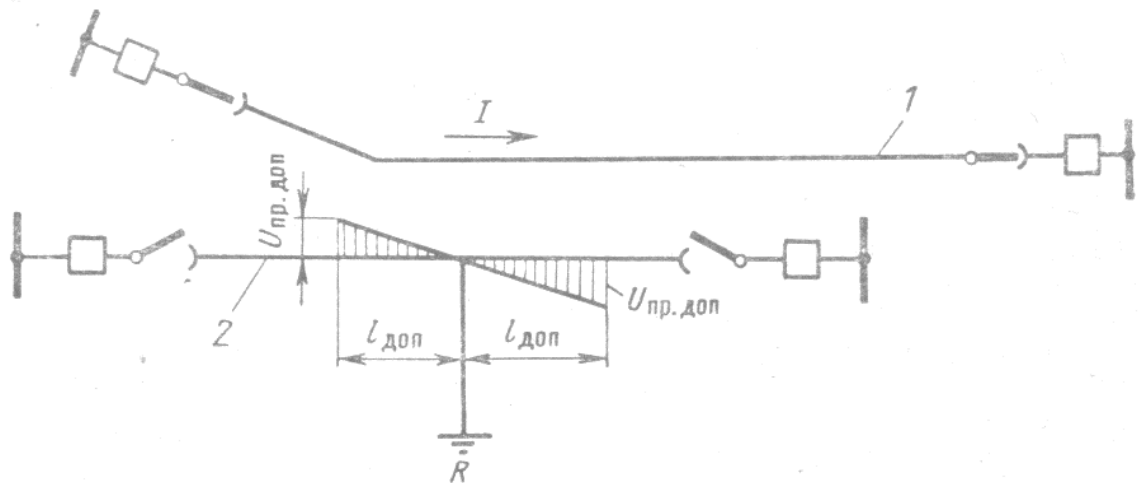
звідси

$$l_{\text{дон}} \leq \frac{U_{\text{Пр.дон}}}{E'},$$

Наприклад, якщо у відключеному дроті наводиться е. д. с. $E' = 800 \text{ В/км}$, а гранично допустима напруга дотику $U_{\text{Пр.дон}} = 40 \text{ В}$, то допустима зона роботи по обидва боки від заземлювача складе:

$$l_{\text{дон}} = \frac{40}{800} = 0,05 \text{ км} = 50 \text{ м.}$$

У ПТБ припустиму зону роботи при пофазному ремонті встановлено 20 м по обидва боки від заземлювача. Правилами не рекомендується заземлення відключеної фази лінії в кількох місцях, оскільки безпека роботи не забезпечується: через багаторазові заземлювачі проходять струми, викликані наведеною е. д. с.; безпечна зона зміщується залежно від кількості заземлювачів, питомого опору ґрунту тощо.



1 - лінія, що знаходиться в роботі; 2 - лінія, що знаходиться в зоні впливу лінії 1.

Рисунок А6 – Зона безпечної роботи поблизу заземлювача.

Зоною впливу діючих ПЛ електропередачі називається простір, у межах якого існують небезпека ураження струмом як внаслідок наближення до працюючих проводів, так і від наведеного потенціалу у відключених проводах та тросах. Залежно від напруги лінії U , кВ, ця зона складає:

U , кВ	Зона впливу, м
110	100
154-220	150
330-500	200

ДОДАТОК Б.**Б. ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ
СТАНУ ПРОВОДІВ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ**

В енергетичній системі України широке поширення мають мережі ПЛ напругою 110-150 кВ. Вони утворюють складно-замкнену мережу, що складається із численних кілець, зв'язаних між собою окремими перемичками. Вона є основною розподільною мережею енергетичної системи. Зараз сумарна довжина ліній електропередачі напругою 110-150 кВ в Україні складає більше 50 тис. км, а потужність ПС - більше 57 тис. МВА (усього близько 1400 підстанцій). ПрАТ «Кіровоградобленерго» теж має розгалужену мережу ПЛ напругою 154кВ, значну частину якої складають глухі відгалуження до підстанцій споживачів.

Нажаль, повітряні лінії електропередач відносяться до ненадійних елементів систем електропостачання. Так, у міських електромережах близько 85% відключень доводиться на частку ПЛ, у сільських ця цифра досягає 90–95%. Досвід експлуатації показує, що найбільш частими причинами відмови основних елементів повітряних ліній є несвоєчасно виявлені дефекти, які під впливом атмосферних, кліматичних факторів та інших сторонніх втручань (крадіжки елементів опор та ін.) призводять до аварійних відключень.

