

ISBN 978-83-68188-44-8

Бойко С.М., Касаткіна І.В., Вишневіський С.Я., Васін І.І.

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Навчальний посібник

Варшава, Польща - 2026

 iScience

Бойко С.М., Касаткіна І.В., Вишневецький С.Я., Васін І.І.

**КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

Навчальний посібник

Варшава - 2026

УДК 621.31

Автори:

Бойко С.М., Касаткіна І.В., Вишневський С.Я., Васін І.І.

Рекомендовано до друку вченою радою Криворізького національного університету 21 січня 2025р. (протокол № 7)

Рецензенти: **Котов О.Б.**, д.т.н., професор, (Національний університет «Запорізька політехніка», м. Запоріжжя)

Саблін О.І., д.т.н., професор, (Український державний університет науки і технологій, м. Дніпро)

Контроль за станом високовольтних ліній електропостачання. Навчальний посібник / С.М. Бойко, І.В. Касаткіна, С.Я. Вишневський, І.І. Васін – Варшава: iScience Sp. z.o.o. – 2026 – 184 с.

У навчальному посібнику висвітлено основні положення щодо особливостей контролю за станом високовольтних ліній електропостачання. У окремій главі приділено увагу особливостям проведення діагностики високовольтних ліній електропостачання за допомогою безпілотних літальних апаратів.

Рекомендовано для фахівців, аспірантів та студентів за напрямком G3 (141) – «Енергетика, електротехніка та електромеханіка», J6 (272) – «Авіаційний транспорт» та інших споріднених спеціальностей при вивченні дисциплін «Системи електропостачання», «Діагностика високовольтних ліній електропостачання», «Використання безпілотні літальні апарати на різних видах робіт» та інших.

ISBN 978-83-68188-44-8
УДК 621.31

© Бойко С.М., Касаткіна І.В.
Вишневський С.Я., Васін І.І., 2026
© iScience Sp. z o o.

Слово до читача...

Навчальний посібник «Контроль за станом високовольтних ліній електропостачання» висвітлює основні сучасні основні положення щодо особливостей контролю за станом високовольтних ліній електропостачання. У окремій главі приділено увагу особливостям проведення діагностики високовольтних ліній електропостачання за допомогою безпілотних літальних апаратів. Навчальний посібник є продовженням науково-методичних праць творчої когорти науково-педагогічного авторського колективу, котрий поєднав у даній роботі фахівців у галузі авіаційного транспорту, та енергетики.

Особлива подяка рецензентам Котову О.Б., д.т.н., проф., (Національний університет «Запорізька політехніка», м.Запоріжжя) та Сабліну О.І., д.т.н., проф., (Український державний університет науки і технологій м. Дніпро).

Автори

ЗМІСТ

ВСТУП	6
ГЛАВА 1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄДНАНОЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ	7
1.1 Історія розвитку об'єднаної енергетичної системи України....	7
1.2 Можливості використання для міжсистемних зв'язків ліній електропередач різного типу	32
1.3 SWOT та PEST аналіз сучасного стану впровадження альтернативної енергетики.....	35
Контрольні питання до глави 1.....	45
ГЛАВА 2 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ	46
2.1 Загальна характеристика повітряних ліній електропередач ...	46
2.2 Конструктивні особливості повітряних ліній електропередач	47
Контрольні питання до глави 2.....	75
ГЛАВА 3 АНАЛІЗ МОЖЛИВИХ ВІДМОВ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ	76
3.1 Аналіз аварій в роботі об'єктів енергетичного господарства ..	76
3.2 Відмови та аварії енергетичного обладнання і споруд	82
3.3 Загрози енергетичній безпеці України.....	85
Контрольні питання до глави 3.....	92
ГЛАВА 4 ДІЇ СПРЯМОВАНІ НА ПІДТРИМАННЯ ЛЕП У РОБОЧОМУ СТАНІ	93
4.1 Попередження і ліквідація технологічних порушень	93
4.2 Діяльність електропостачальної компанії.....	93
4.3 Інтеграція відновлювальних джерел енергії	95
4.4 Динаміка відмов елементів повітряні лінії електропередач у процесі експлуатації.....	97
4.5 Технічне обслуговування повітряні лінії електропередач	105
4.6 Системи контролю ліній електропередачі.....	111
Контрольні питання до глави 4.....	117
ГЛАВА 5 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА СУЧАСНИХ БЕЗПЛОТНИХ ЛІТАЛЬНИХ АПАРАТІВ	118
5.1 Основні завдання та класифікація БпЛК	118
5.2 Сучасні аспекти практичного застосування БпЛК	128
Контрольні питання до глави 5.....	134
ГЛАВА 6 ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ШЛЯХОМ ВИКОРИСТАННЯ БЕЗПЛОТНИХ ЛІТАЛЬНИХ АПАРАТІВ	135

6.1 Економічні аспекти підвищення надійності електропостачання.....	135
6.2 Основною передумовою для застосування БПЛА будь-яких типів як засіб повітряного моніторингу ЛЕП.....	143
6.3 Використання безпілотних літальних апаратів в енергетиці...	145
6.4 Підвищення надійності систем електропостачання за рахунок впровадження БПЛА.....	151
6.5 Визначення параметрів ЛЕП за допомогою БПЛА з технологією лідарного сканування.....	153
6.6 Оцінка економічної ефективності застосування БПЛА для обслуговування ЛЕП.....	160
Контрольні питання до глави 6.....	165
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ТА РЕКОМЕНДОВАНОЇ ДЛЯ КОРИСТУВАННЯ ЛІТЕРАТУРИ.....	166
РОЗРОБКИ АВТОРІВ.....	178

ВСТУП

Швидкі системні й докорінні зміни, що відбуваються, свідчать про розгортання у світі «енергетичного переходу», орієнтованого на гнучкі системи, розподілену генерацію, «розумну» інфраструктуру та висококонкурентні ринки. Здійснення такого переходу потребує швидкого та адекватного реагування на наявні й нові загрози енергетичній безпеці. Тому дуже важливо забезпечити спроможність держави гарантовано виконувати життєво важливі функції та надавати послуги за будь-яких умов. Основним пріоритетом у цій сфері є створення системи гарантування енергетичної безпеки, зокрема щодо формування реєстру, ідентифікування та аналізування наявних загроз задля встановлення цілей і завдань суб'єктам гарантування енергетичної безпеки, а також визначення заходів пріоритетного реагування.

Енергетика є локомотивом розвитку будь-якої держави. Тому гарантування енергетичної безпеки є одним із завдань, які перебувають на порядку денному національних урядів. Утім, більшість держав по-різному визначають сферу енергетичної безпеки, формують власні інституційні системи її забезпечення, вибирають неоднакові механізми та інструменти її гарантування. Це розмаїття зумовлене необхідністю одночасного врахування багатьох життєво важливих потреб суспільства та пов'язано з реалізацією відразу кількох функцій держави.

На думку авторів навчального посібника, висвітлені в ньому наукові й практичні питання будуть корисними під час формування й реалізації енергетичної політики, стратегічного планування у сфері енергетичної безпеки, обґрунтованого добору інструментів політики, спрямованих на дотримання національних інтересів України.

ГЛАВА 1
ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄДНОАНІЙ
ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ

1.1 Історія розвитку об'єднаної енергетичної системи України

Історія енергетики у світі

Про енергетичну промисловість можна говорити з пізньої фази промислової революції. Початком було комерційне виробництво джерел енергії та торгівці паливом у містах і промислових центрах, які забезпечували приватні домогосподарства та промисловість деревиною та вугіллям як основними джерелами енергії на той час.

Міське газопостачання почалося на початку 19 століття, міське електропостачання приблизно через 50 років. Це викликало необхідність створення структури постачання з трубопровідними мережами. Спочатку він був організований на муніципальній основі. Однак на початку 20-го століття, з будівництвом надрегіональних мереж, в електроенергетиці та газовій промисловості почалися сильні тенденції до концентрації та монополізму. Вони вважалися ефективними і, отже, природними монополіями. Державний нагляд за електроенергетикою був запроваджений лише в тоталітарних державах (наприклад, нацистами Німеччини в Законі про енергетичну промисловість 1933 року, крім того – в СРСР, де енергетичний сектор керувався державою) [1].

Відповідно до Закону про енергетичну промисловість 1996 року, експлуатація мережі була відокремлена від енергопостачання з метою регулювання, а всі великі постачальники енергії були розділені принаймні на дві компанії. Це дозволило створити ринки торгівлі електроенергією та газом, де електроенергією та газом можна торгувати як цінними паперами. Взаємодія між мережевими операторами та постачальниками електроенергії та газу регулюється розгалуженою європейською нормативною базою (див. енергетичний ринок). Віхою у розвитку ринків електроенергії та газу стало заснування Європейської біржі електроенергії (EEX) у Лейпцигу в червні 2000 року.

Історія енергетики України
(за даними Міненерго України)
<https://www.mev.gov.ua/storinka/istoriya-enerhetyky>

На початку двадцятих років ХХ століття було розроблено план ГОЕЛРО, за яким майже третину нових енергетичних потужностей планувалось ввести в Україні. У квітні 1928 року скликано І Всеукраїнський енергетичний з'їзд, на якому обговорено план електрифікації України за проектом ГОЕЛРО. Зокрема підтверджено доцільність спорудження потужної гідроелектростанції на Дніпрі та промислових електростанцій на Донбасі.

За цим планом передбачалося ввести в Україні в стислі терміни Штерівську, Зуївську, КРЕС, ЕСХАР, Старобешівську, Лисичанську та інші районні і промислові електростанції.

На кінець 1940 р. потужність електростанцій України становила 2630 МВт, а виробництво електроенергії досягло 12,41 млрд кВт/год. Основою енергетики в Україні стали державні районні електростанції, які виробляли понад 85% електроенергії [2].

Централізація виробництва електроенергії і тепла стала найважливішою і найхарактернішою особливістю розвитку енергетики України.

Розвиток електроенергетики і прогрес науки визначили потребу в об'єднанні зусиль науковців і фахівців-практиків. Створювалися проектні і наукові інститути, дослідницькі лабораторії, збільшено випуск фахівців-енергетиків у вищих навчальних закладах, розвивалася вітчизняна енергомашинобудівна промисловість.

Енергетика в часи війни та її відбудова після

У перші місяці війни 1941-1945 рр. роботу енергетичних підприємств було спрямовано, переважно, на забезпечення потреб фронту і тилу. Перед окупацією України основну частину устаткування електростанцій було демонтовано та евакуйовано на схід. Устаткування, що залишилося – зруйновано.

Після визволення від окупантів робота з відновлення енергетичного господарства стала особливо важливою і напруженою.

У перші післявоєнні роки дуже гостро відчувався дефіцит енергетичних потужностей, доводилося використовувати дизель-електростанції, енергопотяги, малі ГЕС тощо. Відбудова електростанцій здійснювалась одночасно з їх технічним вдосконаленням і використанням передових на той час науково-технічних досягнень – впроваджувалось устаткування на високих параметрах пари, застосовувалась автоматизація виробничих процесів і управління режимами експлуатації агрегатів. Електростанції частково оснащувалися трофейним німецьким обладнанням. Самовіддана робота

енергетиків забезпечила швидку відбудову і подальший розвиток енергетичного господарства України [3].

Загальна потужність електростанцій України в 1959 р. перевищила 9,0 млн кВт.

Розвиток енергосистеми України

Наступний період розвитку економіки України характеризується бурхливим зростанням житлового і промислового будівництва, науки і техніки. У вересні 1962 р. створено Міністерство енергетики та електрифікації України, що об'єднало всі енергосистеми і більшість енергетичних підприємств та організацій республіки.

Утворення спеціалізованого міністерства відіграло велику роль у подальшому становленні енергетики України, яка розвивалася шляхом спорудження потужних теплових електростанцій з енергоблоками на надкритичні параметри пари потужністю 150-200-300-800 тис. кВт, будівництва каскаду ГЕС на Дніпрі, а в 70-х роках – введенням в експлуатацію атомних енергоблоків з реакторами РБМК і ВВЕР (Чорнобильська, Південно-Українська, Запорізька, Рівненська, Хмельницька АЕС). Подальший розвиток електромереж усіх класів напруги від 0,4 до 750 кВ дозволив об'єднати всі енергосистеми в єдину потужну енергетичну систему [4].

В Україні створювалися нові наукові і проєктні інститути, монтажні, налагоджувальні енергетичні організації, енергобудівельні трести й управління, які виконували величезні обсяги робіт.

Лініями електропередачі 220-400 кВ Об'єднана енергосистема України з часом з'єдналася з енергосистемами Угорщини, Чехословаччини, Польщі, Румунії, Болгарії і увійшла до складу створеного країнами РЕВ енергооб'єднання «МИР2».

Прискореними темпами створювався каскад гідроелектростанцій на Дніпрі. З 1950 р. по 1980 р. споруджено Каховську, Кременчуцьку, Дніпродзержинську, Канівську ГЕС і Дніпровську ГЕС-2. Неподалік Києва збудовано унікальний гідроенергетичний комплекс у складі ГЕС, де встановлено перші в тодішньому СРСР горизонтальні капсульні гідроагрегати загальною потужністю 352 МВт, і першу в країні гідроакumuлюючу електростанцію (ГАЕС) потужністю в генераторному режимі 225 МВт. Гідроелектростанції посіли властиве їм місце основного джерела покриття пікових навантажень і регулятора частоти в ОЕС.

У 1963 р. розпочато введення в експлуатацію енергоблоків 300 МВт на Придніпровській, а з часом – на Криворізькій, Запорізькій, Зміївській, Вуглегірській, Зуївській ДРЕС [5].

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Подальший розвиток електричних мереж зумовив приєднання нових регіонів України до загальної мережі. А введення у 1967 р. в дію ЛЕП 330 кВ Івано-Франківськ – Тернопіль дозволило об'єднати західну енергосистему «Львівенерго», яка працювала паралельно з ОЕС «МИР», з об'єднаною енергосистемою Півдня і сформувати ОЕС України. Завершальним етапом формування ОЕС і забезпечення експортних можливостей України стало будівництво ЛЕП 750 кВ.

Західноукраїнська ПС 750 кВ – Альбертірше (Угорщина) стала продовженням широтної передачі 750 кВ Донбас-Дніпро-Вінниця-Західноукраїнська протяжністю 1120 км [6].

Упродовж 70-80-х років завершувалося спорудження каскаду дніпровських гідроелектростанцій, вводилися в дію енергоблоки 800 МВт на Слов'янській, Вуглегірській та Запорізькій ТЕС, енергоблоки на атомних електростанціях потужністю 1000 МВт, на теплоелектроцентралях упроваджувалися теплофікаційні енергоблоки потужністю 100 і 250/300 МВт. Найбільшими електростанціями стали Запорізька і Вуглегірська ТЕС потужністю по 3,6 млн кВт, Криворізька ТЕС-2 потужністю 3 млн кВт, Придніпровська, Бурштинська, Зміївська – потужністю по 2,4 млн кВт, Старобешівська і Луганська по 2,3 млн кВт, Слов'янська ТЕС – 2,1 млн кВт та інші.

Наприкінці 80-х років потужність теплових електростанцій становила 37,7 млн кВт, або 80% потужності всіх електростанцій України, а виробництво електроенергії на них досягло 214,4 млрд кВт/год.

У Києві збудована найбільша в Україні ТЕЦ-5 потужністю 800 МВт з першими в світі турбогенераторами 250-300 МВт, споруджена найбільша в Харкові ТЕЦ-5 та інші. Для видачі теплової енергії споживачам у 1976-90-х роках в містах країни споруджено і введено в експлуатацію 590 км магістральних і розподільчих теплових мереж, загальна протяжність яких у 1980 р. досягла 2148 км.

У 1975 р., після введення в експлуатацію другої черги Дніпрогесу, завершено будівництво каскаду восьми гідроелектростанцій на Дніпрі сумарною потужністю 3910 МВт. Почалося будівництво Дністровського каскаду ГЕС – ГАЕС. Введення в дію Рівненської в 1986 р. (потужністю 1880 МВт), Хмельницької в 1987 р. (1000 МВт), Південно-Української в 1989 р. (3000 МВт) атомних електростанцій з енергоблоками типу ВВЕР значно збільшило потужність енергетичної системи України. З введенням у 1995 р. в дію останнього, 6-го енергоблоку 1000 МВт, завершено будівництво найбільшої в Європі Запорізької АЕС потужністю 6000 МВт [7].

Об'єднана електроенергетична система (ОЕС) України стала однією з наймогутніших енергосистем Європи. Встановлена потужність електростанцій перевищила 50 млн кВт. Загальна довжина ліній електропередачі всіх класів напруги перевищила 1 млн км, а кількість трансформаторних підстанцій усіх класів напруги налічувала 202 тисяч одиниць.

26 квітня 1986 р. Україну спіткала катастрофа – на реакторі РБМК енергоблоку № 4 Чорнобильської АЕС під час проведення виробничого експерименту відбувся потужний вибух з викидами в довкілля великої кількості радіоактивних речовин. Це була одна з найбільших техногенних катастроф у світі. Чорнобиль продемонстрував всьому світу, наскільки важливим є забезпечення надійної роботи і розвитку ядерного енергетичного комплексу України.

Величезний резонанс в світі викликало політичне рішення про закриття Чорнобильської АЕС. 15 грудня 2000 р. відповідно до рішення Верховної Ради України була припинена робота блоку № 3 ЧАЕС і електростанція була остаточно зупинена.

За участі професійної громадськості у 1993 р. створено Українське ядерне товариство.

Реформування енергетики, ринкові перетворення

На початку 90-х років ХХ століття енергосистема України була вертикально інтегрованим енергетичним комплексом, і питання реформування енергетики та її переходу на ринкові відносини широко обговорювалося серед фахівців Міненерго, Мінекономіки, антімонопольного Комітету, в наукових і громадських організаціях. У середині 90-х років був визначений координатор з розробки моделі оптового ринку електроенергії – Світовий банк, який залучив до розроблення моделі іноземних консультантів. В основу реформування галузі і створення ринку електроенергії були покладені принципи збереження об'єднаної енергетичної системи країни і централізованого управління нею, демонополізація регіональних енергооб'єднань, створення умов для конкуренції серед енерговиробників і постачальників електричної енергії [8].

За цією програмою створена Державна енергетична компанія магістральних електромереж (220-750 кВ), а Національному диспетчерському центру (НДЦ) підпорядковані оперативно-диспетчерські служби регіональних енергооб'єднань. 15 квітня 1998 р. ці дві державні структури були об'єднані в Національну енергетичну компанію «Укренерго», яка не підлягає приватизації.

З метою створення ринкових передумов функціонування енергетики монопольні, вертикально інтегровані енергетичні об'єднання були ліквідовані. На їх базі створено сім енергогенеруючих компаній (ТЕС, АЕС, ГЕС).

Усі ці компанії створили Оптовий ринок електроенергії (ОРЕ), підписавши в 1996 р. Договір учасників ОРЕ. Пізніше договір підписали і незалежні енергопостачальними, які отримали право купувати енергію на оптовому ринку електроенергії.

У перехідний період значно зменшилося централізоване управління енергетикою з боку Міненерго. Ще у 1995 р. Указом Президента України утворена Національна комісія регулювання електроенергетики (НКРЕ), завданнями якої визначались регулювання діяльності оптового ринку, ліцензування діяльності в енергетиці, тарифна політика і захист прав споживачів електроенергії [9].

16 жовтня 1997 р. на засіданні Верховної Ради України Закон був прийнятий.

Для виконання функцій оператора ринку у складі НДЦ було створено Державне підприємство «Енергоринок».

Наприкінці 1999 р. Указом Президента України на базі Міністерства енергетики, Міністерства вугільної промисловості, Державного департаменту з питань електроенергетики, Державного департаменту нафтової, газової і нафтопереробної промисловості і Державного департаменту з питань ядерної енергетики утворено Міністерство палива та енергетики України.

Сучасна енергосистема України.

На сьогодні Об'єднана енергосистема України є одним з найбільших енергооб'єднань Європи, яке охоплює сім регіональних електроенергетичних систем (РЕЕС): Дніпровську, Західну, Кримську, Південну, Південно-Західну, Північну та Центральну, що взаємопов'язані системоутворюючими та магістральними лініями електропередачі (ЛЕП) 750 кВ і 330-500 кВ2.

До структури національної енергосистеми належать різні за типом електростанції, магістральні та розподільні мережі, розташовані на значній території та об'єднані загальним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної та теплової енергії.

Режим роботи ОЕС України визначається на основі балансу виробництва та споживання електроенергії, ремонту електричних мереж та енергогенеруючого обладнання, а також можливості ліквідації надзвичайних ситуацій у випадку зупинки електроенергетичного обладнання на електростанціях та пошкодження магістральних ЛЕП.

У вітчизняній енергосистемі працюють 413 виробників електричної енергії, з яких сім – потужних енергогенеруючих компаній забезпечують близько 90% всього виробництва, 40 підприємств з передачі електроенергії місцевими (локальними) електричними мережами та 147 компаній з постачання електричної енергії [10].

16 березня 2022 року відбулась історична подія: українська енергосистема була остаточно від'єднана від свого радянського минулого – енергомережі росії та білорусі. На тлі російського військового вторгнення, більш ніж на рік раніше запланованого терміну, енергосистема України була повністю синхронізована з енергомережею континентальної Європи ENTSO-E. Відповідне рішення було ухвалено об'єднанням системних операторів ENTSO-E 11 березня 2022 року. Після синхронізації Об'єднана енергосистема України працює стабільно, частота підтримується на рівні 50 ГЦ.

На території сучасної України в першій половині ХХ століття сформувалися 5 локальних енергосистем. Першою була створена Донбаська енергосистема (1926 р.), потім в 1930 р. були створені районні енергетичні управління (РЕУ) Київенерго, Крименерго та енергосистема м. Харкова. У 1931 р. було утворено РЕУ Дніпроенерго. Першим кроком до створення об'єднаної енергосистеми стало спорудження в 1940 р. лінії електропередачі напругою 220 кВ довжиною 87 км між Донбасенерго та Дніпроенерго. У цьому ж році енергосистеми Донбасенерго, Дніпроенерго і Ростовенерго сформували об'єднану енергосистему, що одержала назву ОЕС Півдня. Центральним оператором ОЕС стала Об'єднана диспетчерська служба (ОДС Півдня), що знаходилась в м. Горлівка. До цього часу виробіток електроенергії на всіх електростанціях України досяг 12,41 млрд. кВт·год [11].

Велика Вітчизняна війна 1941–1945 рр. завдала величезної шкоди енергетиці України, як і всьому народному господарству. Було підірвано десятки великих та багато дрібних електростанцій загальною встановленою потужністю близько 2 млн. кВт, повністю зруйновано тисячі кілометрів ліній електропередачі.

Після визволення України з окупації і налагодження енергогосподарства в мінімально можливих за часів війни обсягах вироблення електроенергії склало всього 3,15 млрд. кВт·год (1945 р.). Проте робота ОДС Півдня була відновлена вже в 1944 р. У сферу диспетчерського управління паралельної роботи увійшли дві енергосистеми – Донбасенерго і Ростовенерго. Пізніше, в 1948 р., після відновлення міжсистемного зв'язку 220 кВ до ОЕС Півдня знову приєдналася Дніпровська енергосистема [12].

Період 1946–1950 років

У післявоєнний період 1946–1950 рр. вирішувалося найважче завдання прискореного відновлення енергетики України. До 1950 р. зруйновані Северодонецька, Штерівська, Зуївська районні електростанції досягли рівня довоєнної потужності, а Курахівська ГРЕС навіть перевищила його. У цілому загальна потужність районних електростанцій Донбасенерго перевищила довоєнний рівень. У Дніпроенерго в 1950 р. були відновлені Дніпродзержинська і Криворізька районні електростанції. Величезну роботу було проведено по відновленню Дніпрогесу. На думку закордонних фахівців через колосальні руйнування Дніпровську гідроелектростанцію відновити було неможливо. Пропонувалося побудувати її знову на іншому місці. Незважаючи на песимістичні прогнози, Дніпровську ГЕС було відновлено, і останній, 9-й по черзі, гідроагрегат станції був включений в енергосистему Дніпроенерго в першій половині 1950 р [13].

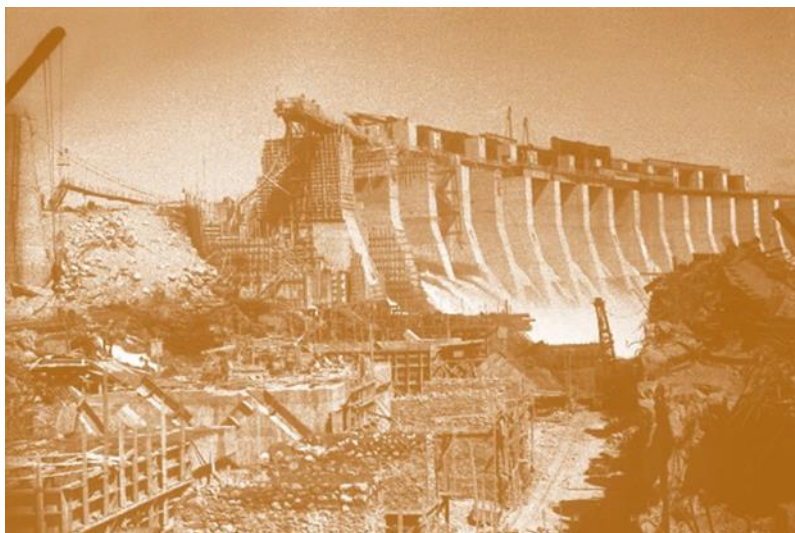


Рисунок 1.1 – Відновлення зруйнованої греблі Дніпрогесу

При відновленні Дніпрогесу були збільшені корисний обсяг водосховища та робочий напір, сумарна потужність гідроагрегатів зросла до 650,6 МВт при довоєнній потужності 560,4 МВт. У цілому до кінця 1950 р. встановлена потужність електростанцій Дніпроенерго

зросла проти довоєнного рівня на 13%. У Харківенерго встановлена потужність відновлених електростанцій в 1950 р. перевищила довоєнний рівень на 10%. Були відновлені й отримали подальший розвиток електростанції Київенерго, Крименерго, а також на Миколаївському, Одеському та Львівському енергокомбінатах. Одночасно з будівництвом електростанцій проводилось інтенсивне відновлення і будівництво нових електричних мереж. Кількість великих вузлових трансформаторних підстанцій досягла довоєнної, а довжина ліній електропередачі напругою 35 кВ і вище в цей період перевищила довоєнну на 13% і досягла 4636 км [14].

До кінця 1950 р. встановлена потужність електростанцій України досягла 3,3 млн. кВт, а річне виробництво електроенергії склало 15 млрд. кВт·год.

Період 1951–1960 років

Десятиліття 1951–1960 років у розвитку національної енергетики характеризувалося збільшенням встановленої потужності електростанцій і підстанцій по всій території України, а не тільки в місцях післявоєнного відновлення енергооб'єктів. При цьому істотно зросла (приблизно в 3 рази) довжина ліній електропередачі всіх напруг до 220 кВ включно. Результатом такого розвитку енергетики по територіях стало формування нових локальних енергосистем у західній, південнозахідній і південній частинах України. Були створені РЕУ Одесаенерго (1951 р.), РЕУ Львівенерго (1956 р.) і РЕУ Вінницяенерго (1960 р.). Одночасно у міру будівництва міжсистемних зв'язків на напрузі 154 і 220 кВ тривав процес збільшення Об'єднаної енергосистеми Півдня [15].

У 1958 р. був введений в дію міжсистемний зв'язок 220 кВ між Харківською енергосистемою і Слов'янською ДРЕС на Донбасі, що з'єднала Харківенерго з ОЕС Півдня. Крім того, на паралельну роботу з ОЕС Півдня по лінії 154 кВ Каховська ГЕС – Херсон – Миколаїв було підключено східну частину Одеської енергосистеми.

Період 1961–1970 років

З 1961 р. почався якісно новий десятилітній етап розвитку ОЕС Півдня, результатом якого стало поступове приєднання до об'єднаної енергосистеми всіх локальних енергосистем України та енергосистеми Молдавії. За цей період централізованим електропостачанням була охоплена вся територія України.

У 1961 р. внаслідок введення в експлуатацію великих теплових електростанцій проектною потужністю 2400 МВт з новими енергоблоками одиничною потужністю 200 МВт на Луганській

і Старобешівській ДРЕС, а трохи пізніше – на Зміївській, Бурштинській та Курахівській ДРЕС, пуску Кременчуцької ГЕС виникла проблема підвищення пропускної спроможності діючих зв'язків між енергосистемами та енергопостачання відповідальних вузлів навантаження. Рішення проблеми було знайдено за рахунок освоєння нового ступеню підвищеної номінальної напруги 330 кВ.

Відзначимо, що затвердження такого рішення для України стало значною перемогою інженерної думки українських учених, проєктувальників і творців нового електротехнічного обладнання тому, що в той період вся енергетика Радянського Союзу була зорієнтована на розвиток електричних мереж максимальної напруги 220 кВ із перспективою переходу міжсистемних зв'язків у майбутньому до напруги 500 кВ [16].

Почався період інтенсивного освоєння і розвитку електричних мереж напругою 330 кВ. У Дніпроенерго були введені в експлуатацію перші лінії електропередачі цієї напруги в напрямку Кременчуцька ГЕС – Черкаси – Київ. Потім були побудовані лінії 330 кВ Зміївська ДРЕС – Полтава – Кременчук, Зміївська ДРЕС – Суми – Ніжин – Київ, Дніпро–Донбас та інші. Ці лінії з'єднали Харківенерго, Донбасенерго та Дніпроенерго з Київською енергосистемою. Почалося будівництво мереж напругою 330 кВ у південних і західних регіонах України, де до цього часу були сформовані потужні мережі з номінальними напругами 154 і 110 кВ. Роль системоутворюючих зв'язків в ОЕС Півдня перейшла до ліній електропередачі 330 кВ, забезпечуючи до кінця 70-х років ХХ сторіччя пропускну здатність 350–450 МВт на ланцюг.

Довжина нових ліній електропередачі 330 кВ до початку 1969 р. складала близько 5 тис.км. Протягом цього ж періоду здійснені переведення і посилення низки діючих ліній напругою 220 кВ на підвищену напругу 330 кВ. Цей захід дозволив значно збільшити пропускну спроможність діючих міжсистемних ліній електропередачі, в першу чергу в напрямках Дніпро – Донбас, Дніпропетровськ – Кривий Ріг, Слов'янськ – Зміїв. З розвитком мереж напругою 330 кВ стала очевидною необхідність скорочення та обмеження зон поширення мереж напругою 220 кВ. Такими зонами були визначені східна частина Донбаської енергосистеми, а також Львівської та Кримської енергосистем. У двох останніх енергосистемах на мережі напругою 220 кВ у наступні роки наклались мережі 330 кВ [17].

З 1963 р. почалося впровадження в дію енергоблоків одиначною потужністю 300 МВт на Придніпровській ДРЕС, а потім – на Криворізькій, Зміївській, Трипільській, Ладижинській, Запорізькій,

Вуглегірській та Зуївській ДРЕС. Введення в дію в 1966–1969 рр. ліній електропередачі 330 кВ у напрямку Бурштинська ДРЕС – Тернопіль – Хмельницький – Вінниця – Київ дозволило об'єднати в паралельну роботу енергосистеми західної, центральної та східної частин України. У 1967 році разом з введенням в дію лінії 330 кВ Молдавська ДРЕС – Усатово (Одеса) – Трихати до ОЕС Півдня приєдналася вся Одеська енергосистема та система Молдавії.

До кінця 1966 року практично на всій території України споживачі електроенергії були підключені до джерел централізованого електропостачання об'єднаної енергосистеми, що складалась з восьми українських енергосистем (Донбаської, Дніпровської, Харківської, Київської, Вінницької, Одеської, Кримської і Львівської), систем Молдавії та Ростовенерго. Пізніше в 1973 році Ростовенерго було введено до складу ОЕС Північного Кавказу [18].

Через значне розширення області оперативно-диспетчерського управління ОЕС Півдня останнє в 1966 році було переведено з Горлівки в Київ. У 1967 році Об'єднане диспетчерське управління (ОДУ Півдня) в адміністративному відношенні було підлегле Центральному диспетчерському управлінню ЄЕС СРСР.

У період 1961–1970 рр. інтенсивно розвивалися електричні зв'язки України з іншими ОЕС європейської частини колишнього СРСР, а також із країнами Східної Європи – членами Ради Економічної Взаємодопомоги (РЕВ).

У 1962 році у Львівській енергосистемі споруджено лінії електропередачі напругою 220 кВ Добротвірська ДРЕС – Львів – Мукачеве – Шайосегед (Угорщина). У 1964–1968 рр. введені в експлуатацію лінії 220 кВ Добротвірська ДРЕС – Замосць (виділений район у Польщі), а також лінії напругою 400 кВ Бурштинська ДРЕС – Мукачеве, Мукачеве – Капушани (Чехословаччина), Мукачеве – Рошіорь (Румунія), Мукачеве – Шайосегед (Угорщина). У результаті електричні мережі Угорщини, Словаччини та Румунії з'єдналися з мережами України, що дозволило створити в 1962 році міждержавну об'єднану енергосистему ОЕС «Мир», що включала в себе енергосистеми Угорщини, Польщі, Румунії, Чехословаччини та українську енергосистему Львівенерго. Пізніше, в 1972 році, до ОЕС «Мир» було підключено енергосистему Болгарії (через лінію електропередачі 400 кВ Молдавська ДРЕС – Вулканешти – Добруджа). Керування ОЕС «Мир» здійснювалося Центральним диспетчерським управлінням, розміщеним у Празі.

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ
ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Одночасно підсилювалась пропускна спроможність електричних зв'язків східної частини ОЕС Півдня з ОЕС Центра та ОЕС Нижнього Поволжя Росії [19].

Таблиця 1.1 – Динаміка зміни довжини повітряних ліній електропередачі в Україні з 1940 по 1969 рр.

Номінальна напруга ліній електропередачі, кВ	Роки						
	1940	1955	1960	1963	1965	1968	1969
800 (±400)	–	–	–	247	247	247	247
400	–	–	–	115	115	142	142
330	–	–	126	2010	3243	4786	3608
220	211	732	2231	3204	3538	3782	3771
150	477	836	2194	2906	3479	3830	3920
110	1242	2253	5033	9422	12673	15930	17190
35	2161	3007	8909	15164	19884	25592	27070

Примітка. Зменшення довжини ліній електропередачі з номінальною напругою 150 і 110 кВ пов'язане з переведенням частини з них на підвищену номінальну напругу.

До 1968 року були введені в експлуатацію міжсистемні лінії 330 кВ Зміївська ДРЕС – Харків – Белгород – Курськ і Зміївська ДРЕС – Валуйки. Особливий інтерес становила організація зв'язку мереж Донбаської енергосистеми з Волгоградською ГЕС по електропередачі постійного струму (ЕППС) напругою ± 400 кВ (800 кВ між полюсами) [20].

Як вказувалося раніше, ЕППС мають більші технічні переваги перед електропередачами змінного струму, найважливішими з яких є: відсутність необхідності виконання вимог до стійкості паралельної роботи енергосистеми; просте та швидке регулювання величини і напрямку потоку електроенергії між з'єднаними енергосистемами; можливість незалежного регулювання частоти в системах. Крім того, ЕППС мають малі втрати активної енергії на коронування та передачу

Довжина електричних мереж України напругою 35 кВ і вище до 1970 року перевищила 55 тис.км, а встановлена потужність трансформаторних підстанцій досягла 78 млн. кВ·А. Динаміка зміни довжини повітряних ліній різних номінальних напруг з 1940 по 1969 р. наведена в табл. 1.1.

Станом на 01.01.1970 року ОЕС Півдня мала в користуванні встановлену потужність всіх електростанцій 29,9 ГВт, у тому числі ТЕС – 27,2 ГВт і ГЕС – 2,7 ГВт. Виробництво електроенергії в ОЕС Півдня в 1970 році перевищило 150 млрд. кВт·год.

Схему основних електричних мереж 220 кВ і вище в Україні станом на 01.01.1969 року наведено на рис. 1.1 мовою оригіналу.

Період 1971–1980 років

Початок цього періоду відзначено активним продовженням впровадження енергоблоків теплових електростанцій підвищеної одиничної потужності 300 МВт та переходом до освоєння енергоблоків 800 МВт. Після введення в експлуатацію в 1967 році двовального блоку (300 + 500 МВт) на Слов'янській ДРЕС були введені в дію в 1977 році однавальні блоки 800 МВт на Вуглегірській та Запорізькій ТЕС. Котли енергоблоків 800 МВт були розраховані на використання в якості палива мазуту, що був побічним продуктом недостатньо глибокої переробки нафти на НПЗ України в 70-х роках. Однак через 20 років їх роботи, коли були освоєні нові технології глибокої переробки нафти (наприкінці 90-х років), ці передові в технічному відношенні блоки через відсутність мазуту і дешевого газу залишилися практично без використання енергосистемою.

Блоки одиничною потужністю 300 МВт встановлювалися на всіх нових ТЕС та на ТЕС, що розширювались, таких як Ладижинська ДРЕС, Зміївська ДРЕС та інші. Протягом наступних років після введення в дію атомних електростанцій України, що працюють за рівним графіком навантаження, ці блоки разом з блоками 200 МВт почали виконувати найважливішу роль регулювання покриття добового графіка електричного навантаження ОЕС у його напівпіковій частині.

У 1975 році завершилося будівництво 8 дніпровських гідроелектростанцій сумарною потужністю 3900 МВт, призначених для покриття навантаження в піковій частині добового графіка ОЕС Півдня [31-41].

Якісно новий етап у розвитку електроенергетики України, пов'язаний з початком широкого будівництва на території України потужних АЕС, почався наприкінці 70-х років. Наслідком цього процесу стало освоєння нового підвищеного ступеню номінальної

напруги 750 кВ для магістральних ліній електропередачі. У ці роки було розгорнуте будівництво 4 АЕС – Чорнобильської в 1970 р., Рівненської в 1976 р., Південноукраїнської в 1977 р. та Запорізької в 1980 р.

Чорнобильська АЕС споруджувалася на базі використання водографітових реакторів каналного типу (РБМК) електричною потужністю 1000 МВт. На I-й черзі Рівненської АЕС встановлювалися реактори корпусного типу під тиском (ВВЕР) електричною потужністю 440 МВт. На Південноукраїнській і Запорізькій АЕС, а також на інших намічених до будівництва атомних електростанцій (Хмельницька АЕС, Кримська АЕС, розширення Рівненської АЕС) планувалося використання реакторів ВВЕР 1000 МВт.

Первістком вітчизняної атомної енергетики в ОЕС Півдня була Чорнобильська АЕС проектною потужністю 4000 МВт. Перший енергоблок з реактором типу РБМК потужністю 1000 МВт було введено в експлуатацію в 1977 році. Другий енергоблок з реактором того ж типу був запущений в експлуатацію в 1978 році, третій енергоблок включився у роботу в 1980 році.

На Рівненській АЕС перший і другий енергоблоки з реакторами типу ВВЕР 440 були введені в експлуатацію в 1980 і 1981 рр.

У 1971 році почалося поетапне спорудження ліній електропередачі нового класу напруги 750 кВ. Головним призначенням ліній електропередачі 750 кВ було посилення основної мережі Єдиної енергетичної системи (ЄЕС) колишнього СРСР для забезпечення надійної та сталої роботи енергосистем у складі ЄЕС, забезпечення видачі потужності найбільших атомних електростанцій України, підвищення пропускної спроможності міжсистемних зв'язків для збільшення обміну потужністю та енергією між системами, а також для збільшення експорту електроенергії до Східної Європи – до ОЕС «Мир» [41-51].

На першому етапі лінії 750 кВ забезпечували з'єднання низки вузлів розвинутої мережі попереднього ступеню напруги 330 кВ. Пропускна спроможність шунтуючої мережі напругою 750 кВ на цьому етапі приблизно відповідала пропускній спроможності шунтуючих ділянок мережі напругою 330 кВ. На другому етапі до підстанцій електропередачі 750 кВ приєднувалися радіальні лінії для підключення великих вузлів генерації потужностей, в першу чергу атомних електростанцій. На третьому етапі спорудження мережі 750 кВ здійснювалася її трансформація в складнозамкнуту мережу, що має кілька контурів. У результаті такої побудови мереж функції

Період 1981–1990 років

До початку цього періоду завершилося будівництво Дніпровської ГЕС-2, а в 1983 році досягла проектної потужності 702 МВт Дністровська ГЕС. У цей же час завершилося будівництво крупних теплових електростанцій – Київської ТЕЦ-6 і Зуївської ДРЕС-2 (в подальшому в Україні теплові електростанції великої потужності не споруджувалися). Одночасно тривало будівництво атомних електростанцій, яке було розпочато в 70-ті роки.

На Рівненській АЕС в 1986 році був введений в експлуатацію третій енергоблок потужністю 1000 МВт, і станція досягла проектної потужності 1880 МВт [62].

На Південноукраїнській АЕС в 1982 році був уведений в дію перший енергоблок потужністю 1000 МВт, а останній, третій, блок станції було запущено в 1989 році.

На Хмельницькій АЕС в 1981 році розпочали будівництво першого блоку потужністю 1000 МВт, що був введений в експлуатацію в 1987 році.

На Запорізькій АЕС до 1989 року було введено в експлуатацію 5 енергоблоків потужністю 1000 МВт кожний.

У 1980–1986 рр. електрична мережа 750 кВ вступила в другий етап свого розвитку. Були споруджені лінії 750 кВ напрямком Чорнобильська АЕС – Західноукраїнська (1980 р.), Чорнобильська АЕС – Вінниця (1982 р.), Запорізька АЕС – Дніпро (1983 р.), Запорізька АЕС – підстанція Запорізька (1986 р.). Ці лінії утворили дві петлі напругою 750 кВ, розташовані в західній і центральній частинах України.

У зв'язку з введенням в експлуатацію Хмельницької та Південноукраїнської АЕС електропередачі 750 кВ на ділянках Чорнобильська АЕС – Західноукраїнська і Дніпро – Вінниця було розрізано та перезаведено на ОРУ 750 кВ Хмельницької (1984 р.) та Південноукраїнської (1987 р.) АЕС. У цей період зв'язки ОЕС Півдня з країнами РЕВ послідовно підсилювалися введенням в дію ліній електропередачі напругою 750 кВ Україна – Польща (Хмельницька АЕС – Жешув, 1984 р.) і Україна – Румунія (Південноукраїнська АЕС – Ісакча, 1987 р.). Рівненську АЕС в 1984 р. було під'єднано до підстанції Західноукраїнська електропередачею, побудованою в габаритах 750 кВ. Тимчасово ця електропередача була включена на напругу 330 кВ [63].

У 1990 році була споруджена електропередача 750 кВ Запорізька АЕС – підстанція Південно-Донбаська, котра стала першою ділянкою південної магістралі 750 кВ, наміченої для проходження в широтному напрямку по лінії Донбас – Каховка – Одеса. У подальшому ця

магістраль була доповнена ділянкою 750 кВ від Південно-Донбаської підстанції до підстанції Донбас.

