

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Винник Владислав Юрійович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Аналіз можливих вітрових навантажень на проводи повітряних ліній
електропередач в процесі експлуатації

(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня бакалавр

кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Винник В. Ю.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Цивенкова Наталія Миколаївна

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.т.н., доцент кафедри електрифікації,

автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2025

АНОТАЦІЯ

Винник В. Ю. Аналіз можливих вітрових навантажень на проводи повітряних ліній електропередач в процесі експлуатації. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня бакалавра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2025.

Метою даної роботи є всебічний аналіз можливих вітрових навантажень на проводи повітряних ліній електропередач в процесі їх експлуатації.

Основна ціль роботи - підвищення надійності сільських повітряних ліній 6-35 кВ в умовах впливу вітрових навантажень

Ключові слова: повітряна лінія , вітрові навантаження, передача електроенергії.

ABSTRACT

Vynnyk V. Yu. Analysis of possible wind loads on overhead power line wires during operation. Qualification work for obtaining a bachelor's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polissia National University, Zhytomyr, 2025.

The purpose of this work is a comprehensive analysis of possible wind loads on overhead power line wires during their operation.

The main goal of the work is to increase the reliability of rural overhead lines 6-35 kV under the influence of wind loads

Keywords: overhead line, wind loads, electricity transmission.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. ВПЛИВ КЛІМАТИЧНИХ ФАКТОРІВ НА ПЕРЕДАЧУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	6
1.1. Вплив вітрового навантаження на передачу електроенергії повітряними лініями електропередач	6
1.2 Підвищення надійності повітряних ліній 6-10 кВ в умовах впливу вітрових навантажень	8
Висновки по розділу 1	12
РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ ОЧІКУВАНИХ МЕХАНІЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ НА ПРОВІД ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ В ПРОЦЕСІ ЇЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ	13
2.1. Аналіз вихідних експлуатаційних механічних навантажень.	15
2.2 Аналіз очікуваних вітрових навантажень.	17
2.3 Аналіз очікуваних навантажень від відкладень різних видів.	19
2.4. Аналіз очікуваних ожеледно-вітрових навантажень.	21
2.5. Аналіз очікуваних динамічних навантажень галопування проводів.	22
Висновки по розділу 2	25
РОЗДІЛ 3 ОЦІНКА МЕХАНІЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ НА ПРОВОДУ РІЗНОЇ ФОРМИ ПЕРЕКАЗУ КЛАСУ НАПРУГИ 6–35 кВ	27
3.1 Визначення ймовірних механічних навантажень проводів для ліній електропередачі напругою 6-35 кВ	27
3.2 Розробка алгоритму вибору неізолюваного проводу повітряної лінії	34
3.3 Обчислення критичної довжини прогону	35
Висновки по розділу 3	38
ВИСНОВКИ	39
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	40

ВСТУП

Ефективна та надійна передача електроенергії повітряними лініями електропередачі (ПЛ) безпосередньо залежить від стабільності та довговічності їхніх компонентів, зокрема, проводів. Вплив вітрових навантажень є одним із ключових факторів, що визначають динамічну поведінку проводів ПЛ і, отже, впливають на їхню механічну міцність та загальну працездатність системи.

Динаміка проводів під впливом вітру є складним процесом, що включає різні види коливань, такі як галопування проводів, що виникає при асиметричному обледенінні, та еолові вібрації, зумовлені утворенням вихрових доріжок Кармана. Ці коливання можуть призводити до механічної втоми матеріалу проводів, ослаблення кріплень, скорочення міжпроводних відстаней і, зрештою, до аварійних ситуацій, включаючи обриви проводів і короткі замикання.

Проектування ПЛ з урахуванням вітрових навантажень потребує комплексного підходу, що включає моделювання динамічної поведінки проводів, аналіз їхніх власних частот і форм коливань, а також застосування засобів демпфування. Використання сучасних програмних комплексів дозволяє з високою точністю прогнозувати поведінку проводів у різних погодних умовах і вибирати оптимальні конструктивні рішення.

Розуміння динаміки поведінки проводів ПЛ при вітрових навантаженнях є критично важливим для забезпечення безпеки та надійності електропостачання. Подальші дослідження в цій області спрямовані на розробку більш ефективних методів демпфування коливань та оптимізацію конструкції проводів, здатних витримувати екстремальні вітрові навантаження.

Метою кваліфікаційної роботи є всебічний аналіз можливих вітрових навантажень на проводи повітряних ліній електропередач в процесі їх експлуатації.

Основна ціль роботи - підвищення надійності сільських повітряних ліній 6-35 кВ в умовах впливу вітрових навантажень

При виконанні роботи були **використані методи** теорії електричних кіл, довгих ліній, математичного аналізу та математичного моделювання в середовищі Matlab Simulink.

Перелік публікацій автора за темою дослідження

Винник В.Ю., ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ 6-10 КВ В УМОВАХ ВПЛИВУ ВІТРОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та здобувачів вищої освіти факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2025» 31 жовтня 2024 року. Житомир: Поліський національний університет, 2024.- С 148-151.

Гончаренко Ю.П., Винник В.Ю. ВИЗНАЧЕННЯ ЙМОВІРНИХ МЕХАНІЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПРОВОДІВ ДЛЯ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ НАПРУГОЮ 6-35 кВ

Наукові читання – 2025: збірник тез доповідей науково-практичної конференції за підсумками І-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт з галузей знань і спеціальностей. 23 квітня 2025 р. Житомир: Поліський національний університет, 2025. – С 136-139.

РОЗДІЛ 1

ВПЛИВ КЛІМАТИЧНИХ ФАКТОРІВ НА ПЕРЕДАЧУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

1.1. Вплив вітрового навантаження на передачу електроенергії повітряними лініями електропередач

Повітряні лінії електропередач (ПЛЕП) зазнають впливу різних зовнішніх факторів, серед яких вітрове навантаження займає одне з ключових місць. Вплив вітру на ПЛЕП має комплексний характер і зачіпає не лише фізичну цілісність системи, а й надійність передачі електроенергії [12].

По-перше, вітрове навантаження чинить механічний вплив на дроти, опори та ізолятори. Збільшення вітрового тиску призводить до деформації дротів, збільшення їх провисання і, як наслідок, до зменшення габариту до землі. У критичних ситуаціях це може спровокувати перекриття між дротами або між дротом і землею, викликаючи коротке замикання та порушення електропостачання. Опори ПЛЕП, у свою чергу, піддаються впливу скручувальних і згинальних моментів, що при недостатній міцності може призвести до їх руйнування [10].

По-друге, вітрове навантаження опосередковано впливає на стабільність передачі електроенергії. Розгойдування дротів під впливом вітру може призводити до зміни відстані між ними, що, своєю чергою, впливає на їх ємність та індуктивність. Ці зміни в параметрах лінії можуть негативно позначатися на стійкості енергосистеми, особливо при великій протяжності ПЛЕП та високій переданій потужності.

Сучасне виробництва та високоомеханізоване ы електрифіковане сільське господарство висуває підвищені вимоги до надійності та безперебійності електропостачання. Недовідпуск електроенергії, перерви в електропостачанні підприємств агропромислового комплексу призводять як до прямого економічного збитку, пов'язаного з його відновленням, так і до технологічного, зумовленого псуванням сільгосппродукції.

Надійність електропостачання сільськогосподарських споживачів безпосередньо пов'язана з аварійними відключеннями повітряних ліній електропередачі напругою 6–10 кВ (ПЛ 6–10 кВ), викликаних динамічною поведінкою проводів при впливі вітрових та ожеледно-вітрових навантажень.

У процесі експлуатації ПЛ 6–10 кВ розгойдування проводів під дією поривчастого вітру викликають за певних умов їх зближення на небезпечні в ізоляційному відношенні відстані та схлестування. При цьому струми короткого замикання ведуть до перепалу та обриву проводів у прольотах повітряних ліній електропередачі, що призводить до порушення електропостачання виробничих та сільськогосподарських споживачів.

Висока пошкоджувальність сільських ПЛ 6–10 кВ порівняно з ПЛ 35 кВ і вище пояснюється їх конструктивними особливостями: короткі прольоти, малі перерізи проводів і стріли їх провисання, незначні міжфазні відстані між проводами, мала крутильна жорсткість проводів, велике розрегулювання їх стріл провисання в прольоті, що виникає в процесі експлуатації [8].

Численні спостереження на діючих ПЛ 6–10 кВ показали, що несинхронні коливання проводів, які викликають їх небезпечні зближення, часто спостерігаються в прольотах з розрегулюванням їх стріл провисання, яке виникає через недостатню міцність кріплення проводу до ізолятора, неідентичність витяжки від ожеледно-паморозевих відкладень. При ослабленому кріпленні різниця в ожеледно-вітрових навантаженнях на проводи сусідніх прольотів (наприклад, при нерівних довжинах, нерівномірності покриття проводів ожеледдю і т.д.) призводить до переміщення (проковзування) проводу через кріплення і його подовження в одному із суміжних прольотів [3, 4].

В роботі [5] показано, що при однаковому подовженні проводу ΔL відносне розрегулювання стріл провисання проводів різко збільшується зі зменшенням довжини прольоту. Розрахунки показали, що при $\Delta L = 0,02$ м коефіцієнт розрегулювання в прольоті довжиною 60 м у 5,71 раза більший, ніж в прольоті довжиною 100 м і в 10,53 раза – в прольоті 120 м [6]. Цим

пояснюється висока схильність ПЛ 6–10 кВ з прольотами 40...60 м до небезпечних зближень і схрещувань проводів при дії вітру.

Проведені дослідження показали, що небезпечні зближення і схрещування проводів при експлуатації ПЛ 6–10 кВ виникають в прольотах з відносним розрегулюванням стріл провисання 0,2...0,6 [7]. При цьому зміна частоти маятникових коливань проводів становить 9...21%, а логарифмічного декременту внутрішнього тертя – 7,8...23,4%, що суттєво підсилює несинхронність їх маятникових коливань при дії вітру [8].

Для мінімізації негативного впливу вітрового навантаження застосовуються різні конструктивні та експлуатаційні рішення. До них належать використання дротів з покращеними аеродинамічними характеристиками, збільшення габаритів проводів, застосування демпферів для зниження вібрації, а також посилення опор і фундаментів. Крім того, важливу роль відіграє регулярний моніторинг стану ПЛЕП та своєчасне проведення ремонтних робіт для запобігання аваріям, викликаним вітровим навантаженням.

Таким чином, врахування та мінімізація вітрового навантаження є критично важливим фактором для забезпечення надійної та безперебійної передачі електроенергії повітряними лініями. Ефективне проектування, регулярне обслуговування та впровадження сучасних технологій дозволяють знизити ризики, пов'язані з впливом вітру, і гарантувати стабільну роботу енергосистеми.

1.2 Підвищення надійності повітряних ліній 6-10 кВ в умовах впливу вітрових навантажень

Підвищення надійності сільських повітряних ліній (ПЛ) 6-10 кВ в умовах впливу вітрових навантажень – важливе завдання для забезпечення стабільного електропостачання сільських територій.

