

Ю. В. Малогулко, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський

ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ І МЕРЕЖІ

ЧАСТИНА IV



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

Ю. В. Малогулко, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський

ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ І МЕРЕЖІ ЧАСТИНА ІV

Електронний навчальний посібник

Вінниця
ВНТУ
2025

УДК 621.311(075.8)

M18

Рекомендовано до видання Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 9 від 27.02.2025 р.)

Рецензенти:

В. В. Черкашина, доктор технічних наук, доцент

В. М. Кутін, доктор технічних наук, професор

С. В. Матвієнко, кандидат технічних наук

Малогулко, Ю. В.

M18 Електричні системи і мережі. Частина 4 : навчальний посібник [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В.; за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2025. – (PDF, 159 с.)

ISBN 978-617-8163-56-3 (PDF)

У навчальному посібнику розглянуто загальні відомості про загальну характеристику задач регулювання режимів електроенергетичних систем; про аналітичні методи розрахунків робочих режимів дальніх електропередач; наведено механічний розрахунок проводів повітряних ліній електропередавання; розглянуті питання в рукописі сприяють вивченню спеціальних дисциплін здобувачами. Навчальний посібник розроблено для здобувачів спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної та заочної форм навчання, які вивчають курс «Електричні системи і мережі».

УДК 621.311(075.8)

ISBN 978-617-8163-56-3 (PDF)

© ВНТУ, 2025

ЗМІСТ

Передмова	5
1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАДАЧ РЕГУЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ	6
1.1 Регулювальні можливості силових трансформаторів та автотрансформаторів	10
2 ДАЛЬНІ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ НАДВИСОКОЇ НОМІНАЛЬНОЇ НАПРУГИ	18
2.1 Упровадження та розвиток технологій надвисокої напруги в галузі передавання електричної енергії на великі відстані.....	18
2.2 Поняття про натуральну потужність дальньої електропередачі	23
2.3 Режими роботи дальньої електропередачі у разі навантаження активною потужністю, яка відрізняється від натуральної.....	26
2.4 Використання рівнянь чотирьох полюсників для моделювання електропередачі	28
2.5 Визначення узагальнених сталих еквівалентного чотирьох полюсника дальньої електропередачі на основі теореми Блонделя	31
2.6 Основні співвідношення математичної моделі для електропередачі у формі рівнянь Штейнметца	31
2.7 Ланцюгові схеми заміщення дальніх електропередач	34
3 АНАЛІТИЧНІ МЕТОДИ РОЗРАХУНКІВ РОБОЧИХ РЕЖИМІВ ДАЛЬНІХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ	41
3.1 Дослідження режимів неробочого ходу дальньої електропередачі.....	43
3.2 Розрахунок коефіцієнтів втрат активної і реактивної потужностей в дальній електропередачі	46
3.3 Аналітичний розрахунок робочого режиму електропередачі за умовами початку.....	49
3.4 Аналітичний розрахунок робочого режиму електропередачі за умовами кінця.....	50
3.5 Аналітичний розрахунок робочого режиму електропередачі за умовами кінця і фіксації напруги на її початку	52
3.6 Аналітичний розрахунок робочого режиму електропередачі за умовами початку і фіксації напруги в її кінці	54
3.7 Аналітичний розрахунок робочого режиму електропередачі за умовами початку і фіксації напруги на її кінцях	56
3.8 Аналітичний розрахунок робочого режиму електропередачі за умовами кінця і фіксації напруги на її кінцях.....	65
3.9 Дослідження розподілу напруг і струмів уздовж довжини дальньої електропередачі	68
3.10 Універсальні діаграми дальньої електропередачі.....	70
3.11 Аналіз режиму роботи дальньої електропередачі за умовами початку і кінця за допомогою кругових діаграм потужності.....	77

3.12 Робочі характеристики дальніх електропередач.....	81
4 МЕХАНІЧНИЙ РОЗРАХУНОК ПРОВODІВ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ	86
4.1 Характеристика кліматичних умов роботи повітряних ліній електропередавання	86
4.2 Коливання проводів	92
4.3 Принципи механічних розрахунків конструкцій повітряних ліній електропередавання	97
4.4 Фізико-механічні властивості проводів повітряних ліній електропередавання	99
4.5 Механічні навантаження на провoda та троси повітряних ліній.....	105
4.6 Крива провисання проводу у прогоні	117
4.7 Стріла провисання проводу у прогоні.....	120
4.8 Тяжіння в матеріалі проводу.....	122
4.9 Довжина проводу у прогоні	124
4.10 Висота розташування центру ваги проводу у прогоні	126
4.11 Основне рівняння стану проводу у прогоні	128
4.12 Критичні прогони.....	131
4.13 Систематичний розрахунок проводів повітряної лінії.....	142
4.14 Розрахунок грозозахисних тросів.....	144
4.15 Критична температура	145
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	150
ДОДАТОК А.....	152

Передмова

Зміст навчального посібника відповідає частині програми курсу «Електричні системи і мережі», затвердженої для спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Цей посібник призначений для здобувачів вищої освіти, аспірантів та викладачів, які вивчають дисципліну «Електричні системи і мережі» і прагнуть отримати ґрунтовні знання щодо регулювання режимів електроенергетичних систем, технологій надвисокої напруги, аналітичних методів розрахунку режимів електропередач та механічного розрахунку повітряних ліній електропередавання.

Дисципліна «Електричні системи і мережі» є однією з базових в інженерній підготовці фахівців у сфері електроенергетики. Вона забезпечує студентів знаннями про методи аналізу та моделювання режимів електроенергетичних систем, що необхідно для проектування, експлуатації та удосконалення електричних мереж. Основною метою вивчення курсу є формування теоретичних та практичних навичок у розрахунку і регулюванні електроенергетичних систем та їх компонентів.

У навчальному посібнику розглянуто загальні питання регулювання режимів електроенергетичних систем, зокрема можливості силових трансформаторів та автотрансформаторів у регулюванні напруги. Висвітлено питання дальніх електропередач надвисокої номінальної напруги, їх розвиток та вплив на ефективність передачі електроенергії на великі відстані. Особлива увага приділяється аналітичним методам розрахунку робочих режимів електропередач, включно аналіз режимів неробочого ходу, визначення втрат активної та реактивної потужності, використання рівнянь чотиріполюсників та математичних моделей для аналізу поведінки систем.

Також значний акцент зроблено на механічний розрахунок проводів повітряних ліній електропередавання, включно аналіз кліматичних умов експлуатації, фізико-механічні властивості матеріалів, навантаження та прогини проводів. Описано методи оцінення критичних параметрів, таких як стріла провисання, довжина проводу, висота розташування центра ваги тощо.

У навчальному посібнику узагальнено та систематизовано теоретико-методологічні результати досліджень у сфері електроенергетики, що базуються на вітчизняних і зарубіжних публікаціях, статтях, наукових дослідженнях та стандартах.

1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАДАЧ РЕГУЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

Відомо, що головною вимогою здійсненості режиму електричної системи є баланс потужності між виробництвом та споживанням електричної енергії включно й втрати енергії на її передавання. Тут потрібно зважати на те, що потужності споживачів електричної енергії, генераторів електричних станцій, а також втрати потужності в загальному випадку визначаються поточними параметрами режиму електричної системи. Так, наприклад, статичні характеристики навантаження за напругою та частотою визначають залежності активної та реактивної потужності навантажень від поточного режиму напруги на затискачах електроприймача та частоти змінного струму в електричній системі. Таким чином, рівняння балансу потужності в системі можна записати у вигляді:

$$\begin{aligned} P_r(U, f) &= P_n(U, f) + \Delta P(U, f); \\ Q_r(U, f) &= Q_n(U, f) + \Delta Q(U, f), \end{aligned} \quad (1.1)$$

де P_r , Q_r , P_n , Q_n – сумарні активні та реактивні потужності генераторів та споживачів електричної системи, відповідно;

ΔP , ΔQ – сумарні втрати активної та реактивної потужності;

U – поточний режим напруги в електричній системі;

f – поточне значення частоти змінного струму.

Із аналізу рівнянь (1.1) випливає, що будь-яка зміна параметрів усталеного режиму електричної системи викликає зміну балансу потужності. Правильним є також і зворотне твердження.

Будь-яка зміна у балансі потужності викликає зміну параметрів поточного режиму електричної системи. Тут необхідно на те, що такі зміни можуть викликати порушення умов економічності режиму виробництва, передачі та розподілу електричної енергії, погіршувати показники якості електричної енергії та, інколи, взагалі порушувати умови здійсненості режимів електричної системи.

Таким чином для забезпечення нормального функціонування електроенергетичної системи необхідно реалізувати певні заходи, направлені на регулювання її режимів та призначені для:

- 1) забезпечення умов здійсненості режиму електричної системи;
- 2) забезпечення якості електричної енергії;

3) забезпечення економічності режиму виробництва, передачі та розподілу електричної енергії.

Розглянемо, наприклад, найпростішу електричну систему, яка складається з одиночної електропередачі, за допомогою якої здійснюється живлення зосередженого навантаження від еквівалентного генератора електростанції (рис. 1.1).

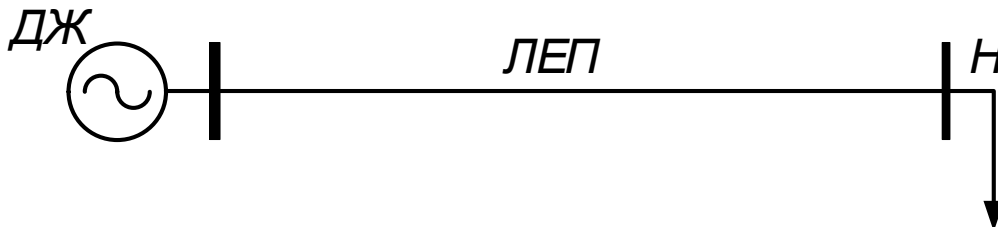


Рисунок 1.1 – Найпростіша електрична система

Очевидно, що активна потужність еквівалентного генератора складається із активної потужності навантаження та втрат активної потужності в лінії електропередавання:

$$P_r = P_n + \Delta P,$$

де P_n – активна потужність зосередженого навантаження наприкінці електропередачі;

ΔP – втрати активної потужності на передавання електричної енергії.