У квітні 1986 року Україна зазнала однієї з найбільших техногенних катастроф у світі: під час проведення експериментальних досліджень на реакторі РБМК четвертого енергоблоку стався вибух з викидом великої кількості радіоактивних речовин. Ця трагедія отримала величезний резонанс у світі, що, врешті-решт, призвело до повного зупинення Чорнобильської АЕС у грудні 2000 року.

Накладення зв'язків напругою 750 кВ на побудовані раніше мережі зниженої номінальної напруги 330 кВ викликало при експлуатації мережі 750 кВ купу технічних проблем, обумовлених виникненням електричної неоднорідності замкнутої мережі з несприятливим поточкорозподілом потужностей гілками неоднорідного замкнутого контуру, що загрожує порушенням статичної стійкості мережі, погіршенням режиму напруги та збільшенням втрат активної потужності. Проблему неоднорідності мережі було вирішено українськими енергетиками та вченими за рахунок включення в замкнуті контури мережі спеціальних вольтододаткових трансформаторів з поздовжньо-поперечним регулюванням напруги, розміщених у нейтралях автотрансформаторів.

З введенням в експлуатацію цих ліній була створена складнозамкнута системоутворююча мережа напругою 750 кВ, що містить у собі три замкнуті контури. При цьому дві петлі напругою 750 кВ розташовані в центральній і східній частинах України, а одна петля – у західній частині країни. Складнозамкнута схема мережі напругою 750 кВ різко підсилила внутрішні міжсистемні зв'язки з центральною, східною і західною частинами України, забезпечила ефективний обмін потужністю об'єднань Півдня, Північного Заходу та Центру, підсилила зв'язки з енергооб'єднанням «Мир» і дозволила енергетикам ефективно видавати потужності від найбільших АЕС України, розташованих у зоні розміщення ПЛ 750 кВ [64].

У 1988 році Об'єднане диспетчерське управління Півдня (ОДУ Півдня) було виведено з адміністративного підпорядкування Центральному диспетчерському управлінню ЄЕС СРСР та перепідпорядковано Міненерго України. При цьому Молдавська енергосистема була виведена з адміністративного підпорядкування ОДУ Півдня. З цього часу ОДУ Півдня стало називатися ОДУ України.

У цілому до 1990 року ОЕС Півдня (ОЕС України) займала на енергетичній карті світу місце потужного енергооб'єднання світового рівня, що характеризувалося наступними показниками: встановлена

потужність електростанцій – 55,4 ГВт, виробництво електроенергії – 296,3 млрд. кВт·год, електроспоживання – 268,2 млрд. кВт·год, експорт електричної енергії в інші держави – 28,1 млрд. кВт·год.

Енергетична галузь України в 1990 році досягла свого найвищого стану, після якого почався період глибокого спаду, що розтягнувся на два десятиліття [65].

Період 1991–2009 років

У 1991–1996 рр. у зв'язку з розпадом колишнього СРСР Україна опинилась в умовах економічної кризи, що призвела до різкого зменшення в Україні попиту на електричну енергію. Це спричинило істотне зниження обсягів виробництва електроенергії, зменшення її внутрішнього споживання та експорту. Найбільший спад виробництва електроенергії мав місце на теплових електростанціях України, що було обумовлено скороченням видобутку органічного палива, зниженням якості добутого вугілля, дефіцитом газу і мазуту. При цьому потужності існуючих електростанцій було достатньо для покриття графіка навантаження енергосистеми. Електроспоживання в Україні за 90-ті роки знизлося до 166,9 млрд. кВт·год в 2000 році та до 169,2 млрд. кВт·год в 2001 році, що склало всього 63% рівня електроспоживання 1990 року.

У період з 1993 по 1996 рр. відбулося внутрішнє розділення ОЕС «Мир» на несинхронно працюючі частини, в результаті чого ЦДУ в Празі припинило виконувати оперативні завдання по координації роботи енергосистем країн Східної Європи. У цей період енергетика України функціонувала в умовах важкої кризи, обумовленої дефіцитом енергоресурсів, старінням діючого силового технологічного обладнання, браком маневрених потужностей, в першу чергу гідравлічних і гідроакumuлюючих електростанцій. Через неможливість підтримання погоджених міждержавних перетоків при дефіциті палива ОЕС України в 1993 році була відділена від ЄЕС Росії, виділивши на Росію частину системи, що розташовується на сході умовної географічної лінії Суми – Харків – Луганськ. Надалі паралельна робота ОЕС України з ЄЕС Росії періодично відновлювалася, вийшовши на постійний режим в середині 2001 року [66].

Відзначимо, що в 70-ті роки, коли розпочиналось будівництво ліній електропередачі 750 кВ, їх основним призначенням була передача великих потоків електроенергії в західному напрямку, в тому числі в Східну Європу. Однак у кризові 90-ті роки мережа 750 кВ забезпечила енергетичну безпеку країни в ситуаціях, не передбачених раніше.

Труднощі технологічного характеру посилювались через

принципову реорганізацію адміністративно-господарського управління об'єктами енергетики, що проходила в 90-ті роки, при їх переході з державної форми власності в корпоративну та приватну форми. Створювався ринок електроенергії з більшою кількістю суб'єктів ринку – генеруючих, електропередавальних та енергопостачальних компаній. Проте, незважаючи на труднощі, що виникли, українським енергетикам вдалося стабілізувати працездатний стан ОЕС України і домогтися після 2000 року її підйому при позитивній динаміці поліпшення техніко-економічних показників [67].

Величезну роль у процесі поступового виходу енергетики України із кризи зіграли два фактори – атомні електростанції України та її потужна мережа напруги 750 кВ. Атомні електростанції прийняли на себе приблизно 40% електричного навантаження по потужності й до 50% по виробництву електроенергії при тому, що теплові електростанції в цей час зазнавали гострого дефіциту палива і фактично не могли використовувати повністю свою встановлену потужність. Відповідно до прийнятих міжнародних зобов'язань Україна в 2000 році вивела з експлуатації всі блоки Чорнобильської АЕС. Втрату цієї генеруючої потужності було компенсовано введенням в дію в грудні 1995 року 6-го енергоблоку Запорізької АЕС (1000 МВт), а в наступні роки – введенням у роботу таких самих блоків на Хмельницькій (2005 р.) та Рівненській (2006 р.) АЕС. При цьому всі три блоки не були забезпечені відповідним введенням ЛЕП, тобто потужність блоків АЕС була «замкнена».

Союзне орієнтування ОЕС України на забезпечення експорту обумовило розміщення всіх АЕС у західній і центральній її частинах. У той же час основні теплові електростанції зосереджені в східній частині території України. ТЕС тяжіють до районів вуглевидобутку на Донбасі та забезпечують електропостачання найбільших промислових вузлів сходу України по електричних мережах 220 і 330 кВ. Дефіцит органічного палива на ТЕС виявився б для цих вузлів важким енергетичним лихом, якби не існувала широтно орієнтована мережа 750 кВ, яка дозволила перекинути потоки електроенергії із західних територій, надлишкових по електричній потужності, у дефіцитні східні регіони [68].

Мережа 750 кВ у період 90-х років і пізніше продовжувала розвиватися всередині ОЕС України, водночас зв'язки мережі 750 кВ з країнами Східної Європи втратили своє первісне призначення після ліквідації ОЕС «Мир» і на сьогоднішній день не використовуються. Після введення в дію лінії Запорізька АЕС – Південнодонбаська була введена в експлуатацію лінія Південнодонбаська – Донбас (1998 р.). У 2004 році переведена на проектну напругу лінія 750 кВ Рівненська АЕС – Західноукраїнська.

У 2008 році введено в дію нову підстанцію 750 кВ Київська, включену в розріз лінії 750 кВ Чорнобильська АЕС – Вінниця. У подальшому до підстанції Київська планується приєднати лінії 750 кВ від Рівненської АЕС (у 2010 році розпочалась реалізація проекту будівництва ПЛ 750 кВ Рівненська АЕС – Київська протяжністю 353 км (мал. 3.3)). Проводяться проектні роботи по підстанції 750 кВ Каховська та на лінії Запорізька АЕС – Каховська. Ці об'єкти є продовженням південної магістралі 750 кВ в напрямку Одеси (підстанція Приморська), Дністровської ГЕС та Хмельницької АЕС.

У Луганській області отримала подальший розвиток мережа напругою 500 кВ. На додаток до першої підстанції 500 кВ Перемога (Краснодон), спорудженої в 80-ті роки, в 2004 році була введена в дію друга підстанція 500 кВ Новодонбаська, котра одержала живлення по лінії 500 кВ від підстанції 750 кВ Донбаська [69].

Магістральні електромережі України напругою 220–750 кВ на 01.01.2009 р. нараховують 22,2 тис. км, а розподільні електромережі напругою 0,4–150 кВ – 996 тис. км.

Крім двох нових генеруючих енергоблоків на Хмельницькій та Рівненській АЕС, потужності України поповнилися введенням в дію генераторів першої черги Ташлицької ГАЕС (2006 р.), а в 2009 році очікувався пробний (експериментальний) пуск агрегату №1

Дністровської ГАЕС. Однак у зв'язку із закриттям Чорнобильської АЕС в 2000 році сумарна встановлена потужність електростанцій України зменшилася в порівнянні з 1990 роком і на 01.01.2009 р. склала 52,6 млн. кВт при річному максимумі електроспоживання близько 28,0 млн. кВт, з них: ТЕС – 64,1%, АЕС – 26,2%, ГЕС і ГАЕС – 9,7% [70].

Виробництво електроенергії всіма електростанціями України в 2007 році склало 195,1 млрд. кВт·год. Однак в 2008 році у зв'язку з поширенням світової фінансово-економічної кризи і зниженням попиту на електроенергію її виробництво знизилося до 191,8 млрд. кВт·год. До кінця 2008 року до складу ОЕС України входили 8 паралельно працюючих регіональних енергосистем – Західна, Південно-Західна, Центральна, Південна, Північна, Дніпровська, Кримська і Донбаська, які знаходяться в адміністративному підпорядкуванні Національної енергетичної компанії «Укренерго» та входять до її структури.

Поставка електроенергії в ОЕС здійснюється п'ятьма енергогенеруючими компаніями ТЕС, двома гідроенергуючими компаніями, а також Національною атомною енергогенеруючою компанією. Від регіональних енергосистем одержують електроенергію 27 основних місцевих енергопостачальних компаній (25 обласних компаній, а також компанії міст Києва та Севастополя). Крім того, є кілька невеликих енергопостачальних компаній у промислових районах. Економічні взаємостосунки між компаніями регулюються на базі моделі оптового ринку електроенергії.

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ
ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ



Рисунок 1.6 – Національна енергетична компанія «Укренерго»

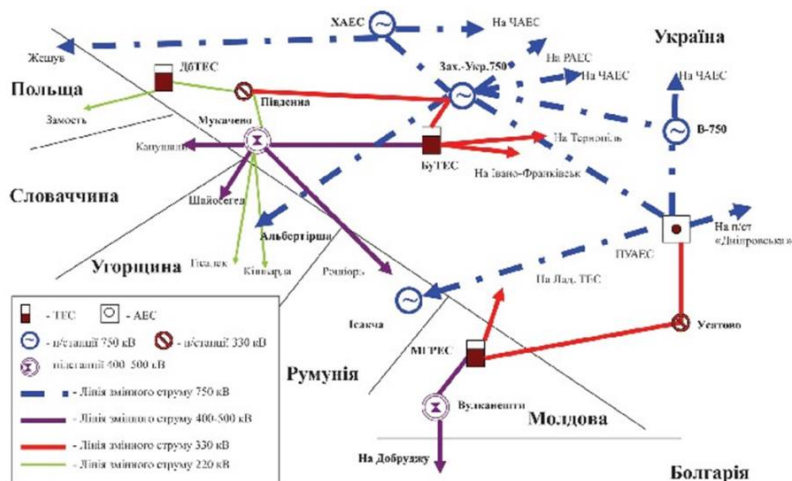


Рисунок 1.7 – Лінії електропередачі між Україною, Молдовою, Словаччиною, Угорщиною, Румунією і Болгарією

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

ОЕС України із серпня 2001 року безперервно працює паралельно з ЄЕС Росії, здійснюючи транзит російської електроенергії на Північний Кавказ, а іноді й до Республіки Молдова. У 2003 році на постійну паралельну роботу з ОЕС CENTREL виділена частина Західної енергосистеми України з власним навантаженням біля 1000 МВт, з населенням близько 3 млн. осіб (рис. 1.7) [71].

ОЕС України з'єднана із сусідніми країнами електромережами різної напруги:

- з ЄЕС Російської Федерації – 110, 220, 330, 500 і 750 кВ, а також лінією постійного струму напругою 800 кВ;
- з ОЕС Республіки Білорусь – 110 і 330 кВ;
- з ЄС Республіки Молдова – 110 і 330 кВ;
- з енергосистемами УСТЕ – 220, 400 і 750 кВ.

Відповідно до прийнятої Енергетичної стратегії України на період до 2030 року і на подальшу перспективу основу майбутньої енергетики країни складатимуть атомні електростанції. Планується безпечно та економічно доцільне продовження припустимого терміну експлуатації існуючих енергоблоків АЕС приблизно на 15 років, а також передбачається розширення існуючих АЕС. Разом із цим буде проводитися технічне переоснащення існуючих ТЕС, впровадження газотурбінних надбудов, спорудження нових потужностей на базі парогазових установок. У мережній частині ОЕС України намічено завершити побудову північного і південного транзитів у мережі напругою 750 кВ. Північний транзит пройде по напрямках Рівненська АЕС – Київська – Північноукраїнська – Харківська – Донбаська. Південний транзит буде добудований від Запорізької АЕС по напрямках Каховська – Приморська – Дністровська ГАЕС – Хмельницька АЕС [71].

Передбачається організація паралельної роботи з енергооб'єднанням країн Східної та Західної Європи на змінному струмі. Існуючі електричні зв'язки з енергосистемами цих країн будуть використані для експорту електроенергії та обміну потужністю після проведення заходів щодо дотримання вимог до ведення паралельної роботи. Очікується, що підготовка ОЕС України до паралельної роботи з європейськими енергосистемами (пов'язана в основному з модернізацією систем регулювання частоти та потужності орієнтовно на 35 енергоблоках існуючих ТЕС) триватиме 5–7 років.

Схему основних електростанцій та електромереж України на 2009 рік наведено на рис. 1.8.

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ



Рисунок 1.8 – Основні електростанції та електромережі ОЕС України

1.2 Можливості використання для міжсистемних зв'язків ліній електропередач різного типу

Вже перші кроки з об'єднання локальних енергосистем показали, що електричні зв'язки між енергосистемами повинні мати достатню пропускну спроможність та можливість передавати електроенергію на значні відстані, вимірювані сотнями кілометрів.

Принципові проблеми передачі електричної енергії на великі відстані були вирішені на початку ХХ століття. До цього часу визначилися два основних напрямки передачі електроенергії: у вигляді надземних (повітряних) електричних ліній та у вигляді підземних кабельних електроліній. Подальше вдосконалення конструкцій ліній обох напрямків показало, що повітряні лінії (ПЛ) і кабельні лінії (КЛ) мають різні області ефективного застосування, обумовлені конструктивними особливостями цих споруд.

У повітряних лініях електропередач в якості основного середовища, що ізолює провада від землі, наземних споруд і від проводів сусідніх фаз у прольоті між опорами, використовується атмосферне повітря. Це дозволяє порівняно легко збільшувати напругу лінії електропередачі та її пропускну спроможність за рахунок збільшення електрично безпечних габаритів від проводів до землі та

споруд (одночасно слід посилювати рівень ізоляції проводів від підтримуючих конструкцій – опор). Зростання габаритів призводить до істотних розмірів використання території та приземного простору при спорудженні повітряних ліній [72].



Рисунок 1.9 – Повітряні лінії електропередач

Кабельні лінії виконуються токопроводами, вкритими на всьому протязі ізолюючими і захисними оболонками, товщина яких на кілька порядків менша за розміри безпечних повітряних проміжків ПЛ. Компактна ізоляція КЛ забезпечує використання простору для проходження електроніній в мінімальних розмірах. Однак до кінця ХХ століття були відсутні технології виготовлення ізоляції кабелів для протяжних кабельних ліній напругою вище 40 кВ, що обмежувало потужність електропередачі. Слід також мати на увазі, що більші значення електричної ємності кабельних ліній змінного струму для класу напруг 110 кВ і вище істотно обмежують їх довжину до декількох десятків кілометрів через неприпустиме перевищення напруги в робочих режимах.

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Кабельні лінії змінного струму, як правило, застосовуються в якості локального засобу транспортування електроенергії всередині вузлів електроспоживання в умовах неможливості будівництва повітряних ліній. З кабельних ліній формують розподільні електромережі в містах та інших населених пунктах, на виробничих підприємствах і в приміщеннях. Як міжсистемні зв'язки кабельні лінії одержали визнання лише з розвитком техніки силового постійного струму високих напруг, що дозволило зняти обмеження на їх довжину. Кабельні лінії постійного струму почали використовувати для несинхронного об'єднання енергосистем, розділених великими водними просторами, такими як протока Ла-Манш, Балтійське, Адріатичне або Тірренське морями [73].



Рисунок 1.10 – Передача енергії повітряними лініями електропередач напругою 750 кВ через Каховське водосховище (Україна)

Повітряні лінії повсюдно одержали переважний розвиток, бо вартість їх будівництва, віднесена до їх пропускної спроможності, значно нижче подібної вартості кабельних ліній, тим більше, що повітряні лінії простіші для будівництва та експлуатації. Як засіб для створення міжсистемних зв'язків повітряні лінії набули виняткового застосування завдяки можливості передачі електроенергії ними на більші відстані при високій пропускній спроможності.

1.3 SWOT та PEST аналіз сучасного стану впровадження альтернативної енергетики

SWOT аналіз є потужним інструментом стратегічного планування, який може бути використаний для оцінки потенціалу впровадження альтернативної енергетики в Україні. Він дозволяє ідентифікувати Сили (Strengths), Слакості (Weaknesses), Можливості (Opportunities) та Загрози (Threats), пов'язані з цим процесом. Нижче наведено розширений опис та схематизацію SWOT аналізу для стратегічного планування впровадження альтернативної енергетики в Україні. Сили (Strengths) [74].

1. Багаті природні ресурси: Україна має значний потенціал для розвитку відновлюваної енергетики завдяки своїм природним ресурсам. Наприклад, сонячна енергетика має великий потенціал в південних регіонах, де кількість сонячних днів є досить високою. Вітрова енергетика має перспективи на узбережжі Чорного та Азовського морів та в Карпатах. Гідроенергетика може розвиватися на численних річках, а біомаса завдяки великій кількості аграрних відходів.

2. Зростаючий інтерес до зеленої енергії: Україна демонструє зростаючий інтерес до відновлюваної енергетики, що підкріплюється як суспільною думкою, так і політичними ініціативами. Урядові програми, такі як "Зелений тариф", стимулюють інвестиції в цю галузь.

3. Досвід у сфері енергетики: Україна має розвинену енергетичну інфраструктуру та високий рівень кваліфікації фахівців в енергетичній галузі. Це дає можливість ефективно інтегрувати нові технології відновлюваної енергетики в існуючу систему.

Приклади та джерела інформації [75]

- Сонячні проекти: Наприклад, найбільша сонячна електростанція в Україні, розташована в місті Нікополь, Дніпропетровська область, демонструє великий потенціал країни в галузі сонячної енергетики.

- Вітрові парки: Вітрові електростанції на узбережжі Азовського

моря, такі як вітровий парк "Ботієво", є прикладами успішної реалізації проектів в області вітрової енергетики.

- Гідроенергетичні станції: Річка Дніпро та інші водні ресурси використовуються для генерації гідроенергії, як це видно на прикладі Дніпровської ГЕС.

Ці приклади ілюструють великий потенціал України в сфері відновлюваної енергетики та можливості для розвитку.

Слабкості (Weaknesses) у впровадженні альтернативної енергетики в Україні [76]

1. Фінансування Обмеження внутрішніх фінансових ресурсів є значною перешкодою для розвитку відновлюваної енергетики в Україні. Висока вартість початкових інвестицій у проекти з відновлюваної енергетики часто виявляється непосильною для внутрішніх інвесторів, а доступ до міжнародного фінансування ускладнений через політичні та економічні ризики. Приклад: Проекти з розвитку сонячної та вітрової енергетики, які потребують значних капіталовкладень для встановлення обладнання та підготовки інфраструктури.

2. Стара інфраструктура Інфраструктура енергетичної галузі України, в значній мірі унаслідок радянської спадщини, вимагає серйозної модернізації для ефективною інтеграції з відновлюваними джерелами енергії. Це стосується, як виробничих потужностей, так і систем передачі та розподілу електроенергії. Приклад: Застарілі трансформаторні підстанції та лінії електропередач, що не ефективно розподіляють енергію від джерел відновлюваної енергетики до кінцевих споживачів.

3. Регуляторні бар'єри Адміністративні та законодавчі перешкоди ускладнюють процес впровадження та розвитку відновлюваної енергетики. Це може включати складні процедури отримання дозволів, недосконале законодавство у сфері відновлюваної енергетики та відсутність узгодженості між різними рівнями управління. Приклад: Труднощі з отриманням земельних ділянок для будівництва 48 вітрових парків або сонячних станцій через бюрократичні перепони та відсутність чітких регуляторних рамок.

Можливості (Opportunities) для альтернативної енергетики в Україні [77]

1. Європейська інтеграція Співпраця з Європейським Союзом (ЄС) відкриває перед Україною значні можливості для розвитку сектору відновлюваної енергетики. Це включає не тільки прямі інвестиції в енергетичні проекти, але й доступ до передових технологій та

найкращих практик у цій галузі. Європейські програми підтримки, такі як "Горизонт 2020", можуть фінансувати інноваційні проекти в Україні, спрямовані на розвиток відновлюваної енергетики. Приклад: Участь України в міжнародних енергетичних асоціаціях та програмах, співпраця з ЄС у рамках Угоди про асоціацію, яка передбачає інтеграцію України до внутрішнього енергетичного ринку ЄС.

2. Зростання глобального ринку Зростаючий світовий попит на відновлювану енергію створює сприятливі умови для українських компаній для входження на нові ринки. Це може включати експорт технологій, обладнання або навіть зеленої електроенергії через міжнародні енергетичні мережі. Приклад: Українські виробники сонячних панелей або вітрових турбін можуть розширити свою присутність на європейських та інших міжнародних ринках, використовуючи зростаючий попит на екологічно чисті технології.

3. Покращення енергетичної безпеки Розвиток відновлюваної енергетики дозволяє Україні зменшити залежність від імпортованого палива, зокрема газу та вугілля, що підвищує енергетичну незалежність та безпеку країни. Використання внутрішніх ресурсів для виробництва енергії сприяє стабілізації енергетичної системи та зменшує вразливість перед зовнішніми шоками. Приклад: Проекти з використання біомаси для виробництва тепла та електроенергії дозволяють замінювати природний газ, що імпортується, власними відновлюваними джерелами, тим самим знижуючи зовнішню залежність.

Загрози (Threats) для альтернативної енергетики в Україні [78]

1. Політична нестабільність Політичні ризики та конфлікти в Україні можуть серйозно впливати на стабільність інвестиційного клімату, що, у свою чергу, стримує потенційних інвесторів від вкладень у проекти з відновлюваної енергетики. Нестабільне політичне середовище може призвести до зміни державної політики, регуляції та субсидій, що робить інвестиційні проекти менш привабливими. Приклад: Зміни уряду чи законодавчі ініціативи, які можуть вплинути на "Зелений тариф" або інші форми підтримки відновлюваної енергетики.

2. Конкуренція з традиційними видами палива В Україні сильно розвинуті інтереси, пов'язані з видобутком і використанням викопного палива, зокрема вугілля, нафти та газу. Ці групи мають значний вплив на політичні та економічні процеси в країні, що може ускладнити перехід до відновлюваних джерел енергії через лобювання інтересів викопного палива. Приклад: Лобювання інтересів вугільної промисловості, яке може сповільнити впровадження законодавчих змін

на користь відновлюваної енергетики.

3. Зміна клімату Зміна клімату вносить невизначеність у можливості використання відновлюваних джерел енергії. Наприклад, зміни вітрових потоків можуть вплинути на ефективність вітрових електростанцій, а зміни у кількості сонячного освітлення - на продуктивність сонячних панелей. Крім того, екстремальні погодні явища можуть пошкодити інфраструктуру відновлюваної енергетики.

Приклад: Пошкодження вітрових турбін або сонячних панелей внаслідок сильних штормів або інших екстремальних погодних умов, а також 50 безпрецедентна ситуація яка стала катастрофічною для енергетичної галузі в цілому це війна.

PEST аналіз є важливою для стратегічного планування впровадження альтернативної енергетики в Україні, де кожен з цих аспектів має свої специфічні особливості та виклики. Енергетична політика та регулювання Енергетична політика та регулятивне середовище в Україні відіграють ключову роль у розвитку сектору альтернативної енергетики. Уряд України активно працює над створенням сприятливих умов для інвестування та розвитку відновлюваних джерел енергії через впровадження низки законодавчих ініціатив та реформ. Основні ініціативи та регуляції [79]:

- Зелений тариф: Україна була однією з перших країн у Східній Європі, яка ввела "Зелений тариф" для стимулювання виробництва електроенергії з відновлюваних джерел. Ця політика дозволяє виробникам відновлюваної енергії продавати електроенергію за фіксованою вищою ціною, що гарантовано державою на довгостроковій основі.

- Законодавчі зміни: У останні роки український уряд прийняв низку законів та поправок, спрямованих на підтримку та регулювання ринку відновлюваної енергетики. Це включає закони, що регулюють питання ліцензування, доступу до землі, підключення до мережі та інші аспекти, важливі для розвитку галузі.

- Міжнародна співпраця: Україна також активно співпрацює з міжнародними організаціями та урядами інших країн у сфері енергетичної політики та розвитку відновлюваних джерел енергії. Це включає проекти з Європейським Союзом, Світовим банком, та іншими міжнародними фінансовими інституціями.

- Економічні фактори (Economic): Економічні фактори впровадження альтернативної енергетики в Україні Макроекономічна стабільність є критично важливою для залучення інвестицій у сектор альтернативної енергетики. Інфляція, коливання валютних курсів та

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

відсоткові ставки безпосередньо впливають на вартість капіталу та операційні витрати, що може зробити інвестиції в альтернативну енергетику більш або менш привабливими.

- Інфляція: Висока інфляція може збільшити вартість обладнання та будівництва, що підвищує загальні витрати на реалізацію проектів альтернативної енергетики.

- Валютні курси: Оскільки багато обладнання для відновлюваної енергетики імпортується, коливання валютного курсу можуть суттєво вплинути на вартість проектів.

- Відсоткові ставки: Високі відсоткові ставки можуть зробити кредитування проектів дорожчим, що зменшує їхню економічну ефективність. Доступність фінансування Доступ до фінансування є ключовим фактором для розвитку альтернативної енергетики. Україна активно працює над залученням як внутрішніх, так і зовнішніх інвестицій у цей сектор.

- Державне фінансування: Уряд України надає підтримку через різноманітні програми та ініціативи, такі як зелені тарифи, що гарантують виробникам відновлюваної енергії вищі ціни на електроенергію.

- Приватні інвестиції: Існує зростаючий інтерес з боку приватного сектора до інвестування в альтернативну енергетику в Україні, що підтримується поліпшенням інвестиційного клімату та макроекономічної стабільності. Енергетична інфраструктура Стан та розвиток енергетичної інфраструктури в Україні відіграють важливу роль у впровадженні альтернативної енергетики. Потреба у модернізації та розширенні інфраструктури.

- Макроекономічна стабільність: Оцінка впливу інфляції, валютних курсів та відсоткових ставок на вартість інвестицій у альтернативну енергетику.

- Доступність фінансування: Доступ до кредитів, державних та приватних інвестицій для проектів з альтернативної енергетики.

- Енергетична інфраструктура: Стан та розвиток інфраструктури для впровадження та розподілу альтернативної енергії.

Соціокультурні фактори впровадження альтернативної енергетики в Україні Суспільна свідомість та підтримка Ставлення населення та бізнесу до альтернативної енергетики в Україні змінюється в позитивну сторону, що сприяє ширшому впровадженню та прийняттю цих технологій. Суспільство стає більш освіченим та свідомим щодо питань екології та енергоефективності, що відображається у збільшенні попиту на "зелену" енергію.

- Приклади та ініціативи: Різні громадські кампанії, освітні програми та 53 медійні проекти спрямовані на підвищення обізнаності населення про важливість відновлюваної енергетики. Наприклад, фестивалі зеленої енергетики, еко-форуми та воркшопи стають все більш популярними в Україні. Освітній рівень та кваліфікація Розвиток альтернативної енергетики в Україні вимагає висококваліфікованих фахівців.

Зростання числа освітніх програм, курсів та тренінгів, які присвячені відновлюваній енергетиці, сприяє підготовці спеціалістів в цій галузі [79].

- Приклади освітніх ініціатив: Українські університети та технічні інститути пропонують спеціалізовані програми та курси з альтернативної енергетики. Це дозволяє забезпечити ринок праці кваліфікованими інженерами, проєктантами та менеджерами в сфері відновлюваної енергетики. Демографічні тенденції Демографічні зміни в Україні впливають на попит та споживання енергії. Зокрема, урбанізація та зміна структури населення можуть вплинути на моделі споживання енергії та збільшити інтерес до альтернативних джерел.

- Вплив урбанізації: Зростання міського населення та розвиток нових житлових комплексів стимулюють інтерес до впровадження сучасних, енергоефективних рішень, включаючи використання альтернативної енергетики для забезпечення потреб мешканців. Новітні інновації дозволяють знижувати вартість виробництва енергії з відновлюваних джерел, роблячи її більш конкурентоспроможною порівняно з традиційними джерелами.

- Інновації: Українські стартапи та науково-дослідницькі інститути активно працюють над розробкою нових технологій у сфері альтернативної енергетики. Це включає розробку високоєфективних сонячних панелей, вітрових турбін, систем зберігання енергії тощо. Цифровізація та автоматизація Цифровізація та автоматизація грають важливу роль у підвищенні ефективності виробництва, розподілу та споживання альтернативної енергії. Використання інтелектуальних мереж (smart grids), цифрових платформ для моніторингу та управління енергоспоживанням дозволяє оптимізувати використання ресурсів.

- Приклади застосування: Розробка і впровадження систем автоматизованого управління виробництвом електроенергії з відновлюваних джерел, інтеграція інтелектуальних мереж для покращення ефективності розподілу енергії. Дослідження та розробка Інвестиції в дослідження та розробку (R&D) є фундаментальними для підтримки інновацій у галузі альтернативної енергетики. Державні та

приватні інвестиції в наукові дослідження сприяють розробці нових технологій та покращенню існуючих.

- Інвестиційні програми: Україна отримує підтримку від міжнародних фінансових організацій та Європейського Союзу для реалізації проектів у сфері R&D. Також важливу роль відіграють грантові програми та фонди, які фінансують інноваційні проекти в галузі відновлюваної

PEST аналіз є важливою для стратегічного планування впровадження альтернативної енергетики в Україні, де кожен з цих аспектів має свої специфічні особливості та виклики. Енергетична політика та регулювання Енергетична політика та регулятивне середовище в Україні відіграють ключову роль у розвитку сектору альтернативної енергетики. Уряд України активно працює над створенням сприятливих умов для інвестування та розвитку відновлюваних джерел енергії через впровадження низки законодавчих ініціатив та реформ. Основні ініціативи та регуляції:

- Зелений тариф: Україна була однією з перших країн у Східній Європі, яка ввела "Зелений тариф" для стимулювання виробництва електроенергії з 51 відновлюваних джерел.

Ця політика дозволяє виробникам відновлюваної енергії продавати електроенергію за фіксованою вищою ціною, що гарантовано державою на довгостроковій основі [80].

- Законодавчі зміни: У останні роки український уряд прийняв низку законів та поправок, спрямованих на підтримку та регулювання ринку відновлюваної енергетики. Це включає закони, що регулюють питання ліцензування, доступу до землі, підключення до мережі та інші аспекти, важливі для розвитку галузі.

- Міжнародна співпраця: Україна також активно співпрацює з міжнародними організаціями та урядами інших країн у сфері енергетичної політики та розвитку відновлюваних джерел енергії. Це включає проекти з Європейським Союзом, Світовим банком, та іншими міжнародними фінансовими інституціями. Економічні фактори (Economic): Економічні фактори впровадження альтернативної енергетики в Україні Макроекономічна стабільність є критично важливою для залучення інвестицій у сектор альтернативної енергетики. Інфляція, коливання валютних курсів та відсоткові ставки безпосередньо впливають на вартість капіталу та операційні витрати, що може зробити інвестиції в альтернативну енергетику більш або менш привабливими.

- Інфляція: Висока інфляція може збільшити вартість обладнання

та будівництва, що підвищує загальні витрати на реалізацію проектів альтернативної енергетики.

- Валютні курси: Оскільки багато обладнання для відновлюваної енергетики імпортується, коливання валютного курсу можуть суттєво вплинути на вартість проектів.

- Відсоткові ставки: Високі відсоткові ставки можуть зробити кредитування проектів дорожчим, що зменшує їхню економічну ефективність.

Доступність фінансування [81]

- Доступ до фінансування є ключовим фактором для розвитку альтернативної енергетики. Україна активно працює над залученням як внутрішніх, так і зовнішніх інвестицій у цей сектор.

- Державне фінансування: Уряд України надає підтримку через різноманітні програми та ініціативи, такі як зелені тарифи, що гарантують виробникам відновлюваної енергії вищі ціни на електроенергію.

- Приватні інвестиції: Існує зростаючий інтерес з боку приватного сектора до інвестування в альтернативну енергетику в Україні, що підтримується поліпшенням інвестиційного клімату та макроекономічної стабільності. Енергетична інфраструктура Стан та розвиток енергетичної інфраструктури в Україні відіграють важливу роль у впровадженні альтернативної енергетики. Потреба у модернізації та розширенні інфраструктури.

- Макроекономічна стабільність: Оцінка впливу інфляції, валютних курсів та відсоткових ставок на вартість інвестицій у альтернативну енергетику.

- Доступність фінансування: Доступ до кредитів, державних та приватних інвестицій для проектів з альтернативної енергетики.

- Енергетична інфраструктура: Стан та розвиток інфраструктури для впровадження та розподілу альтернативної енергії. Соціокультурні фактори впровадження альтернативної енергетики в Україні Суспільна свідомість та підтримка Ставлення населення та бізнесу до альтернативної енергетики в Україні змінюється в позитивну сторону, що сприяє ширшому впровадженню та прийняттю цих технологій. Суспільство стає більш освіченим та свідомим щодо питань екології та енергоефективності, що відображається у збільшенні попиту на "зелену" енергію.

- Приклади та ініціативи: Різні громадські кампанії, освітні програми та медійні проекти спрямовані на підвищення обізнаності населення про важливість відновлюваної енергетики. Наприклад,

фестивали зеленої енергетики, еко-форуми та воркшопи стають все більш популярними в Україні. Освітній рівень та кваліфікація Розвиток альтернативної енергетики в Україні вимагає висококваліфікованих фахівців. Зростання числа освітніх програм, курсів та тренінгів, які присвячені відновлюваній енергетиці, сприяє підготовці спеціалістів в цій галузі.

- Приклади освітніх ініціатив: Українські університети та технічні інститути пропонують спеціалізовані програми та курси з альтернативної енергетики. Це дозволяє забезпечити ринок праці кваліфікованими інженерами, проєктантами та менеджерами в сфері відновлюваної енергетики. Демографічні тенденції Демографічні зміни в Україні впливають на попит та споживання енергії. Зокрема, урбанізація та зміна структури населення можуть вплинути на моделі споживання енергії та збільшити інтерес до альтернативних джерел.

- Вплив урбанізації: Зростання міського населення та розвиток нових житлових комплексів стимулюють інтерес до впровадження сучасних, енергоефективних рішень, включаючи використання альтернативної енергетики для забезпечення потреб мешканців. Технологічні фактори впровадження альтернативної енергетики в Україні Доступність та розвиток технологій Розвиток та доступність сучасних технологій є ключовими для прогресу альтернативної енергетики в Україні. Новітні інновації дозволяють знижувати вартість виробництва енергії з відновлюваних джерел, роблячи її більш конкурентоспроможною порівняно з традиційними джерелами.

- Інновації: Українські стартапи та науково-дослідницькі інститути активно працюють над розробкою нових технологій у сфері альтернативної енергетики. Це включає розробку високоефективних сонячних панелей, вітрових турбін, систем зберігання енергії тощо. Цифровізація та автоматизація Цифровізація та автоматизація грають важливу роль у підвищенні ефективності виробництва, розподілу та споживання альтернативної енергії. Використання інтелектуальних мереж (smart grids), цифрових платформ для моніторингу та управління енергоспоживанням дозволяє оптимізувати використання ресурсів.

- Приклади застосування: Розробка і впровадження систем автоматизованого управління виробництвом електроенергії з відновлюваних джерел, інтеграція інтелектуальних мереж для покращення ефективності розподілу енергії. Дослідження та розробка Інвестиції в дослідження та розробку (R&D) є фундаментальними для підтримки інновацій у галузі альтернативної енергетики. Державні та приватні інвестиції в наукові дослідження сприяють розробці нових

технологій та покращенню існуючих.

- Інвестиційні програми: Україна отримує підтримку від міжнародних фінансових організацій та Європейського Союзу для реалізації проєктів у сфері R&D. Також важливу роль відіграють грантові програми та фонди, які фінансують інноваційні проєкти в галузі відновлюваної енергетики.

Застосування PEST аналізу для стратегічного планування PEST аналіз дозволяє здійснити комплексний огляд зовнішнього середовища, в якому розгортатиметься проєкт впровадження альтернативної енергетики в Україні. На основі цього аналізу можна визначити ключові пріоритети та стратегії, спрямовані на максимізацію використання можливостей та мінімізацію потенційних загроз. Важливо враховувати, що успішне впровадження альтернативної енергетики в Україні потребує гармонійної взаємодії всіх чотирьох аспектів PEST аналізу, забезпечуючи політичну підтримку, економічну вигоду, соціокультурну адаптацію та технологічний розвиток [82].

Україна зробила значні кроки у розвитку альтернативної енергетики з моменту проголошення незалежності в 1991 році до 2023 року. Цей процес відбувся під впливом комплексу внутрішніх та зовнішніх чинників, зокрема економічних умов, політичних реформ, міжнародної підтримки, а також зростаючого інтересу до сталого розвитку та енергетичної незалежності. Ініціативи, такі як прийняття законодавчих актів, що сприяють розвитку альтернативної енергетики, введення "зелених" тарифів, створення сприятливого інвестиційного клімату, та розвиток нових технологій, відіграли ключову роль у збільшенні частки відновлюваної енергії у загальному енергетичному балансі країни.

Це дозволило Україні значно збільшити кількість сонячних електростанцій, вітрових парків, проєктів у сфері біоенергетики та малої гідроенергетики. Водночас, починаючи з 2020 року, сектор альтернативної енергетики зіткнувся з новими викликами, зокрема з економічними наслідками пандемії COVID-19 та потребою в адаптації до мінливих умов війни. Повномасштабне вторгнення з боку Росії призвело до пошкодження інфраструктури, зниження інвестиційної привабливості та необхідності перегляду "зелених" тарифів.

Незважаючи на ці виклики, Україна продовжує рухатися шляхом сталого розвитку, зосереджуючись на збільшенні частки відновлюваних джерел у своєму енергетичному балансі та прагнучи до зменшення залежності від імпортованих ресурсів. Проєкти, як-от сонячна електростанція біля Чорнобильської АЕС та енергетичний кооператив

"Сонячне місто" у Славутичі [37], виступають яскравими прикладами інноваційних підходів та муніципального підприємництва у сфері альтернативної енергетики, демонструючи ефективність співпраці між різними зацікавленими сторонами.

Успіх у сфері альтернативної енергетики в Україні залежить від комплексного підходу, який включає поліпшення регуляторного середовища, залучення інвестицій, розвиток інфраструктури, активізацію інновацій та забезпечення громадської підтримки. Такий підхід вимагає зусиль уряду, приватного сектору, наукової спільноти та громадськості, а також міжнародної співпраці для подолання існуючих викликів і використання нових стратегічних можливостей на шляху до енергетичної незалежності та сталого розвитку.

В умовах повномасштабної війни Росії проти України, важливість розвитку альтернативної енергетики набуває ще більшої актуальності, стаючи не тільки питанням екологічної стійкості та енергетичної незалежності, але й ключовим аспектом національної безпеки та стійкості країни до зовнішніх загроз. Військовий конфлікт призвів до значних руйнувань енергетичної інфраструктури, що зробило ще більш важливим розподіл енергоресурсів, диверсифікацію джерел енергії та зменшення залежності від імпортованих енергоносіїв.

Повномасштабна війна акцентувала необхідність швидкої адаптації до змінюваних умов, впровадження енергоефективних технологій та розробки механізмів для забезпечення енергетичної безпеки на місцевому рівні. Це стосується як масштабування існуючих проєктів з використання альтернативних джерел енергії, так і ініціативи щодо створення нових об'єктів відновлюваної енергетики, здатних забезпечити енергонезалежність і витривалість у кризових умовах.

Контрольні питання до глави 1

1. Які ви знаєте етапи історії розвитку об'єднаної енергетичної системи України?
2. Які сновні віхи становлення розвитку об'єднаної енергетичної системи України?
3. Як можна охарактеризувати об'єднану енергетичну систему України?
4. Що таке міжсистемні зв'язки ліній електропередач?
5. Які є можливості використання для міжсистемних зв'язків ліній електропередач різного типу?

ГЛАВА 2
ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ
ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

2.1 Загальна характеристика повітряних ліній електропередач

Лінією електропередавання називають споруду, призначену для передавання електричної енергії по струмоведучих проводах на віддалену відстань.

Технічний прогрес конструкцій повітряних ліній змінного струму на всіх етапах їх розвитку полягав у збільшенні параметрів по напрузі, передаваній потужності та дальності передачі електроенергії. Досягнуті співвідношення між цими параметрами видні з таблиці 2.1 [83].

Таблиця 2.1 – Параметри високовольтних ліній змінного струму

Напруга, кВ	Передавана потужність, МВт	Дальність передачі, км
110	25 – 50	50 – 150
220	100 – 200	150 – 250
330	300 – 400	200 – 300
500	700 – 900	600 – 1200
750	1800 – 2200	800 – 1500

Основним фактором, що визначає пропускну спроможність і дальність передачі повітряної лінії, є величина її лінійної напруги. Ця ж величина визначає основні конструктивні рішення повітряних ліній як споруд, оскільки зі зростанням напруги збільшуються габарити опор і ускладнюється їх конструкція. Як видно з наведеної таблиці, лінії, які можуть виконувати функції міжсистемних зв'язків (по потужності та дальності передачі), повинні мати напругу не нижче 220 кВ.