Ось основні напрямки та конкретні заходи при підвищенні надійності :

1. Проектування та будівництво:

- Облік вітрових районів України: Обов'язкове проектування з урахуванням нормативних вітрових навантажень для конкретного регіону (відповідно до карт вітрового районування (рис.1.1)). Це включає вибір перерізу проводів і матеріалу опор, здатних витримувати розрахункові навантаження.

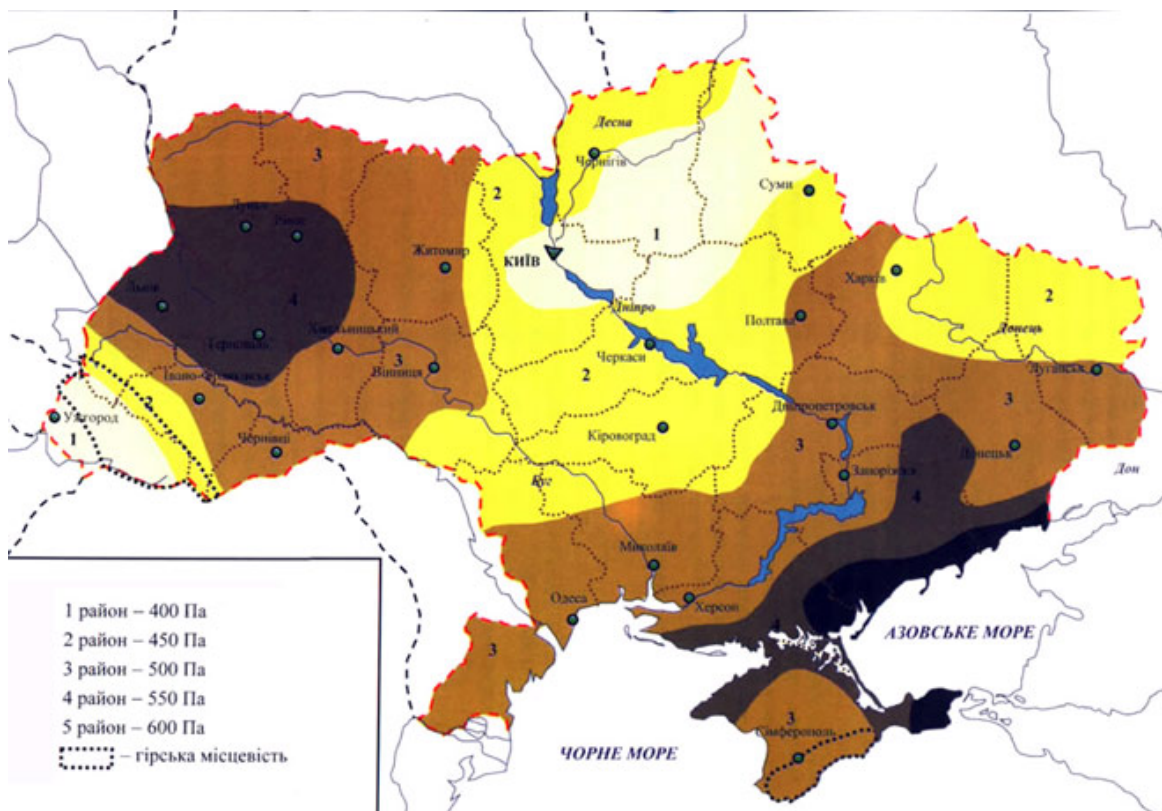


Рисунок 1.1 – Карта районування території України за характеристичним значенням вітрового тиску

- Збільшення міцності опор [2]:
 - використання міцніших опор: Перехід на залізобетонні вібровані опори (СВ) зі збільшеною несучою здатністю. Розгляд можливості використання композитних опор (полімерних) – вони легші та стійкіші до корозії;
 - збільшення заглиблення опор: Більш глибока установка опор для підвищення стійкості до перекидання;
 - Установка відтяжок: Використання відтяжок для зміцнення кінцевих і кутових опор, що сприймають підвищені навантаження. Особливо актуально у вітронебезпечних районах.

- Оптимізація прольотів: Скорочення довжини прольотів (відстані між опорами), особливо на ділянках з підвищеною вітровою активністю. Менший проліт – менше навантаження на опору і провід.

- Вибір проводів з підвищеною механічною міцністю: Використання проводів з посиленням сталевим осердям (наприклад, АС). Розгляд варіантів використання самонесучих ізольованих проводів (СІП) – вони менше схильні до обривів через схлестування під час вітру [4].

- Збільшення габаритів до землі: Забезпечення достатньої відстані від проводів до землі для запобігання обривам через падіння дерев та інших об'єктів, зірваних вітром.

- Правильний монтаж: Суворе дотримання технології монтажу проводів і опор, контроль якості з'єднань і заземлення. Неправильний монтаж може значно знизити надійність лінії.

- Використання віброгасників: Установка віброгасників для зменшення вібрації проводів, викликаній вітром, що запобігає втомі металу та обривам.

2. Експлуатація та технічне обслуговування:

- Регулярні огляди: Проведення планових і позапланових (після сильних вітрів) оглядів ПЛ для виявлення дефектів опор, проводів, ізоляторів та інших елементів.

- Розчищення просік: Своєчасне розчищення просік від дерев і чагарників, що загрожують падінням на проводи під час сильного вітру.

- Зміцнення опор: Посилення існуючих опор за допомогою бандажів, підпорок або додавання відтяжок (якщо це можливо технічно).

- Заміна дефектних елементів: Оперативна заміна пошкоджених або зношених елементів ПЛ (опор, проводів, ізоляторів).

- Термографічний контроль: Регулярний контроль стану контактних з'єднань за допомогою тепловізора для виявлення перегрівів і запобігання аваріям.

- **Захист від перенапруг:** Установка обмежувачів перенапруг (ОПН) на опорах для захисту обладнання від грозових і комутаційних перенапруг, які можуть виникати при сильних вітрах і супутніх погодних явищах.

- **Навчання персоналу:** Регулярне навчання персоналу з питань експлуатації та ремонту ПЛ, а також дій в аварійних ситуаціях.

3. Моніторинг і прогнозування:

- **Системи моніторингу стану ПЛ:** Впровадження систем моніторингу стану ПЛ з використанням датчиків, що контролюють температуру проводів, навантаження на опори, вібрацію та інші параметри. Це дозволяє оперативно виявляти проблемні ділянки і запобігати аваріям.

- **Використання прогнозів погоди:** Відстеження прогнозів погоди та вжиття запобіжних заходів при наближенні сильних вітрів (наприклад, переведення живлення споживачів на резервні лінії).

4. Автоматизація:

- **Секціонування ліній:** Розділення ПЛ на секції за допомогою автоматичних вимикачів (реклоузерів). Це дозволяє локалізувати пошкодження і обмежити область відключення електроенергії.

- **Автоматичне повторне ввімкнення (АПВ):** Використання пристроїв АПВ для автоматичного відновлення електропостачання після короткочасних відключень, викликаних вітровими навантаженнями (наприклад, перекриттям ізоляції гілками дерев).

5. Інші важливі аспекти:

- **Страховання:** Страховання ПЛ від стихійних лих, включаючи вітрові навантаження.

- **Інформування населення:** Інформування населення про правила безпечної поведінки поблизу ПЛ під час сильних вітрів.

Вибір конкретних заходів залежить від наступних факторів:

- **Вітровий район:** Чим вище вітрова активність в регіоні, тим більш серйозні заходи необхідно вживати.

- Стан існуючих ПЛ: Необхідність реконструкції або модернізації існуючих ліній.
- Фінансові можливості: Бюджет, виділений на підвищення надійності електропостачання.

Висновки по першому розділу

Комплексний підхід, що поєднує в собі проектування, експлуатацію, моніторинг та автоматизацію, є найбільш ефективним способом підвищення надійності повітряних ліній 6-10 кВ в умовах впливу вітрових навантажень і забезпечення безперебійного електропостачання споживачів.

РОЗДІЛ 2

АНАЛІЗ ОЧІКУВАНИХ МЕХАНІЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ НА ПРОВІД ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ В ПРОЦЕСІ ЇЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

У даний час при проектуванні механічної частини ПЛ використовується, як правило, загальноприйнята методика розрахунку механічних навантажень на елементи ліній [1, 2, 3, 4]. Мета цих розрахунків – спроектувати механічно міцну та економічно доцільну ПЛ. Метеорологічні впливи на ПЛ у цій методиці визначаються у вигляді статичних величин максимальних механічних навантажень відповідно до представлених у [6] вимог, таблиць, карт районування території України за товщиною стінки ожеледі, швидкісним напором вітру та танцюванням проводів.

При розробці інформаційно-вимірювальних систем моніторингу ПЛ (СМПЛ) виникає задача розрахунку величин очікуваних механічних навантажень на проводи (фазні проводи та грозозахисні троси) ПЛ при мінливих у часі метеоумовах. За результатами розрахунку проводяться аналіз і прогнозування величин механічних впливів на елементи ПЛ з урахуванням динаміки їх зміни, а також визначення порогових значень діючих метеопараметрів, при досягненні яких виникає небезпека аварії на ПЛ. Порогові значення закладаються як апріорна інформація в алгоритм роботи СМПЛ, є ключовими при прийнятті системою моніторингу рішень про наявність впливу та його вид, ступінь небезпеки та динаміку його розвитку.

Для підвищення практичної цінності результатів розрахунку в роботі представлено результати розрахунку очікуваних механічних навантажень на проводи для найбільш поширених ПЛ напругою 110 кВ з опорами типу ПБ110-5 і фазними проводами АС-120/19, оскільки ці результати можливо планувати для використання при впровадженні СМПЛ на території Житомирської області, що відноситься до 3-го кліматичного району за товщиною стінки відкладень ($b_{з.н.} = 16-20$ мм) і 3-го кліматичного району за швидкісним напором вітру ($v=29$ м/с).