За умови незмінності потужності навантаження активну потужність генератора можна змінити у дуже вузькому діапазоні шляхом зміни втрат активної потужності в лінії. Відомо, що втрати активної потужності в лінії визначаються виразом:

$$\Delta P = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} r, \quad (1.2)$$

де P_1 , Q_1 , U_1 – активна і реактивна потужності та напруга на початку електропередачі, відповідно;

r – активний опір електропередачі.

Із аналізу виразу (1.2) випливає, що для змінення, зокрема для зменшення, втрат активної потужності потрібно збільшити генераторну напругу та (або)

зменшити потік реактивної потужності за рахунок додаткових джерел реактивної потужності, встановлених на споживацькій підстанції.

Ускладнення електричної системи, очевидно, збільшує можливості щодо регулювання її режимів. Так для лінії з двостороннім живленням, поданій на рис. 1.2, регулювання потоків потужностей по ділянках схеми можна здійснити шляхом перерозподілу навантажень генераторів електростанцій на початку та наприкінці лінії. Тут за певних обставин доцільним може виявитися покриття навантаження всіх споживачів від генераторів однієї станції, а за інших – певний розподіл навантажень між електричними станціями.

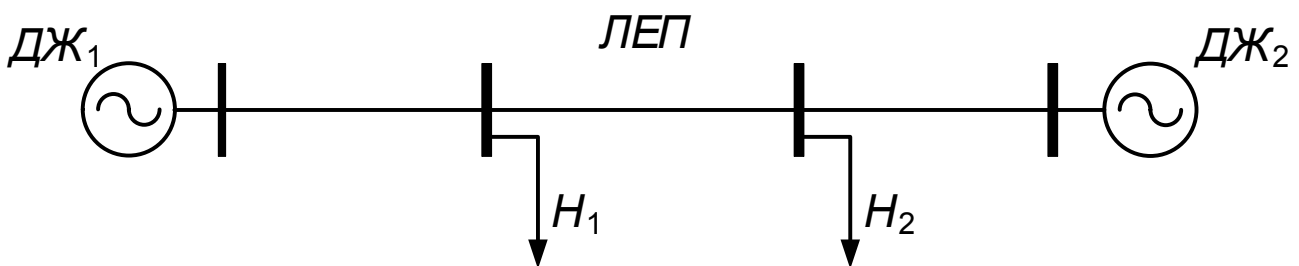


Рисунок 1.2 – Лінія з двостороннім живленням

Подальше збільшення розмірності та ускладнення електричної системи визначає збільшення варіативності можливих заходів, призначених для регулювання режиму електричної системи. Так, у разі наявності трансформаторних зв'язків з'являється можливість регулювання режиму напруги шляхом автоматичної або неавтоматичної зміни коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів та автотрансформаторів.

Регулювання потужності в замкнених контурах робочих схем електричних систем можна здійснити шляхом регулювання амплітудного значення та фази ЕРС, яку вносять у певну ділянку контуру. Таке регулювання здійснюють за допомогою лінійних регуляторів.

Останнім часом для регулювання режимів електричних систем значного поширення набувають пристрої силової електроніки з вентильними елементами. За допомогою таких пристроїв здійснюють регулювання параметрів електропередач відповідно до поточних умов їх експлуатації. Такі електропередачі називають гнучкими або FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System).

Загалом регулювання режимів електричних систем полягає у розв'язанні двох умовно незалежних задач:

- 1) регулювання режиму напруги;
- 2) регулювання частоти змінного струму.

Розглянемо реакцію електричної системи на зміну активної потужності генераторів електричних станцій. Для визначеності розглянемо випадок, пов'язаний із вимкненням потужного генератора. Водночас будемо вважати, що режим реактивної потужності в системі не змінюється. Розглянемо узагальнені статичні характеристики електричної системи за напругою та частотою, наведені на рис. 1.3.

З аналізу рис. 1.3 випливає, що виникнення дефіциту активної потужності в системі визначає зниження частоти змінного струму та зменшення напруги. Водночас потрібно зважати на різну чутливість балансу активної потужності щодо зміни напруги та частоти. Відповідно до даних рис. 1.3 можна записати

$$\frac{\partial P}{\partial f} \gg \frac{\partial P}{\partial U}.$$

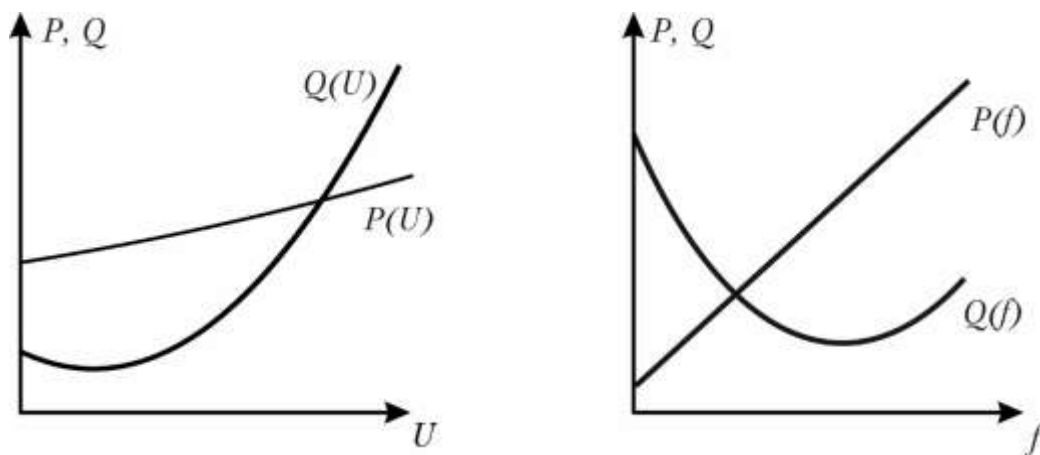


Рисунок 1.3 – Статичні характеристики навантаження електричної системи за напругою та частотою

Така властивість електричних систем дозволяє умовно вважати, що режим активної потужності взагалі не чутливий до зміни режиму напруги

$$\frac{\partial P}{\partial U} \approx 0,$$

а зміна балансу активної потужності визначає лише зміну частоти, тобто для регулювання частоти необхідно змінювати режим активної потужності електричної системи.

Це положення можна підтвердити такими міркуваннями. Відомо, що частота змінного струму в електричній мережі визначається швидкістю обертання роторів синхронних генераторів, яка визначається співвідношенням між обертовим та гальмівним моментами на валу електричної машини. Для зміни такого співвідношення необхідно здійснювати регулювання турбіни, збільшуючи або зменшуючи подання енергоносія на лопаті турбіни. Таке регулювання визначає зміну активної потужності генераторів і відповідно частоту змінного струму.

З рис. 1.3 випливає, що регулювання режиму напруги в електричній системі можна здійснити або шляхом впливу на баланс активної потужності, або на режим реактивної потужності. Тут необхідно зважати на співвідношення

$$\frac{\partial Q}{\partial U} \gg \frac{\partial P}{\partial U},$$

що визначає більшу ефективність зміни режиму реактивної потужності під час регулювання режиму напруги в електричній системі. До того ж, вище було показано, що зміну режиму активної потужності здійснюють з метою регулювання частоти змінного струму. Це означає, що для забезпечення нормованого режиму напруги в електричній системі потрібно реалізовувати регулювання режиму реактивної потужності.

Таким чином регулювання режиму електричної системи полягає у регулюванні частоти змінного струму шляхом впливу на баланс активної потужності в системі та регулюванні режиму напруги шляхом впливу на режим реактивної потужності. Таке регулювання є умовно незалежним. Насправді зміна режиму активної потужності впливає також і на режим напруги в електричній системі, а регулювання режиму реактивної потужності визначає зміну втрат активної потужності, тобто впливає на баланс активної потужності і, як наслідок, змінює частоту змінного струму.

1.1 Регульовальні можливості силових трансформаторів та автотрансформаторів

Напруга на затискачах вторинних обмоток трансформаторів визначається величиною коефіцієнта трансформації. Якщо знехтувати спадом напруги на обмотках трансформатора, то умовно можна вважати, що коефіцієнт

трансформації дорівнює відношенню напруг на затискачах первинної та вторинної обмоток трансформатора

$$k_{\tau} = \frac{W_1}{W_2} \approx \frac{U_{\tau 1}}{U_{\tau 2}}.$$

Сучасні конструкції силових трансформаторів дозволяють змінювати робочу кількість витків обмоток трансформатора, змінюючи коефіцієнт трансформації (в межах 10–20%) і, таким чином, регулюючи режим напруги в електричній мережі, під'єднаній до вторинних обмоток трансформатора. Таке регулювання може бути автоматичним за допомогою пристроїв регулювання без розриву кіл навантаження – регулювання під навантаженням (РПН) або неавтоматичним за допомогою пристрою переключення без збудження (ПБЗ).

Пристрої РПН передбачають автоматичне перемикання робочих витків обмоток трансформаторів таким чином, щоб передавання енергії через трансформатор не переривалося. Сучасний пристрій РПН силових трансформаторів малої та середньої потужності з номінальною напругою 40 – 123 кВ показано на рис. 1.4.

Умовну схему увімкнення пристрою РПН зображено на рис. 1.5. Тут ВН та НН позначено обмотки вищої та нижчої напруги, відповідно; НО та РО – незмінну та регульовану частини обмотки вищої напруги трансформатора; 1...5 – номери відгалужень регульованої частини обмотки (анцапфи); К1, К2 – комутаційні контакти перемикання; Р – струмообмежувальний реактор у колі перемикача. Перемикальні пристрої РПН силових трансформаторів виконано таким чином, щоб перемикання між регульовальними відгалуженнями здійснювалось без розриву кіл навантаження.