Значне збільшення потужності, кількості підстанцій і довжини ліній електропередач високої напруги спонукає розвиток промисловості і електрифікації сільського господарства. Значні резерви у вирішенні цієї задачі закладені у підвищенні експлуатації та підвищенні надійності

електромереж енергетичних систем і в першу чергу ПЛЕП напругою 35 – 750 кВ.

Об'єднання енергетичних систем, збільшення потужності електричних станцій в цілому супроводжується збільшенням потоків потужності, що передаються по лініях електропередачі. Без потужних ліній електропередачі високої напруги неможлива передача електроенергії від сучасних великих електростанцій, а також неможливе створення об'єднаних енергосистем.

Стан магістральних електричних мереж рік у рік погіршується, 34% повітряних ліній електропередач (ПЛ) напругою 220-330 кВ експлуатуються понад 40 років, з них 1,7 тис.км ПЛ-330 кВ (13% від загальної протяжності) та 1,6 тис.км ПЛ-220 (52%) потребують реконструкції, 76% основного обладнання трансформаторних електростанцій спрацювало свій розрахунковий технічний ресурс [84].

Значні проблеми виникають у зв'язку з недостатньою пропускною спроможністю ліній електропередачі для видачі потужностей АЕС (Рівненська, Хмельницька, Запорізька); недостатнім рівнем надійності енергопостачання Криму, півдня Одеської області, Східного Донбасу; унеможливленням передачі надлишкової енергії Західного регіону до центру і на схід країни; незкомпенсованістю електромережі ОЕС України за реактивною потужністю та забезпеченням необхідного рівня напруги (Західна, Центральна, Південна енергосистеми).

На перспективу до 2030 року в ОЕС України зберігається стратегія розвитку основних електричних мереж, відповідно до якої системоутворюючі функції видачі потужності електростанцій та забезпечення паралельної роботи з енергосистемами інших країн залишаються за мережами 330 і 750 кВ з послідовним зростанням ролі мережі 750 кВ.

2.2 Конструктивні особливості повітряних ліній електропередач

За конструктивним виконанням розрізняють повітряні, кабельні лінії електропередавання, струмопроводи та електропроводки. Останнім часом для побудови розподільчих електричних мереж широкого застосування набули повітряні лінії електропередавання з ізолюваними проводами, виконані самонесучими ізолюваними

проводами, які являють собою гібрид між повітряними та кабельними лініями.

В сучасних електричних мережах найбільшого поширення (біля 90%) набули повітряні лінії електропередавання, виконані неізолюваними проводами, розташованими просто неба та закріпленими за допомогою ізоляторів та лінійної арматури над землею на опорах або інших інженерних спорудах. Основна особливість повітряних ліній полягає в тому, що вони виконані неізолюваними проводами, які розташовані просто неба та знаходяться під активним впливом оточуючого середовища. Саме це, в основному, визначає конструктивне виконання повітряних ліній та їх проводів [85].

Оскільки призначення лінії електропередавання полягає у передаванні електричної енергії на певну відстань, основна вимога до її конструктивного виконання полягає у забезпеченні необхідної пропускну здатності. Тут слід зважати на те, що протікання робочих струмів по лінії, відповідно до закону Джоуля-Ленца, викликає виділення теплової енергії, що супроводжується нагріванням струмоведучих елементів. Найбільшими осередками нагрівання є місця перехідних опорів, тобто місця з'єднань окремих відрізків проводу, контактів тощо. В цих умовах говорять про забезпечення термічної стійкості лінії електропередавання. Справа в тому, що надмірне перегрівання елементів лінії може призвести до послаблення та руйнування контактів, що порушує нормальну роботу електропередачі. Для запобігання цього необхідно обмежити робочу температуру струмоведучих проводів лінії. Так для проводів повітряних ліній традиційного виконання робоча температура не має перевищувати $+70^{\circ}\text{C}$. Конструкції ліній із проводами нового покоління дозволяють збільшити робочу температуру до $+80\dots+200^{\circ}\text{C}$ та вище відповідно до марки проводу.

Виконання повітряної лінії неізолюваними проводами означає, що основним ізоляційним матеріалом є повітря. Для гарантування електричної міцності конструкції повітряної лінії необхідно передбачити забезпечення нормованих ізоляційних проміжків таким чином, щоб унеможливити перекриття між струмоведучими проводами суміжних фаз. Крім того необхідно гарантувати безпеку експлуатації лінії шляхом забезпечення нормованих габаритних відстаней між проводом та землею, або інженерною спорудою таким чином, щоб унеможливити враження електричним струмом людини, яка може опинитися під проводами лінії. Для ліній електропередавання надвисокої номінальної напруги додатково слід обмежити до

допустимих значень напруженість електричного поля під проводами лінії [86].

Тут обов'язково необхідно враховувати кліматичні навантаження та впливи, які зазнають конструктивні елементи повітряної лінії, розташовані просто неба. Тут, зазвичай, розглядають вплив температури повітря в районі траси лінії, навантаження від ваги ожеледі та натиску вітру. Наприклад, збільшення температури повітря призводить до теплового здовження проводів лінії, збільшення стріл провисання і, як наслідок, до зменшення габаритної відстані між проводом та землею. Навпаки, в режимах мінімальних температур довжина проводу скорочуються, стріла провисання зменшується, але збільшується тяжіння в матеріалі проводу. Для таких режимів необхідно гарантувати механічну міцність конструкції лінії, унеможливаючи перевищення тяжіння в проводі своїх гранично допустимих значень. Відкладення ожеледі на проводах повітряної лінії визначають додаткові механічні навантаження, які призводять до одночасного збільшення стріл провисання та механічного тяжіння в матеріалі проводу. Це означає, що в режимах ожеледі необхідно контролювати дотримання габаритних відстаней між проводом та землею або інженерною спорудою, а також механічне тяжіння в матеріалі проводу. Натиск вітру задає додаткове горизонтальне навантаження на конструктивні елементи повітряної лінії, що призводить до збільшення тяжіння в матеріалі проводу та відхилення стріли провисання від вертикальної площини. Це означає, що крім механічного тяжіння в режимах вітру необхідно контролювати ізоляційні проміжки між проводами суміжних фаз, оскільки відхилення проводів суміжних фаз під дією вітру може відбуватися несинхронно. Під час обґрунтування конструкції повітряної лінії обов'язково розглядають можливі поєднання різних кліматичних навантажень та впливів, зокрема, розглядають режим вітру під час ожеледі. Крім того розглядають динамічний вплив вітру на конструктивні елементи повітряної ліній, який може викликати вібрацію та галоупування проводів, а також інші види коливань.

Активний вплив атмосфери на конструктивні елементи повітряної лінії електропередавання визначає проблему запобігання корозії. Справа в тому, що сталеві елементи конструкції лінії (опори, осереддя проводів, елементи лінійної арматури) піддаються корозії навіть за нормальних атмосферних умов, а у разі проходження траси лінії поблизу хімічних підприємств, або на узбережжі морів корозії піддаються також алюмінієві проволочки проводів. Таким чином, для

забезпечення надійності конструкції повітряної лінії необхідно передбачити певні запобіжні антикорозійні заходи, наприклад, оцинковування сталевих проволоку та сталевих опор, фарбування опор, застосування спеціальних антикорозійних мастил тощо.

Конструкція повітряної лінії електропередавання має бути захищена від прямого попадання блискавки від перенапруг, які можуть виникати у разі грозового розряду поблизу траси лінії. Для цього використовують грозозахисні троси, захисне заземлення опор, обмежувачі перенапруг та інше устаткування.

З метою забезпечення економічності конструкції повітряної лінії струмоведучі проводи натягують. Дійсно, натягування проводів призводить до зменшення стріл провисання, що дозволяє збільшити довжини прогонів між опорами лінії і, як наслідок, зменшити необхідну кількість опор. З іншого боку, натягування проводів лінії обмежене їх фізико-механічними властивостями. Слід зазначити, що натягування проводів здійснюють не на кожній опорі, а лише на деяких. Такі опори називають анкерними. Інші опори призначені лише для підтримки проводів над землею та мають назву проміжних опор [87].

Техніко-економічному обґрунтуванню підлягає також конструктивне виконання опор повітряної лінії. Так, наприклад, збільшення висоти опор дозволяє скоротити їх загальну кількість через збільшення висоти закріплення проводів над землею. З іншого боку, збільшення висоти опори визначає збільшення витрат конструктивних матеріалів, ускладнення монтажу та експлуатації опор і, як наслідок, до збільшення собівартості одиничних опор. Навпаки, зменшення висоти опори призводить до її здешевлення, але визначає їх більшу загальну кількість. Багаторічний світовий досвід проектування та будівництва повітряних ліній різних класів номінальної напруги визначив уніфікацію типових конструкцій опор повітряних ліній. Разом з тим, застосування новітніх технологій у конструктивному виконанні повітряних ліній електропередавання визначає необхідність розробки нових типів опор.

Ще одна економічна задача полягає в обґрунтуванні вибору типу проводів лінії та їх перерізів. Справа в тому, що для збільшення пропускної здатності та термічної стійкості лінії електропередавання необхідно збільшувати переріз проводів. Це, очевидно, викликає збільшення витрат матеріалів на конструкцію лінії, тобто збільшення разових капітальних вкладень в будівництво. Водночас, збільшення перерізу пов'язано із зменшенням опорів проводів, тобто до зменшення витрат енергії на її передавання по лінії і, як наслідок, до зменшення

щорічних витрат на експлуатацію лінії електропередавання. Навпаки, зменшення перерізу проводів викликає зменшення разових капітальних вкладень у будівництво, але, водночас, до збільшення щорічних витрат на покриття витрат. Очевидно, що за цих умов існує деякий оптимум збалансованого співвідношення між капітальними вкладеннями та щорічними витратами, який визначає таку конструкцію проводу лінії, щоб сумарний економічний ефект був максимальним. Таким чином конструкція ліній електропередавання має відповідати наступним вимогам [88]:

1) забезпечення необхідної пропускної здатності лінії. Таку вимогу задовольняють вибором відповідного типу та перерізу струмоведучих проводів лінії;

2) забезпечення термічної стійкості елементів лінії. Таку задачу розв'язують одночасно із задачею забезпечення пропускної здатності лінії;

3) забезпечення електричної міцності конструкції лінії. Тут необхідно забезпечити нормовані ізоляційні проміжки між фазними проводами. Також необхідно забезпечити ізоляцію струмоведучих проводів лінії від конструктивних елементів опори, зокрема металевих траверс;

4) гарантування безпеки експлуатації повітряної лінії. Таку вимогу задовольняють забезпеченням нормованої габаритної відстані між проводами повітряної лінії та землею або інженерними спорудами в нормальних та аварійних режимах;

5) забезпечення надійності та механічної міцності конструкції повітряної лінії за будь-яких можливих кліматичних навантажень та впливів. Таку вимогу задовольняють вибором способу закріплення проводів повітряної лінії, його натягуванням на анкерних опорах, застосуванням грозозахисних тросів, захисної арматури тощо;

6) забезпечення корозійної стійкості конструктивних елементів лінії. Таку вимогу задовольняють вибором спеціальних антикорозійних заходів;

7) забезпечення економічності конструкції лінії, що полягає у мінімізації витрат на будівництво та експлуатацію повітряних ліній.

Основними конструктивними елементами повітряних ліній електропередавання є:

- струмоведучі проводи;
- опори;
- ізолятори;
- лінійна арматура;

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ
ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

- грозозахисні троси;
- фундаменти опор.

Розглянемо ділянку повітряної лінії електропередавання, предсталену на рис. 2.1: 1 – анкерні опори; 2 – проміжні опори; 3 – фазний струмоведучий провід; 4 – грозозахисний трос; 5 – натяжні гірлянди ізоляторів; 6 – підвісні гірлянди ізоляторів; 7 – шлейф; 8 – прогін; 9 – анкерний прогін; 10 – анкерована ділянка; 11 – габарит; 12 – стріла провисання.

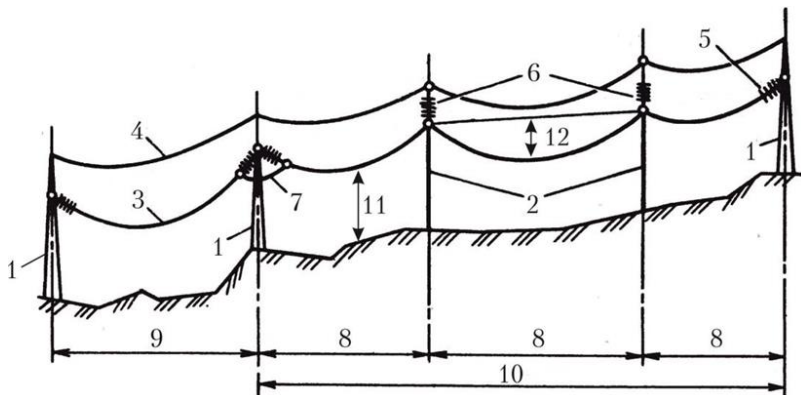


Рисунок 2.1 – Ділянка повітряної лінії електропередавання

Ділянку між суміжними опорами будь-якого типу, або конструкціями, які заміщують опори, називають прогоном (на рис. 1.1 позначено 8).

Довжина прогону – довжина горизонтальної проекції прогону.

Анкерним прогоном називають прогін, обмежений опорами анкерного типу (на рис. 2.1 позначено 9).

Ділянку між анкерними опорами, на якій встановлено проміжні опори називають анкерованою ділянкою (на рис. 2.1 позначено 10) [89].

Габаритом називають відстань по вертикалі між нижнім проводом в прогоні та землею або інженерною спорудою під лінією електропередавання (на рис. 2.1 позначено 11). Стрілою провисання називають відстань по вертикалі між прямою, яка поєднує точки закріплення проводів на суміжних опорах та проводом у середині прогону (на рис. 2.1 позначено 12).

Конструктивне виконання фази повітряної лінії визначається маркою та перерізом проводів, їх кількістю в кожній фазі, взаємним

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ
ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

розташуванням проводів та відстанями між ними. Повітряні лінії електропередавання надвисокої номінальної напруги (330 кВ та вище) з метою обмеження втрат енергії на корону виконують з розщепленими проводами у кожній фазі. В табл. 2.2 наведені типові конструктивні розміри повітряних ліній різних класів номінальної напруги.

Таблиця 2.2 – Конструктивні розміри повітряних ліній

Номінальна напруга, кВ	Кількість проводів у фазі	Відстань між проводами, м	Довжина прогону, м	Висота опори, м	Габаритна відстань, м
до 1	1	0,5	40–50	8–9	6–7
6–10	1	1	50–100	10	6–7
35	1	3	150–200	10	6–7
110	1	4	170–250	13–14	6–7
220	1	7	250–350	25–30	7–8
330	2	9	300–400	25–30	7,5–8
500	3	12	350–450	25–30	8
750	4–5	15	450–750	30–41	10–12

Проводи повітряних ліній електропередачі

Для передавання електричної енергії в повітряних лініях використовують неізолювані проводи, розташовані просто неба. Це визначає основні вимоги до конструктивного виконання проводів повітряних ліній [90]:

- 1) забезпечення високої електричної провідності;
- 2) забезпечення високої механічної міцності; забезпечення високої корозійної стійкості;
- 3) забезпечення економічності конструкції.

Зазначені вимоги визначають використання для виготовлення проводів повітряних ліній міді, алюмінію та його сплавів, сталі.

Мідь характеризується найкращими електрофізичними та механічними властивостями. Питомий омичний опір міді складає 0,0178 Ом·м/мм², а граничний опір на розрив досягає 380-430 МПа. Однак мідь це дефіцитний матеріал, тому використання мідних проводів для виконання повітряних ліній потребує спеціального техніко-економічного обґрунтування. Мідні проводи можуть використовуватися в контактних мережах електротранспорту, інколи у повітряних лініях, які проходять в районах з агресивною атмосферою – поблизу узбережжя морів та хімічних підприємств.

Широкого застосування для виготовлення проводів набув більш розповсюджений у природі алюміній. Його питомий омичний опір складає $0,0283 \text{ Ом}\cdot\text{м}/\text{мм}^2$. Головним недоліком алюмінію є його низька механічна міцність. Межа міцності алюмінієвих проволочок на розрив складає всього 157-191 МПа. Це визначає використання алюмінію для виготовлення проводів повітряних ліній з невеликими прогонами між опорами, тобто місцевих розподільчих мереж з номінальною напругою до 10 кВ.

Сталь має найкращі фізико-механічні властивості. Механічна міцність сталі на розрив досягає 1176-1314 МПа. Разом з тим питомий омичний опір сталі складає всього $0,13 \text{ Ом}\cdot\text{м}/\text{мм}^2$. До того ж сталь відноситься до групи феромагнетиків, що визначає додаткові втрати енергії на перемагнічення сталевих проводів під час проходження змінного електричного струму. Ще одним важливим недоліком сталі є висока корозійність, що не дозволяє використовувати сталеві проводи без спеціальної обробки. Зазначені властивості сталі визначили її застосування для виготовлення опор повітряних ліній, грозозахисних тросів, а також для посилення механічної міцності алюмінію у складі сталеалюмінієвих проводів. Інколи сталеві проводи використовують для виконання великих прогонів повітряних ліній, наприклад, переходів через водні простори.

Таким чином, для виконання повітряних ліній використовують алюмінієві та сталеалюмінієві проводи. Інколи, з метою забезпечення надвисокої корозійної стійкості для виконання повітряних ліній використовують мідні проводи, а для забезпечення надвисокої механічної міцності – сталеві проводи. Для виконання грозозахисту повітряних ліній використовують сталеві троси та сталеалюмінієві проводи з пониженим перетином алюмінієвого шару [91].

За своїм конструктивним виконанням проводи повітряних ліній складаються із звитих між собою окремих проволочок, як показано на рис. 2.2. В таких проводах навколо центральної проволочки виконують повив з шести проволочок, закручених у певному напрямі. Кожний наступний повив містить на шість проволочок більше попереднього. Для забезпечення круглої форми проводу проволочки суміжних повивів закручують у протилежні напрямі. Кількість шарів проволочок може бути парною або непарною. При цьому проволочки зовнішнього повиву завжди скручені праворуч.



Рисунок 2.2 – Зовнішній вигляд багатопроволочних проводів повітряних ліній електропередачі

В конструкціях повітряних ліній електропередавання часто використовують комбіновані проводи скручені з проволоч двох різних металів. Так, для забезпечення високої механічної міцності проводи повітряних ліній зазвичай виконують із осереддям з оцинкованих сталевих проволоч. Такі проводи називають сталалюмінієвими (див. рис. 2.3). В таких проводах основне механічне навантаження сприймає сталеве осереддя. Зовнішній алюмінієвий шар забезпечує високу електричну провідність проводу та його пропускну здатність. Тут, відповідно до скін-ефекту, змінний струм витісняється до зовнішніх шарів проводу. Це дозволяє вважати, що струм в сталевому осередді відсутній і має місце лише в алюмінієвих проволочках проводу.

Для ошиновки підстанцій 330 кВ та вище часто застосовують порожнисті проводи. Такі проводи виконують із плоских алюмінієвих пластин, зчеплених між собою за допомогою пазів, як показано на рис. 2.4. Конструкція порожнистих проводів забезпечує зниження втрат енергії на корону через збільшення діаметру. Крім того, через скін-ефект і витіснення змінного струму із внутрішніх шарів забезпечується покращене використання металу проводу.

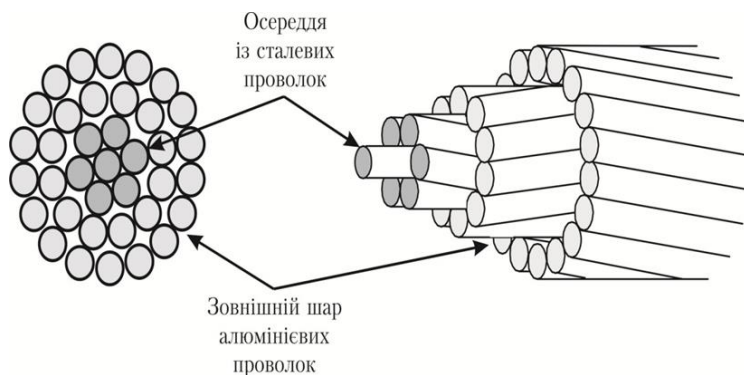
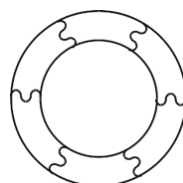


Рисунок 2.3 – Конструкція сталю-алюмінієвого проводу



а) зовнішній вигляд



б) схема поперечного перетину

Рисунок 2.4 – Конструкція та зовнішній вигляд порожнистого проводу марки АП

Останнім часом в конструкціях повітряних ліній електропередавання широкого застосування набувають високовольтні неізольовані проводи нового покоління. Конструктивно такі проводи виконують з Z-подібних або трапецеподібних проволоч, виготовлених з матеріалів з підвищеними електричними та механічними характеристиками. На рис. 2.5 наведено один з найбільш розповсюджених типів проводів нового покоління Аеро-Z. Підвищена щільність проволоч зовнішнього шару таких проводів забезпечує більший перетин порівняно з проводами традиційного виконання за того самого діаметру, що визначає більшу пропускну здатність ліній електропередавання. Саме тому проводи нового покоління часто називають компактними.

Для виконання проволоч проводів нового покоління використовують такі матеріали, як термооброблений алюміній, сплави алюмінію з додаванням рідкісноземельних металів, алюміній-цирконієві сплави тощо. Такі матеріали забезпечують більші

електричну провідність, максимально допустиму температуру проводу та корозійну стійкість, порівняно з традиційними сталю-алюмінієвими проводами. Для виконання несучого осереддя в проводах нового покоління часто використовують композитні матеріали, які забезпечують менші значення коефіцієнту теплового здовження, а, отже, менші стріли провисання проводів, меншу вагу проводів тощо. На рис. 2.6 представлено провід марки АССС, виконаний проволоками трапецеподібної форми із композитним осереддям [92].

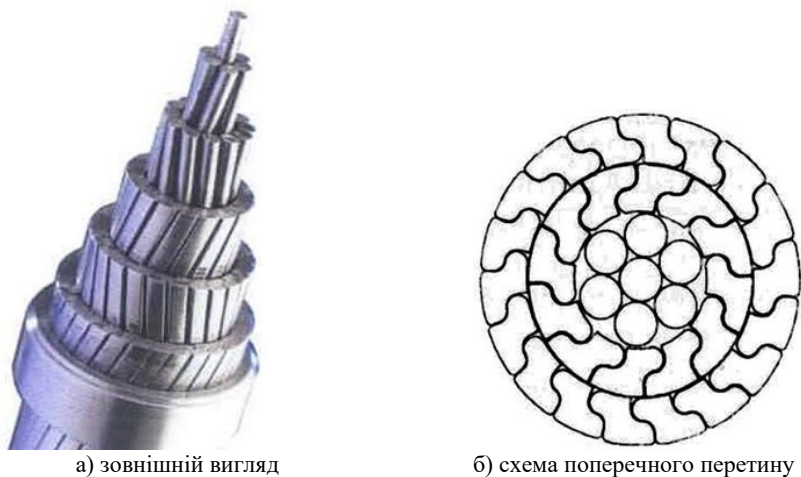


Рисунок 2.5 – Конструкція компактного проводу нового покоління Aero-Z



Рисунок 2.6 – Провід марки АСССАлюмінієва трубка

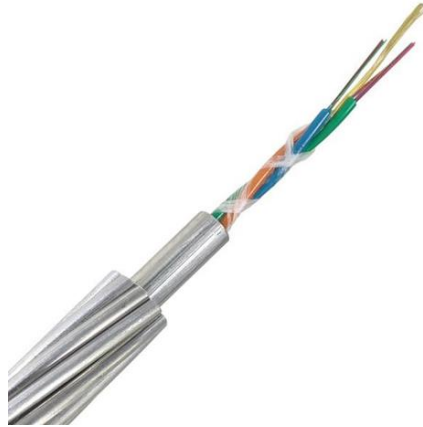


Рисунок 2.7 – Конструкція та зовнішній вигляд оптичного кабелю у грозозахисному тросі марки OPGW

Останнім часом, для виконання та грозозахисту повітряних ліній використовують спеціальні проводи та троси, суміщені зі волоконно-оптичним кабелем, розташованим всередині проводів та тросів. Такі комбіновані проводи та троси забезпечують одночасне передавання електричної енергії (грозозахист повітряних ліній) та використовуються для організації високошвидкісних оптоволоконних каналів зв'язку у складі волоконно-оптичної лінії зв'язку на повітряній лінії електропередавання (ВОЛЗ-ПЛ). На рис. 2.7 представлений грозозахисний трос OPGW, суміщений з оптоволоконним кабелем.

Маркування проводів повітряних ліній складається з літероцифрового коду. Літери означають матеріал, з якого виготовлений провід. Зокрема [93]:

- М – мідний провід; А – алюмінієвий провід;
- АН, АЖ – провід зі сплавів алюмінію;
- АС – сталюалюмінієвий провід.

Крім того, літерний код манкіровки проводів може містити інформацію про застосування мастил для забезпечення корозійної стійкості. Зокрема:

– АКП, АНКП, АЖКП, АСКП – алюмінієвий або сталюалюмінієвий провід, міжпроволочний простір якого заповнений нейтральним мастилом;

– АСКС – сталюалюмінієвий провід, в якому міжпроволочний простір сталюого осереддя заповнений нейтральним мастилом;

– АСК – сталесалюмінієвий провід, в якому міжпроволочний простір сталевого осереддя заповнений нейтральним мастилом та ізолюваний двома поліетиленовими стрічками.

Цифровий код маркіровки проводу означає його номінальний переріз. Для сталесалюмінієвих проводів маркіровка містить дві цифри, розділених косою рисою – номінальний переріз алюмінієвої частини та номінальний переріз сталевого осереддя. Інколи в позначення сталесалюмінієвих проводів останнє значення опускають. Це пояснюють тим, що сталеве осереддя таких проводів призначене лише для забезпечення необхідної механічної міцності. Струмопровідним є лише зовнішній алюмінієвий шар. Тому в задачах дослідження процесів передавання енергії по лініям електропередач має сенс лише значення перерізу зовнішнього алюмінієвого шару.

Чинні нормативні документи, зокрема ГОСТ 839-80 «Провід неізолюваний для повітряних ліній електропередач», регламентують шкалу номінальних перерізів проводів повітряних ліній, яка складається з наступного ряду: 4, 6, 10, 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 330, 400, 500, 600, 700, 800, 1000 мм². Дійсні перерізи проводів можуть дещо відрізнятись від наведених номінальних значень відповідно до кількості па перерізу проволочок, з яких звитий багатопроволочний провід. Зазначимо, що наведений ряд номінальних перерізів стосується лише мідних проводів (4–400мм²), алюмінієвих проводів (16-800 мм²) та алюмінієвого шару сталесалюмінієвих проводів (10-1000 мм²).

Для виконання грозозахисту ліній електропередачі використовують сталеві троси або сталесалюмінієві проводи зі зменшеним перерізом алюмінієвої частини.

Опори повітряних ліній електропередачі

Проводи повітряних закріплюють на опорах, які складаються з вертикальних стоек, горизонтальних траверс та фундаментів. Зазначимо, що саме конструкція опори визначає взаємне розташування фазних проводів та грозозахисних тросів в просторі та відносно землі. Також на опорах здійснюють необхідне натягування проводів. Ці фактори визначають основні вимоги, які висувають до конструктивного виконання опор повітряних ліній електропередавання:

- 1) забезпечення нормованих ізоляційних проміжків між фазними проводами повітряної лінії;
- 2) забезпечення нормованої габаритної відстані між проводами повітряної лінії та землею або інженерними спорудами в нормальних та аварійних режимах лінії;

3) забезпечити надійність та механічну міцність конструкції повітряної лінії шляхом вибору способу закріплення проводів повітряної лінії та грозозахисних тросів;

4) забезпечення економічності конструкції опори.

Основними матеріалами для виготовлення опор є залізобетон та сталь, рідше – дерево. Останнім часом з'явилися нові конструкції опор, виготовлені з композитних матеріалів.

Дерев'яні опори виготовляють з круглих соснових або мондринних колод. Такі опори використовують в конструкціях низьковольтних ліній електропередавання напругою 0,4-10 кВ. Проте на сьогодні подекуди залишилися в експлуатації дерев'яні опори вищих класів номінальної напруги [94].

Загальний вигляд дерев'яної опори наведено на рис. 2.8. Дерев'яні опори характеризуються малою вагою, простотою виготовлення та транспортування, високими діелектричними властивостями, гнучкістю тощо. Однак, головний недолік дерев'яних опор полягає в малому періоді експлуатації через гниття деревини. Саме тому енергетична галузь України, свого часу, відмовилась від використання дерев'яних опор. Проте, останнім часом, на ринку з'явилися нові, надійні, екологічно чисті антисептики, які, навіть у контакті з землею, забезпечують термін служби дерев'яних опор до 45 років. Це спричинило повернення до застосування дерев'яних опор в електричних мережах 0,4-10 кВ, особливо в західних областях України.

Загальний вигляд залізобетонної опори наведено на рис. 2.9. Така опора складається з вертикальної залізобетонної стійки, заглибленої та закріпленої в ґрунті та металевих траверс, на яких закріплюють фазні проводи. Залізобетонні опори характеризуються простотою виготовлення, дешевизною та простотою обслуговування. Разом з тим їх застосування обмежують такі фактори, як велика вага опор та труднощі, пов'язані із транспортуванням.



Рисунок 2.8 – Дерев'яна опора повітряної лінії 0,4 кВ



Рисунок 2.9 – Залізобетонна проміжна опора повітряної лінії 330 кВ

Металева опора баштового типу представлена на рис. 2.10. Така опора складається з сталевих ферм, скріплених болтовими або зварними з'єднаннями. Металеві опори закріплюють в ґрунті на залізобетонних фундаментах. Металеві опори дорожчі за залізобетонні, потребують регулярного обслуговування, пов'язаного з антикорозійними заходами. Проте такі опори складаються з окремих елементів, які збирають на місці монтажу, що дозволяє створювати конструкції будь-якої необхідної форми. В умовах важкодоступних трас повітряних ліній інколи застосовують металеві опори з алюмінієвих сплавів. Такі опори не потребують антикорозійного захисту. Однак висока вартість таких опор суттєво обмежує їх застосування. Останнім часом в конструкціях повітряних ліній електропередавання набувають застосування багатогранні металеві опори, виконані в габаритах залізобетонних опор із гнучого металу (див. рис. 2.11). Такі опори характеризуються простотою виготовлення та монтажу, компактністю, малою вагою тощо.

Ще один тип новітніх опор, що набувають застосування в світовій практиці будівництва повітряних ліній електропередавання, виготовляють із композитних матеріалів на базі скловолокна

з полімерними сполучниками. Композитні опори характеризуються довговічністю, гідрофобністю, ремонтпридатністю, невеликою вагою, легкістю монтажу та транспортування, простотою експлуатації та обслуговування, екологічністю та діелектричною міцністю. На рис. 2.12 представлено вигляд сучасної композитної опори.



Рисунок 2.10 – Металева анкерна кутова опора повітряної лінії 35 кВ



Рисунок 2.11 – Анкерна багатогранна металева опора лінії 110 кВ

За конструктивним виконанням розрізняють проміжні та анкерні опори. Проміжні опори встановлюють на прямих ділянках повітряних ліній. Такі опори призначені для підтримки проводів повітряної лінії з метою забезпечення нормованих габаритних відстаней між проводами лінії та землею. На рис. 2.9, наприклад, представлена проміжна залізобетонна опора повітряної лінії напругою 330 кВ [95].

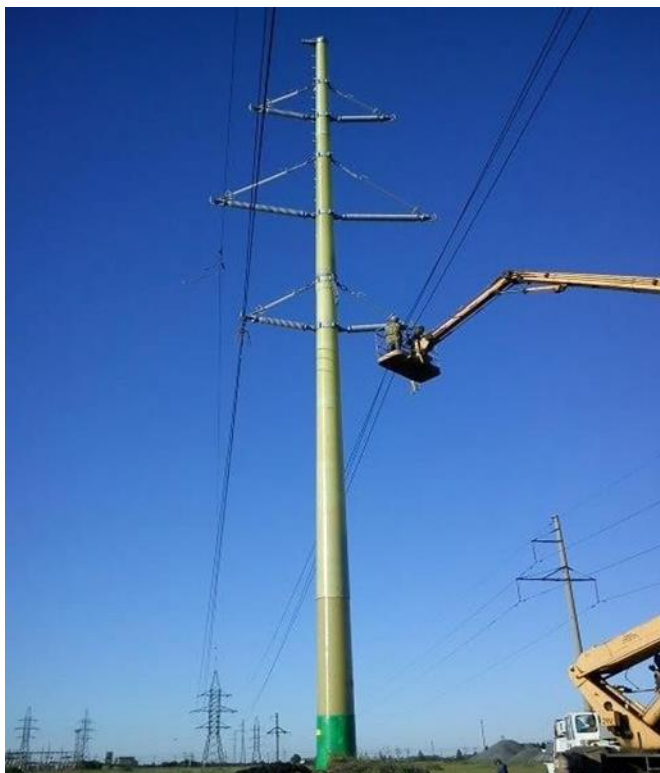


Рисунок 2.12 – Проміжна композитна опора повітряної лінії 110 кВ

Анкерні опори призначені для натягування проводів повітряної лінії з метою забезпечення нормованих значень тяжіння в матеріалі проводів лінії. Анкерні опори встановлюють на кінцях лінії, на кутах поворотів, на прямих, обмежуючі анкетовані ділянки, а також в місцях, передбачених нормами проектування лінії, наприклад, для обмеження переходів лінії через електрифіковану залізницю. На рис. 2.11 представлено анкерну кінцеву багатогранну металеву опору повітряної лінії 110 кВ, а на рис. 2.10 – анкерну кутову опору повітряної лінії 35 кВ.

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ
ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ



а) транспозиційна опора лінії 110 кВ



б) відпайкова опора лінії 110 кВ



в) кінцева опора лінії 150 кВ

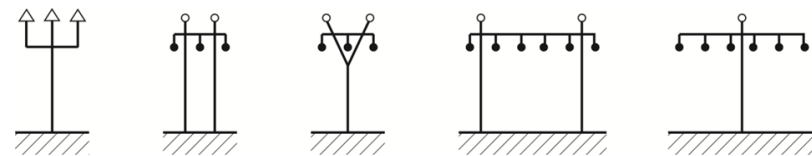


г) перехідна опора лінії 110 кВ

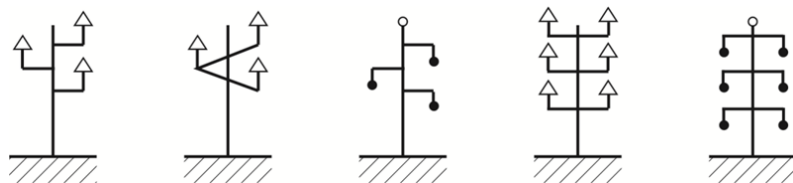
Рисунок 2.13 – Спеціальні типи опор повітряних ліній

Крім зазначених в конструкціях повітряних ліній застосовують інші спеціальні типи опор, зокрема, транспозиційні опори (див. рис. 2.13, *а*), призначені для зміни чергування фазних проводів лінії у просторі; відпайкові опори (див. рис. 2.13, *б*), призначені для створення вузлів робочої схеми електричної мережі без застосування розподільчих пристроїв; кутові опори, які встановлюють на кутах поворотів лінії; кінцеві опори (див. рис. 2.13, *в*), які встановлюють по кінцях великих переходів для натягування проводів повітряної лінії; до кінцевих також відносять опори, які встановлюють на кінцевих підстанціях електропередачі (див. рис. 2.11); перехідні опори (див. рис. 2.13, *г*) для виконання переходів через водні простори тощо.

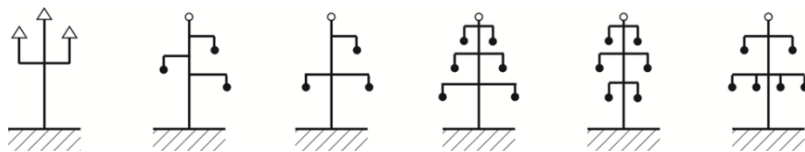
Саме конструкція опори визначає геометричні властивості повітряної лінії електропередавання, зокрема, взаємне розташування фазних проводів у просторі і, як наслідок, надійнісні, економічні, електротехнічні параметри лінії тощо. На рис. 2.14 наведені типові конструкції розташування проводів на опорах повітряних ліній електропередавання [96].



а) горизонтальне розташування проводів



б) вертикальне розташування проводів



в) змішане розташування проводів

Рисунок 2.14 – Схеми розташування проводів на опорах

Проводи на опорах можуть бути розташовані в один, два або три яруси. Розташування проводів в один ярус (див. рис. 2.14, а) називають горизонтальним. Така конструкція опор є найбільш надійною в районах інтенсивної ожеледі, оскільки така схема знижує ймовірність схрещування фазних проводів у разі нерівномірного відкладання ожеледі під час вітру. Горизонтальне розташування проводів забезпечує також надійну роботу лінії в районах інтенсивного галопування проводів. Водночас опори з горизонтальним розташуванням проводів вимагають найширшої полоси землевідчуження, що негативно впливає на економічні показники конструкції повітряної лінії.

Вертикальним розташуванням називають розташування проводів у два або три яруси без горизонтального зсуву проводів, які знаходяться один над одним (див. рис. 2.14, б). Вертикальне розташування проводів визначає найменшу надійність конструкції повітряної лінії електропередавання. Тому в Україні нормативні документи регламентують використання опор з вертикальним розташуванням проводів лише в конструкціях повітряних ліній з номінальною напругою до 35 кВ, оскільки для таких електропередач вимоги надійності є найслабшими. Водночас у світовій практиці в регіонах, де відсутні опади у вигляді ожеледі та галопування проводів опори з вертикальним розташуванням проводів набули широкого використання, оскільки вони вимагають мінімального землевідведення, а, отже, визначають найкращі економічні показники конструкції повітряної лінії.

Розташування проводів в два або три яруси із горизонтальним зсувом проводів, які знаходяться один над одним, називають змішаним (див. рис. 2.14, в). Змішане розташування проводів на опорах забезпечує необхідний компроміс між забезпеченням надійності конструкції лінії та мінімізацією землевідчуження. До того ж розташування фазних проводів у вершинах трикутника забезпечує електричне симетрування електротехнічних параметрів лінії.

Накопичений багаторічний досвід проектування, будівництва та експлуатації повітряних ліній електропередавання дозволив визначити найбільш доцільні та економічні конструкції опор для кожного кліматичного та географічного району та реалізувати уніфікацію таких конструкцій. Водночас, застосування новітніх технологій у конструктивному виконанні повітряних ліній електропередавання визначає необхідність розробки нових типів опор.

Останнім часом у світовій практиці широкого поширення набувають технології компактних ліній електропередавання. В таких

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

лініях фазні проводи максимально зближені один до одного за рахунок використання міжфазних ізоляційних розпірок, які унеможливають недопустиме зближення проводів у прогонах під час їх розхитування. До компактних ліній електропередавання відносять також електропередачі надвисокої номінальної напруги із нетрадиційною формулою розщеплення фазних проводів. Застосування технологій компактних ліній електропередавання дозволяє зменшити габаритні розміри повітряної лінії, зменшити ширину полоси відчуження, зменшити витрати металу на будівництво опор, збільшити пропускну здатність електропередачі тощо.

На рис. 2.15 представлена унікальна компактна повітряна ліній електропередавання напругою 10 кВ, яка поєднує Луцьку ТЕС з підстанцією «Південна». Лінія довжиною 978 м виконана за двоколовою схемою із розщепленням фази на шість проводів. Проводи розщепленої фази утримуються у вершинах правильного шестикутника за допомогою демпферних розпірок та закріплені на опорах за допомогою підвісних ізоляторів, які утримують кожну фазну конструкцію у вершинах рівнобічного трикутника. Така конструкція повітряної лінії забезпечує високу пропуску здатність лінії і, водночас, мінімізує землевідведення під полосу відчуження.



Рисунок 2.15 – Компактна повітряна лінія електропередавання напругою 10 кВ

Маркування опор повітряних ліній складається з літероцифрового коду.

Перші літери такого коду позначають конструктивне виконання та матеріал опори [97]:

П, ПС – проміжні опори;
ПВС – проміжні опори з внутрішніми зв'язками; ПУ, ПУС – проміжні кутові опори;
ПП – проміжні перехідні опори; А – анкерні опори;
АУ, У, УС – анкерно-кутові опори; К, КС – кінцеві опори;
Б – залізобетонні опори (крім опор ліній 500 кВ); відсутність Б – металеві опори;
М – металеві багатогранні опори; ПК – проміжні композитні опори.

Цифри після літер позначають клас номінальної напруги лінії електропередавання.

Навність літери «т» у складі коду позначає тросостойку з двома тросами; літери «п» – зміну взаємного розташування проводів на опорі. Цифра через дефіс позначає типорозмір опори. При чому непарні цифри вказують на одноколові опори, а парні – на дво- та багатокілові опори. Цифра через знак «+» наприкінці коду опори позначає висоту приставки до базової опори (для металевих опор).

Наприклад, маркування опори У110-2+14 означає, що це металева анкерно-кутова двоколова опора з підставкою висотою 14 м для повітряної лінії 110 кВ; ПМ220-1 – проміжна металева багатогранна одноколова опора для повітряної лінії 220 кВ; У220-2т – металева анкерно-кутова двоколова опора з двома тросами для повітряної лінії 220 кВ; ПБ110-4 – проміжна залізобетонна двоколова опора для повітряної лінії 110 кВ; ПК110-1 – проміжна композитна одноколова опора для повітряної лінії 110 кВ.

Ізолятори та лінійна арматура повітряних ліній електропередачі

Проводи повітряних закріплюють на опорах за допомогою лінійних ізоляторів та арматури. Лінійні ізолятори призначені для ізоляції проводів повітряної лінії, які знаходяться під дією високої напруги лінії, від металевих елементів конструкцій опор. Основна особливість ізоляторів повітряних ліній полягає в тому, що вони випробують одночасну дію високої електричної напруги та великих механічних навантажень. Це визначає основні вимоги до конструктивного виконання ізоляторів повітряних ліній. До таких вимог відносять високу електричну та механічну міцність, стійкість до впливів оточуючого середовища, зручність експлуатації та економічність.

Для виготовлення ізоляторів використовують електротехнічний фарфор, загартоване скло та синтетичні полімери.

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

За конструктивним виконанням розрізняють штирові та підвісні ізолятори. Штирові ізолятори складаються з ізоляційної деталі, яка закріплюється на штирі або гаку опори. Загальний вигляд штирового ізолятора та гаку для його закріплення представлено на рис. 2.16. Такі ізолятори призначені для використання ліній електропередавання розподільчих мереж напругою до 35 кВ. Штирові ізолятори виготовляють з фарфору або з електротехнічного скла.

Підвісні ізолятори утворюють ізоляційні підвіси – пристрої, які складаються з одного або кількох підвісних ізоляторів і лінійної арматури, шарнірно з'єднаних між собою. Такі ізолятори використовують в лініях електропередавання напругою 35 кВ та вище. Підвісні ізолятори поділяють на гірлянди тарілчастих ізоляторів та стрижневі ізолятори.