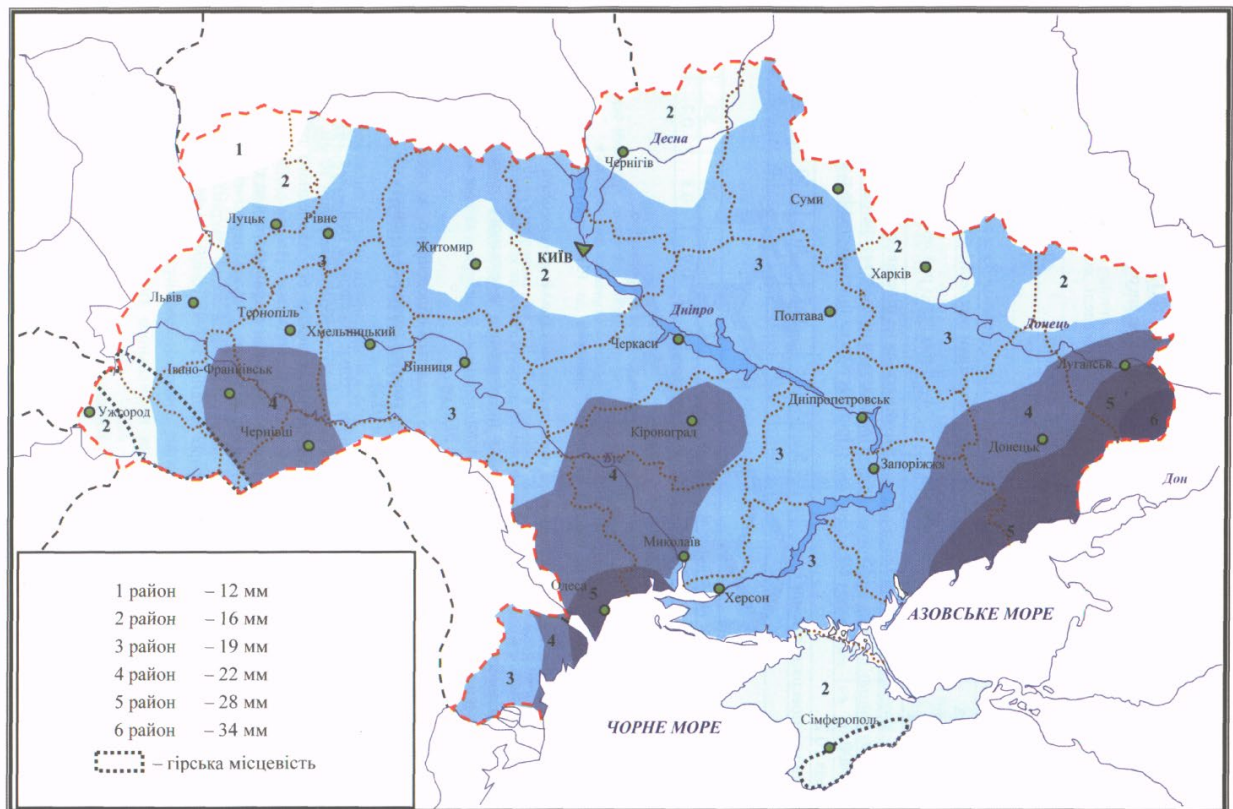


Рисунок 1.2 – Карта районування території України за характеристичними значеннями ожеледі.

Для досягнення поставленої мети проведемо розрахунок механічних навантажень за загальноприйнятою методикою до етапу визначення стріли провисання проводів. При цьому довжина проміжного прольоту розрахована відповідно до цієї методики (для проєктованої ПЛ) і названа розрахунковою: $l_{розр} = 190$ м. При розрахунках для діючих ліній довжину проміжного прольоту необхідно визначати виходячи з реальних даних про довжини прольотів, контрольованих СМПЛ. Далі проведено розрахунок очікуваних механічних навантажень у вигляді горизонтальних, вертикальних і повних тяжінь проводів ПЛ при мінливих метеоумовах, включаючи впливи на ПЛ динамічних навантажень.

У розрахунках представимо залежності величин тяжінь від змінних метеорологічних параметрів при:

- 1) вихідних експлуатаційних механічних навантажень;
- 2) впливі вітрових навантажень на провід без відкладень;
- 3) впливі навантажень від відкладень без вітру;

- 4) впливі ожеледно-вітрових навантажень;
- 5) динамічних впливах танцювання проводів.

2.1. Аналіз вихідних експлуатаційних механічних навантажень.

Проведення аналізу ожеледно-вітрових впливів на проводи ПЛ передбачає визначення вихідних експлуатаційних механічних параметрів лінії, що відбивають її стан за відсутності несприятливих метеорологічних впливів на елементи ПЛ. Відповідно до методики механічного розрахунку ПЛ визначено згідно з обраними умовами значення розрахункових коефіцієнтів, визначено параметри для обраних проводів ПЛ-110 кВ, які представлені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 - Параметри вибраних для механічного розрахункового аналізу проводів марки АС-120/19

Позначення	Найменування параметра	Чисельне значення
F	Повний поперечний переріз проводу, мм^2	136,8
d_n	Зовнішній діаметр проводу, мм	15,2
M_0	Погонна маса проводу, кг/км	471
k_d	Коефіцієнт, що враховує дійсний діаметр проводу, $k_d = \frac{0.83}{\sqrt[4]{0.1 \cdot d_n}} + 0.17 [2]$	0,918
E	Модуль пружності проводу, Н/мм^2	$82,5 \cdot 10^3$
$\alpha_{\text{л.р.}}$	Температурний коефіцієнт лінійного розширення, 10^{-1}°C	$19,2 \cdot 10^{-6}$
$R_{\text{роз}}$	Розривне зусилля проводу, Н	40520
$\sigma_{\text{пр}}$	Межа напруження (міцності) проводу при розтягуванні, кгс	296,2
$\sigma_{\text{дон}}(T_{\text{дон}})$	Нормативне допустиме напруження (тяжіння) проводу, яка допускається, кгс	118,5
$T_{\text{дон}}$	Нормативне допустиме тяжіння проводу, кгс $T_{\text{дон}} = \sigma_{\text{дон}} \cdot F / g$	1621
g	Прискорення вільного падіння, м/с^2	10
$\sigma_e(T_e)$	Експлуатаційне напруження (тяжіння) проводу, кгс	88,9
T_e	Експлуатаційне тяжіння проводу, кгс $T_e = \sigma_e \cdot F / g$	1216

Результати розрахунку питомих механічних навантажень γ_i , на проводи представлені у табл. 2.2.

Таблиця 2.2- Питомі механічні навантаження на провід АС-120/19

Позначення	Найменування параметра	Чисельне значення
b_z	розрахункова товщина стінки ожеледних відкладень, мм $b_z = k_d \cdot k_h \cdot b_{z.n.}$	18,35
k_h	поправковий коефіцієнт на висоту розташування над землею центру тяжкості всіх проводів ділянки лінії, що розглядається	15,2
γ_1	питоме навантаження від ваги проводу	0,034
γ_2	питоме навантаження від ваги відкладень на проводі	0,126
γ_3	питоме навантаження від сумарної ваги проводу та відкладень на ньому	0,159
γ_4	питоме навантаження від тиску вітру на провід без відкладень	0,056
γ_5	питоме навантаження від тиску вітру на провід з відкладеннями на ньому	0,192
γ_6	результуюче питоме навантаження від ваги проводу без відкладень та тиску вітру на нього	0,065
γ_7	результуюче питоме навантаження від ваги проводу з відкладеннями та тиску вітру на нього	0,249

Розрахунок вихідних механічних навантажень на проводи ПЛ: горизонтальної складової тяжіння (H_Θ), вертикальної складової тяжіння (V_Θ), повного тяжіння дроту (T_Θ) – здійснено з визначенням механічного напруження у проводах σ_Θ з рівняння стану проводу[6]:

$$\sigma_\Theta - \frac{\gamma_1^2 \cdot l_{розр}^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_\Theta^2} = \sigma_{доп} - \frac{\gamma_7^2 \cdot l_{розр}^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_{доп}^2} - \alpha_{л.р.} \cdot A \cdot (\Theta - \Theta_e) \quad (2.1)$$

де Θ , °C – змінна температура; $\Theta_e = 20$ °C - експлуатаційна температура.

Стріли провісу f_Θ , м, відповідно до [2], визначені з виразу:

$$f_\Theta = \frac{\gamma_1^2 \cdot l_{розр}^2}{8 \cdot \sigma_\Theta} \quad (2.2)$$

Горизонтальні складові повного тяжіння H_Θ , кгс, згідно [4] визначаються як:

$$H_{\Theta} = \frac{M_0 \cdot 10^{-3} \cdot l_{розр}^2}{8 \cdot f_{\Theta}}. \quad (2.3)$$

Вертикальні складові повного тяжіння дроту V_{Θ} , кгс, визначається відповідно [4]:

$$V_{\Theta} = M_0 \cdot 10^{-3} \cdot l_{розр}. \quad (3.3)$$

Повне тяжіння проводу буде дорівнювати:

$$T_{\Theta} = \sqrt{(H_{\Theta})^2 + (V_{\Theta})^2}.$$

В результаті розрахунку отримано залежності величин тяжіння проводів від змінних значень температури повітря: H_{Θ} , V_{Θ} , $T_{\Theta}=F(t^{\circ})$. Графіки цих залежностей представлені на рис. 2.1, а.

З графіків випливає, що вертикальна складова тяжіння проводу (V_{Θ}) залишається завжди незмінною, рівною 70 кгс, і не залежить від змін температури, горизонтальна складова (H_{Θ}) залежить від зміни температури, змінюючись в діапазоні 280÷235 кгс, і за будь-яких умов значно перевищує вертикальну складову тяжіння дроту (V_{Θ}) і складає основну частку повного тяжіння (T_{Θ}), яке змінюється у діапазоні 295÷250 кгс. У розглянутому діапазоні температур без впливів відкладень та вітру значення тяжінь у проводах значно менше допустимих граничних значень, тому температурні дії на проводи не є аварійно-небезпечними.

2.2 Аналіз очікуваних вітрових навантажень.

Значення тяжінь H_v , V_v , T_v , що виникають у проводах без відкладень, але зі змінною швидкістю вітру $v = 0, 10, 20, 30, 40$ м/с, при фіксованій температурі ожеледиці $\Theta_r = -5^{\circ}\text{C}$ визначені за наведеними нижче формулами.

Стріли провісу f_v , м, розраховані за формулою:

$$f_v = \frac{\gamma_6^2 \cdot l_{розр}^2}{8 \cdot \sigma_v}. \quad (2.6)$$

Тут

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \left(\frac{\alpha \cdot k_l \cdot C_x \cdot v^2 \cdot d_n}{1,6 \cdot 10^{-3} \cdot F} \right)^2}, \quad (2.7)$$

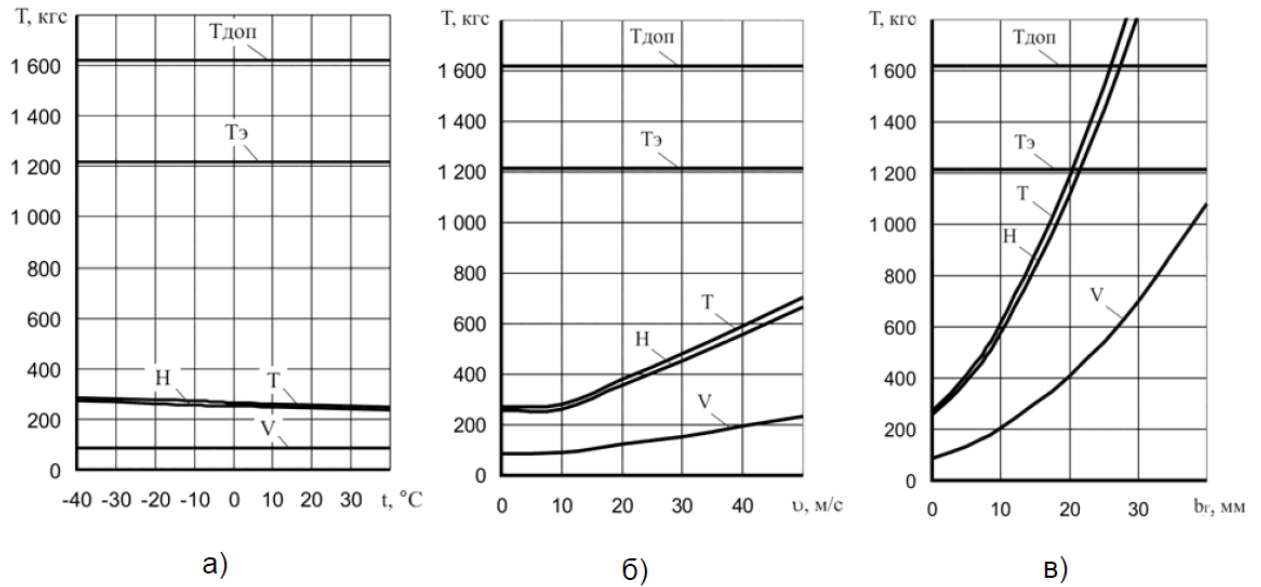


Рисунок 2.1. Графіки залежності величин тяжіння проводів: а – без відкладень та вітру від температури повітря; б - без відкладень від швидкості вітру при фіксованій температурі $\Theta_e = -5^\circ \text{C}$; в – без вітру при фіксованій температурі $\Theta_e = -5^\circ \text{C}$ від товщини стінки відкладень у вигляді чистої ожеледиці із щільністю $g_0 = 900 \text{ кг/м}^3$

де α - коефіцієнт нерівномірності швидкісного напору по прольоту; k_l – коефіцієнт впливу довжини прольоту; C_x – коефіцієнт лобового опору провідів швидкісному натиску вітру.