Пошкодження ліній електропередачі може призвести до порушення режиму електропостачання об'єктів народного господарства, що супроводжується недовипуском продукції, дезорганізацією роботи транспорту, а також порушенням нормальних умов життя і побуту людей.

Відповідно до діючих нормативних актів, під час обслуговування необхідно стежити за технічним станом як ПЛ в цілому, так і окремих її елементів шляхом проведення оглядів, профілактичних перевірок, а також усувати виявлені пошкодження й несправності. Обсяг та періодичність робіт, що

необхідно виконати під час технічного обслуговування має враховувати конкретні умови експлуатації ПЛ.

Під час експлуатації ПЛ необхідно проводити періодичні та позачергові огляди ліній. Періодичність огляду кожної ПЛ по всій довжині має бути не рідше ніж один раз на рік. Крім того, не рідше ніж одного разу на рік спеціалістам необхідно проводити верхові огляди з вибірковою перевіркою ізоляторів, проводів і тросів у затискачах і в дистанційних розпірках на ПЛ напругою 35 кВ і вище.

Традиційно, обстеження та верхові огляди ПЛ здійснюються бригадами електромонтерів із залученням спеціальної техніки – телескопічної вишки. Через значне зношення обладнання ефективність таких заходів є низькою та не дає можливості забезпечити необхідну надійність систем електропостачання. Найбільш перспективним напрямом вирішення даної проблеми є застосування для виявлення дефектів елементів повітряних ліній електропередач безпілотних літальних апаратів (БПЛА). Застосування БПЛА дає змогу швидко виявити аварійний дефект ПЛ, попередити крадіжки елементів ліній, виявити рівень впливу природних явищ (ожеледоутворення на проводах та тросах, наслідки галопування проводів, пошкодження арматури, ізоляції та інше), знизити витрати (заробітна плата персоналу, придбання палива) на проведення оглядів трас ПЛ лінійним персоналом. У випадку аварійного відключення повітряної лінії за допомогою БПЛА персонал служби ліній може оперативно виявити причини вимкнення аварій, провести попередній аналіз ушкоджень, а також обсяги аварійно-відновлювальних робіт.

Визначення економічної ефективності використання БПЛА проведемо на прикладі ділянки мережі ПЛ напругою 154 загальною довжиною 150 км.

Б1 Визначення величини капітальних вкладень

Розрахунок капітальних вкладень для впровадження системи моніторингу ПЛ на базі БПЛА враховує вартість потрібного обладнання та витрати на підготовку спеціального персоналу.

Перелік та вартість необхідного обладнання наведено в таблиці Б1.

Таблиця Б1. Перелік обладнання для системи моніторингу ПЛ на базі БПЛА

№ з/п	Назва, марка обладнання	Вартість, грн.
1	Мультироторний БПЛА Matrice 300 RTK	914760,0
2	Підвіс з тепловізором DJI Zenmuse H20N	859320,0
3	Пульт керування DJI Matrice 300 Series PART02 DJI SCE	67140,0
4	Зарядна станція DJI Matrice 300 Series Part03 BS60 Intelligent Battery Station	75090,0
5	Персональний комп'ютер	37000,0
6	Метеорологічна станція	12000,0
	Всього	1965310,0

Для виконання робіт по обстеженню ПЛ за допомогою БПЛА необхідно здійснити підготовку двох працівників навикам пілотування та обслуговування такого обладнання. Витрати на підготовку спеціального персоналу (пілота та помічника пілота) складають 31250 грн.

Таким чином, додаткові капіталовкладення, необхідні для впровадження даної системи:

$$K = 1965310 + 31250 = 1996560 \text{ грн}$$

Б2 Визначення поточних витрат

Розглядається проведення верхових оглядів ПЛ-110 кВ, без зняття напруги. Розрахунок поточних витрат будемо проводити за умови обслуговування ділянки електромережі протягом року для двох варіантів: базового (обстеження та верхові огляди із залученням оперативно-виїзної бригади та спецтехніки), та нового, з використанням БПЛА. До розрахунку включаються лише ті статті витрат, які відрізняються за варіантами.