Гірлянди ізоляторів збирають з тарілчастих ізоляторів, виготовлених з фарфору або загартованого скла. Загальний вигляд тарілчастого ізолятора наведено на рис. 2.17, *а*. На рис. 2.17, *б* схематично показано спосіб поєднання тарілчастих ізоляторів в гірлянду.



а) штировий скляний ізолятор ШС-10Д



б) гак для закріплення штирового ізолятора К-22

Рисунок 2.16 – Конструкція штирових ізоляторів

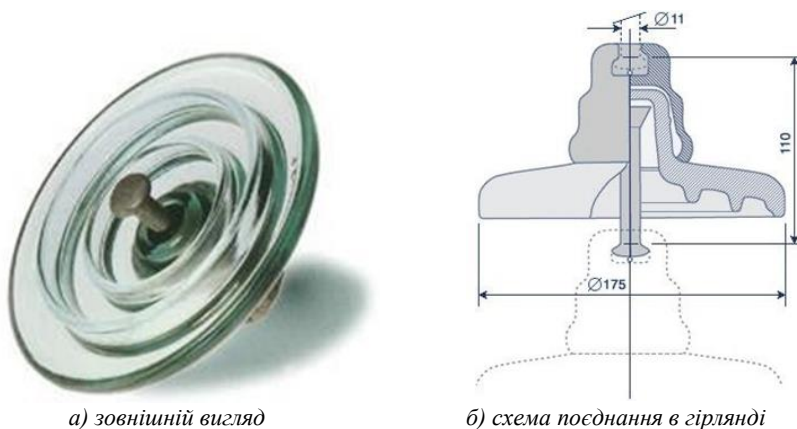


Рисунок 2.17 – Тарілчастий ізолятор типу ПС-40

Стрижневі ізолятори виготовляють з однонаправлених полімерів. Загальний вигляд стрижневого полімерного ізолятора наведено на рис. 2.18. Такі ізолятори дорожче за гірлянди тарілчастих ізоляторів. Проте вони характеризуються кращими електрофізичними властивостями та значно меншою вагою, що зумовлює широкі перспективи використання полімерних ізоляторів в конструкціях повітряних ліній електропередавання всіх класів номінальної напруги. Чинні нормативні документи рекомендують використовувати полімерні ізолятори під час будівництва нових та реконструкції існуючих ліній електропередавання.

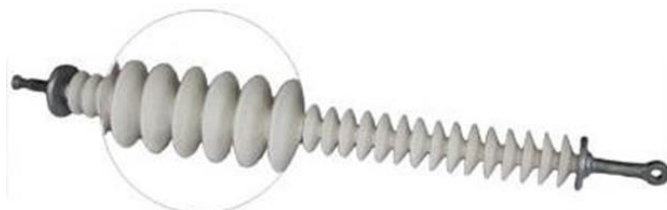


Рисунок 2.18 – Полімерний стрижневий ізолятор типу ЛК 70/110-III

Маркування лінійних ізоляторів складається з літеро-цифрового коду.

Перша літера коду визначає тип ізолятора:

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ
ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

- Ш – штировий лінійний ізолятор;
- Н – штировий низьковольтний ізолятор;
- П – підвісний тарілчастий ізолятор;
- Л – лінійний стрижневий ізолятор.

Друга літера визначає матеріал, з якого виготовлено ізолятор:

- Ф – електротехнічний фарфор;
- С – загартоване скло;
- К – композитний полімер.

Підвісні тарілчасті ізолятори можуть додатково мати третю літеру, яка означає модифікацію конструкції спеціальних ізоляторів:

- Г – брудостійкий;
- Д – двокрилий;
- К – із конічною ізоляційною деталлю;
- С – із сферичною ізоляційною поверхнею;
- В – із витягнутим униз ребром.

Цифровий код лінійних ізоляторів відповідно до їх типу означає:

– для низьковольтних штирових ізоляторів – діаметр внутрішньої різьби;

– для високовольтних штирових ізоляторів клас номінальної напруги у кіловольтах;

– для тарілчастих підвісних ізоляторів гарантовану механічну міцність, виражену у кілоньютонах;

– для стрижневих полімерних ізоляторів перша цифра – гарантована механічна міцність, друга – клас номінальної напруги. Літера наприкінці коду штирових та тарілчастих ізоляторів є індексом модернізації ізолятора.

Римська цифра наприкінці маркування полімерних ізоляторів є кодом гранично допустимого ступеню забруднення ізолятора.

Наприклад, маркування ізолятора ШФ-10Б означає, що це штировий лінійний ізолятор, виготовлений з електротехнічного фарфору для ліній електропередавання напругою 10 кВ, типорозмір якого визначається модернізацією за кодом Б.

Маркування ізолятора ЛК-120/110-III означає, що це лінійний полімерний ізолятор для ліній електропередавання напругою 110 кВ. Руйнівне механічне навантаження складає 120 кН. Гранично допустимий ступінь забруднень ізолятора III.

Для монтажу повітряних ліній електропередавання використовують спеціальну лінійну арматуру. За своїм призначенням її поділяють на групи:

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ
ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1) зчеплювальна арматура, призначена з'єднання елементів ізоляційних підвісок, а також для їх прикріплення до опор повітряних ліній. До зчеплювальної арматури відносять, наприклад, вушка, скоби, представлені на рис. 2.19.



Рисунок 2.19 – Зчеплювальна лінійна арматура

2) з'єднувальна арматура, призначена для з'єднання окремих частин проводу під час монтажу. До з'єднувальної арматури відносять спеціальні затискачі різного типу, представлені, наприклад, на рис. 2.20.



a) затискач пресований типу САС

б) затискач перехідний типу ПАС



в) затискач плашковий типу ПС

Рисунок 2.20 – З'єднувальна лінійна арматура

3) підтримуюча арматура, призначена для закріплення фазних проводів та грозозахисних тросів в затискачах для подальшого прикріплення до ізоляційної підвіски. До підтримуючої арматури відносять, наприклад, підтримуючі затискачі та роликові підвіси, представлені на рис. 2.20.



Рисунок 2.21 – Підтримуюча лінійна арматура

4) натяжна арматура, призначена для закріплення проводів та тросів на натяжних підвісах анкерних та анкерно-кутових опор. На рис. 2.22 представлені типові конструкції натяжних затискачів.



Рисунок 2.22 – Натяжна лінійна арматура

5) контактна арматура, призначена для організації відгалужень від проводів повітряних ліній та приєднання проводів до затискачі

електричних апаратів. На рис. 2.23 представлені типові елементи контактної арматури.



а) затискач роз'ємний відгалужувальний пресований типу РОА *б)* затискач апаратний пресований типу А4А

Рисунок 2.23 – Контактна лінійна арматура

б) захисна арматура, призначена для забезпечення нормованих відстаней між проводами розщепленої фази захисту проводів повітряної лінії від вібрації, для вирівнювання електричного поля навколо гірлянд ізоляторів, для захисту ізоляторів від птахів тощо. Типові елементи захисної арматури представлено на рис. 2.24



а) трипроменева дистанційна розпорка типу ЗРГ

б) гасник вібрації типу РПГ



в) кільце захисного екрану типу ЕЗ

з) баласт типу БП

Рисунок 2.24 – Захисна лінійна арматура

Контрольні питання до глави 2

1. Розкрити поняття повітряних ліній електропередач.
2. Які функції повітряних ліній електропередач?
3. Яка особливість повітряних ліній електропередач?
4. Яка особливість арматури повітряних ліній електропередач?
5. Яка особливість схем розташування проводів на опорах повітряних ліній електропередач?
6. Яка особливість опор повітряних ліній електропередач?

ГЛАВА 3
АНАЛІЗ МОЖЛИВИХ ВІДМОВ ЕНЕРГЕТИЧНОГО
ОБЛАДНАННЯ

3.1 Аналіз аварій в роботі об'єктів енергетичного господарства

1. До аварій в роботі об'єктів енергетичного господарства підприємства відносяться події, унаслідок яких на об'єктах енергетичного господарства відбулося [98]:

1) повне скидання електричного навантаження електростанцій, навіть при збереженні власних потреб, незалежно від тривалості скидання чи зниження його на 50% і більше від заданого диспетчерським графіком - тривалістю більше однієї години;

2) порушення нормального режиму роботи або пошкодження обладнання, яке призвело до перерви або обмеження відпуску споживачам електроенергії, пари, гарячої води, стисненого повітря, що викликало зниження обсягу випуску основної продукції в розмірі більше одногодинного планового завдання (обмеження споживачів енергоносіями внаслідок недостатньої кількості палива або погіршення його якості з незалежних від підприємства причин аварією не вважається, а є відмовою в роботі);

3) пошкодження об'єкта енергетичного господарства, навіть якщо воно не викликало спаду виробництва, але викликало зупинку на ремонт:

– парових котлів продуктивністю 420 т/год і більше, парових турбін потужністю 100 МВт і більше на термін більше 3 діб;

– парових котлів продуктивністю від 120 до 420 т/год, парових турбін потужністю від 25 до 100 МВт на термін більше 2 діб;

– парових котлів продуктивністю менше 120 т/год, водогрійних котлів, котлів-утилізаторів, теплофікаційних економайзерів, пароперегрівачів, пароперетворювачів, випарників, парових і газових турбін потужністю менше 25 МВт, турбокомпресорів, головних парових і живильних, магістральних трубопроводів на термін більше 1 доби;

– електрообладнання, зазначеного у пункті 7 додатка 1 до цієї Інструкції на термін більше 1 доби;

4) примусове припинення циркуляції води в магістральних трубопроводах теплофікаційної мережі в опалувальний сезон тривалістю більше 2 годин, падіння тиску в теплових мережах, для

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ
ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

підтримки якого потрібне збільшення кількості підживлювальної води в 4 рази і більше та підживлення сировою водою;

5) руйнування основних елементів будівель і споруд (паливоподачі, димової труби, градирні, конструкцій будови);

6) пожежа, яка спричинила зупинку енергетичного обладнання (котла, турбогенератора, турбокомпресора) на термін більше 1 доби або пошкодження основних елементів будівель і споруд;

7) повторне виведення в ремонт енергетичного обладнання протягом першого місяця після закінчення капітального чи середнього ремонту;

8) ушкодження дамб, золожужелевідвалів, що призвело до викиду золожужелевідходів у водні об'єкти тривалістю понад одну добу.

2. До аварій в роботі об'єктів енергетичного господарства підприємства відносяться події, унаслідок яких на кисневих і компресорних станціях відбулося:

1) порушення нормального режиму роботи або пошкодження обладнання, яке спричинило перерву або обмеження відпуску споживачам стисненого повітря, продуктів поділу повітря або погіршення якості продуктів, що призвело до зниження обсягу виробництва основної продукції в розмірі більше одногодинного планового завдання;

2) порушення нормального режиму роботи або пошкодження обладнання, призначеного для відбору, зберігання і подачі продуктів поділу повітря (кріогенні ємності, газгольдери, газифікатори та ін.), що призвели до втрат готового продукту в кількості більше однідобової продуктивності одного агрегату;

3) пошкодження об'єкта енергетичного господарства, навіть якщо воно не призвело до спаду виробництва, але викликало зупинку на ремонт [99]:

– блоків поділу повітря продуктивністю більше ніж 25 тис.куб.м. кисню на годину на термін більше 1 доби;

– блоків поділу повітря продуктивністю 10-25 тис.куб.м кисню на годину на термін більше 2 діб;

– блоків поділу повітря продуктивністю менш 10 тис.куб.м кисню на годину на термін більше 3 діб;

– повітряних турбокомпресорів продуктивністю більше 900 м.куб/хв, кисневих турбокомпресорів, парових турбін - приводів турбокомпресорів на термін більше 2 діб;

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

– повітряних турбокомпресорів продуктивністю менш 900 м.куб/хв, газодувок, поршневих компресорів для різноманітних середовищ на термін більше 3 дів;

– реципієнтних установок, киснево-розширювальних пунктів (далі - КРП), магістральних трубопроводів стисненого повітря, кисню, азоту на термін більше 1 доби;

– електрообладнання, зазначеного в пункті 7 додатка 1 до цієї Інструкції, на термін більше 1 доби;

4) руйнування основних елементів будівель і споруд (газгольдера, повітрязабору, градирні, конструкцій будівель);

5) пожежа, що спричинила зупинку основного обладнання (блок поділу повітря, турбокомпресор) на термін більше 1 доби, або пошкодження основних елементів будівель і споруд;

б) повторне виведення в ремонт обладнання протягом першого місяця після закінчення капітального або середнього ремонту.

3. До аварій в роботі об'єктів енергетичного господарства підприємства відносяться події, унаслідок яких у газових, теплосилових господарствах, системах водопостачання, на газовідчисних спорудах відбулося:

1) порушення нормального режиму роботи або пошкодження обладнання, яке викликало перерви на термін більше 12 годин або обмеження відпуску споживачам газу, пари, гарячої води, стисненого повітря, промислової води і інших енергоносіїв, що спричинило зменшення обсягів виробництва основної продукції в розмірі більше одногодинного планового завдання;

2) порушення нормального режиму роботи або пошкодження обладнання газоочисних і водоочисних споруд тривалістю більше 3 дів, яке викликало збільшення концентрації шкідливих речовин, що викидаються:

– в атмосферу - трикратного і більше погодженого значення граничнодопустимих викидів;

– у водні об'єкти - двократного і більше погодженого значення граничнодопустимих викидів;

3) пошкодження обладнання і споруд, зазначених у пунктах 3-б додатка 1 до цієї Інструкції, за винятком обладнання, зазначеного в підпункті 3 пункту 1 та підпункті 3 пункту 2 цього розділу, навіть, якщо воно не відобразилося на основному виробництві, але викликало зупинку на ремонт терміном більше 8 годин;

4) руйнування основних елементів будівель і споруд (естакади, градирні, димові труби, греблі, котельні, центрального теплового

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ
ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

пункту, конструкції будівель); пожежа, що спричинила зупинку основного енергетичного обладнання на термін більше 1 доби або призвела до пошкодження основних елементів будівель і споруд.

4. До аварій в роботі об'єктів енергетичного господарства підприємства відносяться події, у наслідок яких на електричних мережах і на підстанціях, а також в цехових електроустановках відбулося:

– порушення нормального режиму роботи підстанцій, повітряних чи кабельних ліній, електроприводів, статичних і обертових перетворювачів, електропічних агрегатів, високочастотних установок та іншого електрообладнання, що викликало зупинку основного технологічного обладнання і призвело до зниження обсягу виробництва основної продукції в розмірі більше одногодинного планового завдання (відключення однієї і тієї самої підстанції чи лінії, що сталося з однієї і тієї ж причини, через проміжок часу не більше 2 годин, а також відключення декількох ліній, викликане однією причиною, враховується як одна аварія);

– пошкодження об'єкта енергетичного господарства, навіть якщо воно не вплинуло на основне виробництво, але викликало відновлювальний ремонт протягом 8 годин і більше;

– руйнування основних елементів будівель і споруд (закритого розподільного пристрою, щита управління, машинного залу, порталів відкритого розподільчого пристрою, опор високовольтних ліній електропередавання);

– пожежа в електричних установках, кабельних тунелях і шахтах, яка спричинила відключення основного електротехнічного обладнання на термін більше 1 доби або пошкодження основних елементів будівель і споруд.

5. До аварій в роботі об'єктів енергетичного господарства підприємства відносяться події, унаслідок яких у системах автоматизації відбулося порушення нормального режиму роботи обладнання діючої автоматичної системи управління технологічним процесом (далі - АСУТП) на термін більше 16 годин, що призвело до затримки видання інформації на термін більше 6 годин або призвело до зниження обсягу виробництва основної продукції у розмірі більше одногодинного планового завдання.

6. До аварій в роботі об'єктів енергетичного господарства підприємства відносяться події, унаслідок яких у цехах зв'язку і диспетчеризації відбулося:

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

– порушення нормального режиму роботи обладнання засобів диспетчерсько-технологічного керування, яке викликало зниження обсягу виробництва основної продукції в розмірі більше одного динного планового завдання;

– порушення нормального режиму роботи обладнання телемеханіки, що призвело до зупинки основного технологічного або енергетичного обладнання і викликало зниження обсягу виробництва основної продукції у розмірі більше одного динного планового завдання.

7. До відмов у роботі належать всі порушення нормального режиму роботи об'єктів енергетичного господарства, а також випадки пошкодження енергетичного обладнання, якщо вони не є аваріями, згідно з пунктом 2 цього розділу:

– пошкодження допоміжного обладнання, яке бере участь у процесі виробництва, передавання і розподілу електричної і теплової енергії, енергії стисненого повітря, кисню, а також інших енергоресурсів, що викликало виключення його з роботи або резерву, але не вплинуло на роботу основного енергетичного обладнання;

– порушення нормального режиму роботи обладнання автоматичного регулювання, приладів телемеханіки, технологічного і релейного захисту, сигналізації, усунене в термін менше 16 годин, яке не призвело до наслідків, що вважаються аваріями;

– автоматичне або помилкове відключення персоналом обладнання, якщо воно не викликало аварії;

– припинення циркуляції води в магістральних трубопроводах опалювальної мережі в опалювальний сезон тривалістю менше 2 годин;

– невиконання заданого диспетчерського графіка електричного навантаження чи оперативного завдання диспетчера енергосистеми;

– порушення технологічного/нормального режиму роботи теплотехнічного обладнання (витік води чи надмірне підживлення котла водою, погіршення якості живильної води тривалістю більше 8 годин, збільшення жорсткості хімічноочищеної води більше ніж на 25% понад норму тривалістю більше 4 годин, відхилення від встановлених виробничими інструкціями норм тиску і температури перегрітої пари тривалістю більше 30 хвилин, тиску пари, яка відпускається для промислових потреб на 20% тривалістю більше однієї години, а також порушення заданих параметрів і зниження якості інших енергоносіїв), якщо це не призвело до наслідків, що вважаються аваріями;

– порушення нормального режиму роботи електротехнічного

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

обладнання (відключення роз'єднувачів під навантаженням, значення якого перевищує

- нормативно допустиме, включення роз'єднувачів чи вимикачів на тимчасово встановлений переносний заземлювальний пристрій чи на заземлюючі ножі, помилкове включення стаціонарних заземлювальних ножів, витік масла з маслонаповнених електричних апаратів нижче допустимого рівня, "земля" в колах оперативного струму, не усунена протягом 8 годин, однофазне замикання на землю в установках споживачів, що живляться на генераторній напрузі, не усунене протягом 2 годин), якщо це не призвело до наслідків, що вважаються аваріями;

- порушення нормального режиму роботи або пошкодження кріогенного обладнання, яке призвело до зниження чистоти продуктів поділу повітря на термін не більше 4 годин;

- порушення нормального режиму роботи або пошкодження газоочисного і водоочисного обладнання, що викликало забруднення біосфери вище встановлених норм на термін більше 1 доби;

- порушення нормального режиму роботи або пошкодження обладнання паливоподачі, що призвело до зниження запасів палива в бункерах котельні нижче встановленої норми або позбавило котельню резервних засобів подання палива;

- порушення нормального режиму роботи електростанції або промислової котельні внаслідок нестачі палива або погіршення якості палива з причин, що не залежать від підприємства. У цьому випадку недовідпуск енергоносіїв визначається (обчислюється) окремо, як недовідпуск через нестачу палива або погану його якість;

- порушення нормального режиму роботи енергетичного обладнання під час 24-годинної перевірки його під навантаженням після капітального ремонту, якщо при цьому це обладнання не було пошкоджене;

- порушення нормального режиму роботи обладнання при проведенні науково-дослідних робіт або випробувань за затвердженою головним енергетиком або технічним керівником підприємства програмою, якщо це порушення не було наслідком неправильних дій персоналу науково-дослідної, або налагоджувальної організації або підприємства.

3.2 Відмови та аварії енергетичного обладнання і споруд

Самим ненадійним елементом систем електропостачання (СЕП) є лінії електропередачі (ЛЕП) через розсередженість по території і впливи на них різних зовнішніх факторів. Так, в міських електромережах близько 85 % відключень доводяться на ЛЕП. В сільських мережах ця цифра досягає 90...95%.

Основними причинами ушкоджень повітряних ліній (ПЛ) є [100]:

- грозові перекриття ізоляції;
- гололідно
- ізморозеві відкладення;
- навантаження від вітру;
- вібрація і танок проводів;
- загоряння дерев'яних опор;
- ослаблення механічної міцності деталей опор;
- ушкодження опор і проводів автотранспортом і механізмами

та ін.

Перелік енергетичного обладнання і споруд, ушкодження яких ураховується як аварія або відмова в роботі і оформлюється актом розслідування наведено нижче [101].

1. Електричні і повітрянодуїні станції:

- котли парові і водогрійні;
- турбіни парові і газові, гідротурбіни;
- нагнітачі і турбокомпресори, головні парові і живильні трубопроводи;
- магістральні трубопроводи, які входять в зону обслуговування станції;

- електричне обладнання згідно з пунктом 7 цього переліку;
- димові труби;
- пароперетворювальне і випарне обладнання.

2. Кисневі та компресорні станції:

- блоки поділу повітря;
- компресори повітряні та кисневі;
- турбіни парові для приводу компресорів. Газодувки;
- киснево-розширювальні пункти (КРП);
- магістральні трубопроводи стисненого повітря;
- магістральні кисне- і азотопроводи;
- електричне обладнання згідно з пунктом 7 цього переліку.

3. Газове господарство:

- газоочишувачі;

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ
ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

- ексаустери і нагнітачі газопідвищувальних станцій;
 - газові утилізаційні турбіни (ГУБТ);
 - міжцехові газопроводи.
4. Теплосилове господарство:
- котли парові та водогрійні;
 - котли-утилізатори і центральні пароперегрівачі;
 - міжцехові і транзитні трубопроводи пари і гарячої води;
 - резервуари води і мазути;
 - системи випарного охолодження печей;
 - мережні водопідігрівачі.
5. Системи водопостачання і гідротехнічні споруди:
- греблі, дамби, басейни, канали, водоприймачі і водоскидні споруди;
 - градирні;
 - насосні станції першого і наступних підйомів систем міжцехового оборотного водопостачання;
 - міжцехові і магістральні водоводи і колектори каналізації.
6. Газо- і водоочисне обладнання:
- водоочисні споруди, випарні установки і установки з утилізації та знешкодження відходів;
 - газоочисне обладнання технологічних газів основних агрегатів.
7. Електричні станції, підстанції, мережі і цехові електроустановки:
- турбогенератори;
 - трансформатори і автотрансформатори потужністю 1000 кВА і більше;
 - синхронні компенсатори;
 - перетворюючі установки потужністю 1000 кВт і більше;
 - електричні печі потужністю 2000 кВт і більше;
 - електродвигуни потужністю 1000 кВт і більше;
 - розподільчі пристрої напругою 3 кВ і вище;
 - вимикачі напругою 35 кВ і вище;
 - відокремлювачі та короткозамикачі напругою 35 кВ і вище;
 - повітряні і кабельні мережі напругою 10 (6) кВ і вище;
 - шинопроводи напругою 6 кВ і вище;
 - дизель-генератори, акумуляторні батареї, агрегати безперебійного живлення, які є джерелами живлення струмоприймачів I категорії (особливої групи струмоприймачів I категорії) з надійності електропостачання споживачів.

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Зовнішні впливи приводять до перекриття ізоляції, розриву ізоляторів, оплавленню металевих деталей, обриву проводів, ослабленню їхньої механічної міцності при вібрації і танці в результаті розламу окремих дротів, поломці деталей, падінню стійок разом з проводами. Найбільш важкі наслідки викликають гололідно - вітрові навантаження.

Порушення в нормальній роботі ПЛ викликано рядом факторів [101]:

- перевищенням фактичних зовнішніх навантажень розрахункових значень;

- дефектами, що допускають при виготовленні опор, проводів ізоляції ПЛ (застосування низьких марок цементу і металу, порушення центрування арматури в залізобетонних виробках, неякісне просочення деревини антисептиками, неякісне з'єднання дротів при виготовленні проведення та ін.);

- неправильним застосуванням типів проводів, опор, ізоляторів по природно

- кліматичним зонам країни;

- використання глухих затискачів замість затискачів обмеженої міцності закладення та ін.;

- порушенням правил монтажу і спорудження ПЛ (неправильне виведення стійок залізобетонних опор, недостатнє поглиблення опор при установці, розкачування проводів по траверсах опор; неправильна установка стріл прогину та ін.);

- порушеннями при прийманні лінії в експлуатацію (невиконання перевірки дефектних ізоляторів і термоварних з'єднань, невідповідність застосованих типів виробів закладеним в проектах);

- недоліками експлуатації (недотримання строків, обсягів і складу перевірок, вимірів, заміни дефектного встаткування, капітальних ремонтів, фарбування, підтяжки і інших робіт на ПЛ);

- порушеннями сторонніми організаціями і особами (наїзди на опори, проїзди під ПЛ високогабаритних механізмів, накиди).

Силові трансформатори ушкоджується значно рідше, ніж лінії електропередачі, однак відмова трансформатора веде до важких наслідків і відновлення його працездатності вимагає тривалого часу. Основні причини ушкодження трансформаторів:

- ушкодження ізоляції обмоток трансформатора через дефекти конструкції і виготовлення, при впливі зовнішніх перенапруг в мережі, струмів коротких замикань;

- ушкодження перемикачів (в основному регульованих під навантаженням), також викликаних конструктивними і технологічними дефектами;

- ушкодження вводів, в основному при впливі зовнішніх перенапруг в мережі (перекриття зовнішньої або внутрішньої ізоляції, механічні ушкодження, неякісні контактні з'єднання).

Ремонт трансформаторів великих габаритів виконують на місці. Такий ремонт пов'язаний з необхідністю виїмки ядра трансформатора, вимагає застосування піднімальних механізмів і триває іноді кілька днів.

3.3 Загрози енергетичній безпеці України

Огляд концептуальних підходів до формалізації змісту поняття «енергетична безпека» [1] дає змогу визначити низку сфер регулювання.

Енергетична безпека (як стан) – це захищеність національних інтересів у забезпеченні доступу до недорогих, надійних, стійких і сучасних джерел енергії технічно надійним, безпечним, економічно ефективним та екологічно прийнятним способом за нормальних умов, умов особливого та надзвичайного стану. Ураховуючи те, що відбуваються швидкі зміни в політичних системах, формах правління, рівнях соціального-економічного й науково-технологічного розвитку, моделях економіки та енергетичних ринків, а сфера енергетичної безпеки охоплює не лише ресурсні й технологічні, а й економічні, політичні, соціальні складники, доцільно відмовитися від технічного підходу до її визначення.

На відміну від технічного, системний підхід [2] дає змогу описати енергетичну безпеку як об'єкт управління через виокремлення таких блоків [102]:

- система як ціле, що визначає її ціннісні характеристики, роль у більшій системі (інтегрованість у неї, рівень суб'єктності);

- елементи та зв'язки системи, що характеризують інституційну та організаційну визначеність, а також забезпеченість ресурсами (правовими, фінансовими, матеріальними, інформаційними, людськими та ін.);

- функції й ролі в системі, що регламентує завдання її елементів, їхню відповідність установленим вимогам і спроможність надавати цільові послуги;

- процеси системи (виробничі, управлінські, сервісні, трансформаційні), що визначають її керованість, узгодженість дій, їхню результативність та ефективність;

- матеріал системи, що встановлює якісні характеристики системи, її елементів, зв'язків, процесів.

Системний підхід дозволяє узгодити підходи до розуміння енергетичної безпеки як спроможності системи і стану її захищеності. Спроможність системи відображатиме сукупність параметрів, що описують функції, ролі, процеси і можуть бути змінені суб'єктом управління.

Стан захищеності – це сукупність параметрів, що описують систему ззовні, у взаємозв'язках із зовнішнім середовищем¹, при цьому відображають традиційний підхід до сфери енергетичної безпеки як статичного об'єкта управління. Отже, сферу енергетичної безпеки загалом розглядають як самостійний об'єкт управління (цілісну систему) або як елемент більшої системи (наприклад, національної стійкості, національної безпеки).

Суб'єкти енергетичної безпеки – це органи державної влади, органи місцевого самоврядування, організації й підприємства паливно-енергетичного комплексу та організації, які здійснюють діяльність у суміжних галузях економіки, що реалізують комплекс заходів, спрямованих на управління ризиками у сфері енергетичної безпеки.

У Законі України «Про національну безпеку України» [3] загрозами національній безпеці України визначено «явища, тенденції і чинники, що унеможливають чи ускладнюють або можуть унеможливити чи ускладнити реалізацію національних інтересів та збереження національних цінностей України».

У застосуванні до предмета енергетичної безпеки такими підсистемами, що послідовно розширюються (це «сфери» на рис. 4.1), є ресурсна (і технологічна) достатність, економічна доступність, економічна (та енергетична) ефективність, екологічна (і соціальна) прийнятність, енергетична стійкість, захищеність національних інтересів (в енергетиці). Їх послідовне поєднання утворює сфери регулювання, наведені в табл. 4.1.

Загрози енергетичній безпеці – короточасні або тривалі, реальні або потенційні обставини, явища, чинники або події, що можуть порушити безпеку та стійкість функціонування енергетичного сектору країни, обмежити або порушити енергозабезпечення споживачів, призвести до аварій та інших негативних наслідків. Реалізація загрози потенційно може стати причиною кризової ситуації.

Кризова ситуація в енергетиці – порушення штатного режиму функціонування енергетичного сектору або критичної інфраструктури енергетичної галузі, що може спричинити припинення енергозабезпечення споживачів, подолання якого й відновлення штатного режиму потребують ужиття спеціальних (надзвичайних) заходів.

Загроза впливає на об'єкт управління (систему) через його уразливість.

Уразливість (vulnerability) – чутливість об'єкта управління до впливів, уразливе місце в його захисті від загроз, відсутність «запобіжників» проти них. Наприклад, для об'єкта «захисна дамба водосховища» загроза «недотримання норм обслуговування», що може спричинити порушення сталості захисної дамби (деградації опірних спроможностей), реалізується через уразливість «відсутність системи контролю за дотримання норм обслуговування захисної дамби». Уразливістю також є «незахищений інтерфейс системи управління трубопроводом» для загрози «кібератака на систему управління». У рамках системного підходу уразливість до зовнішніх впливів (на «вході») будь-якого об'єкта, який генерує продукт чи виконує функцію, призводить до погіршення якості (на «виході») чи припинення їх надання (рис. 4.2).

Щоб оцінити рівень енергетичної безпеки, зазначені негативні зміни можна зафіксувати та розрахувати, порівнюючи фактичні й порогові значення індикаторів енергетичної безпеки, котрі використані в моделюванні оцінювання стану енергетичної безпеки України [4]. Наприклад, для сфери економічної доступності такими індикаторами є: вартість спожитих енергоресурсів, % від ВВП; енергоємність валового внутрішнього продукту, т н. с./1000 дол. США; річне енергоспоживання в розрахунку на одну особу, т н. е.; частка сукупного доходу домогосподарства, що йде на оплату житлово-комунальних послуг, %; якість послуг (із постачання первинних ресурсів, палива та енергії), % (табл. 4.2). Якщо об'єкт є вразливим до впливів, реалізація загрози зазвичай призводить до негативних наслідків.

Наслідок (consequence, impact) – результат впливу загрози на цілі функціонування об'єкта управління, переважно вимірюється через оцінку величини втрат від такого впливу, зокрема заподіяння фізичної шкоди; майнових чи грошових збитків; погіршення рівня енергоефективності ВВП; зростання вартості витрат на оплату житлово-комунальних послуг тощо. Наприклад, для об'єкта «захисна дамба водосховища» наслідком впливу загрози «недотримання норм

обслуговування» є «порушення сталості захисної дамби (деградація опірної спроможності)», яке може бути виражено або через оцінку втрат, спричинених руйнуванням дамби, або у відсотках зменшення опірності порівняно з проектним рівнем. Подібно до цього, для «системи управління трубопроводом» наслідком впливу загрози «кібератака на систему управління» є збитки, спричинені зупинкою функціонування трубопроводу.

Утім, загроза реалізується не завжди, об'єкти управління вразливі не до всіх загроз і не всі загрози призводять до негативних наслідків (зокрема, через застосування заходів із запобігання реалізації загроз). Відповідну ймовірність наслідків впливу загрози встановлюють, оцінюючи ризику.

Ризик (risk) – вплив невизначеностей на цілі об'єкта управління, або загальна можливість (імовірність) того, що загроза реалізується, порушить функціонування уразливого об'єкта управління і спричинить негативні наслідки [5].

Ризик зростає, якщо підвищується ймовірність реалізації загрози та посилюються спричинені нею наслідки. Тобто за величиною ризику можна визначати рівень загрози, щоб встановити значущість її впливу на цілі об'єкта управління, а також ранжувати загрози за цією значущістю. Отже, ризик у сфері енергетичної безпеки – можливість переростання викликів енергетичній безпеці у загрози, реалізації загроз енергетичній безпеці та настання інших обставин, здатних негативно вплинути на стан енергетичної безпеки.

Мета управління ризиком полягає в тому, щоб його змінити й встановити, яка величина ризику є прийнятною для суб'єкта управління. Щоб змінити ризик, його необхідно оцінити. Першим етапом аналізу ризиків в енергетичній сфері є ідентифікування загроз енергетичній безпеці.

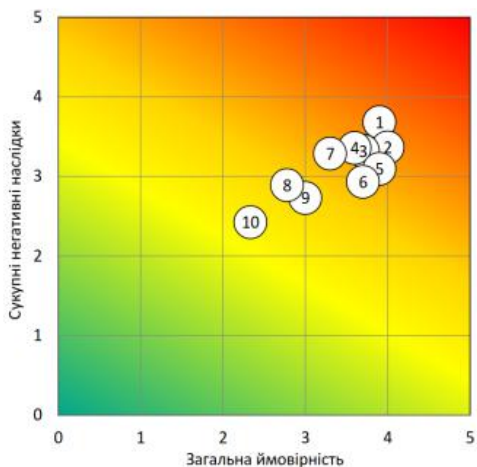
Експертне оцінювання загроз енергетичній безпеці полягає в їх ранжуванні за ризиками (наслідками, ймовірностями) з виокремленням найзначніших та/чи вилученням із подальшого аналізування менш значних. Основною метою такого ранжування є зосередження ресурсів суб'єкта управління на нейтралізації найбільш значущих і найбільш імовірних загроз.

Вирізняють загрози, сукупні негативні наслідки реалізації яких можуть бути незначними за високої ймовірності, або значними, проте малоімовірними.

Експертне оцінювання з використанням якісного методу передбачає встановлення рівня кожної сформульованої загрози у спосіб

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

поєднання її наслідків і ймовірностей їх настання, визначених у термінах значущості



- ① Деградація енергетичних систем і мереж
- ② Непрофесіоналізм у виробленні політики
- ③ Висока енергоємність економіки
- ④ Ресурсна й технологічна залежність
- ⑤ Втручання держави у функціонування ринків
- ⑥ Енергетична бідність
- ⑦ Недосконала конкуренція
- ⑧ Негативний вплив енергетики на довкілля
- ⑨ Зміна структури споживання і постачання енергетичних ресурсів
- ⑩ Кліматичні зміни

Рисунок 3.1 – Матриця внутрішніх загроз енергетичній безпеці

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

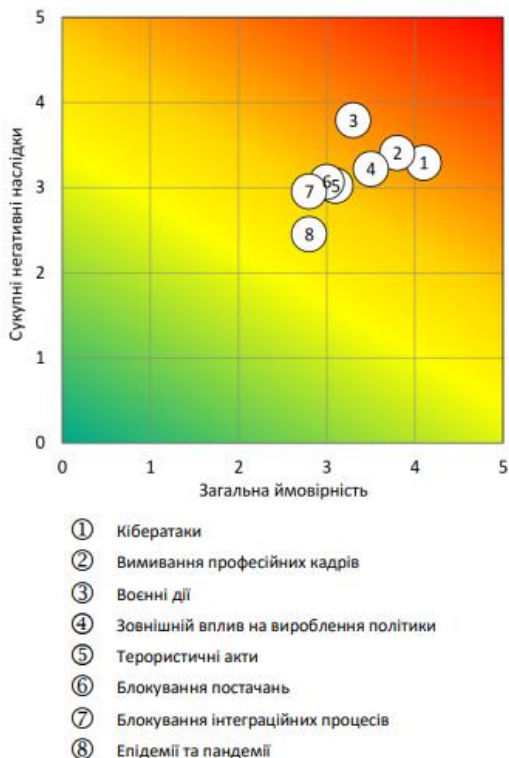


Рисунок 3.2 – Матриця зовнішніх загроз енергетичній безпеці

Результати оцінювання загроз енергетичній безпеці України свідчать про таке. Жодна з попередньо сформульованих загроз енергетичній безпеці не отримала середньої арифметичної оцінки сукупних негативних наслідків чи загальної ймовірності, котра виявилася б меншою, ніж 2.

Тому загрози з реєстру не вилучалися. Згідно із експертними оцінками станом на 1 вересня 2021 р. найбільш значущими для України є такі загрози енергетичній безпеці [103]:

– внутрішні: деградація енергетичних систем і мереж; непрофесіоналізм у виробленні політики; втручання держави у функціонування ринків;

– зовнішні: кібератаки; вимивання професійних кадрів; воєнні дії;

– у газовій сфері: боргова криза; припинення транзиту; непрофесіоналізм у виробленні політики;

– на ринку нафтопродуктів: деградація нафтопереробної галузі. Максимальний розкид (контroversійність) експертних оцінок сукупних негативних наслідків та/чи загальної ймовірності (стандартне відхилення $>1,25$) зафіксовано для таких загроз: енергетична бідність (внутрішня); воєнні дії (зовнішня); припинення транзиту; енергетична бідність; нестача природного газу (у газовій сфері). Деякі розбіжності в результатах оцінювання від одержаних за спрощеною методикою [4] (табл. 4.1) пояснюються:

– зменшенням суб'єктивності експертного оцінювання завдяки точнішому визначенню термінів значущості;

– кращою формалізацією оцінки наслідків впливу кожної загрози;

– можливістю встановлення впливу кожної загрози на різні цільові функції об'єкта управління (цільові складові енергетичної безпеки);

– зміненням вагомості загроз із часом.

При цьому одержаним результатам не можна надавати надмірної ваги чи приписувати точність, вищу ніж у даних і методах, котрі використовуються.

Гарантування енергетичної безпеки є одним із пріоритетних завдань, які перебувають на порядку денному національних урядів. Утім, більшість держав по-різному визначають сферу енергетичної безпеки, формують власні інституційні системи її забезпечення, добирають відмінні механізми та інструменти її гарантування. Ураховуючи те, що сфера енергетичної безпеки стосується не лише ресурсних і технологічних, а й економічних, політичних, соціальних складників, доцільно відмовитися від технічного підходу до її визначення, застосувавши системний підхід. Він дає змогу описати енергетичну безпеку через виокремлення і традиційних (елементів, зв'язків, структури) і процесуальних (функцій, процесів, матеріалів) складників. Завдяки цьому безпеку можна оцінити як стан захищеності й спроможності системи адаптуватися до нових викликів, при цьому нейтралізуючи наявні загрози та запобігаючи виникненню нових. Застосування системного підходу до сфери енергетичної безпеки дозволило розробити методiku та одержати експертні оцінки

внутрішніх, зовнішніх і галузевих загроз енергетичній безпеці станом на 1 вересня 2021 р. Усі виявлені загрози було ідентифіковано, проаналізовано і проранжовано за сукупними негативними наслідками та ймовірністю реалізації. Результати узагальнено у вигляді матриць внутрішніх, зовнішніх і галузевих загроз.

Встановлено, що найбільш значущими для України є такі загрози:

– внутрішні – деградація енергетичних систем і мереж, непрофесіоналізм у виробленні політики, втручання держави у функціонування ринків;

– зовнішні – кібератаки, вимивання професійних кадрів, воєнні дії;

– галузеві – боргова криза, припинення транзиту, непрофесіоналізм у виробленні політики, деградація нафтопереробної галузі. Найбільше розбіжностей у висновках експертів було щодо оцінок енергетичної бідності (внутрішня загроза), імовірності воєнних дій (зовнішня), припинення транзиту й нестачі ресурсу (у газовій сфері).

Систематичне оцінювання загроз енергетичній безпеці дасть змогу суб'єктам управління: краще розуміти явища, тенденції і чинники, що здатні унеможливити чи ускладнити реалізацію національних інтересів України в енергетичній сфері; розробляти заходи, спрямовані на забезпечення національної безпеки та/чи нейтралізації загроз; добирати владні рішення, найкращі з точки зору гарантування енергетичної безпеки; добирати варіанти розвитку держави з урахуванням гарантування енергетичної безпеки.

Контрольні питання до глави 3

1. Що відноситься до аварій в роботі об'єктів енергетичного господарства?
2. Чим відрізняються відмови від аварій?
3. Як класифікують загрози енергетичній безпеці України?
4. Які на сьогоднішній день є загрози енергетичній безпеці України?

ГЛАВА 4 ДІЇ СПРЯМОВАНІ НА ПІДТРИМАННЯ ЛЕП У РОБОЧОМУ СТАНІ

4.1 Попередження і ліквідація технологічних порушень

Основними завданнями оперативно-диспетчерського управління при попередженні та ліквідації технологічних порушень в роботі ОЕС України є:

1) дотримання нормальних режимів обладнання, систем, пристроїв, своєчасне виявлення загрози виникнення технологічного порушення;

2) запобігання розвитку порушень, виняток травмування персоналу і пошкодження обладнання, не порушеного технологічного порушенням;

3) швидке відновлення енергопостачання споживачів і нормальних параметрів, що відпускається споживачам енергії;

4) створення найбільш надійної післяаварійної схеми та режиму роботи системи в цілому і її частин;

5) визначення стану відключення в результаті технологічних порушень і відключеного обладнання і, при можливості, включення його в роботу та відновлення схеми й режиму роботи мережі.

В ОЕС України розподілення функцій щодо попередження та ліквідації технологічних порушень між диспетчерами НЕК «Укренерго», ЦДС ЕЕС, енергопостачальних компаній, оперативним персоналом електростанцій, в тому числі АЕС НАЕК «Енергоатом», має бути чітко регламентовано відповідними місцевими інструкціями та положеннями про оперативно-технічні відносини. Розподілення функцій щодо попередження та ліквідації технологічних порушень на зв'язках між ОЕС України і ЕЕС інших держав має бути регламентовано місцевими інструкціями та міждержавними або іншими спеціальними угодами (положеннями) про оперативно-технічні взаємини [105].

4.2 Діяльність електропостачальної компанії

Суть діяльності полягає в забезпеченні експлуатації енергетичного обладнання і електричної мережі, в оплаті податків і розподілення доходів.

Основними недоліками розподільних мереж є:

1) знос основного енергетичного обладнання ПС та ЛЕП;

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

2) високий рівень втрат електроенергії при її передачі;
3) зниження якості електроенергії та надійності електроживлення;

4) схеми електропостачання не зручні в обслуговуванні, не адаптовані до сучасних засобів автоматизації та до зміни навантаження;

5) слабка оснащеність сучасними засобами обліку та управління.