Рівняння станупроводів буде мати вигляд:

$$\sigma_v - \frac{\gamma_6^2 \cdot l_{розр}^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_v^2} = \sigma_{дон} - \frac{\gamma_7^2 \cdot l_{розр}^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_{дон}^2} - \alpha_{л.р.} \cdot A \cdot (\Theta_v - \Theta_e) \quad (2.8)$$

Горизонтальні складові повного тяжіння H_v , кгс, згідно [4] визначаються як:

$$H_v = \frac{\sqrt{(M_0 \cdot 10^{-3})^2 + P_v^2 \cdot l_{розр}^2}}{8 \cdot f_v} \quad (2.9)$$

де P_v - тиск вітрового потоку, кгс який визначається як

$$P_v = 6,25 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha \cdot k_l \cdot C_x \cdot v^2 \cdot d_n \quad (2.10)$$

Вертикальні складові повного тяжіння дроту V_v , кгс, визначається відповідно [4]:

$$V_v = \sqrt{(M_0 \cdot 10^{-3})^2 \cdot l_{розр}^2 + P_v^2 \cdot l_{розр}^2}. \quad (2.11)$$

Повне тяжіння проводу буде дорівнювати:

$$T_v = \sqrt{(H_v)^2 + (V_v)^2}.$$

Графік залежності H_v , V_v , $T_v = F(v)$ величин тяжіння проводів без відкладень при фіксованій температурі $\Theta_e = -5^\circ\text{C}$ від швидкості вітру, побудований за результатами розрахунків за виразами (2.6)÷(2.12), представлений на рис. 2.1, б. З графіка видно, що незалежно від величини вітрового навантаження повне тяжіння проводу не перевищує допустимого ($T_{дон} = 1653$ кгс) та експлуатаційного значення ($T_e = 1240$ кгс). Отже, вітровий вплив на провід без відкладень при швидкості вітру до 40 м/с не є аварійно-небезпечним для ПЛ.

2.3 Аналіз очікуваних навантажень від відкладень різних видів.

Натяги H_{Θ_g} , V_{Θ_g} , T_{Θ_g} , що виникають у проводах без вітру та за фіксованої температури ожеледі $\Theta_e = -5^\circ\text{C}$ за наявності відкладень різних видів: чистого льоду з густиною $g_0 = 900$ кг/м³, суміші льоду зі снігом – $g_0 = 450$ кг/м³, паморозі – $g_0 = 225$ кг/м³, та з різною товщиною стінки відкладень ($b_{з.н.} = 0, 5, 10, 20, 30, 40$ мм), – визначено за наступними формулами.

Стріли провисання f_{Θ_g} , м, знайдено за формулою:

$$f_{\Theta_g} = \frac{\gamma_3^2 \cdot l_{розр}^2}{8 \cdot \sigma_{\Theta_g}}. \quad (2.13)$$

де

$$\gamma_3 = \gamma_1 + g \frac{g_0 \cdot \pi \cdot b_g \cdot (d_l + b_g)}{F} \cdot 10^{-6}. \quad (2.14)$$

Рівняння станупроводе буде мати вигляд:

$$\sigma_{\Theta_g} - \frac{\gamma_3^2 \cdot l_{розр}^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_{\Theta_g}^2} = \sigma_{дон} - \frac{\gamma_1^2 \cdot l_{розр}^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_{дон}^2} - \alpha_{л.р.} \cdot A \cdot (\Theta_g - \Theta_e) \quad (2.15)$$

Горизонтальні складові повного тяжіння H_{Θ_g} , кгс, згідно [4] визначаються як:

$$H_{\Theta_g} = \frac{(M_0 \cdot 10^{-3} + g_0 10^{-6} \cdot F_{\text{від}}) \cdot l_{\text{розр}}^2}{8 \cdot f_{\Theta_g}}. \quad (2.16)$$

де $F_{\text{від}}$ - площа поперечного перерізу стінки відкладень, мм², обчислюється відповідно до [4] за формулою:

$$F_{\text{від}} = \frac{\pi \cdot \left((d_l + 2b_g)^2 - d_l^2 \right)}{4}. \quad (2.17)$$

Вертикальні складові повного тяжіння проводу V_{Θ_g} кгс, визначається відповідно [4]:

$$V_{\Theta_g} = (M_0 \cdot 10^{-3} + g_0 \cdot 10^{-6} F_{\text{від}}) \cdot l_{\text{розр}}. \quad (2.18)$$

Повне тяжіння проводу буде дорівнювати:

$$T_{\Theta_g} = \sqrt{(H_{\Theta_g})^2 + (V_{\Theta_g})^2}.$$

За результатами розрахунків за виразами (2.13)-(2.19) для кожного проводу побудовано графіки залежностей $H_{\Theta_g}, V_{\Theta_g}, T_{\Theta_g} = F(b_{\text{з.н.}})$ величин тяжінь проводів без впливу вітру та при фіксованій температурі повітря $\Theta_z = -5^\circ\text{C}$ від товщини стінки відкладень у вигляді: чистої ожеледі з щільністю $g_0=900$ кг/м³ (рис. 2.1, в), суміші ожеледі зі снігом – $g_0=450$ кг/м³ (рис. 2.2, а) та паморозі – $g_0=225$ кг/м³ (рис. 2.2, б).

З графіків випливає:

1) При виникненні відкладень у вигляді паморозі незалежно від товщини стінки відкладень повне тяжіння проводу не перевищує допустимих та експлуатаційних величин ($T < T_e < T_{\text{дон}}$).

2) При виникненні відкладень у вигляді суміші ожеледі зі снігом повне тяжіння проводу досягає критичних значень експлуатаційного тяжіння ($T = T_e$) при $b_z = 32$ мм, і нормативного допустимого тяжіння ($T = T_{\text{дон}}$) при $b_z = 40$ мм.

3) При виникненні відкладень у вигляді чистої ожеледі повне тяжіння проводу досягає критичних значень експлуатаційного тяжіння ($T = T_e$) при $b_z = 21$ мм і нормативного допустимого тяжіння ($T = T_{\text{дон}}$) при $b_z = 27$ мм.

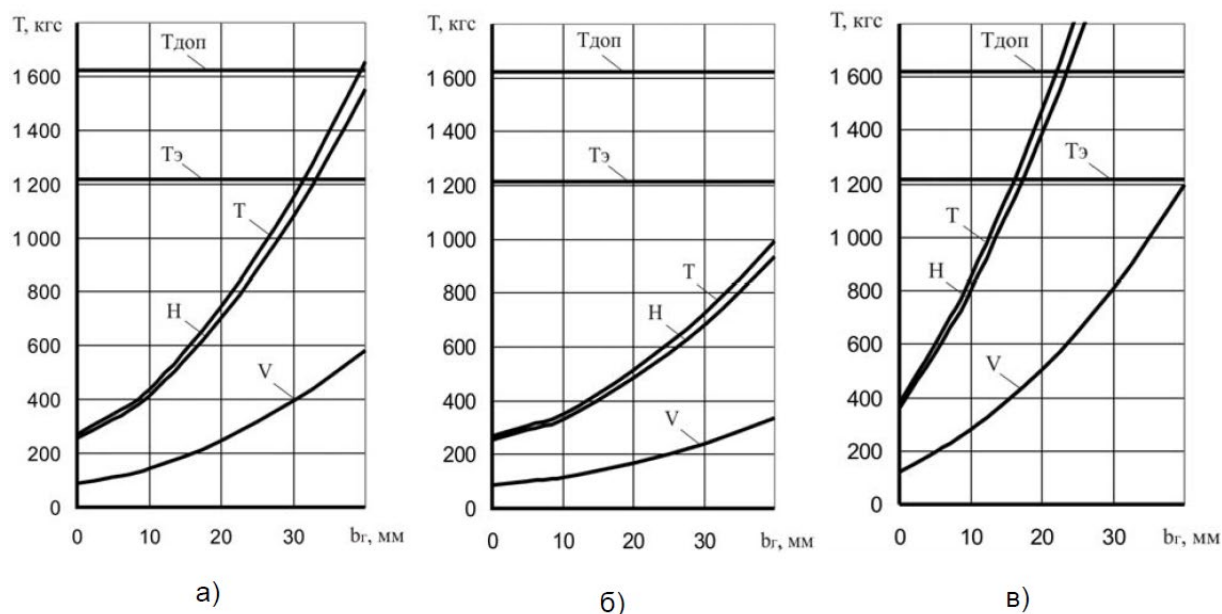


Рисунок 2.2. Графіки залежності натягів проводів при фіксованій температурі $\Theta_c = -5^\circ\text{C}$: а – без вітру від товщини стінки відкладень у вигляді ожеледі зі снігом з густиною $g_0 = 450 \text{ кг/м}^3$; б – без вітру від товщини стінки відкладень у вигляді паморозі з густиною $g_0 = 225 \text{ кг/м}^3$; в – швидкості вітру $v = 20 \text{ м/с}$ і густини відкладень $g_0 = 900 \text{ кг/м}^3$ (чиста ожеледь) від товщини стінки відкладень.

Помітний вплив значення густини (виду) відкладень на величини H , V і T вказує на необхідність вирішення інформаційно-вимірювальними системами моніторингу ПЛ задачі розпізнавання виду відкладень.

2.4. Аналіз очікуваних ожеледно-вітрових навантажень.

Тяжіння $H_{v\Theta_g}$, $V_{v\Theta_g}$, $T_{v\Theta_g}$, що виникають у проводах під дією на них вітру зі швидкістю $v = 20 \text{ м/с}$ і відкладень товщиною $b_{г.н.} = 0, 5, 10, 20, 30, 40 \text{ мм}$ при фіксованій температурі льодоутворення $\Theta_c = -5^\circ\text{C}$ і густині відкладень $g_0 = 900 \text{ кг/м}^3$ (чиста ожеледь) розраховані за наступними формулами.