Оскільки за допомогою БПЛА за зміну одна бригада спроможна оглянути 15 прогонів проводів дволанкової ПЛ 110 кВт, а у базовому – лише 5, то для виконання планових річних обсягів робіт в базовому варіанті потрібно залучити три бригади електромонтерів та дві телескопічні автовишки. Кожна оперативно-виїзна бригада включає в себе двох електромонтерів 6-го розряду, та водія телескопічної автовишки (електромонтер 3-го розряду).

Поточні витрати в базовому варіанті визначаються за формулою:

$$B_{пот}^{\sigma} = Z_n + B_c + B_{ya} + B_{нео} + B_{in},$$

Z_n – річний фонд заробітної плати робітників оперативно-виїзних бригад;

$$Z_n = \left(\sum_{i=1}^n T_{c(i)} \cdot K_o \cdot 12 \right) \cdot 3,$$

де $T_{c(i)}$ – місячна тарифна ставка i -го робітника бригади;

K_o – коефіцієнт додаткової заробітної плати, який враховує премії та усі види грошових доплат. Може бути прийнятий на рівні 1,2;

n – кількість робітників в бригаді.

$$Z_n = (14300 \cdot 2 + 10200) \cdot 1,2 \cdot 12 \cdot 3 = 1676160 \text{ грн.}$$

B_c – відрахування на соціальні потреби, які визначаються від всіх видів грошових виплат робітникам за нормами єдиного соціального внеску:

$$B_c = \frac{Z_n \cdot H_c}{100};$$

де H_c - норматив єдиного соціального внеску;

$$B_c = \frac{1676160 \cdot 22}{100} = 368755 \text{ грн.}$$

B_{ya} – витрати на утримання та експлуатацію бригадної телескопічної автовишки. Ці витрати включають в себе: витрати на заробітну плату з відрахуваннями на соціальні потреби ремонтних робітників, вартість ремонтних матеріалів та запасних частин, шин, палива, масла, технічних рідин та інших витратних матеріалів, амортизацію автомобіля, витрати на проходження техоглядів, страхування. Для цих витрат на підприємстві складається річний кошторис і визначаються питомі витрати на 1 км пробігу та 1 годину роботи автовишки. За даними підприємства за минулий рік ці витрати склали відповідно 19,0 грн./км та 856 грн./год.

Середній річний пробіг автовишки в базовому варіанті складає 18000 км. Річний час роботи автовишки по обслуговуванню верхових оглядів для визначеної ділянки ПЛ-110 кВ складає 720 годин. Тоді:

$$B_{ya} = 18000 \cdot 19,0 + 720 \cdot 856 = 958320 \text{ грн.}$$

B_{ned} – річні збитки пов'язані з недовідпуском електричної енергії споживачам через відключення електричних мереж та їх виведення в ремонт. За даними ОСР, для визначеної ділянки мережі вартість недовідпущеної електроенергії споживачам складає 3360 тис. грн.

B_{in} – інші витрати. Можуть бути прийняті в розмірі 10% від Z_n :

$$B_{in} = 1676160 \cdot 0,1 = 167616 \text{ грн.}$$

В новому варіанті для виконання обстеження та верхових оглядів ділянки ПЛ напругою 110 кВ передбачається використовувати один комплект БПЛА. Роботи будуть виконуватись бригадою до якої входять два електромонтери, що пройшли спеціальну підготовку та мають навички пілотування та обслуговування комплексу обладнання з БПЛА, один з них – пілот (електромонтер 6-го розряду),

інший – помічник пілота і за сумісництвом водій бригадного автомобіля типу «газель» (електромонтер 3-го розряду).

Поточні витрати в новому варіанті визначаються за формулою та включають в себе наступні складові:

$$B_{nom}^H = Z_n + B_c + B_{ya} + B_{убла} + A_p + B_{нед} + B_{ін}.$$

$$Z_n = \sum_{i=1}^n T_{c(i)} \cdot K_o \cdot 12 = (16800 + 10200) \cdot 1,2 \cdot 12 = 388800 \text{ грн.}$$

$$B_c = \frac{Z_n \cdot H_c}{100} = \frac{388800 \cdot 22}{100} = 85536 \text{ грн.}$$

$$B_{ya} = 25000 \cdot 19,0 = 475000 \text{ грн.}$$

Витрати на технічне обслуговування та ремонт елементів комплексу БПЛА ($B_{убла}$) визначаємо за формулою:

$$B_{убла} = B_{co} + B_{ем},$$

де B_{co} – витрати на сервісне обслуговування і ремонт елементів комплексу обладнання БПЛА. Дані роботи, за вимогою виробника, мають виконуватись спеціалізованими сервісними центрами, а їх вартість визначається трудомісткістю робіт та вартістю 1 нормо-год (1188 грн.). При середньому нальоті на рік, що не перевищує 2000 годин, річна трудомісткість робіт з технічного обслуговування одного комплекту обладнання складає 45 нормо-год.