Істотні зміни в умовах функціонування та розвитку розподільних мереж та енергопостачальних компаній, проходять під впливом таких факторів:

1) подальше збільшення ролі електроенергії в виробничій діяльності підприємств, в житті населення;

2) перехід від жорсткого централізованого управління енергетичними підприємствами до створення загальнодержавного ринку електроенергії та акціонерних енергетичних компаній;

3) розподілення ЕЕ електропостачальними компаніями є природною монополією, проте їх діяльність (тарифи на енергію) регулюються державними органами;

4) відсутність централізованих коштів змушує енергетичні компанії шукати як внутрішніх так і зовнішніх інвесторів;

5) змінюється структура споживання електроенергії;

б) ринкові відносини припускають оснащення електричних мереж обладнанням обліку, зберігання і обробки інформації з електропостачання.

Основні вимоги щодо функціонування та розвитку електричних мереж:

1) забезпечення енергетичної безпеки;

2) виконання вимог з охорони навколишнього середовища;

3) передача електроенергії з мінімальними втратами при нормуванні якості і надійності відповідно до договірних зобов'язань

4) забезпечення рівноправного доступу до мереж виробників, постачальників і споживачів електроенергії незалежно від форм власності та господарської діяльності;

5) забезпечення добросусідських відносин з суміжними електричними мережами, що передбачає підтримку резервних ЛЕП на кордонах розділення в робочому технічному стані, узгоджену передачу потоків потужності, взаємодопомогу в аварійних і екстремальних ситуаціях;

б) забезпечення вимог щодо економії електроенергії таким чином, щоб максимізувати час роботи електричних мереж з меншими витратами.

4.3 Інтеграція відновлювальних джерел енергії

Інтеграція відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) в енергосистему України є не лише технічною чи економічною необхідністю, але й стратегічно важливим кроком для забезпечення національної енергетичної безпеки, покращення екологічної ситуації та досягнення міжнародних кліматичних цілей. Враховуючи обмеження традиційних джерел енергії, таких як вугілля, природний газ і нафта, ВДЕ стають важливою складовою для забезпечення безпеки енергетичних постачань. Вони не лише знижують рівень забруднення навколишнього середовища, але й роблять країну менш залежною від імпортованих енергоносіїв, що зменшує вразливість до коливань на глобальних енергетичних ринках. З огляду на те, що світ прагне до декарбонізації енергетичних систем, інтеграція ВДЕ є беззаперечною відповіддю на ці виклики [105].

В Україні це особливо актуально у контексті прагнення країни стати частиною європейського енергетичного простору, а також у світлі інтеграції з Європейським Союзом у рамках енергетичного ринку, що зумовлює необхідність переходу до сталих джерел енергії. Інтеграція відновлювальних джерел енергії в існуючу енергосистему України потребує серйозних технічних змін у розподільчих мережах, а також удосконалення існуючих інфраструктурних об'єктів для оптимального функціонування з новими технологіями. Оскільки ВДЕ, зокрема сонячні та вітрові електростанції, є змінними за своєю природою (їх потужність залежить від погодних умов), необхідно розвивати нові методи регулювання потужності та балансування енергосистеми. Одним із важливих напрямків є розвиток технологій зберігання енергії, таких як батареї нового покоління, що здатні зберігати надлишки енергії, отриманої в періоди високої генерації, для використання в моменти зниження виробництва енергії. Вдосконалення цих технологій дає можливість зменшити ризики, пов'язані з нестабільністю генерації ВДЕ, і підвищити надійність енергетичної системи. Аналіз економічної ефективності інтеграції відновлювальних джерел енергії в енергосистему України демонструє високий потенціал для довгострокових інвестицій. Хоча початкові витрати на будівництво та впровадження таких установок є значними, відсутність витрат на паливо та суттєве зменшення витрат на обслуговування в довгостроковій перспективі роблять ВДЕ економічно вигідними. Враховуючи падіння вартості технологій сонячних та вітрових установок, відновлювальні джерела енергії стають дедалі більш

доступними для інвесторів. Більш того, зростання ефективності та конкурентоспроможності ВДЕ відкриває нові можливості для розвитку місцевих виробників і створення робочих місць у галузі відновлювальної енергетики. Це, в свою чергу, дозволяє не тільки вирішувати питання енергетичної безпеки, але й підвищувати конкурентоспроможність економіки України на міжнародному рівні. Однією з ключових умов для успішної інтеграції ВДЕ є послідовна та ефективна державна політика в сфері енергетики. Розробка і впровадження чітких, сприятливих для розвитку ВДЕ нормативно-правових актів, створення державних фінансових механізмів підтримки інвесторів та реалізація довгострокових стратегій розвитку є основою для того, щоб відновлювальна енергетика стала важливою складовою частиною національної енергосистеми.

У цьому контексті важливу роль відіграють законодавчі ініціативи, спрямовані на зниження адміністративних бар'єрів для інвесторів, впровадження програм субсидій та пільг для розвитку сонячної та вітрової енергетики, а також на створення сприятливого інвестиційного клімату. Успішна реалізація державної політики допоможе не лише активізувати розвиток відновлювальних джерел енергії, а й забезпечити енергетичну незалежність країни в умовах глобальних енергетичних змін. Одним із головних аспектів інтеграції ВДЕ в енергосистему України є забезпечення енергетичної незалежності та диверсифікації джерел енергії. Україна, маючи значні ресурси для розвитку сонячної, вітрової та біомасової енергетики, має величезний потенціал для зниження своєї залежності від імпорту енергоносіїв, що є важливим чинником для забезпечення національної безпеки. Традиційні джерела енергії, зокрема вугілля та природний газ, мають велику частку у енергетичному балансі України, але вони є уразливими до зовнішніх факторів, таких як коливання на міжнародних енергетичних ринках. Перехід до ВДЕ дозволить знизити цю залежність, збільшити стабільність енергопостачання та сприяти розвитку місцевих економік через створення нових робочих місць у галузях відновлювальної енергетики та інфраструктури. Інтеграція ВДЕ в енергосистему України також передбачає тісну співпрацю з європейськими партнерами та участь у глобальних ініціативах з розвитку відновлювальної енергетики. Участь у європейських програмах, таких як Енергетичний Союз ЄС, сприяє інтеграції України до єдиного енергетичного простору, дозволяє залучати міжнародні інвестиції та використовувати найкращі технології та практики. Для України важливо впроваджувати європейські стандарти в галузі

енергетики, зокрема щодо зменшення викидів парникових газів та впровадження чистих технологій.

Ця стратегія дозволить не лише поліпшити екологічну ситуацію, але й забезпечить країні доступ до європейських енергетичних ринків. Зміни клімату є однією з найбільших глобальних загроз, і Україна не є винятком з цього процесу. Враховуючи це, важливо не лише знижувати залежність від викопних джерел енергії, але й сприяти розвитку технологій, що дозволяють адаптувати енергетичну систему до змін клімату. Відновлювальні джерела енергії можуть стати основою для розвитку низьковуглецевої економіки та зниження екологічного сліду України на світовій арені. Інтеграція таких джерел у національну енергосистему дозволить досягти зниження викидів парникових газів, покращити якість повітря та створити умови для сталого розвитку країни на основі екологічної та економічної ефективності.

4.4 Динаміка відмов елементів повітряні лінії електропередач у процесі експлуатації

Характерною особливістю магістральних та міждержавних електричних мереж, які знаходяться в експлуатації НЕК "Укренерго", а також енергопостачальних компаній, є те, що все первинне обладнання підстанцій і лінії електропередач – це обладнання відкритого типу постійно зазнає впливу кліматичних факторів і дуже уразливе при екстремальних природних явищах.

Найбільше вразливі до кліматичного впливу повітряні лінії електропередач, тому що вони мають велику протяжність, проходять в різних кліматичних зонах, значна їх частина має граничні довжини прогонів між опорами і, відповідно, знижену механічну міцність.

В даному розділі досліджуються причини відмов елементів повітряних ЛЕП під дією різноманітних зовнішніх факторів і пропонуються заходи щодо підвищення надійності їх функціональних параметрів у процесі експлуатації [106].

Технічний стан повітряних ліній електропередач безпосередньо впливає на надійність електричних мереж, а перерви в електропостачанні споживачів призводять до великих народногосподарських збитків, пов'язаних з недовідпуском продукції, простоями технологічного обладнання, псуванням сировини та матеріалів. Тому з'ясування причин виходу з ладу елементів ПЛ є однією з важливих передумов розробки ефективних методів протидії

факторів, що негативно впливають на роботоспроможність її елементів та всієї електроенергетичної системи в цілому.

Одним з найважливіших елементів ПЛ, що містить на собі всі інші елементи лінії, є опори. Незважаючи на те, що тільки 35% відключень електроенергії пов'язано з руйнуванням опор, але саме це призводить до найбільших витрат часу, коштів та людських ресурсів для їх відновлення. Як свідчить багаторічна статистику, основною причиною масового пошкодження опор ПЛ напругою до 150 кВ є екстремальні ожеледновітрові навантаження. Стійкість опор ПЛ залежить також і від їх характеру і конструктивних особливостей. Так, приблизно з 22655 км ПЛ України напругою 35-800 кВ, залізобетонні (ЗБ) опори складають 57, металеві – 25, а дерев'яні – 18% загальної довжини. При цьому, середній термін експлуатації ПЛ високої напруги на ЗБ опорах склав 25, металевих 36, а дерев'яних 41,4 роки [107].

Дослідження причин пошкодження ПЛ напругою до 150 кВ внаслідок ожеледно-вітрових навантажень, проведений за допомогою комп'ютерного моделювання показали, що фактичне навантаження від спільної дії вітру і ожеледі в деяких областях України досягало 47 Н/м, а відкладання на проводах складало до 50-100 мм при вітрі 16 м/с. Причинами падіння опор ПЛ уздовж лінії в переважній більшості є однобічне тяжіння проводів при обриві внаслідок перевищення вітрового навантаження, а в перпендикулярному напрямку – завдяки вітровому навантаженню на проводи з ожеледдю.

Аналіз відмов ПЛ від терміну служби, проведений на основі оцінки параметру потоку відмов, свідчить [108], що він спочатку знижується після періоду приробляння, деякий час залишається незмінним, а по закінченні регламентного терміну служби починає підвищуватись через старіння елементів ПЛ аж до моменту капітального ремонту. Потік відмов містить дві складові, одна з яких обумовлена зносом та старінням елементів ПЛ і визначається терміном служби, тоді як інша обумовлена впливом зовнішніх факторів.

Статистика відмов свідчить, що у більшості випадків руйнування опор відбувається при перевищенні нормованих показників вітрово-ожеледного навантаження в опорах зі строком служби більше 10-16 років [104], а також внаслідок появи дефектів і ушкоджень в процесі виготовлення, монтажу або експлуатації, причому для опор зі строком експлуатації менш 10 років – саме ці причини складають понад 85% усіх відмов.

Дані досліджень 1971-1982 рр. свідчать [14], що структура розподілу відмов для усіх трьох видів опор приблизно однакова.

Сьогодні ЗБ опори знаходяться в стадії стабільного стану і їх пошкоджуваність протягом останніх 20 років залишалась практично незмінною. Металеві опори у період стабільного стану мали потік відмов у 1,5 рази менше, ніж ЗБ опори.

Порушення працездатності лінійної арматури ПЛ можна класифікувати за такими ознаками, як: наслідки впливу атмосферних явищ, що перевищують нормовані значення; знакозмінні механічні навантаження (вібрація, галопування проводів, температурні перепади); дефекти виготовлення, монтажу, ремонту та ін. Вібрація або галопування проводів, викликана вітром без ожеледі, призводить до періодичних перегибів у місцях їх кріплення, що поряд зі статичними навантаженнями від натягіння визиває «втомні» ушкодження лінійної арматури і системи підвіски. У ПЛ з підвищеною вібрацією спостерігається руйнування гасителів вібрації, скидання вантажиків, переміщення їх у середину прольоту та ін. Наслідком тривалої пляски (галопування) проводів є також руйнування підвісної та зчепної арматури, ушкодження дистанційних розпорок, захисної арматури, проводів і грозозахисних тросів. При чому, в першу чергу, циклічні впливи руйнують вузли, що мають жорстку конструкцію і працюють при великих навантаженнях. Внаслідок галопування проводів ПЛ 35-750 кВ до 90% цих коливань призводить до порушення роботи елементів лінії і перебоїв у постачанні електроенергії на до- сить тривалий час. Аналіз статистичних даних показує [105], що основною причиною ушкодження проводів і грозозахисних тросів є перевищення навантажень, а також зниження їхньої несучої здатності внаслідок зносу від дії вібрації, галопування і корозії сталевих сердечників проводів і сталевих тросів. Відмови, пов'язані з втратою несучої здатності проводів і тросів, збільшуються приблизно на 3- 5% на рік, що свідчить про прогресуючий знос проводів через недостатню захищеність від вібрації і галопування, а сталевих тросів – від корозії металу.

Іншою причиною порушення працездатності лінійної арматури є дефекти виготовлення, монтажу та ремонту елементів ПЛ, що може бути усунуте завдяки покращенню контролю при виготовленні, монтажу та експлуатації. У загальній кількості порушень роботи ПЛ пошкоджуваність від псування ізоляції складає 10- 15%, основною причиною чого є атмосферні перенапруження, які призводять до 60% усіх відмов, викликаних пошкодженням ізоляції і майже не змінюються до сьогодні. Це свідчить, зокрема, про достатній рівень обслуговування електричних мереж за цією категорією елементів ПЛ.

Основна складність врахування кліматичних навантажень при проектуванні реконструкції ПЛ полягає в необхідності об'єктивно визначити поточний стан конструкції лінії. Вирішення цієї проблеми стикається з досить складним завданням об'єктивної оцінки технічного стану елементів ПЛ, яке повинно базуватись на оцінці ризику аварії і можливих фінансових наслідках, пов'язаних з можливою відмовою лінії.

Основним постулатом цих вимог є той факт, що ризик аварії зведений до економічно обгрунтованого рівня при умові, що методика визначення цього ризику дає змогу отримати достовірні результати обстеження ПЛ, що відповідає концепції аналогічного документу МЕК.

Наведені рекомендації дають змогу оптимізувати процеси, пов'язані з визначенням строків проведення ремонтно-поновлювальних робіт ПЛ, визначати можливість зменшення навантажень, що дозволяє мінімізувати фінансові витрати на поновлення їх функціональних можливостей, оскільки реконструкція ПЛ є економічно вигідною, бо потребує на проведення ремонтно-поновлювальних робіт на порядок менших витрат, чим на їх повну заміну. При визначенні остаточного строку служби ПЛ після реконструкції, згідно вимогам [108], можливо здійснювати коригування базового періоду повторюваності характеристичних значень ожеледно-вітрових навантажень на конструкції з урахуванням аналізу статистики відмов за даними елементами і оптимізувати, таким чином, строки проведення ремонтно-поновлювальних робіт, що дає змогу значно знизити витрати на реконструкцію не погіршивши при цьому надійності енергозабезпечення. Це дозволяє обгрунтовано подовжувати ресурс ПЛ і оптимізувати співвідношення параметрів: витрати на реконструкцію–надійність–імовірність відмов.

Аналіз крупномасштабних системних аварій і напрямки роботи з їх запобігання

В Україні від стихійних природних явищ щорічно відбуваються пошкодження електричних мереж, в основному від:

- ожеледне-вітрових явищ (щорічно декілька випадків);
- локальних смерчів (епізодично, їх кількість за останні роки зростає);
- паводку.

Такі стихійні явища, як урагани, морози, пожежі, землетруси та геомагнітні бурі, достатньої для пошкодження електричних мереж сили, до теперішнього часу в Україні не спостерігались (пожежі на

**КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ
ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

полях Запорізької області влітку 2001 та 2002 р. призвели до відключення ліній електропередачі, але не викликали їх пошкодження).

В таблиці 4.1 наведені дані про пошкодження в магістральних електричних мережах України від впливу ожеледі за останні роки.

Таблиця 4.1 – Пошкодження ПЛ 220-750 кВ України від впливу ожеледі за останні роки.

№ п/п	Назва електроенергетичної системи	Клас напруги ПЛ, кВ	Кількість пошкоджень
1	Дніпровська	330	6
2	Донбаська	330	4
		220	5
3	Західна	330	4
		220	1
4	Кримська	330	2
		220	5
5	Південна	750	1
		330	6
		220	2
6	Південно-Західна	330	1
7	Північна	330	7
		220	1
8	Центральна	330	1

За період 2000-2002 рр. в Україні сталися наступні крупномасштабні стихійні явища, які привели до значного пошкодження електричних мереж. Внаслідок сильної ожеледі, що супроводжувалась поривами вітру, на протязі 27-28 листопада 2000 р. сталася найбільша для України природна катастрофа за останнє сторіччя, яка паралізувала діяльність майже п'яти тисяч населених пунктів 12 областей України. Товщина стінки ожеледі досягала майже 200 мм при поривах вітру до 15-20 м/с. Перевищення фактичних вагових навантажень над розрахунковими склало більше, ніж в 4 рази. Подібні відкладення ожеледі не спостерігались на протязі 100 років. Внаслідок стихії в магістральних електромережах було пошкоджено п'ять ПЛ 750 кВ, 12 ПЛ 330 кВ, одна міждержавна ПЛ 110 кВ і знеструмлена підстанція 330 кВ "Котовська" (повністю або частково зруйновано 54 металевих опор 750 кВ, 245 залізобетонних і металевих опор 330 кВ і 141 залізо-

**КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ
ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

бетонна опора 110 кВ, розірвані троси і проводи, зруйновані гірлянди ізоляторів та ін. Загальний збиток для НЕК „Укренерго” склав більше 68 млн. у.о.

Аналіз аварій на ПЛ 220-750 кВ України показав що основними видами пошкоджень на ПЛ в результаті впливу ожеледних відкладень є:

- деформація траверс на проміжних опорах;
- зруйнування стояків залізобетонних опор;
- розрив проводів і блискавко-захисних тросів;
- розтяжка проводів і тросів зі значною залишковою деформацією після скидання ожеледі;
- розрив з'єднувальної арматури;
- зруйнування сталевих опор, деформація їх елементів.

Враховуючи світовий досвід і висновки, зроблені в результаті ліквідації пошкоджень внаслідок стихійних явищ 2000 р. в Україні визначено основні заходи щодо підвищення надійності роботи магістральних електромереж в умовах виникнення стихійних явищ, класифікація яких наведена на рисунку.

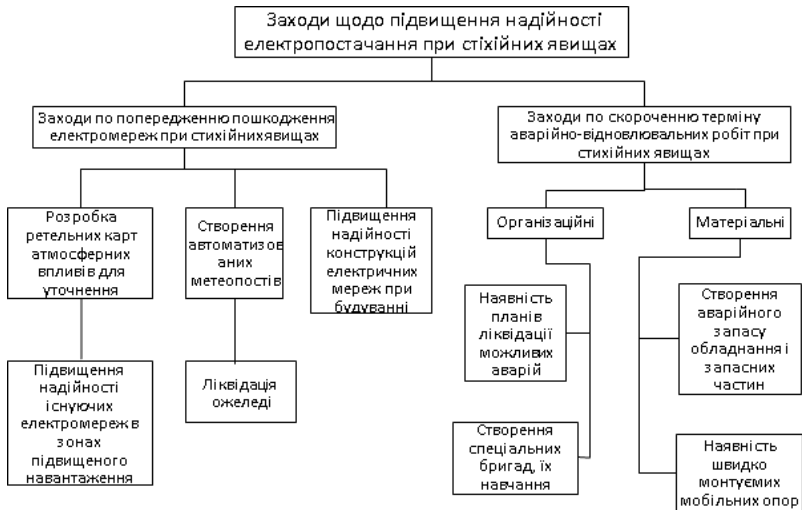


Рисунок 4.1 – Заходи щодо підвищення надійності електропостачання при стихійних явищах

Для реалізації заходів по підвищенню надійності передачі електроенергії від виробника до електропостачальних компаній НЕК

«Укренерго» поставила перед собою завдання разом з науково-дослідними та проектними організаціями виконати роботи з:

1. Визначення районів з найбільш вірогідними екстремальними навантаженнями і розробки більш докладних карт районування України по швидкісних напорах вітру, товщині стінки ожеледі, середньорічної грозової тривалості;

2. Визначення заходів для приведення мереж НЕК "Укренерго" у відповідність зі зміною розрахункових кліматичних умов і постійного їх виконання;

3. Оснащення відповідних служб необхідними технічними засобами й конструкціями, що легко монтуються, для тимчасового обводу і заміни пошкоджених опор ПЛ;

4. Створення в НЕК "Укренерго" централізованого запасу обладнання, матеріалів і запасних частин. На першому етапі створити аварійний запас опор, проводів, тросів, ізоляторів з конкретною прив'язкою по типах, перетинах і т.д.

Стало необхідно [108]:

1. Розробити "екстремальні плани" для кожного структурного підрозділу НЕК;

2. Створити спеціалізовані бригади для ремонтно-відновлювальних робіт і забезпечити їх необхідними технічними засобами;

3. Систематично проводити навчання і тренування персоналу аварійно-відновлювальних бригад.

Перші кроки в цьому напрямку робляться. Підготовлено Положення про організацію робіт по ліквідації надзвичайних ситуацій та їх наслідків в магістральних і міждержавних електричних мережах. Створюється аварійний запас обладнання, матеріалів і запасних частин.

Донбаською національною академією будівництва і архітектури (ДонНАБА) при участі інституту "Укренергомережпроект" і НЕК "Укренерго" розроблені карти атмосферних впливів для різних регіонів України, які дозволяють уточнити навантаження на ПЛ, що дає можливість прогнозувати найбільш уразливі ділянки при перевищенні атмосферних навантажень і завчасно прийняти заходи по підвищенню їх надійності. Для скорочення термінів відновлення електропостачання в ході аварійно-відновлювальних робіт за завданням НЕК "Укренерго" розроблені мобільні опори, декілька з них виготовлені і пройшли випробування на полігоні випробувань ДонНАБА.

Для своєчасного одержання інформації необхідно створити власну систему метеопостів. НЕК "Укренерго" уклав договір

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ
ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

з інститутом "Укренергомережпроект" на проведення техніко-економічного обґрунтування створення відомчих автоматизованих метеопостів.

З відомих засобів боротьби з ожеледдю на ПЛ, на яку припадає 30 % аварій і класифікація яких наведена на рисунку 1.2, на даний час найбільш ефективний засіб – це плавка ожеледі. Ведуться роботи по відновленню існуючих і створенню нових схем плавки ожеледі на тросах ПЛ.

Плавлення ожеледі на проводах ПЛ 220-750 кВ як змінним, так і постійним струмом вимагає складного обладнання, джерел потужності і пов'язана зі створенням складних режимів роботи системоутворюючої мережі, що на даний час не може бути промислово реалізована.

Будівництво нових лінійних об'єктів по видаванню потужностей енергоблоків, які повинні вводитись в експлуатацію на Хмельницькій та Рівненській АЕС, ведеться на підставі розроблених організаціями Міністерства палива та енергетики, Національної академії наук України, Міністерства освіти і науки України методик оптимального проектування з урахуванням рельєфу місцевості і кліматичних умов.

Виконання всіх зазначених вище заходів в повному обсязі дозволить значно підвищити надійність роботи об'єднаної енергетичної системи України як в нормальному режимі роботи, так і при стихійних явищах.

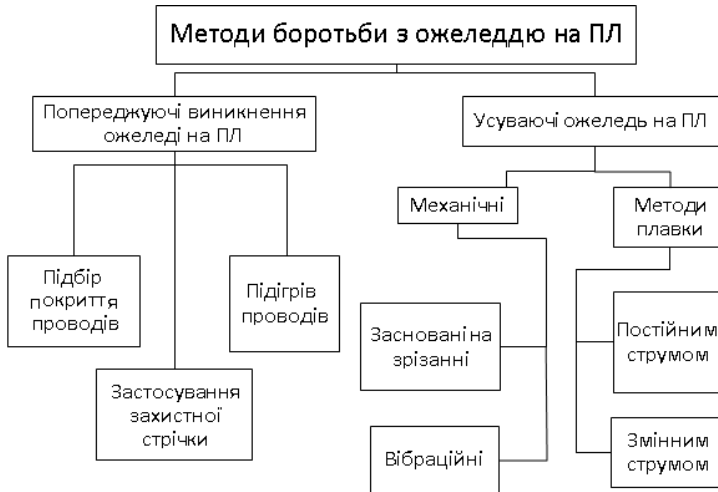


Рисунок 4.2 – Методи боротьби з ожеледдю на ПЛ

4.5 Технічне обслуговування повітряні лінії електропередач

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

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

Обсяг та періодичність робіт, які належить виконувати під час технічного обслуговування та капітального ремонту, визначають:

- КД 34.20.502 "Повітряні лінії електропередачі напругою 35 кВ і вище. Інструкція з експлуатації";

- КД 34.20.503 "Методичні вказівки щодо організації системи експлуатаційного обслуговування повітряних ліній електропередачі напругою 0,4-20 кВ, трансформаторних підстанцій напругою 6-20/0,4 кВ та розподільчих пунктів напругою 6-20 кВ";

- КД 34.21.661 "Перелік робіт з технічного обслуговування електричних мереж напругою 220-750 кВ і норми періодичності їх капітального ремонту".

Крім цього, слід враховувати конкретні умови експлуатації обслуговуваних ПЛ.

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

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

Правильно організоване обслуговування ПЛ дозволяє:

- контролювати реальний поточний технічний стан конструкцій;

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

- технічно обґрунтовано визначати терміни і зміст ремонтних і налагоджувальних робіт, контролювати якість їхнього виконання;

- зменшити фінансові і трудові витрати на експлуатацію устаткування за рахунок продовження міжремонтного періоду і збільшення терміну служби устаткування;

- скоротити потреби в запасних частинах, матеріалах і допоміжному устаткуванні;

- позбутися від "раптових" поломок елементів конструкції ПЛ. Технічне обслуговування передбачає ведення журналів дефектів та іншої документації, на базі якої формуються обсяги капітального ремонту ПЛ.

Метою проведення капітальних ремонтів ПЛ є відновлення або підтримка первісних експлуатаційних характеристик лінії, її конструкції та окремих елементів. До обсягу ремонтних робіт належить усунення всіх виявлених під час технічного обслуговування недоліків, які не були усунуті у поточному порядку.

Стосовно просіки ці роботи включають [109]:

- розчищення трас від чагарнику, хмизу, звалених дерев, організація під'їздів до опор або проводів у прогоні, за необхідності, їх огляду чи ремонту;

- відновлення ширини просік (ширина просіки через деякий час —звужується через розростання дерев або окремих гілок, нахилання окремих дерев у бік траси ПЛ, зломів окремих гілок тощо; як наслідок можливе перекриття між деревами та проводами, особливо під відхилення або розгойдування проводів чи дерев вітром);

- оберігання опор від низових пожеж (низові пожежі можуть привести до вигорання окремих деталей опори, особливо дерев'яних, а також через створену вогнем кіптяву знизити ізоляційні якості ізоляторів з наступним їх перекриттям);

- ремонт споруд льодозахисту опор у заплавах рік. Щодо опор та фундаментів і підніжок:

- виправлення, посилення або заміна опор і деталей (у разі відхилення опори від вертикального положення відбувається перерозподіл навантажень на проводи від тяжіння; як наслідок у разі навіть невеликих додаткових навантажень від температурних перепадів, вітру чи ожеледі проводи чи опори не зможуть вистояти і будуть пошкоджені за умов навантажень, менших за розрахункові); замуровування тріщин і встановлення бандажів на залізобетонних

опорах; фарбування металевих опор, покриття варом підніжків, повторне антисептування частин дерев'яних опор;

Стосовно проводів, тросів та ізоляції: заміна ізоляторів і деталей лінійної арматури; чищення або обмив ізоляторів; ремонт і заміна проводів.

Під час капітального ремонту виконуються роботи з підвищення техніко- економічних показників ПЛ в цілому або її окремих вузлів і елементів: заміна більш надійними опорами, заміна окремих елементів опор, проводу, ізоляторів, арматури.

Після визначення обсягу ремонту визначається порядок і послідовність (за узгодженням з диспетчерською службою) проведення робіт на ПЛ методом їх ремонту під напругою, а у разі неможливості застосування такого методу - підраховуються кількість і тривалість необхідних відключень кожної лінії електропередачі. За узгодженням з диспетчерською службою складається графік відключення ліній для проведення ремонтних робіт.

Капітальний ремонт виконується експлуатаційним персоналом енергопостачальної компанії або підрядними організаціями.

Перелік і обсяг робіт з технічного обслуговування і капітального ремонту наведені у Типових інструкціях з експлуатації ПЛ [3] та вищезазначених у цьому підпункті нормативних документах.

Огляди проводів і тросів

Огляди проводів і тросів, як правило, проводяться із землі неозброєним оком або з біноклем, що має восьмикратне збільшення. При таких оглядах легко виявляються обриви проводів або окремих дротів, значні вспучення і «бублики» (вузли). Важче виявити сліди оплавлення електричною дугою, особливо на лініях, обладнаних швидкодіючим захистом. Оплавлення проводів краще всього видно в хмарну погоду, коли відблиски від сонця не заважають оглядати поверхню проводів. Особливо важко оглянути проводи на великих переходах через річки і ущелини, де висота підвісу проводів дуже велика.

У таких випадках, коли внаслідок огляду із землі після автоматичних відключень ліній місця пошкоджень залишаються невиявленими, доцільно в кінці грозового сезону, перед настанням осінньо-зимового періоду, провести «верхові» огляди з підйомом на кожен опору до рівня або дещо нижче за рівень проводів. Ці огляди дозволяють ретельніше оглянути проводи і троси, у тому числі і верхню їх поверхню.

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Розщеплені проводи, а також проводи на великих переходах в окремих випадках доцільно оглядати шляхом пересування по ним монтерів безпосередньо або на спеціальних візках.

У таких випадках, коли огляди із землі або з опор не дозволяють з достатньою упевненістю визначити характер і об'єм пошкоджень проводів або тросів і надійність їх роботи викликає сумнів, необхідно негайно організувати усунення таких пошкоджень з відключенням ліній.

Виміри відстаней і стріл провисання

ПУЕ регламентовані відстані між проводами або тросами пересічних ліній і ліній зв'язку; відстані від дротів до об'єктів, що пересікаються (дороги, греблі, річки, фруктові дерева, декоративні насадження і т. п.); відстані по горизонталі від проводів до будов, споруд, дерев і інших предметів, що знаходяться в охоронній зоні ліній; відстані від проводів до елементів опор, а також відстані між окремими елементами ліній, що йдуть паралельно, вище 1000 В і ліній зв'язку (проводами, опорами, відтяжками і т. п.).

Виміри цих відстаней проводяться при прийманні ліній в експлуатацію і надалі в міру необхідності: при появі нових пересічень або споруд, при перевлаштуванні наявних переходів або об'єктів (заміна опор, ізоляторів, арматури), що пересікаються, і так далі. Зміна цих відстаней може відбуватися в процесі експлуатації із-за нахилів опор, витягу проводів, перекосу траверс і ослаблення кріплення проводів в затискачах. Ці дефекти повинні виявлятися при чергових оглядах ліній, після чого майстром вирішується питання про необхідність позачергових вимірів і усунення виниклих відхилень від нормальних умов роботи ліній.

Виміри, як правило, проводяться без відключення лінії за допомогою кутомірних приладів або ізолюючих штанг і капронового або бавовняного канату. Для вимірів на відключених лініях можуть бути використані звичайні рулетки або мотузки. З кутомірних приладів можуть бути використані теодоліти, а також простіші, але досить точніші для даних вимірів оптичні прилади, кишенькові висотоміри і тому подібне.

Верхові ревізії (перевірки) проводів і тросів.

Верхові ревізії з вибірковою виїмкою проводів із затискачів, що підтримують, проводяться не рідше за 1 раз в 6 років. На ділянках, що мають довжину прольотів більше 120 м, які проходять на відкритій місцевості і не обладнаних засобами захисту від вібрації, такі перевірки повинні виконуватися 1 раз в 2-3 роки. Якщо при верхових ревізіях

вибіркова перевірка проводів або тросів показує наявність пошкоджень від вібрацій в затискачах, що підтримують, то має бути вироблена перевірка стану проводів або тросів на всіх опорах. Такі роботи проводяться, як правило, на відключених і заземлених лініях бригадами, оснащеними телескопічними вежами і спеціальними пристосуваннями для звільнення підтримуючих затискачів без опускання проводу на землю [32]. На лініях до 110 кВ з проводами перетином не більше АС-120 звільнення підтримуючих затискачів можна проводити шляхом перенесення маси прольоту проводу на корзину телескопічної автовішки із спеціальним упором, яка встановлюється під гірляндою, яка підтримується. При цьому слід пам'ятати, що для вежі типу ВІ-23 максимальне навантаження в корзині на телескоп повинне бути не більше 2000 і при підйомі на 23 м і не більше 4500 Н при підйомі на висоту 14 м. Для автовіжки типу ТБ-13,5 максимальна вантажопідйомність в корзині визначається при висуненні на повну висоту навантаженням 4500 Н.

Огляди виконуються для виявлення виникаючих на ПЛ дефектів з тим, щоб надалі ці дефекти усунути.

Періодичні огляди ПЛ (6 – 750) кВ проводиться електромонтерами не рідше одного разу в 6 місяців. Проте ПЛ, які проходять у населених пунктах, промислових районах, місцях сильного забруднення, рекомендується оглядати більш частіше один раз на 3 місяці. Під час огляду обхідник пересувається по краю траси, уважно оглядаючи всі елементи ліній і одночасно трасу. Лінія, що оглядається, у всіх випадках вважається такою, що перебуває під напругою.

Найпоширеніші дефекти:

- проводів і тросів (розтягування, провисання, розрив);
- ізоляторів і арматури (механічні пошкодження ізоляторів, тріщини в шапках, перекриття гірлянд, забруднення ізоляторів, сильні відхилення підтримуючих гірлянд ізоляторів);
- трубчастих розрядників (незадовільне кріплення розрядників, забруднення, пошкодження лакової плівки, відсутність покажчиків спрацювання);
- опор і фундаментів (тріщини, осідання і висмикування фундаментів, ослаблення і пошкодження натяжок опор, деформація частин металевих опор, наявність загнивання, обгорання і розщеплювання деталей дерев'яних опор, нахили опор);

– езпечних в пожежному відношенні, наявність на краю просік дерев, які можуть загрожувати падінням на проводи, відсутність сигнальних знаків біля автомобільних доріг тощо).

Про всі виявлені під час обходу несправності електромонтер-обхідник робить докладний запис в листку огляду. З цими записами знайомиться майстер ділянки і призначає терміни усунення пошкоджень.

Періодичні огляди ПЛ або їх окремих ділянок проводяться також інженерно-технічним персоналом.

Позачергові огляди

Організуються з розпорядження чергового диспетчера, виконуються після автоматичних відключень ПЛ. Позачергові огляди ПЛ проводяться за несприятливих метеорологічних умов (ожеледиці, тумані), лісових і степових пожежах, під час льодоходу і розливу річок.

Дефектні ізолятори виявляються під час оглядів і ревізій ПЛ. Крім того, не рідше одного разу на 6 років проводиться контроль електричної міцності підвісних фарфорових ізоляторів штангою. Вимірювання електричної міцності скляних ізоляторів і експлуатації не проводиться, їх стан визначається візуально під час оглядів ліній.

Дефектним вважається ізолятор, значення напруги на якому менше 50% напруги, що доводиться на справний ізолятор.

У більшості випадків під час заміни дефектних ізоляторів гірлянди на землю не опускають. Для цього застосовують спеціальні стягуючі пристрої, які приймають на себе натяг проводів і дозволяють розчепити гірлянду для заміни дефектного ізолятора. У необхідних випадках заміну дефектних ізоляторів виконують без зняття напруги з ПЛ. При цьому використовується ізолююча штанга, підвісні драбини, телескопічні вежі з ізолюючими ланками з деревини і інші пристосування.

Механічні пошкодження металевих опор часто відбуваються в результаті неякісного зварювання стрижнів у вузлах, прогинання стрижнів, неміцних болтових з'єднань окремих секцій.

Великої шкоди металевим опорам наносить корозія, що призводить до зниження несучої здатності опор. Найпоширенішим способом захисту металевих поверхонь від корозії є нанесення захисних покриттів.

Для ПЛ напругою до 35 кВ застосовуються опори різних перетинів з вібробетону, а при напрузі 35 – 500 кВ – опори з центрифугованими стійками циліндричної форми.

Поширеним видом пошкодження є тріщини і стовбурах залізобетонних опор.

Перевірка наявності і ширини тріщин в бетоні опор виконується один раз на 6 років. Розмір тріщин вимірюється спеціальним оптичним приладом – мікроскопом Брінелля.

4.6 Системи контролю ліній електропередачі

В даний час у всьому світі знаходять широке застосування різні системи моніторингу повітряних ЛЕП, що забезпечують системного оператора докладними відомостями про поточний стан повітряних кабельних мереж електропостачання. Система моніторингу складається з мережі вимірювальних блоків, пов'язаних через канал зв'язку з обладнанням на диспетчерському пункті. Диспетчерські пункти розташовані у вузлових точках мереж перерозподілу енергії. В даний час в них, як правило, використовуються системи SCADA, що забезпечують обробку та інтерпретацію отриманих від вимірювальних блоків даних.

У вимірювальний блок входять такі базові компоненти:

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

При діагностиці роботи ліній електропередачі звертають увагу на параметри: сила струму в електромережах; температури проводів; натяг проводів; критичне розхитування проводів; критичне провисання проводів; обмерзання проводів.

Для забезпечення відстеження перелічених параметрів в системах моніторингу можуть використовуватися різні типи датчиків: для вимірювання струму в проводі (вимірювання струму здійснюється безконтактним методом, для чого використовуються датчики на основі ефекту Холла або котушки Роговського); температури проводів у прольоті; механічної напруги проводу в точках підвісу (тензодатчики) для вимірювання стріл провисання; вібраційних характеристик проводів (акселерометри).

У сучасний період для передачі даних в системах моніторингу високовольтної лінії в основному використовуються безпроводні канали зв'язку – це GSM або ж ISM-радіомодеми, що працюють на частотах до 2,4 ГГц.

GSM-модеми використовуються для передачі даних в системах моніторингу. У перших моделях можливості були обмежені передачею SMS-повідомлень і даних в аналоговому режимі. Система GPRS реалізує пакетну комутацію на всьому протязі каналу зв'язку, істотно оптимізуючи послуги передачі даних в мережах стандарту GSM. Вона практично миттєво встановлює з'єднання, що використовує мережеві ресурси і займає ділянку діапазону частот тільки в моменти фактичної передачі даних, що гарантує надзвичайно ефективне використання доступної смуги частот [2].

Кожна з систем відповідає вимогам контролю ЛЕП, які відрізняються за різноманітними параметрами та характеристиками. У статті розглянуто чотири системи контролю ЛЕП:

- система моніторингу “CAT-1”;
- безконтактні вимірювачі з OTML-модулем;
- система моніторингу стану повітряних ліній “DiLin”;
- система моніторингу стану проводів за допомогою

безпілотних авіаційних комплексів (БАК). *Система моніторингу “CAT-1”*. Однією з перших комерційних систем моніторингу стала система “CAT-1”, розроблена в 1991 р. американською компанією The Valley Group, Inc [2]. В даний час у всьому світі використовується понад 300 систем моніторингу “CAT-1”. Система забезпечує моніторинг у реальному часі погодних умов і натягу проводів в точках кріплення до опор та працює при безпосередньому контакті модуля діагностики з електричними проводами, який монтується на опорі ЛЕП.

Датчики вимірювання напруги проводів являють собою тензодатчики в корпусі з нержавіючої сталі з кріпильними отворами, що встановлюються між ізолятором і опорою.

Основною тензодатчиків є вимірювальний перетворювач, ізольований від основної частини пристрою і захищений іскровим розрядником, він має захист від впливу електромагнітних полів і перехідних процесів. Для підключення до основного модуля датчики комплектуються спеціальним кабелем довжиною 24 метри. Основний модуль “CAT-1” складається з вологостійкого алюмінієвого корпусу з блоком електроніки, вбудованого модему, антен для передачі даних і кріпильних елементів. Модуль призначений для експлуатації в діапазоні температур навколишнього середовища -40...+60 °С [3,4]. Для безперервної роботи модуль використовує зарядний пристрій для 12 акумуляторних батарей та панелі сонячних батарей (рис. 4.3).

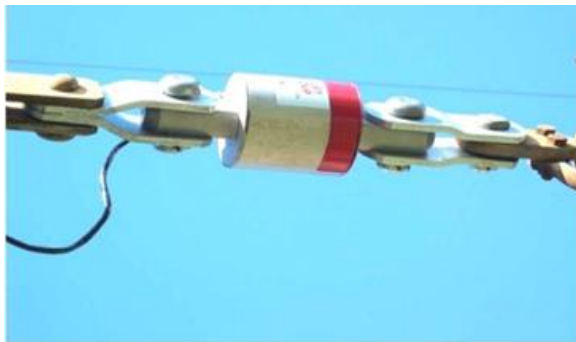


Рисунок 4.3 – Датчики вимірювання напруги проводів



Рисунок 4.4 – Панелі сонячної батареї модуля живлення системи “CAT-1”

Безконтактні вимірювачі з OTML-модулем. OTML-модуль (Overhead Transmission Line Monitoring) – безконтактна система моніторингу ЛЕП, що конструктивно монтується на високовольтні проводи (рис. 3). Заміри сили струму в проводах та температури проводу проводяться в фіксованих точках. Дані вимірювань передаються в диспетчерський пункт, який обладнано системою “SCADA” через стандартний IEC-протокол (дані поступають через web-браузер) [5-7]



Рисунок 4.5 – Безконтактні OTML-модулі

Вимірювання струму в проводі і живлення модуля здійснюється безконтактно. Живлення приладу здійснюється від енергії, одержуваної від проводу через струмовий трансформатор.

Основні характеристики вимірювального OTLM-модуля [110]:

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

Отримана енергія використовується для живлення всього пристрою, тобто зовнішніх джерел живлення не потрібно. Виміряні значення струму і температури прив'язані, таким чином, до конкретних координат положення блоку на ЛЕП та мітках точного часу.

Вимірювач струму містить первинний перетворювач магнітного поля в електричний сигнал на основі ефекту Холла, принаймні, одну

керуючу польову систему типу метал-діелектрик- напівпровідник, струмопровідну шину, сформовану в одному напівпровідниковому чіпі з первинним перетворювачем магнітного поля у вигляді плоскої металевої стрічки, ізольованою діелектричною плівкою від напівпровідника і навколишнього середовища, з контактами на кінцях.

Затвор, принаймні, однієї з систем метал- діелектрик-напівпровідник виготовлений з металу з високою магнітною проникністю, один кінець якого розташований над центральною частиною перетворювача магнітного поля, а інший розташований над відкритою діелектричною плівкою поверхнею струмопровідної шини та перекриває її.

Система моніторингу і діагностики технічного стану повітряних ліній “DiLin”.