Стріли провисання $f_{v\Theta_g}$, м, знайдені за формулою:

$$f_{v\Theta_g} = \frac{\gamma_7^2 \cdot l_{розр}^2}{8 \cdot \sigma_{v\Theta_g}}. \quad (2.20)$$

Рівняння стану проводу запишемо у вигляді:

$$\sigma_{\nu\Theta_g} - \frac{\gamma_7^2 \cdot l_{розр}^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_{\nu\Theta_g}^2} = \sigma_{дон} - \frac{\gamma_7^2 \cdot l_{розр}^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_{дон}^2} - \alpha_{л.р.} \cdot A \cdot (\Theta_g - \Theta_e) \quad (2.22)$$

Горизонтальні складові повного тяжіння $H_{\nu\Theta_g}$, кгс, згідно [4] визначаються як:

$$H_{\nu\Theta_g} = \frac{\sqrt{(M_0 \cdot 10^{-3} + g_0 \cdot 10^{-6} F_{від})^2 \cdot P_v^2 \cdot l_{розр}^2}}{8 \cdot f_{\Theta_g}}. \quad (2.23)$$

де $F_{від}$ обчислено з виразу (2.17), а P_v – за формулою (2.10).

Вертикальні складові повного тяжіння проводу V_{Θ_g} кгс, визначається відповідно:

$$V_{\Theta_g} = \sqrt{\left((M_0 \cdot 10^{-3} + g_0 \cdot 10^{-6} F_{від}) \cdot l_{розр}\right)^2 + P_v^2 \cdot l_{розр}^2}. \quad (2.24)$$

Повне тяжіння проводу $T_{\nu\Theta_g}$ буде дорівнювати:

$$T_{\nu\Theta_g} = \sqrt{(H_{\nu\Theta_g})^2 + (V_{\nu\Theta_g})^2}.$$

За результатами розрахунків за виразами (2.20) ÷ (2.24) побудовано графік залежностей $H_{\nu\Theta_g}, V_{\nu\Theta_g}, T_{\nu\Theta_g} = F(b_c)$ натягів проводу при температурі $\Theta_c = -5^\circ\text{C}$, швидкості вітру $v=20$ м/с та густині відкладень $g_0=900$ кг/м³ (чиста ожеледь) від товщини стінки відкладень (рис. 2.2, в).

З графіка видно, що при виникненні відкладень та вітрового впливу, відповідно до прийнятих в розрахунку умов, повний натяг проводу досягає критичних значень експлуатаційного натягу ($T = T_e$) при $b_{гол} = 17$ мм та нормативного допустимого натягу ($T = T_{дон}$) при $b_{гол} = 22$ мм. При поєднанні ожеледних та вітрових впливів має місце режим максимальних статичних навантажень на проводи ПЛ.

2.5. Аналіз очікуваних динамічних навантажень галопування проводів.

Галопування проводів виникає при поєднанні умов, що сприяють виникненню та розвитку динамічних коливань проводів [8]. Поєднання цих умов найбільш ймовірне в режимі за п. 3 ожеледно-вітрових навантажень. Цей

режим прийнято як вихідний для режиму динамічних навантажень, тобто швидкість вітру $v = 20$ м/с, товщина стінки відкладень $b_{\text{с.н.}} = 0, 5, 10, 20, 30, 40$ мм при фіксованій температурі повітря $\Theta_{\text{с}} = -5^{\circ}\text{C}$ і щільності відкладень $g_0 = 900$ кг/м³ (чиста ожеледь).

Величина динамічних навантажень галопування проводів у розглядуваному випадку складається з величини вихідного статичного навантаження та величини зміни тяжіння ($\Delta T_{\text{галоп}}$), зумовленої коливаннями проводів [7]:

$$T_{\text{галоп.}} = T + \Delta T_{\text{галоп.}} \quad (2.25)$$

Розрахунок $\Delta T_{\text{галоп}}$ здійснено з використанням методики, запропонованої в [7], за якою тяжіння проводу $\Delta T_{\text{галоп(анк)}}$ при коливаннях проводу в анкерному прольоті визначається з виразу:

$$\frac{T_{\text{галоп(анк)}} \cdot l_{\text{розр}}}{E \cdot F} = \frac{p^2 \cdot l_{\text{розр}}^3}{24 \cdot (T + \Delta T_{\text{галоп(анк)}})^2} - \frac{p^2 \cdot l_{\text{розр}}^3}{24 \cdot T^2} + \frac{1}{4} \cdot \frac{m^2 \cdot \pi^2}{l_{\text{розр}}} \cdot A \cdot \cos^2 \omega t, \quad (2.26)$$

де m – число півхвиль у прольоті; A – амплітуда коливань галопування проводів, м; ωt – фаза коливання проводу.

У розрахунку прийнято, що для розглянутої лінії амплітуда коливань проводів при галопуванні з двома ($m = 2$) півхвилями в прольоті в середньому становитиме 2 метри ($A = 2$ м). Тяжіння проводу при галопуванні досягає максимуму (амплітудного значення) в моменти, коли провід перебуває в крайніх (верхньому або нижньому) положеннях, тобто при $\cos \omega t = 1$.

На відміну від авторів, які прийняли в розрахунку в якості вихідного режим експлуатаційних механічних навантажень, в даному розрахунку для оцінки руйнівного впливу на ПЛ галопування проводів в якості вихідних прийняті умови максимальних статичних навантажень на елементи ПЛ, за яких можливе виникнення галопування. У зв'язку з цим замість значення погонної маси проводу (p) використана величина маси проводу з відкладеннями на ньому, і величина початкового статичного тяжіння (T) обрана не для режиму вихідних механічних навантажень, а для режиму максимальних ожеледно-вітрових впливів.

Зміна тяжіння ($\Delta T_{\text{галоуп(пром)}}$) проводу в проміжному прольоті з урахуванням руху підвісних гірлянд ізоляторів залежить від режиму коливань у багатопротітній системі: при протифазних коливаннях проводу (гірлянди ізоляторів не відхиляються) розрахунок проводиться з виразу (2.26), при синфазних коливаннях (зсуві по фазі на чверть періоду) відхилення гірлянд буде максимальним, а зміна тяжіння мінімальним. У всіх інших випадках величини зміни тяжіння будуть знаходитися між цими граничними значеннями: $\Delta T_{\text{галоуп(пром)}}$ і $\Delta T_{\text{галоуп(анк)}}$.

Для синфазних коливань $\Delta T_{\text{галоуп(пром)}}$ визначено з виразу [7]:

$$\frac{T_{\text{галоуп(пром)}} \cdot l_{\text{розр}}}{E \cdot F} = \frac{p^2 \cdot l_{\text{розр}}^3}{24 \cdot (T + \Delta T_{\text{галоуп(пром)}})^2} - \frac{p^2 \cdot l_{\text{розр}}^3}{24 \cdot T^2} + \frac{1}{8} \cdot \frac{m^2 \cdot \pi^2}{l_{\text{розр}}} \cdot A \cdot \cos^2 \omega t, \quad (2.27)$$

За результатами розрахунку побудовано графік залежності $T_{\text{галоуп(пром)}}$, $T_{\text{галоуп(анк)}} = F(b_{\text{г.н.}})$ натягів при галоупуванні проводів від товщини стінки ожеледних відкладень, представлений на рис. 2.3.

З графіка видно, що відповідно до прийнятих в розрахунку умов повний натяг проводу при галоупуванні в анкерному прольоті досягає значень експлуатаційного натягу ($T_{\text{галоуп(анк)}} = T_e$) при $b_e = 13$ мм і нормативного допустимого натягу ($T_{\text{галоуп(анк)}} = T_{\text{доп}}$) при $b_e = 19$ мм. При коливаннях у проміжному прольоті величина натягу в залежності від режиму коливань може бути нижчою, ніж в анкерному прольоті, досягаючи мінімуму (серединна крива на рис.2.3) при синфазних коливаннях, при яких повний натяг проводу досягає значень експлуатаційного натягу ($T_{\text{галоуп(пром)}} = T_e$) при $b_e = 15$ мм і нормативного допустимого натягу ($T_{\text{галоуп(пром)}} = T_{\text{доп}}$) при $b_e = 21$ мм.

Незважаючи на відносно невелике зростання величини натягу $\Delta T_{\text{галоуп(пром)}}$ при синфазних коливаннях проводів у багатопротітній системі, поряд з відхиленнями гірлянд ізоляторів на траверсі, тросостійці та тілі опори, прикладений до них вектор сумарних сил механічних впливів з частотою коливань змінює свій напрямок відповідно до величини δ -горизонтального відхилення гірлянди ізоляторів. При цьому виникає динамічна горизонтальна складова сумарних сил впливів: $H_{\text{галоуп(пром)}} = F(T_{\text{галоуп(пром)}}, \delta)$. Якщо в режимі

статичних навантажень ця складова за рахунок балансу сил дорівнює нулю, то при галопуванні вона діє перпендикулярно траверсам і тілу опори, тобто прикладена на максимально можливі плечі впливів на них у напрямку їх найменшої механічної міцності [8]. Такий перерозподіл сил є основною причиною виникнення аварій на ПЛ при галопуванні проводів.

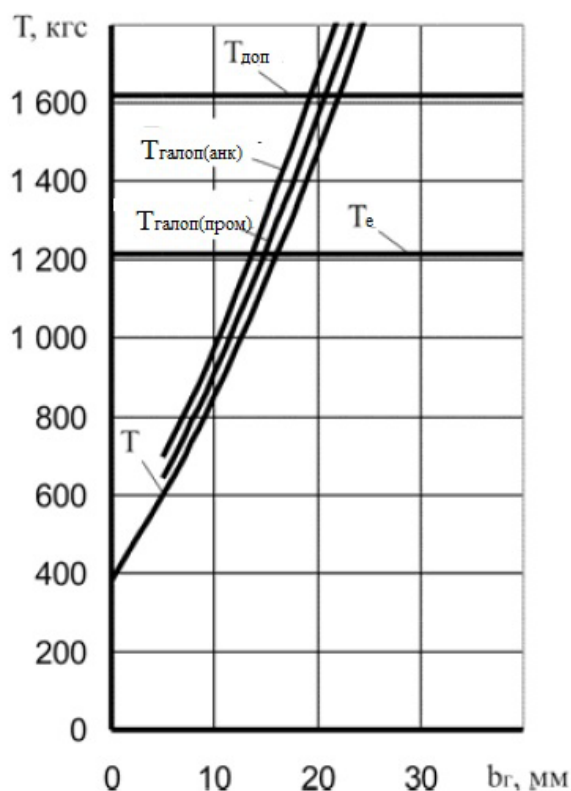


Рисунок 2.3. Графік залежності натягу при танцюванні проводів від товщини стінки ожеледних відкладень

Висновки по другому розділу

1. За результатами аналізу очікуваних механічних навантажень на проводи (грозозахисні троси) ПЛ отримано конкретні величини тяжінь у проводах за конкретних умов, що відображають узагальнений вплив на елементи ПЛ експлуатаційних та метеорологічних параметрів.