Зазначимо, що пристрої РПН завжди розташовують в обмотці вищої напруги, де найменші робочі комутаційні струми. Наявність пристрою РПН в обмотках трансформатора дозволяє забезпечити постійну величину магнітного потоку в магнітопроводі трансформатора під час коливань напруги в живильній мережі та на затискачах первинної обмотки трансформатора. Наприклад, у разі збільшення напруги на первинних затискачах трансформатора, кількість робочих регульовальних витків потрібно збільшити з метою збільшення коефіцієнта трансформації та забезпечення незмінного потоку в магнітопроводі і, як наслідок, підтримки фіксованої бажаної напруги на затискачах вторинної обмотки.



Рисунок 1.4 – Пристрій РПН OILTAP® V

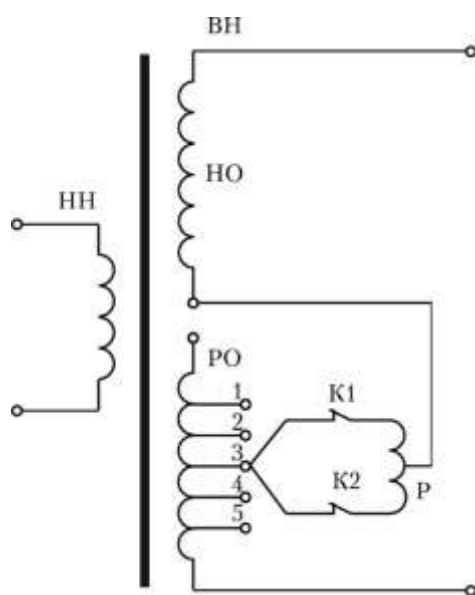


Рисунок 1.5 – Схема автоматичного регулювання напруги за допомогою пристрою РПН силового трансформатора

Типові конструкції силових трансформаторів та автотрансформаторів передбачають схеми регулювання напруги засобами РПН за схемами $\pm 9 \times 1,78\%$, $\pm 8 \times 1,5\%$, $\pm 6 \times 2\%$, $\pm 12 \times 1\%$, $\pm 6 \times 2\%$ тощо. Наприклад, формула регулювання

$\pm 9 \times 1,78\%$ означає наявність 19-ти відпайок в обмотці вищої напруги, які дозволяють здійснювати регулювання коефіцієнта трансформації в межах $\pm 16,02\%$ з кроком 1,78%.

Коефіцієнт трансформації двообмоткового силового трансформатора, обладнаного пристроєм РПН в обмотці вищої напруги, визначається виразом

$$k_T = \frac{W_{\text{вн}} (1 + \omega_B)}{W_{\text{нн}}} = k_{T0} (1 + \omega_B) \approx \frac{U_{\text{ТВ}} (1 + \omega_B)}{U_{\text{ТН}}}, \quad (1.3)$$

де k_{T0} – номінальний коефіцієнт трансформації силового трансформатора;

ω_B – відносна кількість увімкнених регулювальних витків пристрою РПН;

$U_{\text{ТВ}}, U_{\text{ТН}}$ – номінальні напруги обмоток вищої та нижчої напруги, відповідно.

В аналогічний спосіб за виразом (1.3) визначають коефіцієнт трансформації між обмотками вищої та нижчої напруги триобмоткових силових трансформаторів.

Пристрої ПБЗ призначені для неавтоматичного перемикання робочих витків обмоток трансформаторів вручну після зняття робочої напруги з затискачів. Таким чином, застосування пристроїв ПБЗ передбачає вимкнення силових трансформаторів з роботи, що унеможлиблює часте залучення такого засобу регулювання напруги в електричній мережі. Зазвичай пристрої ПБЗ використовують для сезонного регулювання коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів. На рис. 1.6 зображено сучасний рейковий перемикач ПБЗ з механічним приводом силових трансформаторів потужністю 1000 ... 1600 кВА з п'ятьма контактами на фазу.

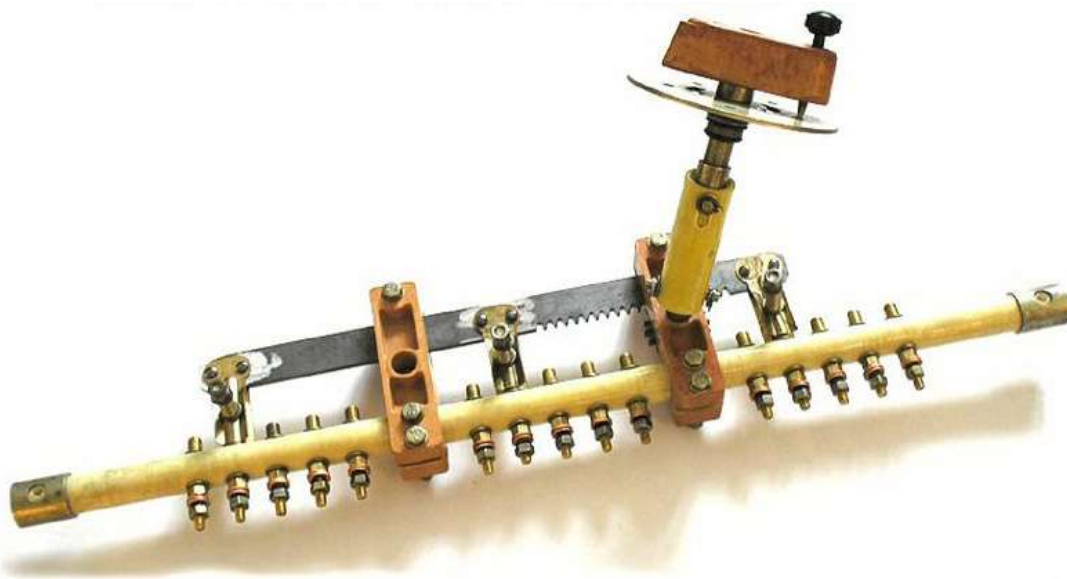


Рисунок 1.6 – Перемикач пристрою ПБЗ типу ПТРЛ-10/63-5

На рис. 1.7 наведено схему функціонування пристрою ПБЗ барабанного типу. Тут обертання барабанного перемикача закорочує відпайки регульованої обмотки силового трансформатора, змінюючи таким чином кількості робочих обмоток та коефіцієнт трансформації.

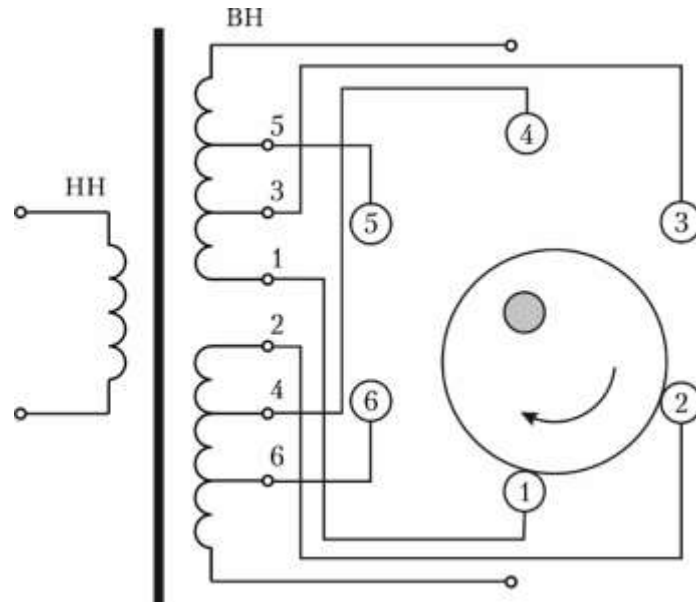


Рисунок 1.7 – Схема неавтоматичного регулювання напруги за допомогою пристрою ПБЗ барабанного типу

Типові конструкції силових трансформаторів та автотрансформаторів передбачають схеми регулювання напруги засобами ПБЗ за схемами $\pm 2 \times 2,5\%$, $\pm 2 \times 1,5\%$ тощо. Наприклад, формула регулювання $\pm 2 \times 2,5\%$ означає наявність 5-ти відпайок в обмотці вищої напруги, які дозволяють здійснювати регулювання коефіцієнта трансформації в межах $\pm 5\%$ з кроком $2,5\%$.

Коефіцієнт трансформації двообмоткового силового трансформатора, обладнаного пристроєм ПБВ в обмотці вищої напруги, визначається виразом (1.3) так само, як у разі обладнання пристроєм РПН.

Конструкції сучасних триобмоткових трансформаторів передбачають обладнання обмотки вищої напруги пристроєм РПН, а обмотки середньої напруги – пристроєм ПБВ. Для таких трансформаторів коефіцієнт трансформації між обмотками вищої та середньої напруги визначається виразом

$$k_{\text{ТВ-С}} = \frac{W_{\text{ВН}} (1 + \omega_{\text{В}})}{W_{\text{СН}} (1 + \omega_{\text{С}})} = k_{\text{ТВ-С0}} \frac{(1 + \omega_{\text{В}})}{(1 + \omega_{\text{С}})} \approx \frac{U_{\text{ТВ}} (1 + \omega_{\text{В}})}{U_{\text{ТС}} (1 + \omega_{\text{С}})},$$

де $k_{\text{ТВ-С0}}$ – номінальний коефіцієнт трансформації між обмотками вищої та середньої напруги;

$\omega_{\text{В}}$, $\omega_{\text{С}}$ – відносна кількість увімкнених регулювальних витків пристроїв РПН та ПБЗ, відповідно;

$U_{\text{ТВ}}$, $U_{\text{ТС}}$ – номінальні напруги обмоток вищої та середньої напруги, відповідно.