Для моніторингу довгих і розгалужених мереж використовується система моніторингу технічного стану повітряних ліній “DiLin” [108].

Система моніторингу стану повітряних ліній “DiLin” забезпечує:

- визначення поточної технологічної спроможності лінії забезпечувати підвищену пропускну здатність;
- проведення оперативної оцінки стану ізоляції ЛЕП, виявлення дефектів, оцінки ступеня розвитку дефектів;
- реєстрації перехідних процесів у лінії з метою точної локації місць виникнення дефектів вздовж лінії;
- підготовки конкретних рекомендацій по плануванню і проведенню ремонтних робіт;
- створення умов для комплексного аналізу роботи шляхів транзиту електричної енергії на основі прогнозування зміни технічного стану повітряних ліній.

Система DiLin складається з трьох основних елементів:

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

Отримана енергія використовується для живлення всього пристрою, тобто зовнішніх джерел живлення не потрібно. Виміряні

значення струму і температури прив'язані, таким чином, до конкретних координат положення блоку на ЛЕП та мітках точного часу.

Вимірювач струму містить первинний перетворювач магнітного поля в електричний сигнал на основі ефекту Холла, принаймні, одну керуючу польову систему типу метал-діелектрик-напівпровідник, струмопровідну шину, сформовану в одному напівпровідниковому чіпі з первинним перетворювачем магнітного поля у вигляді плоскої металевої стрічки, ізольованою діелектричною плівкою від напівпровідника і навколишнього середовища, з контактами на кінцях.

Затвор, принаймні, однієї з систем метал-діелектрик-напівпровідник виготовлений з металу з високою магнітною проникністю, один кінець якого розташований над центральною частиною перетворювача магнітного поля, а інший розташований над відкритою діелектричною плівкою поверхнею струмопровідної шини та перекриває її.

Система моніторингу і діагностики технічного стану повітряних ліній "DiLin".

Для моніторингу довгих і розгалужених мереж використовується система моніторингу технічного стану повітряних ліній "DiLin" [8].

Система моніторингу стану повітряних ліній "DiLin" забезпечує:

- визначення поточної технологічної спроможності лінії забезпечувати підвищену пропускну здатність;
 - проведення оперативної оцінки стану ізоляції ЛЕП, виявлення дефектів, оцінки ступеня розвитку дефектів;
 - реєстрації перехідних процесів у лінії з метою точної локації місць виникнення дефектів вздовж лінії;
 - підготовки конкретних рекомендацій по плануванню і проведенню ремонтних робіт;
 - створення умов для комплексного аналізу роботи шляхів транзиту електричної енергії на основі прогнозування зміни технічного стану повітряних ліній.
- Система DiLin складається з трьох основних елементів: діапазон робочих температур $-40...+60$ °C;
- габаритні розміри DiLin-Sensor 240x240x580 мм;
 - маса датчика DiLin-Sensor 15 кг;
 - розміри DiLin-Observer 520x435x230 мм;
 - маса у шафі DiLin-Observer 25 кг.

Контрольні питання до глави 4

1. Які технічні порушення у роботі ЛЕП?
2. Охарактеризуйте діяльність електропостачальної компанії.
3. У чому особливість інтеграції відновлювальних джерел енергії до систем електропостачання?
4. Яка на сьогоднішній день динаміка відмов елементів повітряні лінії електропередач у процесі експлуатації?
5. У чому особливість обслуговування повітряні лінії електропередач?
6. Охарактеризуйте системи контролю ліній електропередачі.

ГЛАВА 5 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА СУЧАСНИХ БЕЗПІЛОТНИХ ЛІТАЛЬНИХ АПАРАТІВ

5.1 Основні завдання та класифікація БпЛК

Сучасний розвиток науки і технологій створюють умови ефективного виконання актуального специфічного спектру складних завдань з використанням безпілотних авіаційних систем.

Активне впровадження до практичних дій цього класу авіатехніки дозволяє отримати суттєву перевагу над пілотованою авіацією для широкого спектру завдань [111].

Основними властивостями БпЛА літакового і вертолітного типів, що вигідно відрізняють їх від пілотованих літаків і вертольотів, є [112- 122]:

- можливість їх зльоту практично при будь-якому рельєфі місцевості без проведення підготовчих інженерних робіт;

- здатність перебування у високих ступенях готовності практично необмежений час;

- більш короткі терміни і менша вартість навчання операторів наземних пунктів експлуатації БпЛК та управління БпЛА порівняно з підготовкою екіпажів пілотованих літальних апаратів;

- значно менша вартість (на один-два порядки залежно від цільового призначення і параметрів БпЛК) та терміни розгортання їх серійного виробництва;

- можливість видачі інформації споживачам практично в реальному масштабі часу;

- здатність функціонувати в умовах високого радіоактивного, хімічного і бактеріологічного забруднення повітря і місцевості, а також при несприятливих метеоумовах;

- більш високий рівень виживання БпЛА в умовах протидії засобів протиповітряної оборони (ППО) супротивника внаслідок їх меншої помітності у всіх діапазонах довжин радіохвиль.

Цивільні безпілотні літальні апарати застосовуються для розв'язання широкого кола завдань, виконання яких пілотованими літальними апаратами з різних причин недоцільно. Такими завданнями є [2]:

- моніторинг повітряного простору, земної та водної поверхонь,
- екологічний контроль,
- керування повітряним рухом,

- контроль морського судноплавства,
- розвиток систем зв'язку,
- польова логістика (трансфер запчастин, акумуляторних батарей, боеприпасів, медикаментів тощо),
- художня фотографія,
- археологія, геодезія та картографія земної та водної поверхонь.

Враховуючи прагнення Українського суспільства у плані вирішення стратегічних завдань розвитку економіки та Європейської інтеграції були створені новітні безпілотні літальні комплекси, зокрема, БПЛК «Фурія», «Кажан-1», PD-1 та інші.

26 серпні 2015 р. державним концерном «Укроборонпром» розпочато серійне виробництво 2-х зразків вітчизняних БПЛК.

В 2015 році студентами Київського політехнічного інституту були створені безпілотні авіаційні комплекси Spectator (укр. спостерігач). Виробництво налагоджене у ВАТ «Меридіан» імені С. П. Корольова, що входить до складу ДК «Укроборонпром».

З 2016 року одним з перспективних інноваційних проєктів, став процес створення безпілотного літального комплексу важкого класу «Горлиця», вище 3 т злітної ваги й з корисним навантаженням близько 800 кг. Цей проєкт успішно реалізовано завдяки спільних зусиль авіаційних конструкторських і виробничих підприємств України ДП "Антонов", "Івченко-Прогрес", та АТ "Мотор Січ", яке виробляє сучасні авіаційні двигуни типу AI-450 міжнародного рівня якості.

Безпілотний авіаційний комплекс (безпілотна авіаційна система) (далі – БпАК) – це сукупність БпЛА, засоби транспортування та система керування (пункти дистанційного пілотування, далі – ПДП), необхідні лінії керування і контролю та інші елементи, вказані в затвердженому проєкті типу БпАК. Сучасні БпАК можуть включати декілька БпЛА, в загальному випадку різного цільового призначення.

Безпілотне повітряне судно (далі - БпПС) або безпілотний літальний апарат (далі – БпЛА), керування польотом якого і контроль за яким здійснюються дистанційно за допомогою ПДП, що розташований поза БпПС, або БпПС, що здійснює політ автономно за відповідною програмою.

Пункти дистанційного пілотування є портативним пристроєм або багатопультовою (однопультовою) станцією. Сучасні ПДП знаходяться в приміщеннях або поза приміщеннями та можуть бути стаціонарними або мобільними встановленими на наземному, водному, повітряному або космічному виді транспорту [3].

До складу БпАК залежно від їх класифікації входять також такі

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

компоненти як [1, 2]:

1) засоби зв'язку які поєднані з системою органів управління повітряним рухом (далі - УПР) та обладнані засобами спостереження та управління рухом БпЛА;

2) навігаційне обладнання;

3) обладнання, що забезпечує зліт та посадку БпЛА (залежно від способу зльоту та посадки);

4) система управління польотом та автопілот БпЛА;

5) обладнання об'єктивного контролю за технічним станом функціонування усіх систем комплексу та параметрів польоту БпЛА;

6) система припинення польоту, яка дає змогу в аварійній ситуації контрольованим чином безпечно завершити політ;

7) обладнання, що забезпечує повернення БпЛА в район зльоту у разі виходу з ладу лінії керування та контролю;

8) спеціальне обладнання для виконання бойових і спеціальних завдань (розвідки та цілевказання, радіоелектронної боротьби, спостереження та моніторингу об'єктів, території тощо).

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ
ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Таблиця 5.1 – Класифікація безпілотних авіаційних комплексів

Клас	Рівень застосування	Радіус дії	Категорія БпЛК НАТО
I клас не більше 150 кг	мікро (тактична зона дії) злітна маса до 2 кг	до 5 км (відстань дії системи управління)	micro
	міні (тактична зона дії) злітна маса від 2 кг до 15 кг	більше 5 км (відстань дії системи управління)	mini
	малі (тактична зона дії) злітна маса більше 15 кг	більше 25 км (відстань дії системи управління)	small
II клас від 150 кг до 600 кг	оперативно-тактична зона дії	більше 50 км (відстань дії системи управління)	tactical
III клас більше 600 кг	оперативна зона дії	більше 200 км (на відстані дії мобільних пунктів управління БпЛА)	MALE medium altitude long endurance
	стратегічна зона дії	більше 200 км (на відстані дії мобільних пунктів управління БпЛА)	HALE high altitude long endurance

Безпілотні авіаційні комплекси поділяються за класами; за призначенням; за типом, місцем базування, способом зльоту та посадки, типом системи керування польотом БпЛА [1-4]:

1. За класами БпЛК класифікуються як:

1) I клас "Легкі" (злітною масою до 150 кг), до якого належать:
Мікро

Приклад: **Black Hornet Nano (PD-100 Black Hornet Nano)** вертольотного типу (рис. 5.1). Максимальна вага 18 г, радіус дії до 1 км, довжина близько 100 мм, ширина 25 мм, діаметр гвинта – 100 мм.



Рисунок 5.1 – БпЛА Black Hornet Nano

Приклад: **RQ-11 Raven («Ворон»)** літакового типу (рис. 5.2). Максимальна вага 1,7 кг, радіус дії до 10 км, довжина близько 96 см, ширина 1,5 м.



Рисунок 5.2 – БпЛА RQ-11 Raven («Ворон»)

Міні

Приклад: **Matrice 300 RTK** вертолітного типу (рис. 5.3).

Максимальна вага 6,3 кг, радіус дії до 10 км, діаметр близько 895 мм.



Рисунок 5.3 – БПЛА Matrice 300 RTK

Приклад: **A1-C / A1-CM «Фурія»** літакового типу (рис. 5.4).

Максимальна вага 5,5 кг, радіус дії до 25 км, довжина – 900мм., ширина – 2050мм.



Рисунок 5.4 – БПЛА A1-C / A1-CM «Фурія»

Малі

Приклад: **FAZER R (fitted with 32 L Capacity Tank)** вертолітного типу (рис. 5.5). Максимальна вага до 150 кг, радіус дії більше 30 км, довжина – 3,7 м, ширина – 0,73 м, радіус гвинта – 1,2 м.



Рисунок 5.5 – БпЛА **FAZER R (fitted with 32 L Capacity Tank)**

Приклад: **Агродрон Discovery DR-60** літакового типу (рис. 5.6). Максимальна вага 150 кг, радіус дії більше 30 км, довжина – 3,6 м, ширина – 6,3 м.



Рисунок 5.6 – БпЛА **Discovery DR-60**

2) II клас "Середні" запускаються за допомогою катапульти, мобільних пускових пристроїв, використовують злітно-посадкову смугу (ЗПС) або злітно-посадковий майданчик (ЗПМ);

Приклад: *Samcopter* вертолітного типу (рис. 5.7).

Максимальна вага **200 кг**, радіус дії більше **180 км**, довжина – **3110 мм**, ширина – **1240 мм**, висота – **1040 мм**.



Рисунок 5.7 – БпЛА *Discovery DR-60*

Приклад: **Hermes 450** (рис. 5.8). Максимальна вага 450 кг, маса корисного навантаження 150 кг, радіус дії 200 км.



Рисунок 5.8 – БпЛА *Hermes 450*

3) III клас “Важкі” до якого належать:

оперативні БпАК (medium altitude long endurance - MALE, середньої висоти, довгої тривалості), клас тривало-баражуючих БпЛА середньої висоти до **45000 футів (13716 метрів)**, довгої тривалості польоту, необмеженого радіусу дії.

Приклад: **Bayraktar Akinci** (рис. 5.9) спільного виробництва Туреччини Baykar Makina та *України АТ «Мотор Січ» м. Запоріжжя.*

Максимальна вага **5500 кг**, маса корисного навантаження **1350 кг**, практична стеля – **12192 м**.



Рисунок 1.9 – БпЛА *Bayraktar Akinci*

Силова установка: 2 турбогвинтових двигуни АІІ-450Т (рис. 5.10).

Стратегічні БпАК (high altitude long endurance - HALE, великої висоти, довгої тривалості), клас тривало-баражуючих БпЛА великої висоти до **65000 футів (19812 метрів)**, довгої тривалості польоту, необмеженого радіусу дії.

Приклад: **RQ-4 Global Hawk** (рис. 5.11). Довжина – **13,53 м**, ширина – **35,42 м**, максимальна вага **12 000 кг**, корисне навантаження **900 кг**, максимальна швидкість **645 км/год**, дальність польоту **25 000 км**, патрулювання **36 год**.



Рисунок 5.11 – БПЛА *RQ-4 Global Hawk*

2. За призначенням БпАК класифікуються як [1-8]:

1) бойові БпАК (призначені для виконання бойових завдань):

- розвідувальні БпАК;
- БпАК розвідки та цілевказання;
- БпАК радіоелектронної боротьби;
- ударні БпЛК;
- БпЛК – перехоплювачі ПС та БпЛА.
- БпАК можуть мати комбінованого призначення;

2) спеціальні БпАК - призначені для виконання спеціальних завдань як ретранслятори, постановники завад, мішені, хибні повітряні цілі, а також ті, що використовуються для спостереження та моніторингу об'єктів і території.

3. За типом літального апарата:

- літаковий тип;
- вертолітний тип;
- мультироторний.

4 За місцем базування:

- наземне базування;
- річкове (морське) базування;
- базування на повітряних суднах;
- космічних апаратах.

5 За способом зльоту:

- з руки;
- за допомогою технічних засобів примусового запуску

- (катапульта, пускова установка);
- по-літаковому (з розбігу);
 - по-вертолітному (з місця);
 - універсальний (комбінований).

6 За способом посадки:

- в руки;
- по-літаковому (з пробігом);
- по-вертолітному (без пробігу);
- за допомогою засобів посадки (парашут, гальмівний пристрій тощо).

7 За типом системи керування польотом:

- а) автономні БпЛА, що здійснюють політ за попередньо введеною програмою та можуть мати аварійний режим приведення БпЛА в точку посадки або режим аварійного припинення польоту;
- б) пілотовані БпЛА, до яких належать:
 - БпЛА з ручним пілотуванням;
 - БпЛА, що пілотуються автопілотом;
 - БпЛА з комбінованою системою керування.

5.2 Сучасні аспекти практичного застосування БпЛК

Запровадження БпЛК у різні сфери діяльності людства є дуже актуальним напрямком дослідження та практичної реалізації [9].

БпЛК на сьогоднішній день успішно застосовуються в таких сферах як археологія, архітектура, сільське господарство, містобудування, аеротаксі, картографія, кінозйомка, моніторинг навколишнього середовища, та інші. БпЛК активно і ефективно використовуються підрозділами збройних сил, надзвичайних ситуацій, прикордонної служби, охорони та правопорядку як України так і інших країн світу. На даний момент набувають актуальність розробки БпЛК для транспортних перевезень, функціонування в агресивних середовищах плати Земля, у космічному просторі та на інших планетах [123].

Безумовно, БпЛА мають ряд переваг, у порівнянні з пілотованою авіатехнікою. Серед них насамперед, відсутність людини на борту ЛА включає обов'язкову необхідність проведення комплексу техніко – ергономічних заходів на борту ЛА, відносна невисока собівартість і низькі витрати на їх експлуатацію, разом з тим, БпЛА актуальні при вирішенні завдань, недоступних пілотованому аналогу повітряного судна, до яких можна віднести наступні [11]:

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

– велика тривалість часу польоту, на протязі якої екіпаж в кабіні ЛА фізично не здатний підтримувати функціональну здатність;

– збільшення врази інтенсивність маневрування ЛА під час ефективного виконання завдання значно перевищують порогові значення перевантаження, які здатен витримати організм натренованої людини;

– експлуатація на борту ЛА обладнання, що негативно впливає на функціональну спроможність та загальний стан здоров'я членів екіпажу;

– виконання небезпечних безпосередньо для членів екіпажу завдань, в умовах можливого вогневого ураження ЛА та в зонах активного біологічного, хімічного або радіоактивного зараження зовнішнього середовища.

Однак, у порівнянні з пілотованою авіатехнікою, поки що БпЛА поступаються рядом недоліків. А саме БпЛА характеризуються меншою автономністю застосування, сучасне програмне забезпечення не має можливості функціонально повністю компенсувати відсутність на борту ЛА підготовленого екіпажу під час зміни обстановки та несподіваного виникнення нештатних ситуацій в повітрі [12].

Інтенсивний науково-технологічний розвиток світового суспільства створює фундаментальні умови вдосконалення функціональних можливостей БпЛК що суттєво збільшує їх експлуатаційні можливості, обсяг завдань які перед ними ставляться та пріоритетність їх практичного застосування у найближчій перспективі у наступних сферах діяльності [124-129]:

1. Спектрональна зйомка.
2. Аерофотозйомка місцевості.
3. Моніторинг стану нафтопроводів і газопроводів.
4. Моніторинг стану забрудненням навколишнього середовища.
5. Цілодобова охорона об'єктів на великій території з складним рельєфом місцевості в денний і нічний час.
6. Моніторинг стану природних ресурсів.
7. Моніторинг стану повітряних ліній електропередач.
8. Моніторинг стану будівель.
9. Моніторинг дорожньої обстановки, виявлення заторів та аварій.
10. Охорона правопорядку на великих територіях.
11. Використання для контролю прикордонної території.
12. Ефективне застосування підрозділами силових структур.

13. Активне впровадження до сфер транспортного обслуговування.

14. Широке використання для пошуку та порятунку людей.

І це далеко не повний перелік сфер впровадження БпЛК у перспективі.

Різноманітність БпЛК зумовлена технологічністю, яка характеризується ознаками, що визначають види цих літальних апаратів, причому збільшення сфер їх використання безумовно породжує збільшення кількості цих ознак. Сучасні класифікації не є достатньо повними, оскільки не розглядають всі види БпЛК, які існують на сьогодні, в зв'язку з динамічним розвитком технології їх виробництва [14].

Під час розвитку теорії та вдосконалення її на практиці проектування, створення та експлуатації перспективних БпЛК слід зосереджувати суттєву увагу на надійності забезпечення наступних важливих аспектів [15]:

– транспортування пасажирів, що вимагає створення гарантовано-надійної багатодубльованої системи управління БпЛА з ефективно діючої системою самоконтролю якості функціонування та ергономічно комфортної автоматично спрацьовуючої в екстремально-загрозливої ситуації системи підвищеної надійності для автономного порятунку пасажирів;

– на початковому етапі практичної експлуатації ЛА з пасажирами, бажана присутність на борту підготовленого екіпажу, здатного управляти відповідним типом повітряного судна в ручному режимі пілотування та за нештатних ситуацій спроможні вжити дії щодо порятунку повітряного судна та пасажирів.

Зважаючи на різноманітні задачі та специфіку умов застосування БпЛК виникає необхідність врахування особливостей льотної експлуатації тих чи інших типів БпЛК [16].

Між тим, слід зауважити, що певну роль, у льотній експлуатації БпЛА відіграють, як конструктивно-технічні аеродинамічні спроможності ЛА в експлуатаційному діапазоні висот і швидкостей, так і людський фактор, тобто рівень теоретичної підготовки та практичної навченості фахівців експлуатаційної групи БпЛК.

Фахівців експлуатаційної групи БпЛК, як і фахівці екіпажів пілотованих повітряних суден, зобов'язані:

- досконало усвідомлено знати конструкцію авіаційного комплексу, що експлуатується, його аеродинамічні та функціональні спроможності, навігаційні канони просторового орієнтування,

особливості зовнішнього середовища та можливі небезпечні явища в ньому;

- чітко уявляти зміст і до автоматизму відпрацьовувати злагодження практичних дій кожного з членів експлуатаційної групи які регламентовані інструкцією з експлуатації даного авіаційного комплексу при штатній його експлуатації та при відмовах систем.

Між тим, передпольотна підготовка грає дуже важливу роль у проведенні польотів. Екіпажі повітряних суден і фахівці експлуатаційної групи БпЛК мають бути забезпечені різноманітною інформацією, необхідною для прийняття рішення на виліт та безпечного виконання польоту. Обов'язки забезпечення передпольотною інформацією та надання рекомендацій стосовно подальшого польоту покладено на льотних диспетчерів, що забезпечують польоти у кожній сучасній авіакомпанії. Дуже часто важлива інформація, що надходить до льотного диспетчера має динамічний характер та час на її сприйняття та аналіз стає значно менший. Тому доцільно розробити систему підтримки прийняття рішень льотного диспетчера під час підготовки передпольотної інформації [17-20].

Статистика показує, що майже 50% авіаційних подій сталося через порушення національних авіаційних правил, експлуатаційних посібників, інструкцій та вимог алгоритму передпольотної підготовки. У деяких випадках тимчасові економічні вигоди мають пріоритет, і безпека польоту інколи навмисно нехтується.

Іноді через брак часу льотний екіпаж або фахівці експлуатаційної групи БпЛК виконують підготовку до польоту під час недостатнього строку, що призводить до невідомості ситуацій, а найгірше – до авіаційних подій. Характер, зміст та складність інформації різняться, тому важливо надати інформацію таким чином, щоб пілоти та фахівці експлуатаційних груп БпЛК могли легко її досягнути [120-130].

Існує можливість підвищити ефективність підготовки передпольотної інформації за допомогою інформаційного забезпечення офіцера льотних операцій під час надання рекомендацій командирам льотних бригад щодо можливості вильоту пілотованих ЛА або БпЛА.

Такі програми допомагають створити оптимальні оперативні польотні плани з високою точністю щодо характеристик повітряного тиску, вологості, вітру, температури, наявності небезпечних явищ та іншу поточну інформацію, а також приймати карти прогнозованої погоди та звіти, графічні зображення маршруту та профілю польоту та іншу необхідну інформацію з метою забезпечення якості та безпечності виконання завдання.

Вкрай важливо розробити систему інформаційної підтримки, яка надасть, в такому динамічному середовищі, упереджену, конкретно-точну та вдосконало-повну інформацію, дозволить якісно оцінити можливий вплив на ЛА всіх факторів у польоті, для своєчасного прийняття правильних, безпечних рішень про виліт або намір продовжувати польотне завдання.

Відповідно до вимог Міжнародної організації цивільної авіації (*International Civil Aviation Organization, ICAO*) щодо планування польотів, автоматизовані передпольотні інформаційні системи для проведення інструктажів та планування польотів повинні мати можливість:

а) забезпечувати постійне та своєчасне оновлення системної бази даних та моніторинг дійсності, цілісності інформації, що потрібна у польоті;

б) дозволяти доступ до системи операторами, членами льотного екіпажу, фахівцями експлуатаційної групи БПЛК та іншими зацікавленими користувачами аеронавігації за допомогою відповідних засобів зв'язку;

в) використовувати процедури доступу та опитування на основі скороченої простої мови на основі користувацького інтерфейсу, керованого меню, або інших відповідних механізмів;

г) забезпечити швидке реагування на запит користувача на інформацію.

Система повинна мати два режими роботи [130-137]:

– передпольотний інформаційний режим;

– режим підтримки рішення про виїзд.

У передполітному інформаційному режимі роботи встановлюються *вихідні дані*:

– про аеродром вильоту;

– про маршрут польоту;

– по аеродром призначення;

– про альтернативні аеродроми;

– про оперативну інформацію - ACFT (Army Combat Fitness Test).

Інформація, взята з бази даних, зібрана та розподілена в інформаційні блоки відповідно до встановлених початкових даних (DEP AD (аеродром вильоту), DES AD (пункт призначення аеродром), FLT ROUTE (маршрут польоту), ALT AD (альтернативний аеродром), ACFT (оперативна інформація за типом ACFT) [14].

У режимі підтримки рішення про виліт система аналізує можливість вильоту пілотованих ПС або БПЛА щодо фактичних умов.

Для аналізу можливості вильоту система бере інформацію з вибраних інформаційних блоків та вхідних даних та поміщає їх у модуль підтримки прийняття рішень.

Після запиту диспетчера база даних збирає дані, необхідні для оцінки кожного коефіцієнту, отримує та порівнює результат кожного із затвердженими умовами.

Відповідно до оцінки кумулятивних факторів, система видає рекомендації щодо можливості вильоту пілотованих ПС або БпЛА і, у разі негативної відповіді, повідомляє, який фактор не задовольняє безпеці польоту.

Система підготовки передпольотної інформації передбачає:

– аналіз придатності відправлення пілотованих ПС або БпЛА за встановленими стандартами фактичних метеорологічних умов;

– аналіз фактичних та прогнозованих метеорологічних умов (небезпечних погодних явищ) в районах виконання завдання та приземлення;

– аналіз технічного стану аеродромів вильоту та призначення;

– аналіз повітряної обстановки в районі виконання завдання;

– вибір альтернативних аеродромів;

– аналіз готовності екіпажу або фахівців експлуатаційної групи БпЛК;

– аналіз технічної готовності та льотної придатності ПС (БпЛК);

– перевірка поданого та підтвердженого плану польоту;

– перевірка наявності обмежень ваги ПС.

Таким чином, результати аналізу показали, що не зважаючи на льотну експлуатацію БпЛА без пілотів на борту, значну роль у їх експлуатації відіграє оперативно-своєчасна взаємодія фахівців експлуатаційної групи БпЛК і авіаційно-диспетчерської служби району виконання завдання.

Різноманітність сфер застосування БпЛА, велика кількість їх типів, що мають різні характеристики, підтверджує необхідність ретельного вивчення особливостей льотної експлуатації БпЛА в залежності від типу та сфери їх впровадження не лише фахівцями експлуатаційної групи БпЛК, а і фахівцями диспетчерської служби районних центрів управління повітряним рухом.

Контрольні питання до глави 5

1. Наведіть класифікацію безпілотних літальних комплексів.
2. Дайте визначення БпЛК, БпЛА і ПДП.
3. Охарактеризуйте сучасний досвід застосування БпЛК у світі.
4. Які завдання може виконувати БпЛК.
5. Які переваги та слабкі сторони БпЛК в порівнянні з пілотованими ЛА.
6. Дайте стислу характеристику БпЛК Bayraktar Akinci.
7. Що необхідно знати та вміти фахівцям експлуатаційної групи БпЛК.

ГЛАВА 6
ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ СИСТЕМ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ШЛЯХОМ ВИКОРИСТАННЯ
БЕЗПЛОТНИХ ЛІТАЛЬНИХ АПАРАТІВ

6.1 Економічні аспекти підвищення надійності електропостачання

Надійність енергосистеми є комплексною властивістю й визначається як здатність енергосистеми виконувати функції з виробництва, передачі, розподілу й постачання споживачів електричною енергією в необхідній кількості й нормованій якості шляхом взаємодії генеруючих установок, електричних мереж і електроустановок споживачів, у тому числі: задовольняти у будьякий момент часу (як поточний, так і на перспективу) загальний попит на електроенергію; протистояти збурюванням, викликаним відмовами елементів енергосистеми, включаючи каскадний розвиток аварій і настання форс-мажорних обставин; відновлювати свої функції після їх порушення.

Під надійністю електропостачання необхідно розуміти безперервне забезпечення споживачів електроенергією заданої якості відповідно до договірних зобов'язань. У сучасних ринкових умовах надійність електропостачання нерозривно пов'язана з економічними показниками й енергетичною безпекою промислових підприємств. Більше того, надійність електропостачання є товаром, що має свою ціну й реалізується через ринкові послуги, забезпечується усіма суб'єктами ринку в зонах відповідальності за надійність при їх технологічній і економічній взаємодії.

Завдання забезпечення надійності систем електропостачання містить у собі цілий комплекс технічних, економічних і організаційних заходів, спрямованих на зниження збитку від порушення нормального режиму роботи споживачів електроенергії, а саме (Шеметов, 2006) [130-137]:

- вибір критеріїв і кількісних характеристик надійності;
- випробування на надійність і прогнозування надійності діючого устаткування;
- вибір оптимальної структури проєктованих (реконструйованих) систем електропостачання за критерієм надійності;
- забезпечення заданих технічних і експлуатаційних характеристик роботи споживачів;

- розроблення найбільш раціональної, з погляду забезпечення надійності, програми експлуатації системи (обґрунтування режимів профілактичних робіт, норм запасних елементів і методів пошуку несправностей).

Надійність систем електропостачання залежить від множини факторів, більшість з яких є випадковими. Для практичних розрахунків у системах електропостачання застосовують кількісні характеристики надійності, отримані методами теорії ймовірності та математичної статистики. Подані показники отримують на основі спостереження за функціонуванням як окремого елемента, так і груп однотипних елементів.

Залежно від рівня розглянутого об'єкта (рівня управління) показники надійності можна розділити на оперативні й технічні. Оперативні показники характеризують якість функціонування системи з позиції споживача. Технічні показники призначаються для окремих елементів систем електропостачання і мають значення лише для енергетиків.

До технічних показників відносять параметр потоку відмов, середнє напрацювання до відмови та середній час відновлення. Знаючи ці показники для окремих елементів, можна розрахувати надійність усієї системи електропостачання в цілому з урахуванням особливостей експлуатації й технічного обслуговування. Як оперативні показники використовують коефіцієнт готовності або коефіцієнт простою, а також умовний недовідпуск енергії упродовж року, відносне задоволення попиту на енергію і математичне очікування економічного збитку в результаті перерв електропостачання.

Наведені показники легко контролюють енергопостачальні компанії, що зацікавлені у забезпеченні надійності обслуговування споживачів і можуть бути якісно оцінені регуляторами. Обчислюють їх за такими групами: загальна мережа, великі міста, маленькі міста, селища, підстанції, вузли. Залежно від рівня відхилень цих показників розподільні компанії зобов'язані виплатити компенсації споживачам за непоставлену електроенергію незалежно від причин відхилення. При цьому відключенням вважається подія, що призводить до перерви поставок електроенергії хоча б одному споживачу упродовж більше 3 хвилин.

Під економічним збитком розуміють втрати соціально-економічної системи у грошовій формі (додаткові видатки, упущена вигода, прямі втрати тощо) через пошкодження або вихід із ладу її майна, порушення системної цілісності, погіршення ринкової

кон'юнктури, зниження якості людського капіталу, погіршення якості навколишнього природного середовища тощо.

Електроенергетичний збиток – це втрати у грошовій формі через зниження продуктивності або пошкодження електротехнічних пристроїв та електрообладнання, неузгодженість роботи системи енергопостачання та підприємства, а також інші втрати, пов'язані з перервами у електропостачанні та погіршенням якості електричної енергії. Для енергопостачальних компаній електроенергетичний збиток може бути обумовлений розірванням контрактів на електропостачання; штрафними санкціями внаслідок перерв у електропостачанні; витратами на аварійний ремонт (відновлення) устаткування або втратами, пов'язаними з його недоамортизацією при достроковій ліквідації; додатковими втратами електроенергії в мережі внаслідок відхилення електричного режиму від оптимального; вартістю палива, що витрачається на пуск енергоблоків, розпалювання котлоагрегатів і підтримку горіння в топках під час аварійного розвантаження або зупинень агрегатів електростанцій; витратами на демонтаж і транспортування устаткування при відправленні на ремонт; додатковими витратами на виробіток електроенергії на агрегатах, що заміщують основні; витратами на утримання резервного устаткування; втратами, пов'язаними з простоями устаткування та вимушеними перервами у роботі обслуговуючого персоналу; недоотриманням прибутку через недовідпуск електроенергії споживачам при відключенні з попередженням під час проходження максимуму навантаження; раптовим відключенням споживачів і недовідпуском електроенергії за час відновлення електропостачання. Для конкретного підприємства-споживача величина збитку буде визначатися втратою даним підприємством частини прибутку, браком продукції, заморожуванням основних і оборотних фондів, перевитратою коштів, пов'язаних з управлінською і контролюючою ланками виробництва. Для комунально-побутового споживача негативні наслідки збитку матимуть соціально-економічний характер і полягатимуть у погіршенні умов праці, зниженні рівня житлово-побутової забезпеченості населення, збільшенні випадків захворюваності, неповному задоволенні емоційних та інтелектуальних запитів населення, зменшенні активного фонду вільного часу й зниженні якості його використання на ін. Для регіонального господарства та національної економіки збиток може виражатися втраченою частиною доданого продукту, перевитратою коштів на оплату праці управлінського апарату, виділенням коштів на створення додаткового резерву,

відволіканням певних економічних ресурсів з інших галузей. Таким чином, збиток конкретного споживача визначається прямими втратами і нереалізованими можливостями споживача у процесі його функціонування.

Відповідно збиток національної (регіональної) економіки – це невикористана можливість збільшення національного доходу та моральносоціальні втрати суспільства. Загалом збиток можна класифікувати за низкою ознак: - за об'єктами: життю і здоров'ю конкретних людей (зниження тривалості життя, погіршення здоров'я); юридичним особам (збиток самій енергосистемі, споживачеві, суміжним ланкам); державі або регіону; навколишньому природному середовищу; - за ресурсними втратами: від простою та зниження рівня продуктивності людського капіталу; від непродуктивної витрати або перевитрати предметів праці; від простою або прискореного зношення засобів праці; від втрати готової продукції; від втрати неробочого часу населенням;

- за рівнем втрат (мірою впливу на життєдіяльність суб'єктів господарювання): припустимий, що не перевищує розрахункового прибутку від підприємницької операції; критичний, що перевищує розрахунковий підприємницький прибуток; катастрофічний, що перевищує грошові можливості підприємця, суттєво погіршуючи його майновий стан. Цей збиток може призвести до банкрутства суб'єкта господарювання;

- за родом втрат: матеріальний збиток, пов'язаний із прямими втратами майна, продукції, сировини і матеріалів; трудовий збиток, обумовлений втратою робочого часу; фінансовий збиток, пов'язаний із втратами суб'єктами господарювання грошових коштів; втрата часу, що виникає у випадку, коли процес діяльності відбувається повільніше, ніж планувалося; моральний (репутаційний) збиток, пов'язаний із нанесенням збитку іміджу підприємства, честі і гідності людини; соціальний збиток, що проявляється у завданні збитку здоров'ю і життю людей; екологічний збиток, який полягає у завданні збитку навколишньому природному середовищу;

- за природою виникнення перерви в електропостачанні: збиток, викликаний плановим відключенням споживачів; збиток, викликаний неплановим відключенням споживачів (різні види аварій та інцидентів);

- за причиною збитків від перерви в електропостачанні: збиток, викликаний відмовою устаткування; збиток, викликаний помилкою персоналу; збиток, викликаний діями третіх осіб (тероризм, саботаж,

диверсії тощо); збиток, викликаний стихійними лихами; збиток, викликаний пожежами;

- за калькулюванням: калькульований – збиток, величина якого піддається кількісно-імовірнісному виміру, що дає можливість для його зниження і страхування; некалькульований – збиток, величина якого не піддається кількісно-імовірнісному виміру;

- за можливістю страхування:

збиток, який можна застрахувати;

страховий збиток, який застрахувати не можна.

Класифікація складових збитку за ознаками дозволяє забезпечити системний підхід при обліку втрат і витрат, що входять до складу збитку, а також полегшити визначення конкретних напрямів його оцінки. Для споживача електроенергії важливо оцінити реальні витрати, які він може понести через ненадійність електропостачання і які він міг би закладати у договірні відносини з ЕК, з одного боку, та із суміжними підприємствами у випадку зриву поставок своєї продукції – з іншого.

Одним із найважливіших критеріїв економічності при обґрунтуванні заходів підвищення надійності електропостачання є витрати, які можна компенсувати технічно та організаційно-економічно. Зниження ступеня надійності електропостачання значно збільшує експлуатаційні витрати. Оптимальність проектів з підвищення надійності означає при цьому, що заданий виробничий ефект можна одержати при мінімально можливих витратах матеріальних ресурсів. При визначенні оптимального варіанта з деяких можливих, що забезпечують виконання технічного завдання, необхідно визначити приведені витрати на спорудження й експлуатацію енергетичного об'єкта, які залежно від тривалості спорудження та умов почергового введення обчислюються по-різному.

Економічна оцінка надійності пов'язана зі збитком, що виникає внаслідок порушення електропостачання. Для підвищення надійності необхідно збільшувати капітальні витрати, що сприятиме зниженню збитку у споживачів від перерв електропостачання і тим самим зростанню ефективності виробництва. Вибір доцільного рівня надійності характеризується оптимальною надійністю, перевищення якої знижує ефективність виробництва в результаті збільшення видатків на електропостачання.

Сьогодні ЕК повинні розуміти, що головним на ринку є споживач електроенергії. Відповідно у споживача повинен бути вибір, якщо це фізично можливо, у кого йому можна придбати електроенергію і на

який рівень надійності він може розраховувати. Надійність електропостачання у ринкових умовах є товаром, що реалізується через ринкові послуги з відповідною ціною, та предметом договірних відносин між суб'єктами енергетичного ринку. Отже, необхідно налагодити функціонування інститутів, які б забезпечували стимулювання ЕК до підвищення рівня надійності електропостачання.

ЕК можуть диференціювати тарифи для різних груп споживачів за заявленими рівнями надійності. Основою диференціації виступають витрати на додаткові послуги, пов'язані з підвищенням рівня надійності електропостачання. Проведення заходів щодо забезпечення системної надійності, таких як введення нового технологічного обладнання та модернізація працюючого, спорудження (реконструкція) електричних мереж і реконструкція схем електропостачання тощо, здійснюється централізовано за рахунок інвестиційної складової базового тарифу, абонентської плати за електроенергію, плати за підключення до мережі та її використання. Для кожної групи оцінюються витрати на забезпечення заявлених рівнів надійності та розробляється шкала надбавок до базового тарифу. Надбавки (знижки) до тарифу вносяться у договори між ЕК і споживачами.

При цьому споживачі, яких задовольняє нормативний рівень надійності електропостачання, платять за електроенергію за базовим тарифом. Якщо заявлений рівень надійності нижчий від нормативного, то споживачі мають знижку, якщо вищий від нормативного, – надбавку до тарифу, величина якої визначається витратами на підвищення надійності. Плата за надійність організовує діяльність обох сторін. З боку ЕК підвищується відповідальність за своєчасне постачання електроенергії в необхідному обсязі кожному конкретному споживачеві з урахуванням вимог до надійності електропостачання. У споживачів з'являється можливість участі в процесі тарифоутворення та через тарифи захисту себе від збоїв в електропостачанні й можливих збитків (Федотова, 2007). Основними способами забезпечення надійності електричної мережі є: резервування механічної та електричної міцності елементів мережі відповідно до розрахункових навантажень; забезпечення структурної гнучкості; резервування пропускну здатності мережі, включаючи схеми підстанцій; повсюдне застосування засобів грозозахисту й захисту від внутрішніх перенапруг, а також пристроїв релейного захисту та автоматики, які локалізують ушкодження і відновлюють живлення.

У процесі експлуатації надійність забезпечується за рахунок контролю й підтримки робочого стану мережі (моніторинг, діагностика,

техобслуговування, ремонту, модернізації), а також реконструкції й технічного переозброєння із застосуванням сучасних комутаційних апаратів і розподільного обладнання підвищеної надійності. Запити кінцевих споживачів повинні складати основу вимог до надійності та якості електропостачання як щодо продукції, так і стосовно послуг. Такий підхід відповідає інноваційній концепції розвитку електроенергетики Smart Grid, яка базується на системному перетворенні всієї енергосистеми; формуванні енергоінформаційної системи, подібної до інтернету; задоволенні інтересів усіх учасників енергетичного сектору.

Основними умовами забезпечення ключових вимог до нової електроенергетики є такі:

- задоволення інтересів споживача;
- проведення основних змін в управлінні
- за рахунок впровадження інтелектуальних систем;
- формування єдиної інформаційної структури.

Функціональні властивості електроенергетики для досягнення ключових вимог полягають у наявності активного споживача, що припускає можливість генерувати енергію та брати участь в енергосистемі у різних якостях; розширенні ринків електроенергії й потужності для кінцевого споживача.

Покращання контролю і управління мережами шляхом впровадження моніторингових телекомунікаційних технологій і систем дистанційного управління також буде сприяти забезпеченню безперебійної і безпечної роботи електромережі. Інтенсивний обмін даними допоможе покращити торгівлю електроенергією в режимі реального часу, уникнути неполадок, управляти активами, контролювати виробництво енергії і контролювати попит. Зокрема, установки інтелектуального обліку разом із системами управління попитом, зможуть зробити систему виробництва і завантаження мереж більш гнучкою та раціональною. Підвищення рентабельності та скоординованості систем збереження енергії високої потужності також буде відігравати важливу роль у підвищенні надійності постачання електроенергії.

З метою реалізації успішного переходу до «розумного» електропостачання оператори передавальних і розподільних мереж повинні розробити стратегії, спрямовані на ефективне вирішення проблем інтерфейсу, що виникатимуть у результаті такого переходу. Сучасна організаційно-господарська структура електроенергетики з наявністю в ній самостійних підприємств і значної кількості суб'єктів

ринку електроенергії актуалізує проблему забезпечення надійності ЄЕСУ в частині визначення меж відповідальності учасників ринку за надійність, правил взаємодії суб'єктів електроенергетики та учасників ринку електроенергії, технічної регламентації, формування й координації управління надійністю системи електропостачання в цілому.

Використання інформаційних технологій у всій електричній системі може кардинально змінити уяву, закладену в основу традиційної системи. Функції управління й генерації електрики можуть бути розподілені по всій енергетичній системі разом із добре погодженими «розумними» приладами і навантаженнями, здатними підлаштовуватися під режими електромереж, тим самим оптимізуючи роботу всієї системи. І нарешті, необхідно реалізовувати синергію з іншими мережними інфраструктурами: телекомунікаційними, транспортними і довкіллям, наприклад, з'єднання ліній електропередачі з інфраструктурами наземного транспорту, такими як залізничні й автомобільні дороги (European, 2008). Таким чином, в умовах ринкової економіки цільовим завданням ЄЕСУ є підвищення надійності та якості електропостачання споживачів усіх галузей матеріального виробництва і соціальної сфери з адаптацією рівня надійності до запитів споживачів, у тому числі й на міждержавному рівні.