2. Графічно сформовано динаміку зміни величин тяжінь при змінах основних впливаючих параметрів з урахуванням інших впливів, що в сукупності відображають найбільш реальні поєднання впливів на ПЛ.

3. Отримані значення очікуваних механічних навантажень можуть бути використані як апріорна інформація при створенні бази даних очікуваних величин і порогових значень вимірюваних параметрів для СМПЛ.

4. Представлена методика аналізу та розрахунку може бути використана при розробці та проєктуванні СМПЛ для інших типів ліній будь-яких класів напруг, що знаходяться в будь-яких метеорологічних умовах.

5. Запропонована методика, на відміну від відомих, поряд зі статичними впливами враховує динамічні впливи галопування проводів, що є принципово новим у механічному розрахунку ПЛ і дозволяє розробити конструкції ліній, що мають більш високу стійкість до динамічних навантажень.

РОЗДІЛ 3

ОЦІНКА МЕХАНІЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ НА ПРОВОДУ РІЗНОЇ ФОРМИ ПЕРЕКАЗУ КЛАСУ НАПРУГИ 6–35 кВ

Основними споживачами електричної енергії розподільної мережі є об'єкти невеликого промислового та сільськогосподарського виробництва та населені пункти, які віддалені від енергетичних центрів і заживлюються переважно повітряними лініями електропередачі (ПЛ), довжина яких від джерела електроенергії до споживача може сягати декількох десятків кілометрів. Схема електропостачання в основному має «деревоподібну» структуру з безліччю відгалужень на кінцевих споживачів. Через таку розгалужену структуру в розподільній мережі часто трапляються аварійні відключення, пов'язані, насамперед, з технологічними порушеннями, до яких відносяться й аварійні відключення електричних мереж внаслідок стихійних явищ [10, 12].

3.1 Визначення ймовірних механічних навантажень проводів для ліній електропередачі напругою 6-35 кВ

Коротко розглянемо сили та навантаження, що діють на проводи ПЛ 6-35 кВ. Проводи ПЛ, підвішені на опорах повітряної лінії, перебувають під постійною дією рівномірно розподіленого по довжині вертикального статичного навантаження від власної ваги. Крім того, на них можуть діяти зовнішні сили, спрямовані вертикально (ожеледиця та паморозеві утворення) і горизонтально (тиск вітрового потоку) [9, 10]. Вертикальне навантаження від ожеледно-паморозевих утворень викликає найбільші зусилля в проводах і діє не постійно, а лише при несприятливих поєднаннях атмосферних умов [10]. Таке навантаження може існувати на поверхні проводів тривалий час, тому його вважають основним при розрахунку механічної міцності проводів. Наростання ожеледного утворення при цьому відбувається поступово і не супроводжується динамічною зміною прикладеної сили, тому навантаження від ожеледі при розрахунках приймають статичним [10, 12]. Динамічною дією справедливо можна вважати раптове скидання ожеледі при сильних поривах

вітру або обрив проводу в суміжних прольотах. Горизонтальне навантаження від вітру, як і вертикальне навантаження від ожеледі, викликає великі зусилля в проводі. При розрахунках горизонтальне навантаження, як і вертикальне, приймають статичним. Динамічний ефект пульсації швидкісного напору вітру не спостерігається з наступних причин: через малу жорсткість проводів; пульсації вітру на різних ділянках прольоту не співпадають за амплітудою і фазою діючої сили [7].

Для кількісної оцінки вертикального і горизонтального навантажень, що діють на провід, в роботі проведено уточнення методики визначення, діючих на проводи навантажень з урахуванням форми поперечного перерізу проводу [10].

Відомо, що повне вертикальне навантаження при ожеледі визначається арифметичною сумою одиничних навантажень від власної ваги та ваги ожеледі [7, 8]:

$$P_{\text{рез. верт}} = P_{\text{пров}} + P_{\text{гол}},$$

$$P_{\text{пров}} = (\gamma_{\text{ст}} F_{\text{ст}} + \gamma_{\text{п}} F_{\text{п}}) \eta \cdot 10^{-3},$$

де $\gamma_{\text{ст}}$ – питома вага сталі; $\gamma_{\text{п}}$ – питома вага матеріалу провідної частини; $F_{\text{ст}}$ – площа перерізу сталевого сердечника; $F_{\text{п}}$ – площа перерізу дротів провідної частини; η – коефіцієнт, що враховує приріст довжини скручених проводів.

$$P_{\text{гол}} = g_0 \pi c (d + c) \cdot 10^{-3},$$

де g_0 – об'ємна вага льоду на поверхні проводу; d – діаметр проводу; c – товщина стінки ожеледі.

Аналіз формули (3.2) показує, що навантаження від власної ваги проводу визначається значною мірою питоною вагою та перерізом матеріалу сердечника і провідних частин, тоді як навантаження від ваги ожеледі (3.3) залежить від діаметра проводу, який визначається формою його поперечного перерізу [7]:

Периметр бічної поверхні скрученого неізолюваного проводу $P_{\text{пр}}$ визначається за виразом:

$$P_{\text{пр}} = \frac{2\sqrt{(F_{\text{ст}} + F_{\text{п}})\pi}}{\chi_{\text{зап}} m_{\text{пр}}},$$

де $\chi_{\text{зап}}$ – коефіцієнт заповнення повного перерізу проводу матеріалом; $m_{\text{пр}}$ – коефіцієнт гладкості проводу, що враховує шорсткість поверхні проводу. Вибір діаметра проводу залежить від наступних умов:

- при збільшенні коефіцієнта заповнення $\chi_{\text{зап}}$ діаметр проводу $d_{\text{пр}}$ знижується;
- при зменшенні коефіцієнта гладкості $m_{\text{пр}}$ діаметр проводу $d_{\text{пр}}$ збільшується;
- відношення площі номінального перерізу дроту до площі кола, побудованого за еквівалентним радіусом $r_{\text{екв}} = P_{\text{пр}}/2\pi$, визначається коефіцієнтом площі k_S :

$$k_S = \frac{F_{\text{ст}} + F_{\text{п}}}{\pi r_{\text{екв}}^2};$$

Максимальне значення периметра бічної поверхні проводу, в залежності від коефіцієнта площі, визначається коефіцієнтом форми проводу:

$$k_F = e^{\log\left(\frac{1}{k_S^{0,65}}\right)},$$

де $e^{\log\left(\frac{1}{k_S^{0,65}}\right)}$ – наближення (ітерація) площі фігури отриманої форми з вибраними коефіцієнтами заповнення повного перерізу проводу матеріалом і гладкості проводу до площі кола, отриманої додаванням площі номінального перерізу алюмінієвої та сталеві частин проводу.

Тоді, враховуючи вирази (3.4)–(3.6) та прийняті умови, діаметр проводу можна визначити за виразом:

$$d_{\text{пр}} = 2k_F \sqrt{\frac{(F_{\text{ст}} + F_{\text{п}})m_{\text{пр}}}{\pi\chi_{\text{зап}}}},$$

Відповідно вираз (3.3) з урахуванням (3.7) можна переписати в вигляді:

$$P_{\text{гол}} = 4g_0\pi c \left(k_F \sqrt{\frac{(F_{\text{ст}} + F_{\text{п}})m_{\text{пр}}}{\pi\chi_{\text{зап}}}} + c \right) \cdot 10^{-3}.$$

Визначення вітрових навантажень виконано за наявності ожеледного утворення на поверхні проводу та за його відсутності.

За відсутності ожеледі вітрове навантаження можна знайти за виразом:

$$P_{\text{вітр. від. гол}} = \alpha C_x \frac{v^2}{8} k_F \sqrt{\frac{(F_{\text{ст}} + F_{\text{п}})m_{\text{пр}}}{\pi\chi_{\text{зап}}}} \cdot 10^{-3},$$

де α – коефіцієнт, що враховує нерівномірність дії вітру по довжині прогону; C_x – аеродинамічний коефіцієнт (лобового зіткнення).

За наявності ожеледі вітрове навантаження становитиме:

$$P_{\text{вітр. гол}} = \alpha C_x \frac{v^2}{8} \left(k_F \sqrt{\frac{(F_{\text{ст}} + F_{\text{п}})m_{\text{пр}}}{\pi\chi_{\text{зап}}}} + c \right) \cdot 10^{-3}.$$

Сумісна дія вертикальних і горизонтальних навантажень на провід визначається при [7, 8]:

- відсутності ожеледі

$$P_{\text{рез. від. гол}} = \sqrt{P_{\text{пров}}^2 + P_{\text{ветр. отс. гол}}^2};$$

- ожеледі

$$P_{\text{рез. гол}} = \sqrt{P_{\text{рез. верт}}^2 + P_{\text{ветр. гол}}^2}.$$

Для спрощення розрахунків за виразами (3.1), (3.8)–(3.12) та побудови кривих діючих на провід навантажень, в роботі використано питомі або приведені механічні навантаження, які визначаються за виразом:

$$\gamma = \frac{p_i}{F} \quad (3.13)$$

де p_i – прийняте навантаження; F – номінальний переріз провідної та сталеві частин проводу.

Результати розрахунку приведених механічних навантажень (3.13) виразів (3.8)–(3.10), (3.12) для вихідних даних, представлених у табл. 3.1, при різних

товщині стінки ожеледі, швидкості вітру та формах проводу (рис. 3.1) представлені на рис. 3.2–3.4.

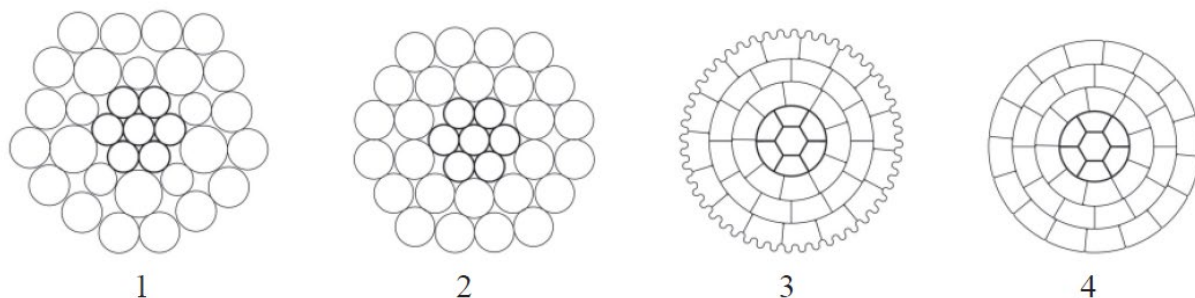


Рисунок 3.1. Варіанти форм поперечного перерізу проводу повітряної лінії електропередачі перерізом 120 мм²: 1 – провід типу АС $\chi_{\text{зап}}=0,8$ і $d_{\text{пр}}=16,89$ мм; 2 – провід типу АС $\chi_{\text{зап}}=0,89$ і $d_{\text{пр}}=15,14$ мм; 3 – провід з розвиненою боковою поверхнею (енергоефективний) $\chi_{\text{зап}}=0,99$ і $d_{\text{пр}}=13,77$ мм ; 4 – гладкий провід, діаметр проводу дорівнює $d_{\text{пр}}=13,12$ мм