Під час визначення коефіцієнтів трансформації автотрансформаторів, обладнаних пристроями РПН потрібно враховувати особливості увімкнення регулювальних витків у загальну обмотку автотрансформаторів. Так, для більшості автотрансформаторів з номінальною напругою до 500 кВ включно регулювання напруги здійснюється встановленням пристрою РПН біля лінійного кінця обмотки середньої напруги автотрансформатора, як показано на рис. 1.8. Для таких автотрансформаторів коефіцієнт трансформації потрібно визначати за виразом

$$k_{\text{ТВ-С}} = \frac{W_{\text{ВН}}}{W_{\text{СН}} (1 + \omega_{\text{С}})} = \frac{k_{\text{ТВ-С0}}}{1 + \omega_{\text{С}}} \approx \frac{U_{\text{ТВ}}}{U_{\text{ТС}} (1 + \omega_{\text{С}})},$$

де $\omega_{\text{С}}$ – відносна кількість увімкнених регулювальних витків пристрою РПН в обмотці середньої напруги автотрансформатора.

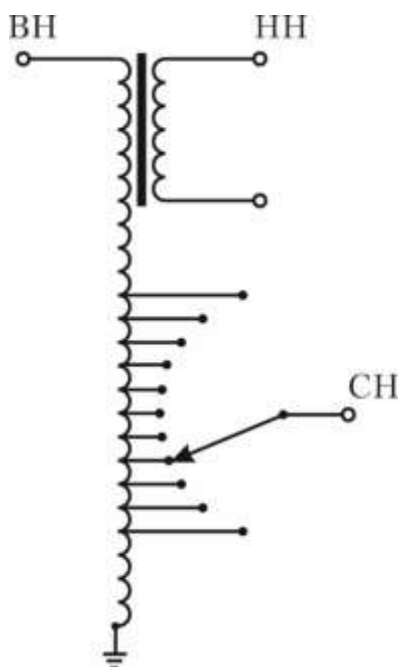


Рисунок 1.8 – Схема регулювання напруги в автотрансформаторах з номінальною напругою до 500 кВ

В силових автотрансформаторах з номінальною напругою 750 кВ регулювання напруги здійснюється за допомогою вольтододаatkового трансформатора (ВДТ), увімкненого послідовно в розсічку загальної обмотки з боку нейтралі автотрансформатора, як показано на рис. 1.9.

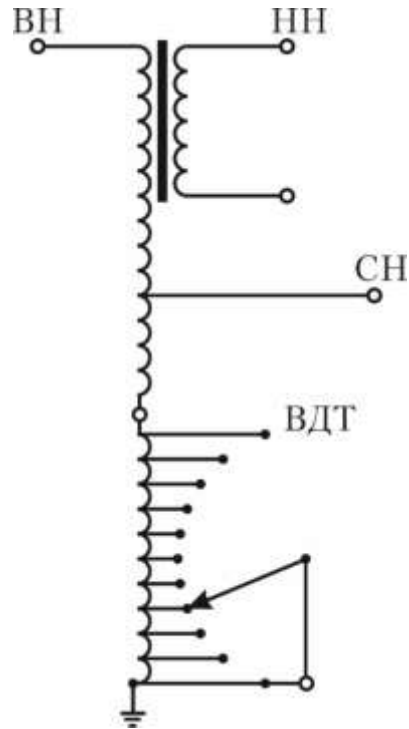


Рисунок 1.9 – Схема регулювання напруги в автотрансформаторах з номінальною напругою 750 кВ

Тут перемикання регулювальних відпайок ВДТ призводить до одночасної зміни кількостей робочих витків обмоток вищої та нижчої напруги автотрансформатора. Таким чином коефіцієнт трансформації між обмотками вищої та середньої напруги потрібно обраховувати за виразом

$$k_{\text{ТВ-С}} = \frac{W_{\text{ВН}} (1 + \omega_{\text{В}})}{W_{\text{СН}} (1 + \omega_{\text{С}})} = k_{\text{ТВ-С0}} \frac{1 + \omega_{\text{В}}}{1 + \omega_{\text{С}}},$$

звідки, з урахуванням співвідношення $W_{\text{ВН}} \omega_{\text{В}} = W_{\text{СН}} \omega_{\text{С}}$, отримуємо

$$k_{\text{ТВ-С}} = k_{\text{ТВ-С0}} \frac{1 + \omega_{\text{С}} / k_{\text{ТВ-С0}}}{1 + \omega_{\text{С}}} \approx \frac{U_{\text{ТВ}} + U_{\text{ТС}} \omega_{\text{С}}}{U_{\text{ТС}} (1 + \omega_{\text{С}})}.$$

Коефіцієнти трансформації між обмотками вищої та нижчої напруги автотрансформаторів визначають за виразами

$$k_{\text{ТВ-Н}} = \frac{W_{\text{ВН}}}{W_{\text{НН}}} = k_{\text{ТВ-Н0}} \approx \frac{U_{\text{ТВ}}}{U_{\text{ТН}}}$$

для схеми на рис. 1.8 і

$$k_{\text{ТВ-Н}} = \frac{W_{\text{ВН}} + W_{\text{СН}} \omega_c}{W_{\text{НН}}} = k_{\text{ТВ-Н0}} + k_{\text{ТС-Н0}} \omega_c \approx \frac{U_{\text{ТВ}} + U_{\text{ТС}} \omega_c}{U_{\text{ТН}}}$$

для схеми на рис. 1.9.

Контрольні запитання до розділу 1

1. Поясніть необхідність та сформулюйте основні цілі регулювання режимів електроенергетичних систем.
2. Поясніть можливості здійснення регулювання режиму найпростішої електричної системи, лінії з двостороннім живленням та більш складних електричних систем.
3. Поясніть зв'язок частоти змінного струму з балансом активної потужності та режиму напруги з режимом реактивної потужності в електричній системі.
4. Поясніть умовність незалежності задач регулювання напруги та частоти в електроенергетичній системі.
5. У чому полягають трансформаторні засоби регулювання напруги в електричній мережі?
6. Поясніть особливості регулювання напруги за допомогою пристроїв РПН.
7. Що означає формула регулювання пристрою РПН $\pm 12 \times 1\%$?
8. Поясніть особливості регулювання напруги за допомогою пристроїв ПБЗ.
9. Наведіть вирази для визначення коефіцієнтів трансформації двообмоткових силових трансформаторів, обладнаних пристроями РПН та ПБЗ.
10. Наведіть вирази для визначення коефіцієнтів трансформації триобмоткових силових трансформаторів, обладнаних пристроями РПН та ПБЗ.
11. У чому полягає особливість регулювання напруги силових автотрансформаторів за допомогою пристроїв РПН?
12. Наведіть вирази для визначення коефіцієнтів трансформації силових автотрансформаторів, обладнаних пристроями РПН.

2 ДАЛЬНІ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ НАДВИСОКОЇ НОМІНАЛЬНОЇ НАПРУГИ

2.1 Упровадження та розвиток технологій надвисокої напруги в галузі передавання електричної енергії на великі відстані

Безперервне зростання концентрації виробництва електричної енергії, різке збільшення частки атомних електростанцій у структурі генерувальних потужностей, злиття окремих енергосистем у найбільші національні енергетичні об'єднання, необхідність передавати величезні обсяги потужності та енергії з віддалених районів з потужними енергоресурсами в промислово розвинені райони з високою концентрацією населення – усі ці чинники зумовлюють потребу у спорудженні дальніх електропередач високих та надвисоких номінальних напруг (330 кВ і вище).

Донедавна до класу дальніх електропередач належали системоутворювальні лінії електропередачі з номінальною напругою 330 кВ і вище. Наразі намітилася стала тенденція виведення електропередач напругою 330 кВ зі складу дальніх ліній і переведення їх у розряд районних електричних мереж.

У матеріалі посібника під *електропередачею* будемо розуміти локальну інженерно-технічну споруду, призначену для передавання електричної енергії на певну відстань, яка безпосередньо містить у своєму складі лінію електропередачі і сукупність технічних пристроїв для перетворення електричної енергії та забезпечення її нормованої якості.

Під *електропередачею надвисокої напруги* розуміють електропередачу з номінальною напругою 330 кВ і вище, яка характеризується наявністю потужних електричних полів, що зумовлюють конструктивне виконання лінії та моделювання її режимних параметрів.

Під *дальньою електропередачею* розуміють електропередачу надвисокої напруги, довжина якої порівнянна з довжиною електромагнітної хвилі струму (напруги), що визначає потребу в залученні математичного апарату фізики хвильових процесів для моделювання її режимних характеристик.

Оскільки передавання електроенергії на великі відстані можна реалізувати лише з використанням технологій надвисоких напруг, то кожна дальня електропередача обов'язково буде лінією надвисокої напруги. Протилежне твердження не завжди істинне, оскільки лінії електропередачі надвисокої напруги можна виконувати в широкому діапазоні довжин ліній, а для дальньої електропередачі визначальною характеристикою завжди є лише її довжина.

В Україні до електропередач надвисокої напруги відносять лінії напругою 330 кВ і вище, а у світовій практиці – 275 кВ і вище.

Розвиток електропередач надвисокої напруги дотепер характеризується більш ніж 80-літньою історією. Наприклад, у 1936 р. у США було побудовано першу повітряну лінію напругою 287 кВ Гувер Фен – Лос-Анжелес. У 1952 р. у Швеції введено в експлуатацію першу лінію напругою 380 кВ Харспангет – Хальсберг.

У 1956 р. у колишньому СРСР введено два паралельні кола електропередачі напругою 400 кВ Куйбишев – Москва завдовжки 812 і 890 км (згодом електропередачу переведено на номінальну напругу 500 кВ). У 1959–1961 рр. у СРСР побудовано першу електропередачу напругою 500 кВ Волгоград – Москва, яка містить два паралельні кола завдовжки близько 1000 км. Перші електропередачі напругою 500 кВ у США, Канаді і Японії були введені в експлуатацію протягом 1964–1967 рр.

У 1965 р. у Канаді введено в експлуатацію перші електропередачі напругою 735 кВ Мантикуаган – Монреаль. У 1967 р. у СРСР побудовано першу дослідно-промислову лінію напругою 750 кВ Конаково – Білий Раст, а в США перша електропередача напругою 765 кВ стала до ладу в 1969 р. Протягом 1971–1973 рр. завершено будівництво першої в СРСР промислової електропередачі напругою 750 кВ Донбас – Дніпро – Вінниця завдовжки близько 750 км. У 1978 р. споруджено і введено в експлуатацію наступну ділянку Вінниця – Західноукраїнська підстанція – Альбертирша (Угорщина).