Структура ПЕК України в цілому потребує змін з урахуванням світового досвіду і наявних умов енергетичного ринку. Очевидно, необхідно зупинити будівництво електростанцій великої потужності, збільшити кількість ТЕЦ, розвивати децентралізоване енергопостачання з використанням відновлюваних та інших нетрадиційних джерел енергії. Для реалізації цього напрямку структурної перебудови енергокомплексу потрібна модернізація (реконструкція) невеликих ТЕС і ТЕЦ там, де це можливо, а також упровадження енергозберігаючих технологій в енергоємних технологічних процесах різних виробництв, зокрема, металургійних, хімічних, виробництві будівельних матеріалів і конструкцій, у малій енергетиці тощо. Переваги комунальної і децентралізованої енергетики полягають ще й у тому, що для будівництва подібних енергооб'єктів необхідні менші капіталовкладення. Необхідно враховувати, що оптимальне відношення централізованої і децентралізованої енергетики, визначене на основі детального аналізу поточних техніко-економічних показників енергооб'єктів, згодом змінюється.

Великий потенціал енергозбереження мають комунальнопобутовий і житловий сектор, на частку яких припадає

близько 30 % споживання енергії. Тому особливої уваги заслуговує питання розташування об'єктів комунальної і децентралізованої енергетики. Необхідно враховувати, що найбільші втрати виробленої електроенергії мають регіони, віддалені від ТЕС і АЕС на значні відстані. Сюди належать і села України, до яких прокладені ЛЕП невисокої напруги (6 кВ, 10 кВ). За розрахунками фахівців США, передача електроенергії напругою 10 кВ на відстані, більші за 5 км, збиткова, виходячи з діючих тарифів, через високі питомі та абсолютні втрати енергії. Тому для спорудження сільських енергооб'єктів можна рекомендувати малі (міні- і мікро-) ГЕС, вітроелектричні установки, малі ТЕЦ на базі газотурбінних і дизельних електростанцій з використанням місцевих видів палива (біомаси, біогазу, генераторного газу та ін.). Загалом, під енергозбереженням варто розуміти ефективне використання енергії на кожному етапі її виробництва і перетворення. Це комплексна проблема, складна в науковому, технічному і соціальному плані, пов'язана з взаємозамінністю різних видів енергії, ефективністю і великою кількістю процесів перетворення, складністю їх фізичної реалізації і математичного моделювання і, нарешті, з різноманіттям і глобальністю екологічних проблем, що породжуються енергетикою й енергопостачанням.

6.2 Основною передумовою для застосування БПЛА будь-яких типів як засіб повітряного моніторингу ЛЕП

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

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

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

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

- ультрафіолетові камери (дозволяють отримувати дані про наявність поверхневої розрядної активності або коронних розрядів, що свідчать про порушення цілісності або забруднення ізоляторів, пошкодження грозозахисного троса тощо).

На сьогоднішній день, немає ультрафіолетових камер для установки на БПЛА літакового типу. Обстеження УФ камерами за допомогою коптерів можуть бути ефективними в окремих випадках. Електричні рухові установки (ЕД) менш вибагливі, не вимагають спеціального обслуговування та набагато надійніші, ніж установки з двигунами внутрішнього згоряння (ДВЗ).

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

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

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

6.3 Використання безпілотних літальних апаратів в енергетиці

При експлуатації ліній електропередачі (ЛЕП) виникають складнощі, які потребують своєчасного виявлення, а також впровадження заходів щодо їх своєчасного усунення. Найбільший розвиток щодо вирішення задач з обслуговування ЛЕП набув контроль об'єктів енергетики, який є пріоритетним і в Україні.

Вирішення вказаних питань потребує використання сучасних досягнень науки і техніки, новітніх інформаційно-вимірювальних технологій. Їх ефективність залежить від стану розроблення і застосування апаратно-програмних вимірювальних комплексів та систем. З розроблення систем моніторингу було запропоновано телеметричний контроль параметрів проводів ЛЕП, де струм у проводах ЛЕП є контрольованим параметром за допомогою телеметричного радіоканалу. До цього методу відноситься система дистанційного вимірювання струму у проводах з передачею вимірюваного значення по радіоканалу, яка захищена американським патентом (Remote measuring system). На базі чого пізніше було розроблено систему, в якій використовувалася транзисторна елементна база [1].

В даний час у всьому світі знаходять широке застосування різні системи моніторингу повітряних ЛЕП, що забезпечують системного оператора докладними відомостями про поточний стан повітряних кабельних мереж електропостачання. Система моніторингу складається з мережі вимірювальних блоків, пов'язаних через канал зв'язку з обладнанням на диспетчерському пункті. Диспетчерські пункти розташовані у вузлових точках мереж перерозподілу енергії. В даний час в них, як правило, використовуються системи SCADA, що

забезпечують обробку та інтерпретацію отриманих від вимірювальних блоків даних. У вимірювальний блок входять такі базові компоненти:

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

При діагностиці роботи ліній електропередачі звертають увагу на параметри: сила струму в електромережах; температури проводів; натяг проводів; критичне розхитування проводів; критичне провисання проводів; обмерзання проводів. Для забезпечення відстеження перелічених параметрів в системах моніторингу можуть використовуватися різні типи датчиків: для вимірювання струму в проводі (вимірювання струму здійснюється безконтактним методом, для чого використовуються датчики на основі ефекту Холла або котушки Роговського); температури проводів у прольоті; механічної напруги проводу в точках підвісу (тензодатчики) для вимірювання стріл провисання; вібраційних характеристик проводів (акселерометри). У сучасний період для передачі даних в системах моніторингу високовольтної лінії в основному використовуються безпроводні канали зв'язку – це GSM або ж ISM-радіомодеми, що працюють на частотах до 2,4 ГГц. GSM-модеми використовуються для передачі даних в системах моніторингу. У перших моделях можливості були обмежені передачею SMSповідомлень і даних в аналоговому режимі. Система GPRS реалізує пакетну комутацію на всьому протяжі каналу зв'язку, істотно оптимізуючи послуги передачі даних в мережах стандарту GSM. Вона практично миттєво встановлює з'єднання, що використовує мережеві ресурси і займає ділянку діапазону частот тільки в моменти фактичної передачі даних, що гарантує надзвичайно ефективне використання доступної смуги частот [2]. Кожна з систем відповідає вимогам контролю ЛЕП, які відрізняються за різноманітними параметрами та характеристиками. У статті розглянуто чотири системи контролю ЛЕП:

- система моніторингу “CAT-1”;
- безконтактні вимірювачі з OTML-модулем;
- система моніторингу стану повітряних ліній “DiLin”;
- система моніторингу стану проводів за допомогою безпілотних авіаційних комплексів (БАК).

Система моніторингу “CAT-1”. Однією з перших комерційних систем моніторингу стала система “CAT-1”, розроблена в 1991 р. американською компанією The Valley Group, Inc [2]. В даний час

у всьому світі використовується понад 300 систем моніторингу “САТ-1”. Система забезпечує моніторинг у реальному часі погодних умов і натягу проводів в точках кріплення до опор та працює при безпосередньому контакті модуля діагностики з електричними проводами, який монтується на опорі ЛЕП. Датчики вимірювання напруги проводів являють собою тензодатчики в корпусі з нержавіючої сталі з кріпильними отворами, що встановлюються між ізолятором і опорою. Основою тензодатчиків є вимірювальний перетворювач, ізольований від основної частини пристрою і захищений іскровим розрядником, він має захист від впливу електромагнітних полів і перехідних процесів. Для підключення до основного модуля датчики комплектуються спеціальним кабелем довжиною 24 метри. Основний модуль “САТ-1” складається з вологостійкого алюмінієвого корпусу з блоком електроніки, вбудованого модему, антен для передачі даних і кріпильних елементів. Модуль призначений для експлуатації в діапазоні температур навколишнього середовища $-40...+60$ °С [3,4]. Для безперервної роботи модуль використовує зарядний пристрій для 12 акумуляторних батарей та панелі сонячних батарей.

Безконтактні вимірювачі з ОТМЛ-модулем. ОТМЛ-модуль (Overhead Transmission Line Monitoring) – безконтактна система моніторингу ЛЕП, що конструктивно монтується на високовольтні проводи. Заміри сили струму в проводах та температури проводу проводяться в фіксованих точках. Дані вимірювань передаються в диспетчерський пункт, який обладнано системою “SCADA” через стандартний ІЕС-протокол (дані поступають через web-браузер) [5-7].

Вимірювання струму в проводі і живлення модуля здійснюється безконтактно. Живлення приладу здійснюється від енергії, одержуваної від проводу через струмовий трансформатор. Основні характеристики вимірювального ОТМЛ-модуля: - діаметр капсули 305 мм; - довжина 300 мм; - вага капсули 10 кг; - діапазон застосування на лініях ЛЕП до 420 кВ; - частота 50 Гц; - діаметр струмопровідного проводу 10-50 мм; - діапазон робочих струмів 50-1100 А; - діапазон вимірювання температури проводу $-40...+125$ °С; - діапазон робочих температур - $40...+70$ °С; - точність вимірювання температури до 1 °С; - GSM канал передачі даних (900/1900 МГц); - протокол передачі SMS/GPRS. Отримана енергія використовується для живлення всього пристрою, тобто зовнішніх джерел живлення не потрібно. Виміряні значення струму і температури прив'язані, таким чином, до конкретних координат положення блоку на ЛЕП та мітках точного часу. Вимірювач струму містить первинний перетворювач магнітного поля

в електричний сигнал на основі ефекту Холла, принаймні, одну керуючу польову систему типу метал-діелектричнапівпровідник, струмопровідну шину, сформовану в одному напівпровідниковому чіпі з первинним перетворювачем магнітного поля у вигляді плоскої металевої стрічки, ізольованою діелектричною плівкою від напівпровідника і навколишнього середовища, з контактами на кінцях. Затвор, принаймні, однієї з систем металдіелектрик-напівпровідник виготовлений з металу з високою магнітною проникністю, один кінець якого розташований над центральною частиною перетворювача магнітного поля, а інший розташований над вкритою діелектричною плівкою поверхнею струмопровідної шини та перекриває її. Система моніторингу і діагностики технічного стану повітряних ліній “DiLin”. Для моніторингу довгих і розгалужених мереж використовується система моніторингу технічного стану повітряних ліній “DiLin” [8]. Система моніторингу стану повітряних ліній “DiLin” забезпечує: - визначення поточної технологічної спроможності лінії забезпечувати підвищену пропускну здатність; - проведення оперативної оцінки стану ізоляції ЛЕП, виявлення дефектів, оцінки ступеня розвитку дефектів; - реєстрації перехідних процесів у лінії з метою точної локації місць виникнення дефектів вздовж лінії; - підготовки конкретних рекомендацій по плануванню і проведенню ремонтних робіт; - створення умов для комплексного аналізу роботи шляхів транзиту електричної енергії на основі прогнозування зміни технічного стану повітряних ліній. Система DiLin складається з трьох основних елементів:

1) DiLin-Sensor – первинні датчики системи моніторингу, монтовані на проводах контрольованої повітряної лінії. Вся зареєстрована і оброблена датчиками інформація передається в систему по радіоканалу.

2) DiLin-Observer – локальний центральний модуль системи моніторингу, призначений для збору інформації з первинних датчиків марки DiLin-Sensor. Монтується на кожній стороні лінії, збирає і передає інформацію в комп’ютер системи.

3) комплекс програм марки “DiLin-inv” – математичне забезпечення верхнього рівня, що об’єднує інформацію від локальних вузлів DiLinObserver, що реалізує комплексні діагностичні функції системи.

За допомогою датчика DiLin-Sensor, що монтується на проводах лінії, проводиться реєстрація і аналіз комплексної інформації про технічний стан ЛЕП:

- температура проводів ЛЕП;
- величина струму в лінії;
- механічні 3D коливання проводів;
- параметри навколишнього повітря
- температура і вологість;
- наявність обледеніння проводів;
- локація місць виникнення дефектів в лінії.

Датчик DiLin-Sensor виготовлений у вигляді циліндра, що монтується на проводах ЛЕП, має діаметр 200 мм і завдовжки 300 мм. Конструкція датчика DiLin-Sensor наведена на рис. 4.

Живлення всіх електронних компонентів датчика здійснюється від струму навантаження, що протікає у проводах ЛЕП. Для передачі зареєстрованої інформації “на землю” використовується стандартний радіоканал або GSM зв’язок. Вбудований датчик модуля радіозв’язку реалізує протокол ZigBee [9, 10]. Потужність передавача достатня для організації надійного зв’язку з максимальною відстанню між датчиками і базовим приладом DiLin-Observer до 1500 метрів.

Технічні параметри системи “DiLin”:

- робоча напруга лінії від 35 кВ;
- струм навантаження в лінії не менш 40 А;
- довжина контрольованої лінії до 100 км;
- частота імпульсів розрядів 0,5...15,0 МГц;
- похибка розрахунку місця дефекту ± 1 % довжини;
- діапазон робочих температур -40...+60 °С;
- габаритні розміри DiLin-Sensor 240x240x580 мм;
- маса датчика DiLin-Sensor 15 кг;
- розміри DiLin-Observer 520x435x230 мм;
- маса у шафі DiLin-Observer 25 кг.

Актуальною є науково-технічна проблема, що полягає у створенні теоретичних засад, розробленні та практичному застосуванні мобільних комп’ютеризованих інформаційно-вимірювальних систем (КІВС) контролю, що забезпечують дистанційне визначення характеристик довкілля просторово розгалужених об’єктів енергетики з використанням БАК [11]. Розв’язання цієї проблеми спрямоване на створення та практичне застосування нового класу мобільних КІВС для дистанційного контролю на базі БАК, що забезпечить використання можливостей сучасних технологій контролю та вимірювань в автоматизованому режимі, функціонування систем у важкодоступних місцях та за умов техногенної небезпеки, багатофункціональність (адаптацію) призначення за рахунок зміни

модулів сенсорних підсистем, проведення динамічних вимірювань у 3D просторових координатах.

Причинами, що викликають відключення ЛЕП, є такі ушкодження:

- пошкодження проводів – 56 %;
- пробій ізоляторів – 19 %;
- пошкодження опор – 15 %;
- пошкодження інших елементів ЛЕП – 10 %.

Для контролю характеристик довкілля просторово розгалужених об'єктів енергетики за останній час розроблені методи побудови КІВС на базі БАК [12]. При цьому основною складовою БАК є безпілотний літальний апарат (БПЛА).

Технічні характеристики розробленого БПЛА: злітна маса – 3,5 кг; маса планера – 1,5 кг; розмах крила – 1,8 м; довжина – 1,6 м; маса корисного навантаження ≤ 2 кг; час польоту з вантажем 1 кг ≤ 60 хв.; швидкість польоту 40–150 км/год; практична стеля ≤ 2000 м; час підготовки до польоту ≤ 10 хв.

Мобільна КІВС для контролю характеристик довкілля об'єктів задовольняє низці вимог: мобільності; дистанційності; безпеки життєдіяльності; можливості автономної роботи; переміщення сенсорів вимірювання фізичних величин у 3D просторі. Використання БПЛА мультироторного типу дає можливість зробити понад 1000 тепловізійних знімків вказаних об'єктів при висоті польоту БПЛА від 30 до 100 м. Також типові тепловізійні зображення ділянок ЛЕП дозволяють спостерігати зміну температури проводів, що зумовлено зміною струмових навантажень.

Практичне застосування БПЛА, на відміну від існуючих засобів, забезпечує швидке проведення дистанційного температурного моніторингу протяжних об'єктів ЛЕП у важкодоступних та небезпечних місцях. БПЛА можуть із заданою періодичністю проводити аерофотозйомку досліджуваних об'єктів в оптичному та інфрачервоному діапазонах і вимірювати напруженості їх електричних та магнітних полів. Безпілотні літальні апарати з вбудованим вогнеметом можуть використовуватись для усунення “засмічень”, що обтяжують лінії електропостачання. За допомогою визначення розподілу напруженості електричного та магнітного поля при роботі ЛЕП, отриманих в результаті вимірювань, а також достовірних схем систем захисту та електромережі складаються плани безпеки переміщення технічних працівників високовольтних підстанцій, а також розташування обладнання, яке особливо чутливе до можливого

електромагнітного впливу. За рахунок використання безпілотних літальних апаратів підвищиться безпека праці співробітників з обслуговування атомних електростанцій, зокрема з проведення висотних інспекцій роботи об'єктів та ліній електромережі, враховуючи сучасні вимоги з балансування енергосистеми. У наведеній нижче табл. 1 подано порівняння цих чотирьох систем моніторингу. Багатофункціональність системи означає її застосування не тільки для контролю ЛЕП, але також для моніторингу параметрів іншого електрообладнання. Спеціалізовані системи відповідають за збір та обробку інформації безпосередньо ліній електропередачі. Багатопараметровість означає відстеження декількох параметрів одночасно. З урахуванням наведених показників для систем, можливо вибрати найбільш доцільну систему контролю стану ЛЕП, яка буде відповідати вимогам моніторингу в реальних умовах для конкретних об'єктів. Слід також підкреслити, що усі сучасні системи контролю забезпечують безпеку процесу моніторингу для людини, що відповідає за проведення робіт по контролю стану ЛЕП.

Крім того, БПЛА можуть забезпечити моніторинг рослинності по ділянках ЛЕП, що спрощує проведення розрахунків для реалізації нових електроенергетичних проєктів. На БПЛА встановлені камери високої роздільної здатності, які фіксують найменші деталі. БПЛА охоплюють ділянку лінії в 10 кілометрів – по 5 в кожную сторону. БПЛА літають на висоті близько 100 метрів та проводять моніторинг стану повітряних високовольтних ліній для запобігання від ушкоджень. Це дозволяє персоналу АК “Харківобленерго”, перебуваючи на землі, за допомогою БПЛА відстежувати технічний стан елементів конструкцій [13].

Напрямки з розвитку та удосконалення систем контролю ЛЕП пов'язані з постійним зростанням загальної протяжності електромереж. З сучасних методів діагностики стану ЛЕП за багатофункційністю до найбільш перспективних відноситься системи моніторингу з використанням безпілотних літальних апаратів. При цьому використовується не тільки контроль стану ЛЕП, а також відбувається реєстрації часткових розрядів оптичною реєстрацією за допомогою тепловізорів.

6.4 Підвищення надійності систем електропостачання за рахунок впровадження БПЛА

В Україні використовують значну кількість об'єктів енергетики, які потребують постійного нагляду. Для виконання таких обов'язків

функціонують системи телеметрії й бригади обходчиків. Останнім часом оновлення технічних систем проходить низькими темпами, тому рівень зношуваності обладнання зростає [1, 4, 5, 8]. Високий рівень зношуваності призводить до зростання вірогідності аварійних станів, через які системи вимикають. Ситуація посилюється ще й тим, що штат оперативного персоналу потрібно збільшувати для обслуговування зношених систем, але енергокомпанії не тільки не збільшують штатні розклади оперативного складу, а навіть скорочують його, тому для підтримання енергосистеми в робочому стані необхідно розробити нові технології [2, 3], що дозволять, не збільшуючи кількість персоналу, підвищити вірогідність визначення місця аварії, її характер.

Серед усіх об'єктів енергетики України розглянуто такі:

- об'єкти генерації (гідроелектричні станції, теплові станції, атомні станції);
- станції перетворення енергії;
- електричні мережі.

Залишковий ресурс: Сумарне напрацювання об'єкта від моменту контролю його технічного стану до переходу в граничний стан, залишковий ресурс (залишкове напрацювання до відмови, залишковий термін служби) є індивідуальними показниками надійності (довговічності, безвідмовності), що відображають фактичну тривалість експлуатації певного об'єкта до моменту, коли об'єкт досягне граничного стану, відмовить або подальша експлуатація об'єкта стане недоцільною. Правила доцільності побудовані за економічними критеріями й критеріями безпеки.

Граничний стан об'єкта може характеризуватися:

- переходом невідновного об'єкта в непрацездатний стан;
- зниженням ефективності використання об'єкта внаслідок погіршення надійності;
- економічною недоцільністю подальшої експлуатації;
- моральним старінням апаратури й устаткування

Відповідно до нормативу (ГОСТ 27.502-83), існує необхідна кількість оглядів і ремонтів для обладнання. Нормована кількість оглядів зумовлена вимогами надійності. Із цих нормованих трудовитрат вираховують кількість персоналу необхідного для обслуговування певної системи або обладнання. Розрахунок кількості оглядів виконують за нормативними документами (наприклад, ГОСТ 27.502- 83)

Під час розрахунку визначають мінімальний обсяг статистичної інформації, за яким із необхідною вірогідністю можна одержати показники надійності елементів системи електропостачання.

Відповідно до ГОСТ 27.502-83, методи визначення мінімального числа об'єктів спостережень можуть бути параметричними (за умови відомого виду закону розподілу досліджуваної випадкової величини) і непараметричними (вид закону розподілу невідомий).

Українська енергосистема має значне зношення обладнання [1, 4, 6, 7], тобто система оглядів на сьогодні не дозволяє забезпечити необхідний рівень безвідмовної роботи. Як вихід із цієї ситуації пропонуємо ввести моніторинг ЛЕП за рахунок БПЛА. Частота обльотів лінії може бути частішою, аніж обходи бригад лінійного персоналу: завдяки цьому зменшується Δ Авар(t) і досягається необхідний рівень надійності системи.

Запропоноване рішення відповідно до запланованого обсягу обслуговування ЛЕП розрахункова потреба в БПЛА становить 1 комплекс на 150 км ЛЕП. Вартість одного комплексу БПЛА складається із вартості квадрокоптера і обладнання. Квадрокоптер DJI Matrice 210 RTK V2 Combo, за даними [9], становить більше 300 тис. грн.

Для виконання робіт за допомогою БПЛА необхідно найняти (перепідготувати) працівника із навичками пілотування й обслуговування такого обладнання.

6.5 Визначення параметрів ЛЕП за допомогою БПЛА з технологією лідарного сканування

Принцип роботи лазерного сканера схожий на радіолокацію. Лідар (LiDAR – Light Detection and Ranging) випромінює лазерні промені, які в свою чергу відбиваються від наземних об'єктів. Прилад вимірює проміжки часу між виходом і поверненням сигналу. За ними визначається довжина шляху, пройденого променями.

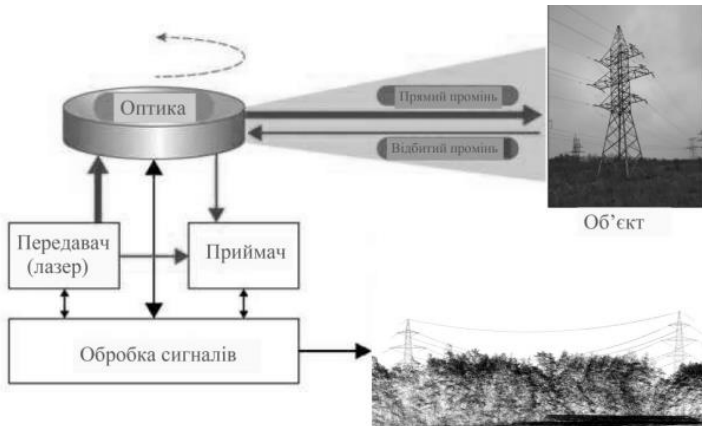


Рисунок 6.1 – Схема роботи лідара

Для виконання даних робіт, передусім, ми маємо обрати БПЛА, всього їх можна розбити на більш ніж критеріїв за призначеннями, типами і т.д., але ми зупинимося на типу «дрон». БПЛА даного типу є кращим вибором для визначення параметрів ЛЕП, і основною перевагою є маневреність – дрони є більш «проворними», їм не потрібно витрачати багато часу на розвороти та інші маневри, в порівнянні з БПЛА літакового типу; також, при роботах з ЛЕП потрібна висока маневреність БПЛА, щоб не зіткнутися з дротами під напругою, при детальних обстеженнях опор;

Метод виконання робіт полягає в тому, що БПЛА технологією лідарної зйомки сканує лінію електропередачі. Для цього спочатку необхідно в спеціалізованому ПЗ задати ділянку вишукувань та прокласти маршрути. Зазвичай, ПЗ автоматично генерує їх, але для кращого результату можливо розглянути такий спосіб прокладання маршрутів: По-перше: заліт має виконуватися по різні сторони від осі лінії електропередачі, наприклад в одну сторону дрон робить заліт зліва від осі ЛЕП, а як повертається – по правій;

По-друге: заліт можливо виконати на різних висотах, тобто потрібен один заліт вище опори, щоб зісканувати верхню частину, і ще один нижче нижньої полиці опори, на висоті 5-7 м. Це дозволить зісканувати опори з-під низу, що в свою чергу дозволить повністю розглянути низ полиць та ізоляторів. Але, для того щоб виконати заліт таким чином, камера для лідарного сканування мусить мати великий

вертикальний кут сканування, або спеціально встановлена. Далі ми отримуємо хмару точок.

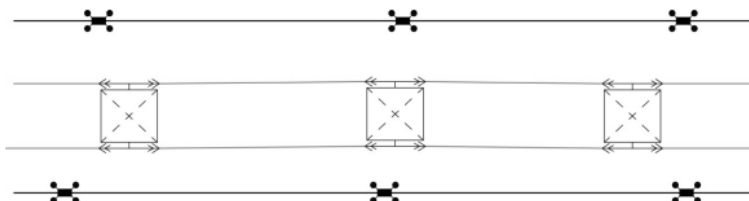


Рисунок 6.2 – Схема зальоту БПЛА в плані

Після обробки цих результатів в спеціалізованому ПЗ, ми зможемо виконувати прості виміри по даній хмарі точок, наприклад в ПЗ AutoCad ReCap – такі як відстані та кути. Для більшого діапазону операцій, потрібно обробити дану хмару точок в такому ПЗ як AutoCad Revit чи йому подібні, в результаті отримуємо вже не хмару точок, а повноцінну 3-D модель.

Для аналізу ефективності порівнюємо два різних методи – звичайний наземний за допомогою електронного тахеометра та за допомогою БПЛА з технологією лідарного сканування.

Метод лідарного сканування можливо використовувати для виявлення поточних відхилень ЛЕП, та проектувати наступний детальний моніторинг опор ЛЕП які в аварійному стані чи близькому до нього наземними методами.

Швидкість виконання камеральних робіт залежить від маневреності – дрони є більш «проворними», їм не потрібно витрачати багато часу на розвороти та інші маневри, в порівнянні з БПЛА літакового типу; також, при роботах з ЛЕП потрібна висока маневреність БПЛА, щоб не зіткнутися з дротами під напругою, при детальних обстеженнях опор; Метод виконання робіт полягає в тому, що БПЛА технологією лідарної зйомки сканує лінію електропередачі. Для цього спочатку необхідно в спеціалізованому ПЗ задати ділянку вишукувань та прокласти маршрути. Зазвичай, ПЗ автоматично генерує їх, але для кращого результату можливо розглянути такий спосіб прокладання маршрутів: По-перше: заліт має виконуватися по різні сторони від осі лінії електропередачі, наприклад в одну сторону дрон робить заліт зліва від осі ЛЕП, а як повертається – по правій.

По-друге: заліт можливо виконати на різних висотах, тобто потрібен один заліт вище опори, щоб зісканувати верхню частину, і ще один нижче нижньої полиці опори, на висоті 5-7 м. Це дозволить зісканувати опори з-під низу, що в свою чергу дозволить повністю розглянути низ полиць та ізоляторів. Але, для того щоб виконати заліт таким чином, камера для лідарного сканування мусить мати великий вертикальний кут сканування, або спеціально встановлена. Далі ми отримуємо хмару точок.

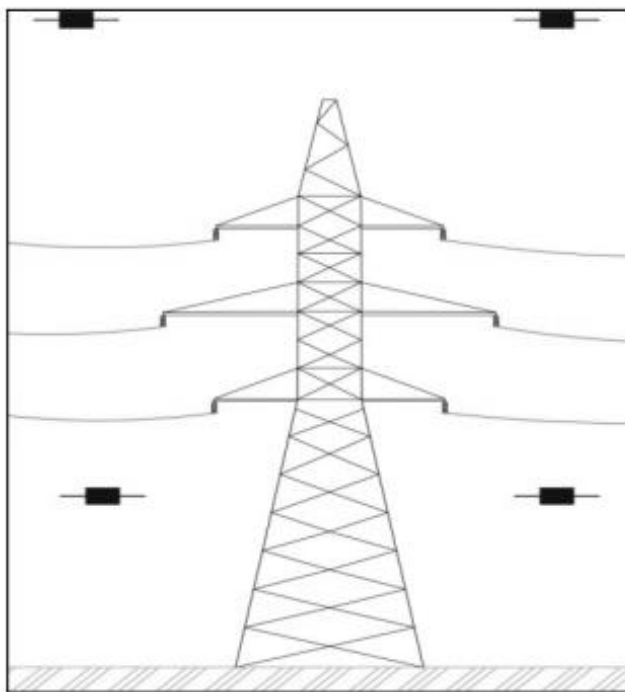


Рисунок 6.3 – Схема зальоту БПЛА в профілі

Після обробки цих результатів в спеціалізованому ПЗ, ми зможемо виконувати прості виміри по даній хмарі точок, наприклад в ПЗ AutoCad ReCap – такі як відстані та кути. Для більшого діапазону операцій, потрібно обробити дану хмару точок в такому ПЗ як AutoCad Revit чи йому подібні, в результаті отримаємо вже не хмару точок, а повноцінну 3-D модель.

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Для аналізу ефективності порівняємо два різних методи – звичайний наземний за допомогою електронного тахеометра та за допомогою БПЛА з технологією лідарного сканування:

1 – в електронних тахеометрів точність буде значно вищою, але, для одноразового/першого моніторингу, точність лідару достатня. Метод лідарного сканування можливо використовувати для виявлення поточних відхилень ЛЕП, та проектувати наступний детальний моніторинг опор ЛЕП які в аварійному стані чи близькому до нього наземними методами.

2 – швидкість виконання приведена за польові роботи базуючись на власному досвіді. Швидкість виконання камеральних робіт залежить від багатьох факторів, таких як: ПЗ, досвід фахівця, тривалість робочого дня, загрузка фахівця та ін., тому достовірно прорахувати неможливо.

3 – для наземного методу потрібно мінімум 2 людини для польових робіт та 1 для камеральних, якщо обробка польових робіт буде робитися паралельно польовим вишукуванням; для лідарного сканування достатньо 1 фахівця, але враховуючи специфіку та новітність робіт може знадобитися ще 1 фахівець окремо на камеральні роботи.

4 – вартість виконання робіт для наземного методу прораховується за Збірником Цін 1982р., з врахуванням коефіцієнту за інфляцію; для лідарного ж сканування прорахувати вартість робіт за ним неможливо, тому ціни носять договірний характер, і як правило їх роблять дешевшими ніж наземні методи в зв'язку з меншим затратом людино-днів.

5 – вартість сучасного електронного тахеометра достатнього для моніторингу ЛЕП складає до 300 000,00 грн., а от вартість БПЛА камерою для лідарного сканування і камерою для знімання (окремо; для того щоб отримати 3-D модель в природних кольорах) та ПЗ, складатиме більше 2 000 000,00 грн.

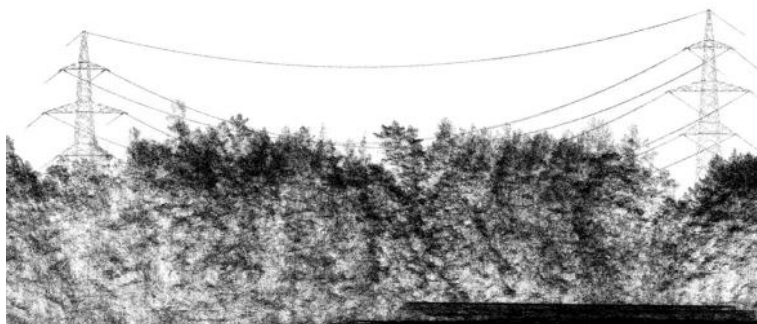


Рисунок 6.4 – Приклад 3-D моделі

Проблематика. Звісно ж першою проблемою на шляху фахівця, який хоче працювати методом лідарного сканування є його вартість. Далеко не кожна геодезична організація має змогу придбати прилади для даного методу та ПЗ до нього, яке до того ж вартує сотні доларів на рік. Наступною проблемою є відсутність кваліфікованих фахівців. На сьогоднішній день, в Україні технології лідарного сканування тільки набирають оберти, і всі фахівці, які зараз є в Україні, а їх дуже мало, вчать самостійно – на практиці при використанні цих технологій і спілкуючись як з фірмою – продавцем обладнання так і з іноземними колегами. Знайти фахівця скажімо після випуску з університету неможливо, так як там цього не навчають, і з цього впливає наступна проблема. Неякісна освіта – на жаль, зараз освіта в Україні не носить інноваційний характер, якщо раніше всі нові технології йшли від університетів, де відразу і викладалися, то зараз все сучасне знання лежить в головах інженерів-практиків, які зіткнулися з новими технологіями, методами, приладами та освоїли їх, і тепер являються справді фахівцями, а студенти на-жаль після випуску не мають ніякого уявлення про сучасну інноваційну геодезію.

Описуючи проблеми інноваційних методів, неможливо не затронуть державу. Наступна проблема існує на державному рівні – відсутність сучасних ДБН чи ДСТУ чи інших нормативних документацій для лідарного сканування (та і сканування в цілому) відсутня взагалі, і чим керуватися при роботах та як ці самі роботи мають контролюватися незрозуміло.

Така ж ситуація зі складанням кошторису, до сьогоднішнього дня всі вишукувальні роботи (геодезія, геологія, гідрографія, проектування і т.д.) керуються Збірником Цін 1982р., як оцінювати роботу – невідомо,

тому все носить договірний характер, що часто спонукає багатьох до демпінгу. І останньою проблемою в цьому списку, але не по значенню, є використання результатів лідарного сканування – для чого виконується визначення параметрів ЛЕП? Щоб виявити відхилення від проекту чи норми. Відхиленнями можуть бути крени, деформації, тріщини, натяг дротів і т.д. Розглянемо наприклад натяг дротів. Інженер-геодезист після виконання робіт надає проектувальнику результат – а саме 3-D модель (або ж хмару точок). І тут ми стикаємося з проблемою – інші супутні фахівці не вміють використовувати ці дані. Дані, які є набагато повніші, доцільніші, кращі – при чому не вміють їх використовувати ні «бувалі» проектувальники яким за 40, ні молоді фахівці яким до 25. І виходить, що дані немає кому використовувати, тому що всі вміють працювати тільки в 2-D просторі, а не 3-D.

Висновки. Отже, в результаті опрацювання сучасних публікацій та аналізі переваг даного методу та існуючої проблематики, можна зробити висновок, що метод визначення параметрів ЛЕП за допомогою БПЛА з технологією лідарного сканування є інноваційним на сьогоднішній день, і попри якість та повноту інформації яку він може забезпечити, він ще не користується великим попитом; але, з надією на впровадження ВІМ технологій в майбутньому, на підготовку кваліфікованих фахівців та подальшою роботою з БПЛА цей метод може повністю замінити не тільки попередній моніторинг ЛЕП, але й топографо-геодезичні вишукування, які виконують для реконструкції чи нового будівництва, адже при виконанні робіт по 3-D скануванню для цілей з попереднього моніторингу, ми автоматично отримуємо заміну топоплану.

Завдання моніторингу ЛЕП

Трек моніторинг коридору:

- Система спостереження та аналізу стану маршруту ЛЕП.
- Виявлення пошкоджень, відхилень та потенційних проблем.

Моніторинг стану частин вежі:

- Локальний стан: пошкодження ізоляторів, дротяних затискачів, антивібраційних молотків.

- Виявлення дефектів, деформацій та пошкоджень блискавкозахисту.

- Швидке знаходження несправностей для технічного обслуговування.

Онлайн-моніторинг:

- Постійний або регулярний збір та аналіз даних про стан ЛЕП в режимі реального часу.

- Прогнозування навантаження та оцінка динамічної пропускної здатності ЛЕП.

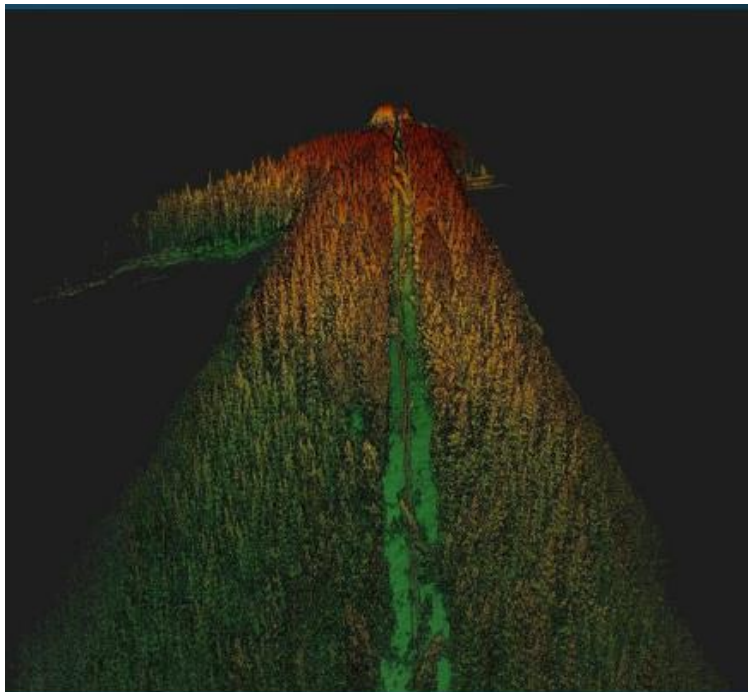


Рисунок 6.4 – Тривимірна карта ЛЕП створеної за допомогою використання технології LiDAR

Переваги LiDAR для моніторингу ЛЕП:

Точне вимірювання відстаней:

- Вимірює відстані між лініями електропередач та рослинністю
- Допомогає ідентифікувати проблемні ділянки.

Вимірювання профілів проводів:

- Виявляє та виправляє провисання ліній.
- Корисно в районах з високою щільністю трафіку.

Моніторинг після штормів:

- Швидко виявляє нахилені до ліній дерева.

Швидкість та ефективність:

- Швидкий збір даних, охоплює 100 га за 2 години з точністю до

1 см.

Економічна ефективність:

- Знижує витрати на робочу силу до 50%.

Підвищення безпеки та зниження ризиків:

- Виявляє потенційні небезпеки для ЛЕП.

- Особливо важливо для високовольтних ліній.

Інтеграція з іншими технологіями:

- Дані можуть бути інтегровані з іншими картографічними даними для більш детального аналізу.

Реалізація моніторингу ЛЕП за даними лідарного знімання після автоматичної та ручної класифікації

1. Охоронна зона ЛЕП:

- Розміри охоронної зони в межах об'єкта відповідають вимогам правил охорони електричних мереж, зазначеним у № 457 від 09.05.2023 року показує візуалізацію охоронної зони навколо ЛЕП, що допомагає у визначенні її розмірів та відповідності встановленим вимогам.

2. Відстань від верху дерев до проводів:

- Виявлено, що відстань по вертикалі від верху крон дерев до проводу повітряної лінії електропередачі перевищує 2 метри, що потребує корекції для уникнення можливих аварій демонструє дерева, які перевищують цю норму висоти та потребують уваги.

3. Будівництво поблизу ліній електропередач :

- Згідно правил охорони електричних мереж, будівництво будь-яких будівель під лініями електропередач не допускається.

4. Стан елементів мережі:

- Усі опори, ізолятори, відтяжки, траверси та провідники перевірені і знаходяться у робочому стані.

5. Стріла провисання проводу:

- Виявлено провідник з великою стрілою провисання, що знаходиться у небезпечній зоні над річкою демонструє місце провисання стріли та допомагає в оцінці стану та необхідності вжиття заходів.

6. Векторна модель для моніторингу: розроблена векторна модель для легшої перевірки деталей та виявлення несправностей у всіх елементах мережі.

6.6 Оцінка економічної ефективності застосування БпЛА для обслуговування ЛЕП

У процесі експлуатації повітряних ліній електропередачі можуть виникати складнощі, спричинені різними факторами. З метою

КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

виявлення дефектів та несправностей періодично проводяться огляди ПЛЕП. Огляд – це зорова перевірка стану повітряної лінії. Верховим називається огляд з підйомом на опору. Для ПЛ різного рівня напруги складаються спеціальні графіки обстежень, з частотою:

- 1 раз на рік у всій довжині лінії;
- верхові огляди, 1 раз на 10 років для ліній з рівнем напруги вище

35 кВ;

- верхові огляди, 1 раз на 5 років для ліній з рівнем напруги вище 35 кВ, що перебувають понад 20 років в експлуатації, або в зонах з підвищеним забрудненням;

- верхові огляди проводяться за потребою для ліній з рівнем напруги 0,38 - 20 кВ.

Забезпечення безпечної роботи персоналу є основним аспектом у енергетичній галузі. І тому впроваджуються нововведення, зокрема використання БПЛА. Безпілотний літальний апарат використовується при плановій діагностичній роботі та аварійно-відновлювальних роботах. Також при використанні дрону можна здійснювати верховий огляд повітряної лінії, тим самим зменшуючи ймовірність травматизму робочого персоналу під час робіт на висоті. Також використання дрону дозволяє проводити огляд у найвіддаленіших і важкодоступних місцях.

Огляд повітряних ліній електропередач за допомогою БПЛА допоможе виявити наступні несправності ПЛЕП: неприпустиме провисання дроту у прольоті, пошкодження дроту, у тому числі й обрив дроту, утворення корозії на металевих опорах, дефекти залізобетонних опор, відхилення опори від вертикалі, просідання ґрунту навколо опори, забруднення та руйнування 104 ізоляторів, розворот траверси на опорі. Так само можна за допомогою дронів спостерігати наявність або відсутність рослинних чагарників та несанкціоновану діяльність сторонніх осіб у охоронній зоні. Поширеними для використання БПЛА для обстеження ПЛЕП є "Геоскан 401" (а), "Геоскан 101" (б), "Геоскан 201", (в) компанії "Геоскан" та "Птеро - G0" (г). В табл. 6.1 наведено технічні характеристики марок БПЛА, що розглядаються.

На сьогоднішній день існує кілька способів контролю стану ПЛЕП, наприклад:

1. Піші обходи ліній – поки найпоширеніший в Україні, але водночас трудомісткий метод. У важкодоступній місцевості цей спосіб може становити загрозу безпеці робітника, персоналу, для деяких районів застосування даного методу не є можливим.

**КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ
ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

2. Обльоти ліній на гелікоптері – зазвичай проводяться без використання спеціального обладнання, тому ефективність даного методу обмежується досвідом та гостротою зору спеціаліста

3. Обстеження ліній БПЛА – метод досить нещодавно використовується в Україні, хоча в інших країнах вже накопичився певний досвід використання БПЛА.

З цих способів контролю найбільш ефективними на даний момент є піший обхід лінії та обстеження ліній БПЛА. Нижче наведено економічне порівняння двох способів контролю стану ВЛЕП (табл. 6.1).