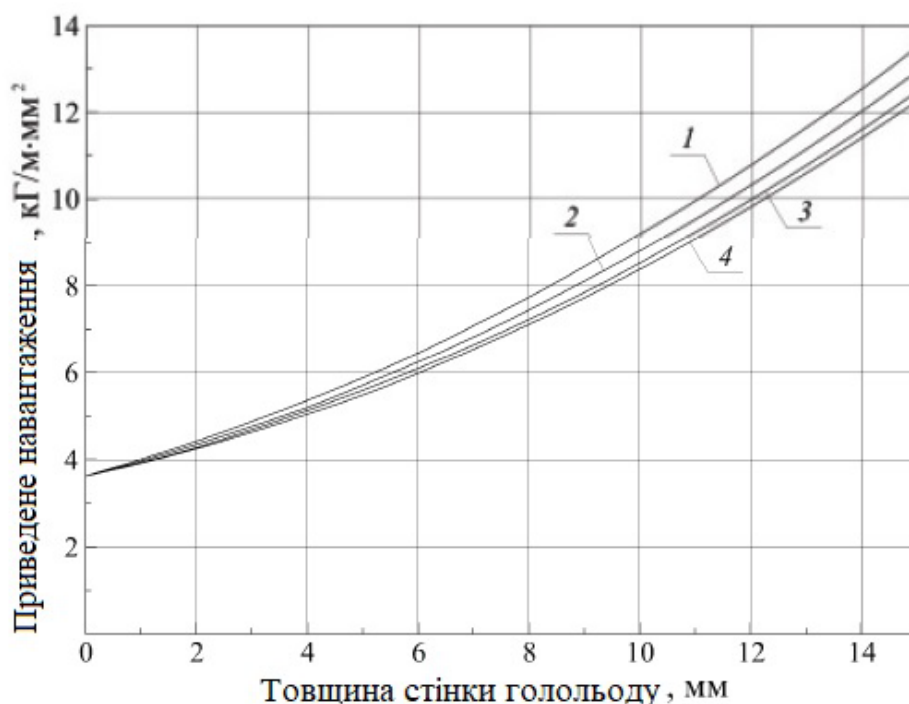


Рисунок 3.2. Зведене повне вертикальне навантаження, що діє на провід за відсутності вітру, при зміні товщини стінки ожеледі (1–4 – по рис. 3. 1)

Таблиця 3.1. Вихідні дані для розрахунку механічних навантажень, що діють на проводи різних форм перерізу.

Параметр	Позначення	Прийнята величина
Номінальний перетин, мм ²		
Провідна частина проводу	$F_{\text{п}}$	118
Стальна частина проводу	$F_{\text{ст}}$	18,83
Аеродинамічний коефіцієнт		
При голольоді	C_x	1,1
При відсутності голольоду		1,2
Коефіцієнт нерівномірності лінійного розширення		
При голольоді	α	1
При відсутності голольоду		0,85
Коефіцієнт гладкості проводу		
1	$m_{\text{пр}}$	0,8
2		0,82
3		0,61
4		1,0
Коефіцієнт заповнення повного перетину матеріалом		
1	$\chi_{\text{зап}}$	0,8
2		0,89
3		0,99
4		1,0

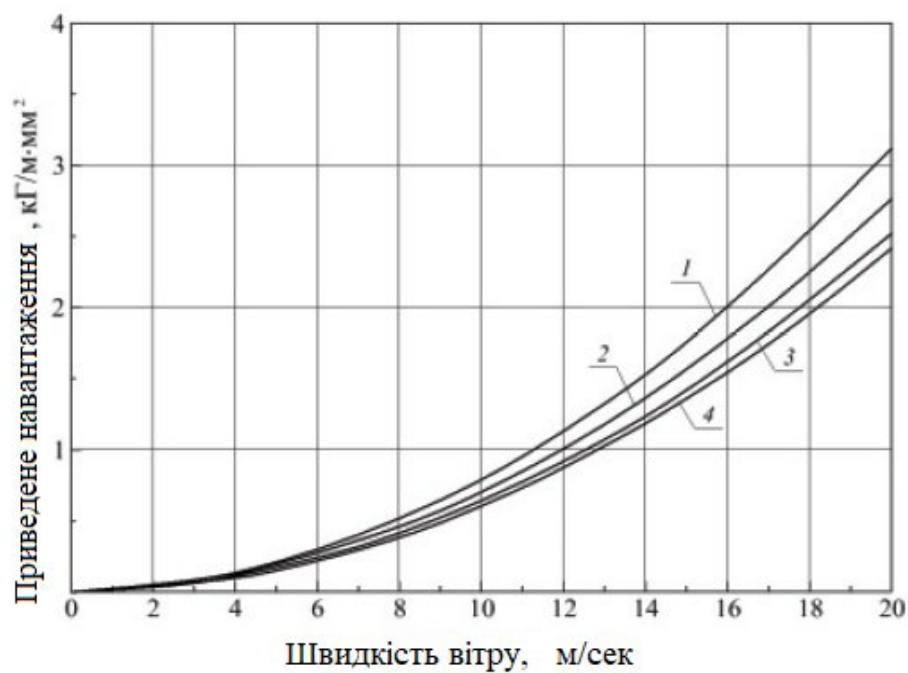


Рисунок 3.3. Зведене навантаження, що діє на провідник, вільний від ожеледі, при зміні швидкості вітру (1–4 – по рис. 3.1)

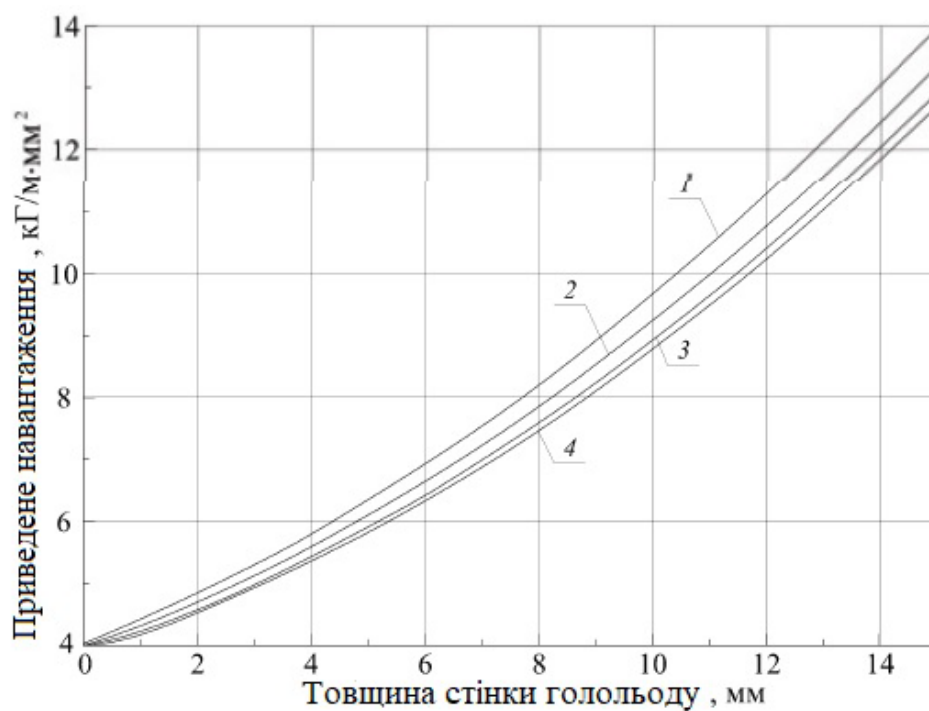


Рисунок 3.4. Зведена повна вертикальна сила, що діє на провід, при вітрі ($v=20$ м/с), в залежності від товщини стінки ожеледі на поверхні проводу (1–4 – по рис. 3.1)

На рис. 3.1. представлені варіанти форм поперечного перерізу проводів. Аналіз рисунків показує, що форма поперечного перерізу проводу впливає на величину ожеледного утворення на його поверхні та дію вітрового потоку, отже, на вертикальне і горизонтальне навантаження. Зміна коефіцієнтів гладкості проводу і заповнення повного перерізу матеріалом дозволяє підібрати допустиму величину навантаження, необхідну для вибору раціонального перерізу і форми проводу.

3.2 Розробка алгоритму вибору неізолюваного проводу повітряної лінії

На основі отриманих залежностей зміни механічних навантажень розроблено алгоритм вибору неізолюваного проводу повітряної лінії для живильної мережі (рис. 3.5).

Алгоритм вибору проводу в залежності від імовірних механічних навантажень відбувається в наступному порядку:

- задаються нормовані значення навантажень, що діють на провід, підбираються проводи- аналоги;
- задаються вихідні дані для розрахунку (погодні умови, аеродинамічний коефіцієнт, коефіцієнт нерівномірності вітрового потоку, товщина стінки ожеледі);
- визначається переріз проводу за умовами, рекомендованими при виборі неізолюваного проводу повітряної лінії електропередачі (допустимий струм, падіння напруги), – дані умови вимагають прив'язки до реальної схеми електропостачання і можуть опускатися при розрахунку механічних навантажень;
- задаються коефіцієнти, що визначають форму поперечного перерізу неізолюваного проводу повітряної лінії електропередачі, – виконується побудова необхідної форми і обчислення діаметра проводу;
- виконуються побудови характеристик імовірних механічних навантажень, що діють на проводи, за різних погодних умов;

- виконується порівняння механічних навантажень аналога та обраного проводу – при зниженні діючих навантажень на обрану форму проводу та виконанні низки умов, представлених у роботі [7], провід вважається енергоефективним та задовольняє умовам пошуку.

3.3 Обчислення критичної довжини прогону

Виконано обчислення критичної довжини прогонів для оцінки дії механічних навантажень на повітряну лінію електропередачі.

Критичним довжинам прогонів відповідають відстані, які визначаються за нормальним тяжінням проводу, в яких напруження досягають граничних значень як при найбільшому навантаженні, так і при мінімальній температурі навколишнього середовища [10].

Для визначення критичної довжини прогонів необхідно розрахувати допустимі (фіктивні) напруження в проводах [11].

- при довжині прольоту меншій або рівній критичній:

$$\sigma_M = \sigma_a \frac{E}{E_a} - (\alpha - \alpha_a)(t_M - t')E,$$

де σ_a – нормальний натяг проводу; E – модуль пружності проводу в цілому; E_a – модуль пружності алюмінієвої частини проводу; α – температурний коефіцієнт лінійного розширення проводу; α_a – температурний коефіцієнт лінійного розширення алюмінієвої частини проводу; t_M – розрахункова максимальна температура навколишнього середовища; t' – температура при виготовленні проводу.

- при довжині прольоту більшій за критичну:

$$\sigma_H = \sigma_a \frac{E}{E_a} - (\alpha - \alpha_a)(t_H - t')E,$$

де t_H – розрахункова температура навколишнього середовища при збільшенні льодяного покриття на поверхні проводу.

Критична довжина прольоту для кожного з варіантів проводів (рис. 3.1), з урахуванням (3.14) і (3.15) визначається за виразом:

$$l_K = \frac{\sigma_H}{P_{\text{пров}}} \sqrt{\frac{24\alpha_a(t_H - t_M)}{q^2 - \left(\frac{\sigma_H}{\sigma_M}\right)^2}},$$

де $q = \frac{P_{\text{вітр.гол}}}{P_{\text{пров}}}$ – критичне навантаження.