$$B_{co} = 45 \cdot 1188 = 53460 \text{ грн.}$$

$B_{ем}$ – вартість експлуатаційних та ремонтних матеріалів. У попередніх розрахунках може бути прийнята 80% від B_{co} :

$$B_{ем} = 0,8 \cdot 53460 = 42768 \text{ грн.}$$

$$B_{убла} = 53460 + 42768 = 96228 \text{ грн.}$$

Річні амортизаційні відрахування (A_p) визначаються за сумою капіталовкладень в необхідне обладнання та річною нормою амортизації H_a яка складає 20% (виходячи з нормативного терміну експлуатації 5 років):

$$A_p = \frac{K \cdot H_a}{100} = \frac{1996560 \cdot 20}{100} = 399312 \text{ грн.}$$

Використання БПЛА для робіт по обстеженню ПЛ дасть можливість більш якісно проводити роботи, виявляти дефекти на ранніх стадіях та усувати їх під час виконання планових ремонтних робіт, уникаючи аварійних відключень електрообладнання. За попередніми розрахунками, використання новітніх технологій дозволить експлуатуючій організації знизити аварійність і тривалість відключень електроенергії на 40-45%. Річні збитки, пов'язані з недовідпуском електричної енергії споживачам, в новому варіанті будуть складати:

$$B''_{нед} = (1 - 0,42) \cdot B^b_{нед} = (1 - 0,42) \cdot 3360000 = 1948800 \text{ грн.}$$

$$B_{ін} = 388800 \cdot 0,1 = 38880 \text{ грн.}$$

Результати виконаних розрахунків зведемо у таблицю Б2.

Таблиця Б2. Кошторис річних експлуатаційних витрат

Стаття витрат	Витрати, грн	
	Базовий	Новий
Основна і додаткова заробітна плата робітників	1676160	388800
Відрахування на соціальні потреби (єдиний соціальний внесок)	368755	85536
Витрати на утримання та експлуатацію бригадного автомобіля	-	475000
Витрати на утримання та експлуатацію телескопічної автовишки	958320	-
Витрати на технічне обслуговування та ремонт елементів комплексу БПЛА	-	96228
Річні збитки пов'язані з недовідпуском електричної енергії споживачам	3360000	1948800
Амортизаційні відрахування	-	399312
Інші витрати	167616	38880
Всього	6530851	3432556

Б3 Розрахунок показників економічної ефективності системи моніторингу

Річний економічний ефект від застосування БПЛА для моніторингу стану проводів повітряної лінії електропередачі визначається за формулою:

$$E_p = (B_{nom}^{\delta} - B_{nom}^n) - E_n \cdot K$$

E_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних капіталовкладень. $E_n=0,2$

$$E_p = (6530851 - 3432556) - 0,2 \cdot 1996560 = 2700 \text{ тис. грн}$$

Період окупності додаткових капітальних вкладень за рахунок зниження експлуатаційних витрат визначається за формулою:

$$T_{ок} = \frac{K}{B_{nom}^{\delta} - B_{nom}^n} = \frac{1996560}{6530851 - 3432556} = 0,6 \text{ року} = 8 \text{ міс.}$$

Б4 Висновки

Як показали розрахунки, впровадження системи моніторингу повітряних ліній на базі БПЛА є економічно обґрунтованим. Величина річного економічного ефекту від запропонованих заходів в розрахунку на ділянку мережі довжиною 150 км складає 2700 тис. грн., а період окупності додаткових капіталовкладень складає 8 місяців.

Застосування БПЛА для обстеження електромереж дозволяє пришвидшити виявлення пошкоджень елементів ПЛ, знизити їх аварійність, значно скоротити час перерв в електропостачанні споживачів та пов'язані з цим збитки.