У 1984 р. в СРСР побудовано і введено в експлуатацію електропередачу напругою 1150 кВ Екібастуз – Кокчетав, а в 1993 р. у Японії – першу електропередачу напругою 1000 кВ АЕС Касівадзакі – Каріва – Токіо.

У 80-х роках ХХ ст. у СРСР проводилися активні розробки з освоєння ультрависокого класу напруги 1800 кВ. Однак унаслідок технологічних, економічних і екологічних обмежень проект спорудження електропередачі напругою 1800 кВ не був реалізований.

Якщо на перших етапах розвитку об'єднаних енергосистем електропередачі надвисокої напруги споруджувалися як окремі лінії, призначені, переважно, для організації видачі потужностей від найбільших гідравлічних і теплових електростанцій, то натеper в Україні функціонує потужна розгалужена складнозамкнена мережа ліній електропередачі напругою 330 кВ і завершується формування системоутворювальної мережі електропередач напругою 750 кВ.

Оснoву магістральної мережі Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України становлять лінії напругою 750 кВ. Лінії електропередачі такого класу номінальної напруги утворили дві одноколові петлі в західному та східному регіонах України, з'єднані між собою лінією електропередачі того самого класу напруги. Загальна довжина повітряних ліній напругою 750 кВ перевищує 4 тис. км. У найближчій перспективі до 2030 р. було передбачено інтенсивний розвиток системоутворювальної мережі напругою 750 кВ для забезпечення високої пропускної здатності на перетині захід – схід за рахунок будівництва та введення в експлуатацію північного і південного поясів ліній електропередач напругою 750 кВ. Проте широкомасштабна війна проти України внесла свої корективи в ці плани, тому після завершення війни відбудеться повне переосмислення розвитку ОЕС.

Магістральні лінії напругою 330 кВ утворюють потужну складнозамкнену мережу навколо підстанцій вищих класів номінальної напруги і призначені для доповнення зв'язків між підстанціями напругою 750 кВ та організації живлення розподільних мереж нижчих класів номінальної напруги. Сумарна довжина ліній електропередавання напругою 330 кВ в Україні становить близько 13 тис. км.

Електричні мережі змінного струму напругою 400 та 500 кВ споруджувалися на території України в 70-ті роки минулого сторіччя для організації електричних міжсистемних і міждержавних зв'язків колишнього СРСР і тому мають обмежене поширення. Наприклад, лінії електропередачі напругою 400 кВ розміщені в західній частині країни та слугують для організації експорту електроенергії Бурштинської ТЕС до країн ЄС. Магістральна мережа напругою 500 кВ розташована в східній частині України і була призначена для організації паралельної роботи ОЕС України з енергооб'єднаннями російської федерації.

У країнах ЄС сформовано потужну розгалужену мережу ліній електропередачі напругою 400 кВ, яка забезпечує надійну паралельну роботу енергосистем окремих держав у складі енергооб'єднання UCTE. Використання вищих класів номінальної напруги в європейських енергосистемах недоцільне через обмеженість території. Лінії електропередачі напругою 750 кВ розташовані лише у східній частині Європейського енергооб'єднання (Польща і Угорщина) і були споруджені за часів колишнього СРСР для організації експорту електричної енергії у країни Східної Європи.

Найбільшим енергооб'єднанням Північної Америки є паралельно працюючі енергосистеми США, Канади та Мексики. Оснoву магістральних

мереж цього енергооб'єднання становлять лінії електропередачі напругою 500 кВ, які набули поширення в східних регіонах США, а також лінії напругою 345 і 765 кВ, розташовані в центральній і західній частинах Північноамериканського континенту.

Передові позиції з виробництва і розподілу електроенергії в Азіатському регіоні займає енергосистема Токіо ТЕРСО (Японія). Опорна мережа міста формується і розвивається з використанням вищих класів надвисокої номінальної напруги – 275–500–1000 кВ. Електрична мережа напругою 500 кВ на сьогодні цілком сформована і подальший її розвиток вважається недоцільним. Тому, починаючи з 90-х років минулого сторіччя, в Японії ведеться активне формування кільцевої мережі ліній електропередач, які працюють на номінальній напрузі 1000 кВ.

Найбільшими енергосистемами Південної Америки є національні енергосистеми Аргентини і Бразилії. Системоутворювальні мережі ліній електропередачі в цих енергосистемах виконано на номінальній напрузі 500 кВ. Крім того, в енергосистемі Бразилії для видачі потужності найбільшої у світі ГЕС Ітайпу (12,6 млн кВт) використовують лінію електропередачі змінного струму напругою 750 кВ, а також лінії електропередачі постійного струму.

До електропередач надвисокої напруги належать також *електропередачі постійного струму*, які, однак, мало поширені у найбільших енергооб'єднаннях світового класу. Галузі застосування електропередач постійного струму надвисокої напруги визначаються можливостями організації транспортування електроенергії на великі відстані, зв'язку електричних систем з різними стандартами частоти змінного струму, секціонування енергосистем у складі енергооб'єднання тощо.

Найбільшими діючими електропередачами постійного струму можна вважати:

- двоколову електропередачу Каборра-Басса (Мозамбік) – Аполло (ПАР) напругою ± 533 кВ завдовжки 720 км і пропускною здатністю 1920 МВт;
- найпротяжнішу у світі лінію електропередачі Інга – Шаба (Заїр) напругою ± 500 кВ завдовжки 1630 км і пропускною здатністю 1120 МВт;
- двоколову лінію Нельсон Рівер – Вінніпег (Канада) напругою ± 450 кВ завдовжки 900 км і пропускною здатністю 3240 МВт;
- електропередачу Бонневіль – Каліфорнія (США) напругою ± 400 кВ завдовжки 1362 км і пропускною здатністю 1400 МВт.

Однією з найважливіших функцій ліній електропередачі надвисокої напруги і, зокрема, дальніх електропередач є формування за допомогою

потужних міжсистемних зв'язків об'єднаних енергетичних систем. Останні мають перед ізольованими енергосистемами такі основні переваги:

1) загальне зниження сумарного системного і потрібного аварійного резерву потужностей;

2) зниження сумарного максимуму навантаження відносно суми максимумів завантаження окремих енергосистем;

3) розуцільнення графіків навантаження ОЕС за рахунок довготного та широтного ефектів. Останні зумовлені різницею поясного часу і довжиною територій, які обслуговують ОЕС;

4) зменшення встановлених потужностей електростанцій з послідовним нарощуванням номінальних потужностей силових агрегатів;

5) забезпечення найвигідніших режимів електростанцій різних типів за їх паралельної роботи;

6) істотне підвищення якості та надійності електропостачання споживачів на великих територіях;

7) взаємодопомога об'єднаних енергосистем у разі неоднакових сезонних змін навантаження або потужностей електростанцій;

8) оптимальне використання потужностей гідроелектростанцій і комплексів ГЕС–ГАЕС для потреб об'єднаних енергосистем;

9) можливість приєднання проміжних енергосистем.

Лінії електропередавання, названі *міжсистемними* зв'язками, можуть бути умовно розділені за призначенням. Тут вирізняють магістральні та маневрені (реверсивні) міжсистемні зв'язки, які, зі свого боку, поділяють на *сильні* і *слабкі* зв'язки. Сильні зв'язки призначені для передавання дуже великих потоків потужності і енергії та характеризуються пропускнуою здатністю, порівнянною з потужністю об'єднаних енергосистем. Слабкі зв'язки призначені для передавання порівняно невеликих потоків потужності, наприклад, для регулювання напруги і частоти в об'єднаних енергосистемах, покриття малих обсягів дефіциту потужності в приймальній системі тощо.

Для підвищення пропускнуої здатності дальньої електропередачі використовують *компенсацію* її параметрів або *налагодження* на заданий режим електромагнітних хвиль струму (напруги) (звідси терміни – «компенсовані» або «налагоджені» дальні електропередачі).

Виходячи з економічних міркувань на практиці впроваджено та освоєно лише компенсовані дальні електропередачі. Налагодження економічно виправдане лише тоді, якщо довжини ліній більші за 1500 км. У реальних умовах споруджувати такі електропередачі досить складно через відносно

невелику довжину ділянок секціонованих електропередач і труднощі щодо організації проміжних відборів потужності. Саме тому налагоджені дальні електропередачі не набули поширення на практиці і дотепер перебувають у стадії передпроектних розробок та експериментальних досліджень.

Передавати енергію змінним струмом на великі відстані можна лише за умови впровадження спеціальних інженерних заходів, основні з яких такі:

- 1) розщеплення фазних проводів на декілька провідників;
- 2) застосування перемикальних пунктів для побудови зв'язаних схем дальніх електропередач;
- 3) поздовжня компенсація індуктивного опору лінії;
- 4) вмикання шунтувальних реакторів для компенсації надлишкової зарядної потужності лінії;
- 5) підключення до кінців електропередачі синхронних компенсаторів;
- 6) використання швидкодійної автоматики для автоматичного регулювання збудження генераторів і синхронних компенсаторів, швидкодійного регулювання потужності первинних двигунів генераторів, тобто використання регуляторів «сильної дії».

Дальні електропередачі за фізичними властивостями процесів передавання електричної енергії докорінно відрізняються від живильних районних електричних мереж. Якщо довжини повітряних ліній перевищують 300–400 км, а кабельних ліній – 50–100 км, починає різко виявлятися фізика хвильових процесів передавання електричної енергії. Тому для дальніх електропередач стає неприйнятним використання схем заміщення їхніх елементів із зосередженими параметрами. Для таких ліній розрахунки потрібно виконувати за схемами заміщення з *рівномірно розподіленими параметрами* вздовж довжини лінії.