Таблиця 6.1 – Основні технічні характеристики БПЛА

Марка	«Геоскан 401»	«Геоскан 101»	«Геоскан 201»	«Птеро-G0»
Час польоту	До 1 години	До 1 години	До 3 годин	До 8 годин
Максимальна довжина польоту	24 км	Від 70 км	10 км	До 800 км
Площа знімання за 1 політ	2-6 км ²	3-9 км ²	7-22 км ²	60-100 км ²
Максимально допустима швидкість вітру	До 10 м/с	До 12 м/с	До 12 м/с	До 15 м/с
Швидкість в польоті	0-50 км/год	25-125 км/год	25-140 км/год	85-115 км/год
Максимальна маса при злітанні	9,5 кг	3,1 кг	8,5 кг	20 кг
Максимальна маса корисного навантаження	2 кг	0,8 кг	1,5 кг	5 кг

**КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ
ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

Вид двигуна	Електричний	Електричний, колекторний	Електричний, колекторний	Двигун внутрішнього згорання
Мінімальна безпечна висота при польоті	10 м	100 м	100 м	80 м
Максимальна висота при польоті	500 м	4000 м	4000 м	3000 м
Час підготовки до злітання	5 хв	10 хв	10 хв	15 хв
Температура експлуатації	Від -20 до +40 °С	Від -20 до +40 °С	Від -20 до +40 °С	Від -30 до +40 °С
Вартість, в тис грн	610,5	362,6	621,6	1517

Таблиця 6.2 – Оцінка економічної ефективності під час використання БПЛА для огляду ПЛЕП

Параметр	Піша група	«Геоскан 401»	«Геоскан 101»	«Геоскан 201»	«ПтероG0»
Чисельність робочої групи	3	2	2	2	2
Заробітна плата, грн	10847	10847	10847	10847	10847
Групи за місяць	32541	21694	21694	21694	21694
Групи за день	4244	1886	1886	1886	1886
Кількість робочих годин в день, год	8	5	5	5	5
Швидкість огляду, км					
За годину	2	24	70	85	115
За день	16	72	210	210	500
Вартість БПЛА, грн	-	610500	362600	621600	1517000
Вартість експлуатації БПЛА	-	-	-	-	-
При 500 злетах/посадках (250 днів)	-	203500	120866	207200	505667
Впродовж 1 дня	-	814	483	828	2023

За розрахованими значеннями можна сказати, що використання БПЛА в кілька разів економічно ефективніше обстеження наземною групою, але в розрахунках була максимізована зайнятість БПЛА у діагностиці ПЛЕП, тому отримані значення мають скоріше орієнтовний характер. Використання БПЛА раціональніше у важкодоступних районах, з великою довжиною ліній.

Контрольні питання до глави 6

1. Які є економічні аспекти підвищення надійності електропостачання?
2. Що є основною передумовою для застосування БПЛА будь-яких типів як засіб повітряного моніторингу ЛЕП?
3. Які є особливості використання безпілотних літальних апаратів в енергетиці?
4. Яким чином можна підвищити надійності систем електропостачання за рахунок впровадження БпЛА?
5. Які особливості визначення параметрів ЛЕП за допомогою БпЛА з технологією лідарного сканування?
6. Які показники економічної ефективності застосування БпЛА для обслуговування ЛЕП?

**СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ТА РЕКОМЕНДОВАНОЇ ДЛЯ
КОРИСТУВАННЯ ЛІТЕРАТУРИ:**

1. *World Energy Outlook – 2025*, OECD/IEA, Paris.
2. Кудря С.О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії. Підручник. К.: НТУУ КПІ, 2012.
3. Звіт Global Bioenergy Statistics 2021, World Bioenergy Association - worldbioenergy.org
4. Міжнародне Енергетичне Агентство - iea.org
5. <https://dieret.rea.org.ua/uk/biomass-energy.html>
6. Bertani R. Geothermal Power Generation in the World 2010–2014 Update Report. World Geothermal Congress 2015. (19–25 April 2015, Melbourne, Australia).
<https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2015/01001.pdf>.
7. World Geothermal Congress 2015. Media Portal.
<http://www.geothermalpress.com/>.
8. Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation. The World Bank. Technical Report 002/12, 72828. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP).
<http://documents.worldbank.org/curated/en/396091468330258187/pdf/728280NWP0Box30k0TR0020120Optimized.pdf>.
9. <http://dspace.nbu.gov.ua/bitstream/handle/123456789/109877/1/0-Dolinskiy.pdf?sequence>
10. Енергетична стратегія України на період до 2030 року. Схвалена Розпорядженням КМУ №1071 від 24.07.2013.
<http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/n0002120-13/para3#n3>
11. Закон України «Про ринок електричної енергії»
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text>
12. EU Energy in Figures. Statistical Pocketbook 2014.
13. Матеріали Міжнародної Асоціації централізованого енергопостачання (International District Energy Association)
<http://www.districtenergy.org/blog/2015/07/14/13939/energiewende-2050-targets-schope-2015-chart/>
14. Renewables 2015. Global Status Report
<http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>
15. IRENA (2014), REmap 2030: A Renewable Energy Roadmap, June 2014.
http://www.irena.org/remap/IRENA_REmap_Report_June_2014.pdf
16. RE-Thinking 2050. A 100% Renewable Energy Vision for the European Union. EREC, 2010.

http://www2.warwick.ac.uk/fac/soc/csgr/green/foresight/energyenvironment/2010_erec_rethinking_2050.pdf

17. World Energy Scenarios. Composing energy futures to 2050. Prepared by World Energy Council, 2013.

18. https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/World-Energy-Scenarios_Composing-energy-futures-to-2050_Full-report.pdf

19. Енергетичний баланс України за 2019 рік. Експрес-випуск Державної служби статистики України від 28.11.2019 № 510/0/08.4вн-14.

20. Постанова КМУ № 902-р від 01.10.2104 «Про Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року» <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/902-2014-%D1%80>

21. Energy Strategy 2050 - from coal, oil and gas to green energy (Denmark), 2011. <http://www.efkm.dk/sites/kebmin.dk/files/news/from-coal-oil-and-gas-to-green-energy/Energ%20strategv%202050%20web.pdf>

22. Кузьмінський Є.В., Колбасов Г.Я., Тевтуль Я.Ю., Голуб Н.Б. Нетрадиційні електрохімічні системи перетворення енергії. Фото-, термо- та біопаливні елементи. – Чернівці: Рута. – 2003. – 95 с.

23. O'Hayre R., Cha S-W., Colella W., Prinz V. F. Fuel Cell Fundamentals. – John Wiley & Sons, Hoboken, NJ. – 2009. – 576 p.

24. Васильєв О.Д., Баклан В.Ю., Макодей Ф.В. Керамічні паливні комірки: український досвід // Вісник Одеського національного університету. – 2010. – Хімія. – Т. 15, вип. 3. – С. 98–106.

25. Мельник Л.Г., Карінцева О.І., Сотник І.М. Економіка енергетики: Навч. посібник. - Суми: ВТД „Університетсь- ка книга", 2006. - 238 с.

26. Renewables 2015. Global Status Report <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>

27. IRENA (2014), REmap 2030: A Renewable Energy Roadmap, June 2014.

http://www.irena.org/remap/IRENA_REmap_Report_June_2014.pdf

28. A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050. COM(2011) 112 final, 8.3.2011 <http://eurlex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:5db26ecc-ba4e-4de2-ae08-dba649109d18.0002.03/D0C1&format=PDF>

29. Денисюк С. П. Технологічні орієнтири реалізації концепції smart grid в електроенергетичних системах/П. Денисюк.//Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2014. – С. 7–20.

30. Technology Roadmap Smart Grids. – Paris: OECD/IEA, 2011. – 52 p.

31. Олійник Ю.С. Управління енергозбереженням та енергоспоживанням на промислових господарських підприємствах/Ю.С. Олійник// Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка: зб. наук. праць – Харків, 2016. - №176 – С. 87-88.

32. Smart Grids and Energy Storage Bottled Sunlight [Електронний ресурс] // Pictures of the Future. – 2014. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.siemens.com/innovation/en/home/pictures-of-the-future/energy-and-efficiency/smart-grids-and-energy-storage-bottled-sunlight.html>.

33. World's Largest Fuel Cell Plant Opens in South Korea [Електронний ресурс] // Power. – 2014. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.powermag.com/worlds-largest-fuel-cell-plant-opens-in-south-korea/>.

34. SDG&E and Sumitomo unveil largest vanadium redox flow battery in the US [Електронний ресурс] // Energy Storage. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.energy-storage.news/news/sdge-and-sumitomo-unveil-largest-vanadium-redox-flow-battery-in-the-us>.

35. A Hybrid Approach to Energy Storage [Електронний ресурс] // Electronic Design. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.electronicdesign.com/power/hybrid-approach-energy-storage>.

36. Creating renewable energy storage out of hot air [Електронний ресурс] // New atlas. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <https://newatlas.com/ricas-2020-aa-compressed-air-energy-storage/48661/>.

37. Hybrid energy storage systems for renewable energy applications. // ELSEVIER. – 2015. – №73. – С. 103–111.

38. A novel use of the hybrid energy storage system for primary frequency control in a microgrid / [L. Jianwei, Y. Qingqing, Y. Pengfei та ін.]. // ELSEVIER. – 2016. – №103. – С. 82–87.

39. Wenlong J. Battery-supercapacitor hybrid energy storage system in standalone DC microgrids: areview / J. Wenlong, H. Chean, H. Shung. // IEEE. – 2017. – №11. – С. 461 – 469.

40. Design and new control of DC/DC converters to share energy between supercapacitors and batteries in hybrid vehicles / M. Camara, H. Gualous, F. Gustin, A. Berthon. // IEEE. – 2008. – №57. – С. 2721– 2735.

41. Jiang Z. A compact digitally controlled fuel cell/battery hybrid power source / Z. Jiang, R. Dougal. // IEEE. – 2006. – №53. – С. 1094–1104.

42. Hybrid energy storage systems and control strategies for stand-

alone renewable energy power systems / [L. Chong, Y. Wong, R. Rajkumar та ін.]. // ELSEVIER. – 2016. – №66. – С. 174–189.

43. Modelling and Simulation of Standalone PV Systems with Battery-supercapacitor Hybrid Energy Storage System for a Rural Household / W. C. Lee, W. W. Yee, K. R. Rajprasad, I. Dino. // ELSEVIER. – 2016. – №107. – С. 232–236.

44. Нерубацький В. П., Палхтій О. А., Машура А. В., Гордієнко Д. А. Аналіз технічних характеристик акумуляторних батарей і систем заряджання електромобілів Інформаційно – керуючі системи на залізничному транспорті ІКСЗТ, 2019 №6 с. 11-19.

45. В.А. Маляренко, Л.В. Лисак Енергетика, довкілля, енергозбереження. /Під заг. ред. проф. В. А. Маляренка, Х.: Рубікон, 2004. – 368 с.

46. The Future of Hydrogen Seizing today’s opportunities, IEA, 2019.

47. Solar Panel Splits Water to Produce Hydrogen,
<https://spectrum.ieee.org>, Mar’19.

48. Japan team evaluates battery-assisted low-cost hydrogen production from solar energy, <https://www.greencarcongress.com>, Feb’19.

49. <https://avenston.com/articles/hydrogen-future/>

50. <https://e-auto.in.ua>

51. <https://sp-rent.com.ua/news/358-xcmg-vypuskaet-bespilotnyy-elektricheskiy-karernyy-samosval.html>

52. <https://avenston.com/solutions/bess/>

53. <https://doi.org/10.31734/agroengineering2019.23.106>

54. <https://www.railway.supply/uk/akumulyatorna-tyaga-na-zalizniczi/>

55. <https://energyukraine.org/wp-content/uploads/2018/05/Otchet-MGES2.pdf>

56. <https://uhe.gov.ua/diyalnist/gidroenergetika>

57. <http://energetika.in.ua/ua/books/book-5/part-1/section-2/2-4>

58. ПУЕ:2011 Правила улаштування електроустановок

59. Aspects of implementation of intelligent control systems at infrastructure, energy and transport facilities. Monograph / S. M. Boiko, Kasatkina I. V., Beridze T. M., Zhukov O. A., Nozhnova M. O. – Warsaw: iScience Sp. z.o.o. – 2024. – 204 p.

60. Джерела живлення, накопичення електричної енергії та альтернативні енергоресурси для транспортних засобів. Навчальний посібник / І.В. Касаткіна, С.М. Бойко, С.Я. Вишневський – Варшава: iScience Sp. z.o.o. – 2023. – 140 с.

61. Бойко С.М., Касаткіна І.В., Данілін О.В. Аспекти ре-

конфігурації систем електропостачання при впровадженні джерел розосередженої генерації в умовах розподільчих мереж підприємств. Вісник Криворізького національного університету. Випуск 56. Кривий ріг 2023 С. 191-195.

62. Сінчук О. М., Бойко С. М., Жуков О. А., Сьомочкін А.Б., Риков Г. Ю. Аналіз сучасного стану та перспектив коригування енергетичного балансу підприємств гірничовидобувної галузі. Вісник Вінницького політехнічного інституту – 2021. - №4. – С. 56-61.

63. С. М. Бойко, О. Б. Котов, Д. М. Обідін, С. О. Романюк До питання розвитку транспортних перевезень у регіональному аспекті. Вісник машинобудування та транспорту №1(17), 2023. - ВНТУ, Вінниця, 2023. С. 9-16.

64. С. Бойко, В. Щокін, С. Вишневський, О. Данілін, О. Гусарова Аспекти декарбонізації системи електропостачання в умовах промислових підприємств. Вісник Хмельницького національного університету. № 2, 2023: С. 369-373.

65. Бойко С. М., Касаткіна І. В., Берідзе Т. М., Жуков О. А., Бомбик В. С. Потенціал сонячної енергетики в умовах промислових агломерацій України. Вісник Хмельницького технічного університету. Серія «Технічні науки». 2023. № 4. С. 36-45.

66. С. Бойко, О. Котов, Ю. Кривих, С. Вишневський, С. Гвоздік До питання розбудови інфраструктури авіаційної галузі в енергетичному аспекті. Вісник Хмельницького національного університету, №1,2024(331): С. 191-195.

67. Бойко С.М. Свідчення про реєстрацію авторського права на твір № 122254 від 22.12.2023р. Науковий твір «Метод визначення потенціалу розосереджених джерел енергії в умовах авіаційних підприємств»

68. Бойко С.М., Сінчук І.О. Системи накопичення електричної енергії Підручник під ред. доктора технічних наук, професора О.М. Сінчука. – Кривий Ріг, 2020. – 220 с.

69. Бойко С., Моїсєєва В., Піскун Д. Екологічні аспекти застосування відновлюваних джерел енергії у транспортній галузі Вплив виробництва, передачі, розподілу та використання електроенергії на навколишнє середовище [Електронне видання] : збірник матеріалів Міжнародної науково-практичної конференції (Івано-Франківськ, 24-25 листопада 2022 р.) / за заг. ред. проф. Я. О. Адаменка.– Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2022. – С. 147-149.

70. Boiko S., Shmelev Y., Chorna V., Nozhnova M. Research of

the Reliability of the Electrical Supply System of Airports and Aerodromes Using Neural Networks. Handbook of Research on Artificial Intelligence Applications in the Aviation and Aerospace Industries. Shmelova T., Sikirda Y., Sterenharz A. – USA, IGI Global, 2020. – 279-305с.

71. Оцінювання загроз енергетичній безпеці : аналіт. доп. / [О. М. Суходоля, Г. Л. Рябцев, Ю. М. Харазішвілі, Д. Г. Бобро, С. П. Завгородня] ; за ред. О. М. Суходолі. – Київ : НІСД, 2022. – 63 с. – <https://doi.org/10.53679/NISSanalytrep.2022.11>

72. Momoh J. Smart Grid Design for Efficient and Flexible Power Networks Operation and Control. IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition. 2009. vol. 8, no. 1, P. 18-28. doi: 10.1109/PSCE.2009.4840074.

73. Yang Yang, Guangzhong Xie, Xiangdong Xu, Yadong Jiang. A Monitoring System Design in Transmission Lines based on Wireless Sensor Networks. Energy Procedia. 2011. 12. P. 192-199. doi: 10.1016/j.egypro.2011.10.027.

74. Nazare F. V. B., Werneck M. M. Temperature and Current Monitoring System for Transmission Lines Using Powerover-Fiber Technology. IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC). 2010. doi: 10.1109/IMTC.2010.5488198.

75. Power Donut2™ System for Overhead Transmission Line Monitoring. Product Overview. URL: www.usi-power.com.

76. Kryukova N. V., Goncharov E. V., Polyakov I. V. Modern Monitoring Systems of Electric Power Lines. Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я. Тези доповідей XXVI міжнародної науково-практичної конференції. Ч. 2 (16–18 травня 2018 р., Харків). Харків: НТУ «ХПІ», 2018. С. 86.

77. Grozev D., Spasov G., Shopov M., Kakanakov N., Petrova G. Experimental study of Cloud Computing based SCADA in Electrical Power Systems. IEEE XXV International Scientific Conference Electronics (ET). 2016. doi: 10.1109/ET.2016.7753482.

78. Zhang Gang, Liu Shuguang. Study on electrical switching device junction temperature monitoring system based on Zigbee technology. IEEE International Conference on Computer Application and System Modeling (ICCSM 2010). 2010. doi: 10.1109/ICCSM.2010.5620444.

79. Degang Gan, Fan Liu, Lin Du, Yuming Liu Research and implementation of on-line monitoring techniques for high voltage equipments in Smart Grid. IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application. 2010. doi: 10.1109/ICHVE.2010.5640822.

80. Бабак В. П. Мобільний дистанційний моніторинг довкілля

об'єктів енергетики. URL:

https://er.knutd.edu.ua/bitstream/123456789/6652/1/MSIE2_017_P015-017.pdf

81. Суходоля О. М. Проблеми визначення сфери регулювання енергетичної безпеки. Стратегічні пріоритети. 2019. № 1. С. 5–17. 2. Суходоля О. М. Системний підхід в оцінюванні стану та цілепокладанні у сфері енергетичної безпеки. Стратегічна панорама. 2019. № 1-2. С. 58–72.

82. Про національну безпеку : Закон України від 21.06.2018 № 2469-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2469-19> (дата звернення: 24.09.2021).

83. Енергетична безпека України: методологія системного аналізу та стратегічного планування : аналіт. доп. ; за заг. ред. О. М. Суходолі. Київ : НІСД, 2020. 178 с.

84. ISO 31000. Risk management / ISO. URL: <https://www.iso.org/iso-31000-riskmanagement.html> (дата звернення: 24.09.2021).

85. Risk assessment methodologies for critical infrastructure protection. Part II: A new approach. URL: <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC96623/lbna27332enn.pdf> (дата звернення: 24.09.2021).

86. Суходоля О. М., Харазішвілі Ю. М., Бобро Д. Г. Методологічні засади ідентифікації та стратегування рівня енергетичної безпеки України. Економіка України. 2020. № 6(703). С. 20–42. URL: <https://doi.org/10.15407/economuukr.2020.06.020> (дата звернення: 24.09.2021).

87. Харазішвілі Ю. М. Системна безпека сталого розвитку: інструментарій оцінки, резерви та стратегічні сценарії реалізації : монографія ; НАН України, Ін-т економіки промисловості. Київ, 2019. 304 с.

88. Kharazishvili Yu., Kwilinski A., Sukhodolia O., et. al. The Systemic Approach for Estimating and Strategizing Energy Security: The Case of Ukraine. Energies. 2021. Vol. 14. 2126. URL: <https://doi.org/10.3390/en14082126> (дата звернення: 24.09.2021).

89. Про схвалення Стратегії енергетичної безпеки: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 04.08.2021 № 907-р. URL: <https://www.kmu.gov.ua/npas/proshvalennya-strategiyi-energetichna907r> (дата звернення: 24.09.2021).

90. Визначення рівня енергетичної безпеки України : аналіт. доп. / [Суходоля О. М., Харазішвілі Ю. М., Бобро Д. Г., Рябцев Г. Л.,

Завгородня С. П.] ; за заг. ред. О. М. Суходолі. Київ : НІСД, 2021.

91. Кужель Е. В., Талах Л. О., Ужегова О. А. Альтернативні джерела енергії – порятунок планети Земля / Кужель Е. В., Талах Л. О., Ужегова О. А. – Київ: Наукова думка, 2022. – 598 с.

92. Тимошенко О. В. Методичні підходи до оцінювання рівня економічної безпеки держави // Бізнес Інформ. – 2014. – №. 6. – С. 32-37.

93. Павлик А. В., Федина С. М. Еколого-економічні фактори впровадження відновлювальних джерел енергії в регіонах / Павлик А. В., Федина С. М. – Львів: Наукова думка, 2018. – 254 с.

94. Мазур І. М. Аналіз енергетичної безпеки підприємства: теоретичні та практичні засади / Мазур І. М. – Київ: Видавничий дім, 2014. – 224 с.

95. Купчак В. Р. і др. Формування та регулювання регіональних енергетичних систем: теорія, методологія та практика / Купчак В. Р. і др. – Київ: Видавничий центр НАН, 2019. – 220 с.

96. Прокопенко Т. О. Інформаційні технології управління організаційнотехнологічними об'єктами в умовах невизначеності та ризиків / Прокопенко Т. О. – Київ: Інновації, 2016. – 190 с.

97. Грабович П. О. Відновлювальні джерела енергії та їх економічна ефективність. – Харків: Бізнес-Прес, 2015. – 265 с.

98. Завада І. В. Аналіз економічних аспектів відновлювальних джерел енергії. – Львів: Видавництво ЛНУ, 2017. – 300 с.

99. Сидоренко О. Ю. Перспективи розвитку альтернативної енергетики в Україні. – Одеса: Техніка, 2016. – 280 с.

100. Кудря С.О. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України. – 2-ге вид. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. – 82 с.

101. Кудря С.О. Електроенергетичний потенціал відновлюваних джерел енергії України. – Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: матеріали конференції, Київ, 2020, с. 26–33.

102. Будько В. Modern Perspectives on Global Scientific Solutions: матеріали конференції. – Bergen, Norway: EOSS Conference, 2024. – 184 с.

103. Denysiuk S. et al. Evaluation of Energy Processes in Smart Monitoring Systems of Local Electricity Systems //2023 IEEE 5th International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES). – IEEE, 2023. – С. 1-4.

104. Avtar R. et al. Exploring renewable energy resources using

remote sensing and GIS—A review //Resources. – 2019. – Т. 8. – №. 3. – с. 149.

105. Методологія та аналіз інтеграції відновлювальних джерел енергії в енергосистему України : монографія / С.В. Зайченко, О.В. Бориченко, А.Р. Трачук. – Одеса : Видавничий дім «Гельветика», 2025. – 166 с

106. Використання безпілотників для підвищення безпеки та ефективності енергетичної системи / [Є. І. Сокол, М. М. Резинкіна, О. Г. Гриб та ін.] ; під ред. Є. І. Сокола. – Х. : ФОП Бровін О. В., 2020. – 148 с.

107. Економічна ефективність моніторинга ліній електропередач безпілотними літальними апаратами / [Є. І. Сокол, М. М. Резинкіна, О. Г. Гриб та ін.] ; під ред. Є. І. Сокола. – Х. : ФОП Бровін О. В., 2020. – 140 с.

108. Грабко В. В. Математична модель для коригування температурних зображень об'єктів при контролі електрообладнання / В. В. Грабко, В. В. Грабко // Міжвідомчий науково-технічний збірник. Електромашинобудування та електрообладнання. Тематичний випуск. Проблеми автоматизованого електропривода. Теорія і практика. Київ : Техніка. – 2006. – С. 394 – 396.

109. Sustainability criteria for hydropower development [Електронний ресурс] / Режим доступу : <https://bankwatch.org/publications/sustainability-criteria-hydropower-development>.

110. Аналітичний центр досліджень енергетики [Електронний ресурс] / Режим доступу : <http://eircenter.com/>.

111. Перехід України на відновлювану енергетику до 2050 року / [О. Дячук, М. Чепелєв, Р. Подолець, Г. Трипольська та ін.] ; за заг. ред. Ю. Огаренко та О. Алієвої // Представництво Фонду ім. Г. Бьоля в Україні. – Київ : Вид-во ТОВ «АРТ КНИГА», 2017. – 88 с

112. Nick Rymer, Andrew J. Moore A review of unmanned aerial vehicle technology in power line inspection // NASA Technical Reports Server. 2020. URL: <https://ntrs.nasa.gov/citations/20205002834> (дата звернення: 20.12.2025).

113. I. I. Naumov; R. R. Ibadov; S. P. Oboimova Unmanned aerial vehicles for inspection of power lines // IEEE Xplore. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/iel8/10985953/10985954/10985992.pdf> (дата звернення: 20.12.2025).

114. Jake Hersha, Mitch Johnson, Ian Meredith, Dan Pittsley, Faisal Tameesh, Cody Wilson Drone monitoring of power lines: ECE 480 senior

design final report. Michigan State University, 2015. URL: https://www.egr.msu.edu/classes/ece480/capstone/spring15/group14/upload/s/4/2/0/3/42036453/ece_480_senior_design_final_report_.pdf (дата звернення: 20.12.2025).

115. Xing Z. et al. Autonomous power line inspection with drones via perception-aware and contact-safe trajectory planning // Proceedings of IROS 2023. 2023. URL: https://rpg.ifi.uzh.ch/docs/IROS23_Xing.pdf (дата звернення: 20.12.2025).

116. Mateusz Lewinski Using unmanned aerial vehicle in the energy sector // European Research Studies Journal. 2024. URL: <https://ersj.eu/journal/3685/download/Using%2BUnmanned%2BAerial%2BVehicle%2Bin%2Bthe%2BEnergy%2BSector.pdf> (дата звернення: 20.12.2025).

117. Aaron Castelino, Ashwin Pariti, Isabella Nguyen, Miranda Xu, Vaani Saxena, Vedansh Wadhvani ENLIGHTEN: Electrical network line inspection guided by high-altitude drones // NASA Technical Reports Server. 2024. URL: https://ntrs.nasa.gov/api/citations/20240010588/downloads/20240010588_ENLIGHTEN_FinalVersion.pdf (дата звернення: 20.12.2025).

118. Siwen Sun, Changjiang Song, Xiaodan Cong, Lei Fei, Lei Ding Intelligent inspection and deicing system for power transmission lines based on UAV // Proceedings of the 2025 ACM International Conference on Multimedia Retrieval. 2025. URL: <https://dl.acm.org/doi/pdf/10.1145/3729706.3729731> (дата звернення: 20.12.2025).

119. Moayid Ali Zaidi, Ibraheem Azeem Automatic data acquisition of the power line inspection using drones // CEUR Workshop Proceedings. URL: <https://ceur-ws.org/Vol-3102/paper6.pdf> (дата звернення: 20.12.2025).

120. Hussein F. S., Ahmed R. M., Zulfiqar A. M., Mustafa K. L. Drone based thermal inspection of power transmission lines // Al-Iraqia University Engineering Journal. 2024. URL: <https://eng.aliraqia.edu.iq/wp-content/uploads/2024/01/Group-B.pdf> (дата звернення: 20.12.2025).

121. José M. N. de A.; Oswaldo R. N.; Gustavo F. A.; Vinicius M. C.; Davi R. G. do V.; Alexandre D. A novel method for multi-modal predictive inspection of power lines using deep neural networks and drones // IEEE Access. 2024. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/iel8/6287639/10380310/10786209.pdf> (дата звернення: 20.12.2025).

122. Chatzargyros G., Papakonstantinou A., Kotoula V., Stimoniaris

D. Tsiamitros D. UAV inspections of power transmission networks with AI technology: a review // *Energies*. 2024. Vol. 17, № 14. Art. 3518. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/14/3518> (дата звернення: 20.12.2025).

123. Li L. The UAV intelligent inspection of transmission lines. // *International Conference on Advances in Mechanical Engineering and Industrial Informatics AMEII*. 2015. URL: https://www.researchgate.net/publication/300615949_The_UAV_intelligent_inspection_of_transmission_lines (дата звернення: 20.12.2025).

124. Wang Y. et al. Application of unmanned aerial vehicle in power grid inspection // *Proceedings of SPIE*. 2023. Vol. 13395. URL: <https://www.spiedigitallibrary.org/conference-proceedings-of-spie/13395/1339518> (дата звернення: 20.12.2025).

125. Moayid A. Z., Faizan T. Automated data acquisition through autonomous UAVs in simulated transmission line inspection // *Journal of Development and Engineering*. 2024. URL: <https://ojs.southfloridapublishing.com/ojs/index.php/jdev/article/download/2586/2027> (дата звернення: 20.12.2025).

126. Zhang Y. et al. Ranging algorithm of UAV inspection of transmission line based on improved YOLOv5 // *Journal of Physics: Conference Series*. 2023. Vol. 2452, № 1. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/2452/1/012028/pdf> (дата звернення: 20.12.2025).

127. Hui X. et al. Tracking for inspection in energy transmission power lines using UAVs. 2022. URL: <https://pdfs.semanticscholar.org/f105/8a9853f74a07a98062868be3221be2dc4646.pdf> (дата звернення: 20.12.2025).

128. Bongumsa M., Nhlanhla M. State-of-the-art review on the application of unmanned aerial vehicles in power line inspections // *Drones*. 2025. Vol. 9, № 4. Art. 265. URL: <https://www.mdpi.com/2504-446X/9/4/265> (дата звернення: 20.12.2025).

129. Rezinkina M. M., Sokol Ye. I., Zaporozhets A., Gryb O. G. Monitoring of energy objects parameters with using UAVs. // *Control of Overhead Power Lines with Unmanned Aerial Vehicles*. pp.1-8. 2021. URL: https://www.researchgate.net/publication/350906658_Monitoring_of_Energy_Objects_Parameters_with_Using_UAVs (дата звернення: 20.12.2025).

130. Nguyen V. Nh., Jenssen R., Roverso D. Intelligent monitoring and inspection of power line components powered by UAVs and deep learning. // *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal* (99) 2019. URL:

https://www.researchgate.net/publication/330327990_Intelligent_Monitoring_and_Inspection_of_Power_Line_Components_Powered_by_UAVs_and_Deep_Learning (дата звернення: 20.12.2025).

131. Chehri Abdellah, Jeon Gwanggil, Fofana Issouf, Imran Ahmed et Saadane Rachid. Accelerating power grid monitoring with flying robots and artificial intelligence. // Accelerating Power Grid Monitoring with Flying Robots and Artificial Intelligence. IEEE Communications Standards Magazine, 5, (4), p. 48-54. UQAC Constellation, 2022. URL: <https://constellation.uqac.ca/id/eprint/8125> (дата звернення: 20.12.2025).

132. Aikaterini Tsellou, George Livanos, Dimitris Ramnalis, Vassilis Polychronos, Georgios Plokamakis, Michalis Zervakis, Konstantia Moirogiorgou A UAV intelligent system for Greek power lines monitoring // Sensors. 2023. Vol. 23, № 20. Art. 8514. URL: <https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC10610981/> (дата звернення: 20.12.2025).

133. Esra İnce Transmission line inspection with UAVs: a review of current practices and future directions // International Journal of Energy and Smart Grid 2024. Volume: 9 Issue: 1 URL: <https://dergipark.org.tr/tr/pub/ijesg/issue/89450/1596043> (дата звернення: 20.12.2025).

134. Robert Dianovský, Pavol Pecho, Patrik Veľký, Michal Hruz Electromagnetic radiation from high-voltage transmission lines: impact on UAV inspections // Transportation Research Procedia. Volume 75, 2023, Pages 209-218. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S235214652301267X> (дата звернення: 20.12.2025).

135. Використання безпілотників для підвищення безпеки та ефективності енергетичної системи / [Є. І. Сокол, М. М. Резинкіна, О. Г. Гриб та ін.] ; під ред. Є. І. Сокола. – Х. : ФОП Бровін О. В., 2020. – 148 с.

136. Економічна ефективність моніторинга ліній електропередач безпілотними літальними апаратами / [Є. І. Сокол, М. М. Резинкіна, О. Г. Гриб та ін.] ; під ред. Є. І. Сокола. – Х. : ФОП Бровін О. В., 2020. – 140 с.

137. Грабко В. В. Математична модель для коригування температурних зображень об'єктів при контролі електрообладнання / В. В. Грабко, В. В. Грабко // Міжвідомчий науково-технічний збірник. Електромашинобудування та електрообладнання. Тематичний випуск. Проблеми автоматизованого електропривода. Теорія і практика. Київ: Техніка. – 2006. – С. 394 – 396.

РОЗРОБКИ АВТОРІВ

Навчальні посібники авторів

1. Сучасні безпілотні авіаційні комплекси. Навчальний посібник / В.О. Богуслаєв, О.Б. Котов, С.М. Бойко, Ю.В. Бершадська – «Мотор Січ» Запоріжжя, 2022. 212 с.
2. Вимірювальні системи сучасних електромеханічних комплексів. Навчальний посібник / І.В. Касаткіна, С.М. Бойко, О.А. Жуков - Кривий Ріг Видавництво ПП Щербатих О.В. 2022, – 161 с.
3. Аспекти якості електроенергії в мережах живлення. Навчальний посібник / І.В. Касаткіна, С.М. Бойко, С.Я. Вишневський – Кривий Ріг Кривий Ріг: Видавництво ПП Щербатих О.В. 2022, – 168 с.
4. Джерела живлення, накопичення електричної енергії та альтернативні енергоресурси для транспортних засобів. Навчальний посібник / І.В. Касаткіна, С.М. Бойко, С.Я. Вишневський – Варшава: iScience Sp. z.o.o. – 2023. – 140 с.
5. Інтелектуальні системи електропостачання. Навчальний посібник / І.В. Касаткіна, С.М. Бойко, О.А. Жуков– Варшава: iScience Sp. z.o.o. – 2023. – 151 с.
6. Енергетичні ресурси транспортних засобів. Навчальний посібник/ С.М. Бойко, І.В.Касаткіна, О.А. Жуков, А.В. Реуга, О.С. Лапіна - Варшава: iScitnce Sp.z.o.o-2024-319 с.

Свідоцтва про реєстрацію авторського права на твір

1. Бойко С.М., Жуков О.А. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №122254. Метод визначення потенціалу розосереджених джерел енергії в умовах авіаційних підприємств. Дата реєстрації 22 грудня 2023 р.
2. Бойко С. М., Жуков О. А. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 126979 UA. Науковий твір «Використання рудних шахт для впровадження систем теплових насосів». Дата реєстрації від 03 червня 2024 р.
3. Бойко С. М., Жуков О. А., Касаткіна І. В. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 127367 UA. Науковий твір «Схемні рішення вітроенергетичних станцій в умовах промислових підприємств». Дата реєстрації від 11 червня 2024 р.
4. Бойко С. М., Жуков О. А., Касаткіна І. В. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 128174 UA. Науковий твір «Підходи щодо використання потенціалу незадіяного або відпрацьованого вентиляційного потоку гірничорудних підприємств». Дата реєстрації 9 липня 2024 р.

5. Бойко С. М., Жуков О. А., Котов О. Б. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 129152 UA. Науковий твір «Варіанти впровадження відновлювальних джерел електричної енергії в умовах рухомого складу вагонів залізничного транспорту». Дата реєстрації 19 серпня 2024 р.

6. Бойко С. М., Жуков О. А., Касаткіна І. В. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 129317 UA. Науковий твір «Гідроенергетичний потенціал гірничих підприємств». Дата реєстрації 26 серпня 2024 р.

7. Бойко С. М., Жуков О. А., Котов О. Б. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 129506 UA. Науковий твір «Особливості розвитку авіаційного транспорту в енергетичному аспекті». Дата реєстрації 30 серпня 2024 р.

8. Бойко С. М., Жуков О. А., Котов О. Б. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 130088 UA. Науковий твір «Принцип прогнозування обсягу спожитої електричної енергії електрокарами з використанням штучних нейронних мереж». Дата реєстрації 19 вересня 2024 р.

9. Бойко С. М., Жуков О. А., Котов О. Б. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 130161 UA. Науковий твір «Мікропроцесорна реалізація системи автоматичного керування вітровим електротехнічним комплексом з вертикальною віссю обертання вітрового колеса». Дата реєстрації 24 вересня 2024 р.

10. Бойко С. М., Жуков О. А., Касаткіна І. В. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 129611 UA. Науковий твір «Вітроенергетична установка з акумулюванням електричної та механічної енергії для умов гірничих підприємств». Державна організація «Український національний офіс інтелектуальної власності та інновацій». Дата реєстрації 3 вересня 2024 р.

11. Бойко С. М., Жуков О. А., Лапіна О. С. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 130483 UA. Науковий твір «Проблематика авіаційної безпеки при експлуатації безпілотних літальних апаратів». Дата реєстрації 8 жовтня 2024 р.

12. Бойко С. М., Жуков О. А., Котов О. Б. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 130894 UA. Науковий твір «Діагностична портативна система електромеханічного комплексу електромобіля». Дата реєстрації 23 жовтня 2024 р.

13. Бойко С. М., Жуков О. А., Лапіна О. С. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 131421 UA. Науковий твір «Аспекти використання штучних нейронних мереж в сучасних

тренажерних системах «екіпаж-вертоліт-середовище». Дата реєстрації 18 листопада 2024 р.

14. Бойко С. М., Жуков О. А., Лапіна О. С. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 131788 UA. Науковий твір «До питання льотної експлуатації безпілотних літальних апаратів в залежності від сфери їх впровадження». Дата реєстрації 28 листопада 2024 р.

15. Бойко С.М., Жуков О.А., Касаткіна І.В. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 131789 UA. Науковий твір «Інтелектуальна система автопілоту для автономних електричних транспортних засобів». Дата реєстрації 28 листопада 2024 р.

16. Бойко С. М., Жуков О. А., Лапіна О. С. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 132095 UA. Науковий твір «Проектування та розрахунки основних елементів конструкції перонного електробуса». Дата реєстрації 16 грудня 2024 р.

17. Бойко С. М., Жуков О. А., Лапіна О. С. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 132096 UA. Науковий твір «Концепція проектування перонного автобуса на електротязі для регіонального аеропорту». Дата реєстрації 16 грудня 2024 р.

18. Бойко С. М., Касаткіна І. В., Жуков О. А., Реута А. В., Лапіна О. С. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 132756 UA. Навчальний посібник «Енергетичні ресурси транспортних засобів». Дата реєстрації 20 січня 2025 р.

19. Бойко С. М. та інші Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 133750 UA. Літературний письмовий твір наукового характеру «Спеціальна секретна тема». Дата реєстрації 24 лютого 2025 р.

20. Бойко С. М. та інші Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 133883 UA. Літературний твір навчального характеру «Спеціальна секретна тема». Дата реєстрації 27 лютого 2025 р.

21. Бойко С. М. та інші Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 133885 UA. Літературний письмовий твір «Спеціальна секретна тема». Дата реєстрації 27 лютого 2025 р.

22. Бойко С. М. та інші Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 133881 UA. Літературний твір навчального характеру «Спеціальна секретна тема». Дата реєстрації 27 лютого 2025 р.

23. Бойко С. М. та інші Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 133880 UA. Літературний письмовий твір наукового характеру «Спеціальна секретна тема». Дата реєстрації 27 лютого 2025 р.

24. Бойко С. М., Жуков О. А., Васін І. І., Лапіна О. С. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 133331 UA. Літературний письмовий твір наукового характеру «Використання дистанційно пілотованих повітряних суден на різних видах робіт». Дата реєстрації 11 лютого 2025 р.

25. Бойко С. М., Жуков О. А., Васін І. І., Лапіна О. С. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 133332 UA. Літературний письмовий твір наукового характеру «Використання дистанційно пілотованих повітряних суден на різних видах робіт». Дата реєстрації 11 лютого 2025 р.

26. Бойко С. М., Жуков О. А., Васін І. І., Лапіна О. С. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 133333 UA. Літературний твір навчального характеру «Людські чинники та обмеження при експлуатації безпілотних та пілотованих літальних апаратів». Дата реєстрації 11 лютого 2025 р.

27. Бойко С. М. та інші Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 133185 UA. Літературний письмовий твір наукового характеру «Спеціальна секретна тема». Дата реєстрації 5 лютого 2025 р.

28. Бойко С. М. та інші Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 133184 UA. Літературний твір навчального характеру «Спеціальна секретна тема». Дата реєстрації 5 лютого 2025 р.



Бойко Сергій Миколайович
1987 р. народження.
У 2011 р. закінчив
Кременчуцький національний
університет імені Михайла
Остроградського, у 2020 р.
закінчив Національний авіаційний
університет, кандидат технічних
наук (2014 р.), доцент (2023 р.).
З 2022 р. доцент кафедри
Транспортні технології
Національного університету
«Запорізька політехніка»,
Автор більше 200 науково-
методичних праць, у т.ч. 22
патентів та 5 авторських свідоцтв,
11 навчальних посібників та
12 монографій.



Касаткіна Ірина Віталіївна
1951 р. народження.
У 1973 р. закінчила Криворізький
ордена Трудового Червоного
Прапора гірничорудний інститут,
кандидат технічних наук (1992 р.),
доцент (1993 р.).
З 2011 – доцент кафедри
Автоматизованих
електромеханічних систем в
промисловості та транспорті
ДВНЗ «Криворізький
національний університет». Автор
майже 100 науково-методичних
праць.



**Вишневецький Святослав
Янович**

1976 р. народження.
У 1998 р. закінчив Вінницький державний технічний університет, кандидат технічних наук (2014 р.), доцент кафедри Електричних станцій та систем (2023 р.).
З 2015 р. старший викладач кафедри ЕСС Вінницького національного технічного університету.
Автор більше 50 наукових праць, в т.ч. міжнародних наукометричних баз, навчальних посібників, монографій.



Васін Ігор Іванович

1970 р. народження.
У 2024 р. закінчив Кіровоградську льотну академію Національного авіаційного університету за спеціальністю 272 «Авіаційний транспорт».
З 2013 по 2019 – працював в авіакомпанії «Мотор СІЧ».
З 2021 по теперішній час фахівець групи моніторингу польотних даних Кременчуцький льотний коледж ХНУВС.
З 2024 р. викладач авіаційних дисциплін Кременчуцький льотний коледж ХНУВС.
Автор більше 10 науково-методичних праць.

Навчальне видання

Бойко Сергій Миколайович
Касаткіна Ірина Віталіївна
Вишневський Святослав Янович
Васін Ігор Іванович

**КОНТРОЛЬ ЗА СТАНОМ
ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

Навчальний посібник

Subscribe to print 31/03/2026. Format 60×90/16.
Edition of 300 copies.
Printed by “iScience” Sp. z o. o.
Warsaw, Poland
08-444, str. Grzybowska, 87
info@sciencecentrum.pl, <https://sciencecentrum.pl>

У навчальному посібнику висвітлено основні положення щодо особливостей контролю за станом високовольтних ліній електропостачання. У окремій главі приділено увагу особливостям проведення діагностики високовольтних ліній електропостачання за допомогою безпілотних літальних апаратів.

Рекомендовано для фахівців, аспірантів та студентів за напрямком СЗ (141) – «Енергетика, електротехніка та електромеханіка», J6 (272) – «Авіаційний транспорт» та інших споріднених спеціальностей при вивченні дисциплін «Системи електропостачання», «Діагностика високовольтних ліній електропостачання», «Використання безпілотні літальні апарати на різних видах робіт» та інших.



ISBN 978-83-68188-44-8



9 788368 188448