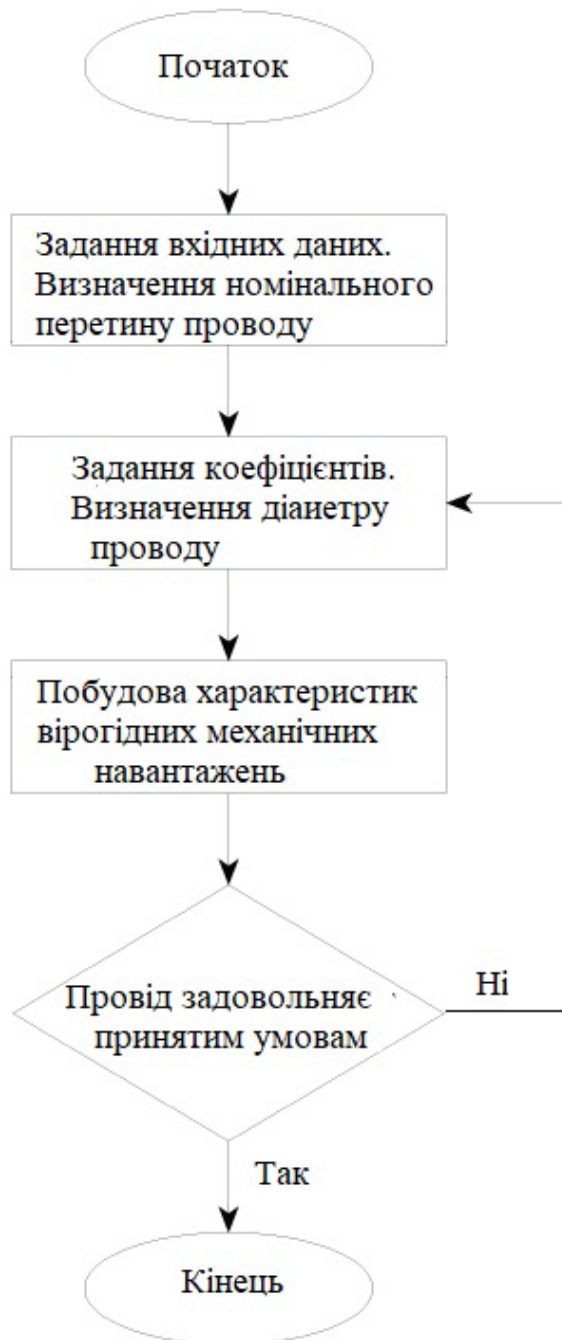


Рисунок 3.5. Алгоритм вибору неізолюваного проводу повітряної лінії

Для розрахунку критичної довжини прольотів (3.16) були прийняті наступні умови та допущення:

- натяг дроту нормальний $\alpha_d = 8 \text{ кГ/мм}^2$;
- модуль пружності проводу в цілому $E = 8500 \text{ кГ/мм}^2$;
- модуль пружності алюмінієвої частини проводу $E_a = 6300 \text{ кГ/мм}^2$;
- розрахункова мінімальна температура навколишнього середовища $t_M = -40 \text{ }^\circ\text{C}$;
- температура при виготовленні проводу $t' = 15 \text{ }^\circ\text{C}$;
- температурний коефіцієнт лінійного розширення проводу в цілому $\alpha = 18,8 \cdot 10^{-3} \text{ 1/}^\circ\text{C}$;
- температурний коефіцієнт лінійного розширення алюмінієвої частини проводу $\alpha = 23 \cdot 10^{-3} \text{ 1/}^\circ\text{C}$;
- максимальна товщина стінки ожеледі $c = 15 \text{ мм}$;
- максимальна швидкість вітру $v = 20 \text{ м/с}$.

Результати розрахунків представлені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2. Розрахунок критичної довжини прольотів

Варіант	Параметри форми проводу		Критичний проліт лінії м	Зниження критичного прольоту, %
	коефіцієнт гладкості	коефіцієнт заповнення		
4	1,0	1,0	94	—
3	0,61	0,99	92	2,1
2	0,82	0,89	89	5,3
1	0,8	0,8	85	9,6

Аналіз результатів, наведених у таблиці, показує, що критична довжина прогону залежить від коефіцієнтів, які визначають форму поперечного перерізу проводу, що дозволяє підібрати необхідний критичний прогін. Так, при використанні проводу типу АС критичний прогін становить 89 м, що на 5,3 % менше, ніж при використанні проводу з абсолютно гладкою поверхнею, дротини якого впритул сполучені одна з одною. Слід зазначити, що проводи з розвиненою поверхнею дозволяють збільшити довжину критичного прогону

до 92 м. Величина критичної довжини прогону значно знижується при зменшенні коефіцієнта заповнення і досягає 85 м для варіанту конструктивного виконання проводу під номером 1 (рис. 3.1).

Висновок по третьому розділу

Отримано залежності приведенного механічного навантаження від погодних умов для різних варіантів форм поперечного перерізу проводу.

Встановлено, що на величину приведенного механічного навантаження, що діє на провід, а так само на критичну довжину прогону впливають коефіцієнти гладкості поверхні та заповнення повного перерізу матеріалом. Так, повне вертикальне навантаження, що діє на провід з найбільшим діаметром, на 10 % більше, ніж те, що діє на провід з гладкою поверхнею, дротини якого більш щільно сполучені одна з одною, а різниця критичної довжини прогону становить 9,6 %.

Хоча найменшого приведенного навантаження зазнає провід з гладкою поверхнею, дротини якого більш щільно сполучені одна з одною, існують варіанти форм поперечного перерізу, що володіють аналогічними коефіцієнтами заповнення повного перерізу матеріалом, але при цьому з розвиненою бічною поверхнею. Розвинена бічна поверхня дозволяє пропускати більший струм, в порівнянні з проводами з гладкою поверхнею, за рахунок меншої температури нагріву проводу.

ВИСНОВКИ

1. За результатами аналізу очікуваних механічних навантажень на проводи (грозозахисні троси) ПЛ отримано конкретні величини тяжінь у проводах за конкретних умов, що відображають узагальнений вплив на елементи ПЛ експлуатаційних та метеорологічних параметрів.

2. Графічно сформовано динаміку зміни величин тяжінь при змінах основних впливаючих параметрів з урахуванням інших впливів, що в сукупності відображають найбільш реальні поєднання впливів на ПЛ.

3. Отримані значення очікуваних механічних навантажень можуть бути використані як апріорна інформація при створенні бази даних очікуваних величин і порогових значень вимірюваних параметрів для СМПЛ.

4. Представлена методика аналізу та розрахунку може бути використана при розробці та проєктуванні СМПЛ для інших типів ліній будь-яких класів напруг, що знаходяться в будь-яких метеорологічних умовах.

5. Запропонована методика, на відміну від відомих, поряд зі статичними впливами враховує динамічні впливи галоупування проводів, що є принципово новим у механічному розрахунку ПЛ і дозволяє розробити конструкції ліній, що мають більш високу стійкість до динамічних навантажень.

6. Отримано залежності приведенного механічного навантаження від погодних умов для різних варіантів форм поперечного перерізу проводу.

7. Встановлено, що на величину приведенного механічного навантаження, що діє на провід, а так само на критичну довжину прогону впливають коефіцієнти гладкості поверхні та заповнення повного перерізу матеріалом. Так, повне вертикальне навантаження, що діє на провід з найбільшим діаметром, на 10 % більше, ніж те, що діє на провід з гладкою поверхнею, дротини якого більш щільно сполучені одна з одною, а різниця критичної довжини прогону становить 9,6 %.

Хоча найменшого приведенного навантаження зазнає провід з гладкою поверхнею, дротини якого більш щільно сполучені одна з одною, існують варіанти форм поперечного перерізу, що володіють аналогічними

коефіцієнтами заповнення повного перерізу матеріалом, але при цьому з розвиненою бічною поверхнею . Розвинена бічна поверхня дозволяє пропускати більший струм, в порівнянні з проводами з гладкою поверхнею, за рахунок меншої температури нагріву проводу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. Глава 2.5 «Повітряні лінії електропередавання напругою вище 1 кВ до 750 кВ» [Текст] / Міністерство палива та енергетики України. – К. : ОЕП «ГРІФРЕ», 2006. – 125 с.
2. СОУН ЕЕ 20.571:2007. Оцінка технічного стану повітряних ліній електропередавання напругою від 35–750 кВ [Текст]. Частина 1. Металеві та залізобетонні опори. Паспортизація ліній. – К. : НТСЕУ, ОЕП «ГРІФРЕ», 2007. – 124 с.
3. СОУН ЕЕ 20.571:2007. Оцінка технічного стану повітряних ліній електропередавання напругою від 35–750 кВ [Текст]. Частина 2. Конструктивні елементи ліній. – К. : НТСЕУ, ОЕП «ГРІФРЕ», 2007. – 92 с.
4. Шпачук В. П. Конспект лекцій з курсу «Технічна механіка». Розділ II. Розрахунок на міцність повітряних ліній електропередач (для студентів денної і заочної форм навчання бакалаврів за напрямом 6.050701 «Електротехніка та електротехнології») / В.П. Шпачук, М.С. Золотов, В.О. Склярів; за заг. ред. В.П. Шпачука; Харк. нац. акад. міськ. госп-ва. – Х.: ХНАМГ, 2011. – 151 с.
5. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : Наказ Міністерства палива та енергетики № 258 від 25.07.2006 // Офіційний вісник України. – 2006. – № 44. – 386с.
6. Электричні мережі та системи: підручн. [Текст] /В. М. Сулейманов, Т. Л. Кацадзе. — К.: НТУУ «КПІ», 2008. —456 с.
7. Ветровые и гололедные воздействия на воздушные линии электропередачи [Текст] : Монография / [Е. В. Горохов, М. И. Казакевич, С. В. Турбин, Я. В. Назим] ; под ред. Е. В. Горохова. – Донецк : [б. и.], 2005. – 348 с.
8. ШТУЦЬ, А., ЗОЗУЛЯК, І., & ГРИГОРЕНКО, Н. (2024). АНАЛІЗ ФАКТОРІВ РИЗИКУ АВАРІЙ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ОБУМОВЛЕНИХ КЛІМАТИЧНИМИ УМОВАМИ. Herald of Khmelnytskyi National University. Technical Sciences, 335(3(1), 314-325. <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2024-335-3-42>

9. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2018. – 214 с.
10. Василега П.О. Електропостачання [Текст]. Суми: СумДУ, 2019. 521 с.
11. Волох П.В., Цоколенко М.П., Ревенко Л.В. Довідникова книга з електроенергетики: навчальний посібник. Київ: Аграрна освіта, 2014. 506 с.
12. Повітряні лінії електропередачі. Текст лекцій з дисципліни «Кабельні та повітряні лінії електропередачі » (для студентів 4 курсу денної та 5 курсу заочної форм навчання спеціальності 6.090603 – «Електротехнічні системи електроспоживання») / Укл.: Є.Д.Дьяков - Харків: ХНАМГ, 2008. – 67 с.