2.2 Поняття про натуральну потужність дальньої електропередачі

У теорії передачі електричної енергії по дальніх лініях особливий інтерес становить режим їх роботи за відсутності відбитої хвилі напруги (струму). Такий режим спостерігається у тому випадку, коли опір приймача електричної енергії чисельно дорівнює хвильовому опору електропередачі:

$$\dot{U}_2 = \dot{I}_2 \underline{Z}_{\text{хв}}$$

або

$$\underline{Z}_{\text{пр}} = \underline{Z}_{\text{хв}} = \sqrt{\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Y}_0}} = \sqrt{\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Y}_0}} e^{j\left(\frac{\varphi_Z - \varphi_Y}{2}\right)}. \quad (2.1)$$

Тоді вирази для розподілу напруги і струму вздовж довжини лінії набувають вигляду

$$\begin{cases} \dot{U} = \dot{U}_2 e^{\gamma_0 x}; \\ \dot{I} = \dot{I}_2 e^{\gamma_0 x}. \end{cases} \quad (2.2)$$

Аналіз системи (2.2) свідчить, що в такому режимі в усіх точках електропередачі між напругою і струмом дійсне співвідношення

$$\frac{\dot{U}}{\dot{I}} = \frac{\dot{U}_2}{\dot{I}_2} = \underline{Z}_{\text{XB}}.$$

Інакше кажучи, у такому режимі вектори напруги і струму синхронно рівномірно повертаються за фазою на кут, який дорівнює хвильовій довжині відповідної ділянки лінії. Одночасно вектори напруги і струму синхронно змінюються за модулем, згасаючи за експоненціальною залежністю з віддаленням від кінця живлення лінії.

У розглянутому режимі по електропередачі передається так звана *натуральна потужність*, яка чисельно дорівнює

$$\dot{S}_{\text{HT}} = U_{\text{Л}}^* \dot{I}_{\text{Л}} = I_{\text{Л}}^2 Z_{\text{XB}}^* = \frac{U_{\text{Л}}^2}{Z_{\text{XB}}^*}, \quad (2.3)$$

де $I_{\text{Л}}$ і $U_{\text{Л}}$ – струм навантаження і робоча напруга лінії, відповідно.

Зазначимо, що визначена за співвідношенням (2.3) натуральна потужність є майже активною через те, що хвильовий опір лінії електропередачі містить незначну уявну складову. Тому під час аналізу робочих режимів дальніх електропередач допустимо розглядати ідеалізовану лінію без втрат. Тут, за умови

$$\begin{aligned} r_0 &= g_0 = 0; \\ \varphi_Z &= \varphi_Y = 90^\circ, \end{aligned}$$

вираз (2.1) можна записати у вигляді

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{XB}} = \sqrt{\frac{Z_0}{Y_0}} = \sqrt{\frac{j\omega L_0}{j\omega C_0}} = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}}.$$

У цьому випадку в лінії передається чисто активна натуральна потужність

$$P_{\text{HT}} = I_{\text{Л}}^2 Z_{\text{XB}} = \frac{U_{\text{Л}}^2}{Z_{\text{XB}}}. \quad (2.3, \text{a})$$

Для організації умов передавання по лінії натуральної потужності необхідно відрегулювати струм і напругу по кінцях лінії таким чином, щоб вони збігалися між собою за фазою, тобто коефіцієнт потужності по обох кінцях дальньої електропередачі має дорівнювати одиниці ($\cos \varphi = 1$).

Хвильові опори повітряних і кабельних ліній різко відрізняються. Водночас хвильові опори дальньої електропередачі повітряного виконання різних класів номінальної напруги не дуже відрізняються один від одного. У середньому діапазон значень хвильових опорів для ліній повітряного виконання, залежно від кількості провідників у розщепленій фазі, становить 250–400 Ом (для нерозщепленої фази – 400 Ом, для фази, розщепленої, наприклад, на три провідники – 275 Ом).

Хвильові опори дальньої електропередачі кабельного виконання на порядок менші і становлять 35–40 Ом. Це означає, що за інших однакових умов згідно з виразом (2.3, а) по кабельній лінії порівняно з повітряною може бути передана така сама натуральна потужність за номінальної напруги, приблизно в три рази меншої, ніж для лінії повітряного виконання. Якщо номінальні напруги повітряної і кабельної ліній однакові, натуральна потужність кабельної лінії буде на порядок перевищувати натуральну потужність лінії повітряного виконання.

Натуральні потужності повітряних і кабельних ліній різних класів номінальної напруги наведено в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Натуральна потужність повітряних і кабельних ліній різних класів номінальної напруги

Номінальна напруга, кВ	Натуральна потужність, МВт					
	Повітряні лінії					Кабельні лінії
	Кількість провідників у розщепленій фазі					
	1	2	3	4	5	
35	3	–	–	–	–	30
110	30	–	–	–	–	300
150	56	–	–	–	–	560
220	120	–	–	–	–	1200
330	270	360	–	–	–	3600
400	–	510	580	–	–	–
500	–	600	900	–	–	–
750	–	–	–	2000	2100	–

Величина переданої по лінії реактивної потужності істотно залежить від її зарядної потужності, яка має ємнісний характер і не залежить від навантаження лінії.

Погонна зарядна потужність лінії

$$Q_{0C} = b_0 U_{\text{л}}^2,$$

де $U_{\text{л}}$ – робоча напруга електропередачі (в оцінювальних розрахунках відповідає номінальній напрузі дальньої електропередачі).

Втрати реактивної потужності в індуктивних опорах лінії завжди пропорційні квадрату модуля переданої по ній повної потужності. Отже, погонні індуктивні втрати реактивної потужності в лінії становлять

$$\Delta Q_{0L} = \frac{S_{\text{л}}^2}{U_{\text{л}}^2} x_0.$$

Характерною ознакою передавання по лінії натуральної потужності є повна компенсація зарядної реактивної потужності лінії її втратами в індуктивних елементах схеми заміщення. Тобто буде виконуватися умова

$$\Delta Q_{0C} = \Delta Q_{0L} \text{ або } I_{\text{л}}^2 x_0 = b_0 U_{\text{л}}^2. \quad (2.4)$$

За цих умов по лінії буде передаватися чисто активна потужність, яка є її натуральною. Дійсно, виразивши значення струму навантаження лінії і підставивши його у вираз для активної потужності лінії з урахуванням $x_0 = \omega L_0$ і $b_0 = \omega C_0$, отримуємо

$$P_{\text{нт}} = U_{\text{л}} I_{\text{л}} \cos \varphi = U_{\text{л}}^2 \sqrt{\frac{C_0}{L_0}} = \frac{U_{\text{л}}^2}{Z_{\text{хв}}},$$

що повністю відповідає виразу (2.3, а).

Таким чином, втрати реактивної потужності ΔQ під час передавання потужності $P_{\text{нт}}$ в індуктивних опорах і ємнісних провідностях лінії взаємно компенсують один одного та сумарні втрати реактивної потужності в електропередачі дорівнюють нулю. Тому режим передавання по лінії натуральної потужності характеризується *найменшими втратами активної потужності ΔP* .

2.3 Режими роботи дальньої електропередачі у разі навантаження активною потужністю, яка відрізняється від натуральної

Режими напруги вздовж лінії під час передавання по ній активних потужностей, які відрізняються від натуральної, у разі фіксації значення напруги на початку лінії, показано на рис. 2.1.

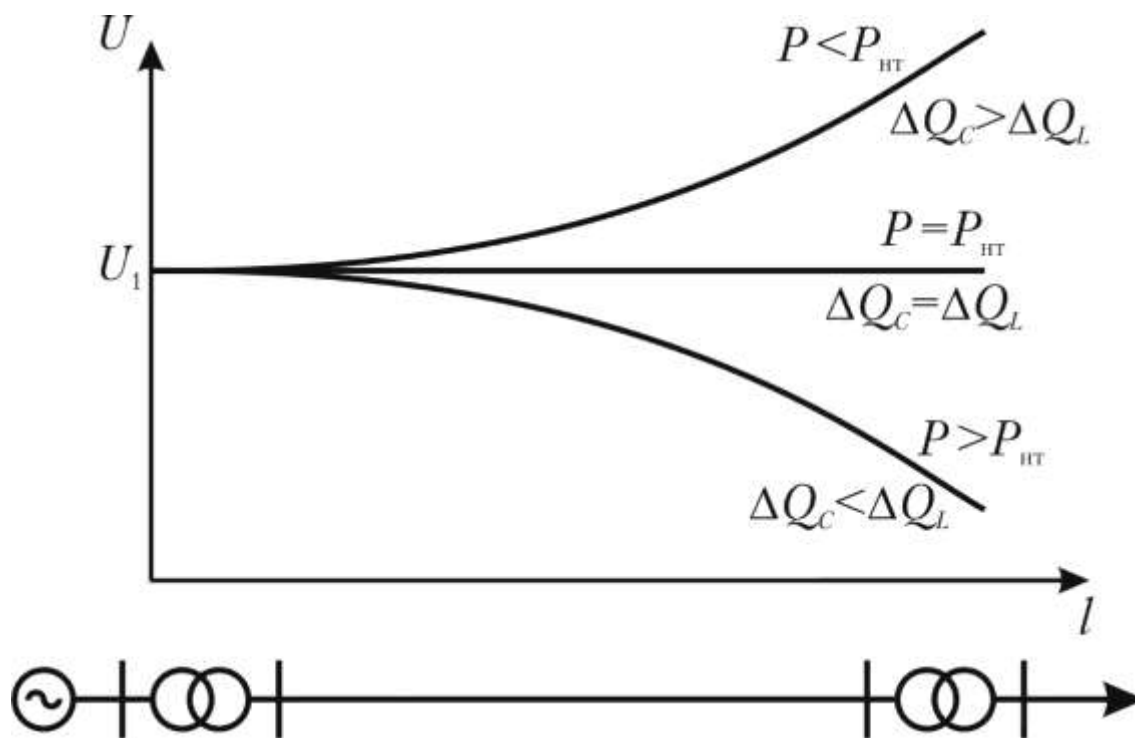


Рисунок 2.1 – Режим розподілу напруги вздовж дальньої електропередачі за фіксації рівня напруги на її початку

Якщо по лінії передаються активні потужності, менші від натуральної, то ємнісні втрати потужності в поперечних провідностях лінії перевищують індуктивні втрати потужності у поздовжніх опорах. Це приводить до підвищення рівня напруги до кінця лінії. Якщо по лінії передаються активні потужності, більші від натуральної, то індуктивні втрати потужності у лінії перевищуватимуть ємнісні втрати і напруги до кінця лінії знижуються.

У разі фіксації напруг U_1 і U_2 по кінцях дальньої електропередачі графіки розподілу напруги вздовж довжини лінії набувають вигляду, як показано на рис. 2.2. Із рисунка видно, що якщо активна потужність, передавана по лінії, менша від її натурального значення, спостерігається найнебезпечніший режим, який призводить до виникнення «горба» напруги в середині лінії.

Усі лінії високих і надвисоких напруг досить чутливі до підвищення робочого рівня напруги за умовами експлуатації лінійної ізоляції. Водночас дальні електропередачі з номінальною напругою 330 кВ характеризуються нормованим відхиленням напруги $\pm 10\%$ від номінальної напруги лінії. Електропередачі вищих класів номінальної напруги експлуатують за більш жорстких вимог (нормоване відхилення напруги становить $\pm 5\%$ від номінальної

напруги лінії). Тому для запобігання виникненню «горбів» напруги в лінії обов'язково потрібно передбачати спеціальні засоби компенсації (шунтувальні реактори), які встановлюють або вздовж лінії (на перемикальному пункті), або на її початку.

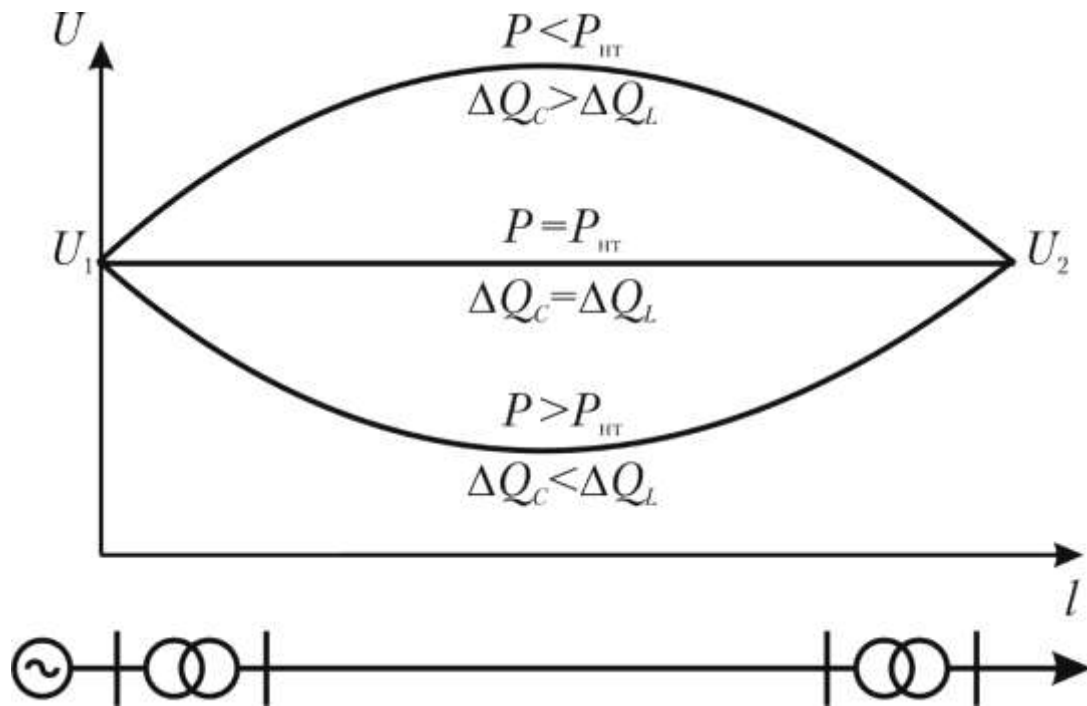


Рисунок 2.2 – Режим розподілення напруги вздовж дальньої електропередачі за фіксації значень напруги на кінцях лінії

Варто мати на увазі, що організувати роботу електропередачі, навантаженої потужністю, більшою від натуральної, можна лише для ліній надвисокої напруги відносно невеликої довжини (до 200–300 км). Для довших ліній електропередачі без проведення спеціальних інженерних заходів організувати транзит активної потужності, яка перевищує натуральну внаслідок обмеженої пропускної здатності електропередачі за умовами стійкості, неможливо.

2.4 Використання рівнянь чотиріполюсників для моделювання електропередачі

Досліджуючи характеристики дальніх електропередач надвисокої напруги, їх зручно подавати у вигляді пасивного чотиріполюсника (рис. 2.3). Це дозволяє випустити докладний опис складної схеми заміщення електропередачі та подати її у вигляді «чорного ящика», тобто фіксувати лише співвідношення між режимними параметрами на початку і в кінці лінії.

Розрізняють три можливі пари запису рівнянь чотириполіусників незалежно від типу реальних об'єктів, які вони моделюють.

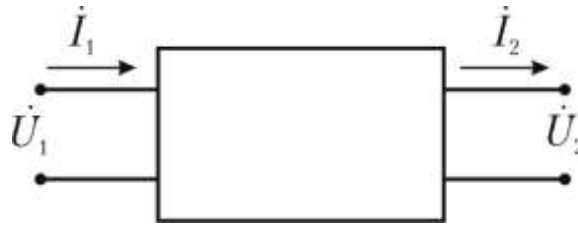


Рисунок 2.3 – Моделювання електропередачі за допомогою чотириполіусника

1. Рівняння, які містять матрицю опорів:

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = \underline{Z}_{11}\dot{I}_1 + \underline{Z}_{12}\dot{I}_2; \\ \dot{U}_2 = \underline{Z}_{21}\dot{I}_1 + \underline{Z}_{22}\dot{I}_2. \end{cases} \quad (2.5)$$

Обернені рівняння, що містять матрицю провідностей:

$$\begin{cases} \dot{I}_1 = \underline{Y}_{11}\dot{U}_1 + \underline{Y}_{12}\dot{U}_2; \\ \dot{I}_2 = \underline{Y}_{21}\dot{U}_1 + \underline{Y}_{22}\dot{U}_2. \end{cases} \quad (2.6)$$

2. Ланцюгові рівняння:

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = \underline{A}\dot{U}_2 + \underline{B}\dot{I}_2; \\ \dot{I}_1 = \underline{C}\dot{U}_2 + \underline{D}\dot{I}_2. \end{cases} \quad (2.7)$$

Обернене перетворення має вигляд:

$$\begin{cases} \dot{U}_2 = \underline{D}\dot{U}_1 - \underline{B}\dot{I}_1; \\ \dot{I}_2 = -\underline{C}\dot{U}_1 + \underline{A}\dot{I}_1. \end{cases}$$

3. Гібридні (змішані) рівняння:

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = \underline{H}_{11}\dot{I}_1 + \underline{H}_{12}\dot{U}_2; \\ \dot{I}_2 = \underline{H}_{21}\dot{I}_1 + \underline{H}_{22}\dot{U}_2. \end{cases}$$

Обернене перетворення має вигляд:

$$\begin{cases} \dot{I}_1 = \underline{G}_{11}\dot{U}_1 + \underline{G}_{12}\dot{I}_2; \\ \dot{U}_2 = \underline{G}_{21}\dot{U}_1 + \underline{G}_{22}\dot{I}_2. \end{cases}$$

Між різними поданнями чотириполіусників існують однозначні взаємні залежності. У задачах моделювання дальніх електропередач широке застосування набули ланцюгові рівняння, записані в загальному вигляді за допомогою універсальних узагальнених сталих \underline{A} , \underline{B} , \underline{C} і \underline{D} для фазних значень струму і напруги на початку та в кінці лінії. Наприклад, такі рівняння для умов кінця лінії мають вигляд (2.7). Порівнюючи їх з рівняннями лінії, які записані в гіперболічній формі, отримують:

$$\begin{aligned} \underline{A} &= \operatorname{ch}(\underline{\gamma}_0 l) = \operatorname{ch} \sqrt{\underline{Z}_l \underline{Y}_{-l}}; \\ \underline{B} &= \underline{Z}_{\text{xb}} \operatorname{sh}(\underline{\gamma}_0 l) = \sqrt{\frac{\underline{Z}_l}{\underline{Y}_{-l}}} \operatorname{sh} \sqrt{\underline{Z}_l \underline{Y}_{-l}}; \\ \underline{C} &= \frac{1}{\underline{Z}_{\text{xb}}} \operatorname{sh}(\underline{\gamma}_0 l) = \sqrt{\frac{\underline{Y}_{-l}}{\underline{Z}_l}} \operatorname{sh} \sqrt{\underline{Z}_l \underline{Y}_{-l}}; \\ \underline{D} &= \operatorname{ch}(\underline{\gamma}_0 l) = \operatorname{ch} \sqrt{\underline{Z}_l \underline{Y}_{-l}}. \end{aligned} \tag{2.8}$$

Для будь-якого пасивного елемента, зображеного у вигляді еквівалентного чотириполіусника, завжди виконується умова

$$\underline{A} \underline{D} - \underline{B} \underline{C} = 1. \tag{2.9}$$

Для симетричних схем заміщення (наприклад, для моделювання лінії електропередачі), які характеризуються співвідношенням $\underline{A} = \underline{D}$, справедливе співвідношення

$$\underline{A}^2 - \underline{B} \underline{C} = 1. \tag{2.10}$$

Правильність розрахунку універсальних узагальнених сталих \underline{A} , \underline{B} , \underline{C} і \underline{D} зазвичай перевіряють контролем дотримання співвідношення (2.10). Перевіряти дотримання умови (2.10) потрібно з високим ступенем точності (до трьох–п'яти значущих цифр). Ця вимога зумовлена різним порядком дійсних та уявних складових величин універсальних узагальнених сталих.

Можливе розв'язання оберненої задачі, тобто визначення хвильових параметрів лінії, за значеннями величин узагальнених сталих еквівалентного чотириполюсника.

Для цього хвильовий опір і коефіцієнт поширення хвилі визначають за виразами:

$$\underline{Z}_{\text{хв}} = \sqrt{\frac{\underline{B}}{\underline{C}}}; \quad \text{th}(\underline{\gamma}_0 l) = \sqrt{\frac{\underline{BC}}{\underline{AD}}}. \quad (2.11)$$

Розв'язуючи практичні задачі, наприклад, для визначення заходів щодо компенсації або налагодження дальньої електропередачі, втратами потужності в електропередачі можна знехтувати. У цьому разі рівняння (2.11) спрощуються та набувають вигляду:

$$Z_{\text{хв}} = \sqrt{\frac{|B|}{|C|}}; \quad \text{tg}(\alpha_0 l) = \sqrt{\frac{|B||C|}{|A||D|}}. \quad (2.11, a)$$

2.5 Визначення узагальнених сталих еквівалентного чотириполюсника дальньої електропередачі на основі теореми Блонделя

Уперше метод розрахунку універсальних узагальнених сталих був сформульований у вигляді теореми Блонделя. Суть теореми: будь-який режим роботи дальньої електропередачі можна розглядати як результат накладання двох режимів її роботи – режиму неробочого ходу та режиму короткого замикання.

Для з'ясування фізичної суті універсальних узагальнених сталих дальньої електропередачі розглянемо їх визначення на основі теореми Блонделя для довільної схеми заміщення елемента мережі.

Розглянемо режим неробочого ходу ($i_2 = 0$). Підставлення $i_2 = 0$ в рівняння (2.7) дозволяє послідовно отримати

$$\dot{U}_{1\text{н.х}} = \underline{A} \dot{U}_{2\text{н.х}},$$

звідки

$$\underline{A} = \frac{\dot{U}_{1\text{н.х}}}{\dot{U}_{2\text{н.х}}}. \quad (2.12)$$

Отже, універсальна узагальнена стала \underline{A} є безрозмірною величиною і являє собою відношення значення напруги на початку до напруги в кінці в режимі неробочого ходу лінії.

Із другого рівняння (2.7) маємо

$$\dot{I}_{1н.х} = \underline{C} \dot{U}_{2н.х},$$

звідки

$$\underline{C} = \frac{\dot{I}_{1н.х}}{\dot{U}_{2н.х}}. \quad (2.13)$$

Тобто універсальна узагальнена стала \underline{C} (одиниця виміру провідності – См) являє собою відношення струму на початку лінії до напруги в її кінці в режимі неробочого ходу.

Розглянемо режим короткого замикання ($\dot{U}_2 = 0$). Підставляння $\dot{U}_2 = 0$ в рівняння (2.7) дозволяє послідовно отримати

$$\dot{U}_{1к.з} = \underline{B} \dot{I}_{2к.з},$$

звідки

$$\underline{B} = \frac{\dot{U}_{1к.з}}{\dot{I}_{2к.з}}. \quad (2.14)$$

Універсальна узагальнена стала \underline{B} (одиниця виміру опору – Ом) відображає відношення напруги на початку до струму в кінці у режимі короткого замикання лінії.

Із другого рівняння (2.7) отримуємо

$$\dot{I}_{1к.з} = \underline{D} \dot{I}_{2к.з},$$

звідки

$$\underline{D} = \frac{\dot{I}_{1к.з}}{\dot{I}_{2к.з}}. \quad (2.15)$$

Універсальна узагальнена стала \underline{D} (безрозмірна величина) являє собою відношення струму на початку до струму в кінці у режимі короткого замикання лінії.

2.6 Основні співвідношення математичної моделі для електропередачі у формі рівнянь Штейнметца

Для розв'язання основних рівнянь дальньої електропередачі, записаних у гіперболічній формі, потрібно обчислити гіперболічні функції комплексного аргументу вигляду $(p \pm jq)$. На початку розвитку електротехнічної думки це зумовлювало суттєві незручності для інженерів-електротехніків у проєктній і експлуатаційній практиці розрахунків. Тому потрібно знайти перехід від незручно реалізованих гіперболічних функцій до використання зрозумілих і доступних інженерному сприйняттю первинних електротехнічних параметрів лінії у вигляді її опору $\underline{Z}_л$ і провідності $\underline{Y}_л$.

Такий перехід був знайдений Штейнметцем на основі розкладання в ряд Тейлора гіперболічних функцій $\text{ch}(\underline{\gamma}_0 l)$ та $\text{sh}(\underline{\gamma}_0 l)$ і з урахуванням перших членів ряду, що забезпечує достатню інженерну точність результатів. Потім підставленням останніх у вирази (1.27) для узагальнених сталих \underline{A} , \underline{B} , \underline{C} і \underline{D} було отримано практичні співвідношення, згодом названі рівняннями Штейнметца.

Розглянутий підхід виражається такою послідовністю операцій. Розкладання функцій $\text{ch}(\underline{\gamma}_0 l)$ і $\text{sh}(\underline{\gamma}_0 l)$ у ряд Тейлора має вигляд:

$$\begin{aligned} \text{ch}(\underline{\gamma}_0 l) &= 1 + \frac{(\underline{\gamma}_0 l)^2}{2!} + \frac{(\underline{\gamma}_0 l)^4}{4!} + \dots; \\ \text{sh}(\underline{\gamma}_0 l) &= \frac{\underline{\gamma}_0 l}{1!} + \frac{(\underline{\gamma}_0 l)^3}{3!} + \frac{(\underline{\gamma}_0 l)^5}{5!} + \dots \end{aligned} \quad (2.16)$$

З урахуванням $\underline{\gamma}_0 l = \sqrt{\underline{Z}_л \underline{Y}_л}$ і співвідношень (2.16) маємо:

$$\begin{aligned} \underline{A} = \underline{D} &= \text{ch} \sqrt{\underline{Z}_л \underline{Y}_л} = 1 + \frac{\underline{Z}_л \underline{Y}_л}{2}; \\ \underline{B} = \underline{Z}_{\text{XB}} \text{sh} \sqrt{\underline{Z}_л \underline{Y}_л} &= \sqrt{\frac{\underline{Z}_л}{\underline{Y}_л}} \left(\sqrt{\underline{Z}_л \underline{Y}_л} + \frac{\underline{Z}_л \underline{Y}_л \sqrt{\underline{Z}_л \underline{Y}_л}}{6} \right) = \underline{Z}_л \left(1 + \frac{\underline{Z}_л \underline{Y}_л}{6} \right); \\ \underline{C} = \frac{1}{\underline{Z}_{\text{XB}}} \text{sh} \sqrt{\underline{Z}_л \underline{Y}_л} &= \sqrt{\frac{\underline{Y}_л}{\underline{Z}_л}} \left(\sqrt{\underline{Z}_л \underline{Y}_л} + \frac{\underline{Z}_л \underline{Y}_л \sqrt{\underline{Z}_л \underline{Y}_л}}{6} \right) = \underline{Y}_л \left(1 + \frac{\underline{Z}_л \underline{Y}_л}{6} \right). \end{aligned}$$

Формуємо рівняння Штейнметца згідно з виразами (2.7) і отримуємо:

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = \left(1 + \frac{\underline{Z}_{\text{л}} \underline{Y}_{\text{л}}}{2}\right) \dot{U}_2 + \underline{Z}_{\text{л}} \left(1 + \frac{\underline{Z}_{\text{л}} \underline{Y}_{\text{л}}}{6}\right) \dot{i}_2; \\ \dot{i}_1 = \underline{Y}_{\text{л}} \left(1 + \frac{\underline{Z}_{\text{л}} \underline{Y}_{\text{л}}}{6}\right) \dot{U}_2 + \left(1 + \frac{\underline{Z}_{\text{л}} \underline{Y}_{\text{л}}}{2}\right) \dot{i}_2. \end{cases}$$

2.7 Ланцюгові схеми заміщення дальніх електропередач

Будь-яка дальня електропередача являє собою сукупність інженерних мережевих пристроїв та електротехнічних приладів, зображених на схемах окремими елементами мережі, кожний з яких має свою конкретну схему заміщення (наприклад, силові трансформатори та автотрансформатори на передавальному і приймальному кінцях лінії, власне лінія, прилади поздовжньої та поперечної компенсації, шунтувальні реактори тощо). Інакше кажучи, розрахункова схема дальньої електропередачі являє собою досить складну комбінацію схем заміщення різних технічних пристроїв, об'єднаних між собою послідовними і паралельними зв'язками.

Схему заміщення дальньої електропередачі можна подати у вигляді ланцюгової схеми заміщення, яка відображає параметри деяких чотириполюсників, увімкнених між собою послідовно й паралельно.

Розглянемо приклад побудови ланцюгової схеми заміщення для однолінійної схеми дальньої електропередачі (рис. 1.13). Тут для ліній Л1 і Л2 використано симетричні П-подібні, а для силових трансформаторів Т1 і Т2 і приладу поздовжньої компенсації (ППК) – прямі Г-подібні схеми заміщення.

Остаточно отримуємо ланцюгову схему заміщення електропередачі (рис. 1.14), у якій еквівалентні поперечні провідності дорівнюють:

$$\underline{Y}_{e1} = \frac{\underline{Y}_{\text{Л1}}}{2} + \underline{Y}_{\text{ППК}};$$

$$\underline{Y}_{e2} = \frac{\underline{Y}_{\text{Л2}}}{2} + \underline{Y}_{\text{Т2}}.$$

Враховуючи ємнісний та індуктивний характер поперечних провідностей схем заміщення, еквівалентування провідностей у вузлах лінії потрібно виконувати алгебрично з урахуванням *знаків* числових значень поперечних провідностей.

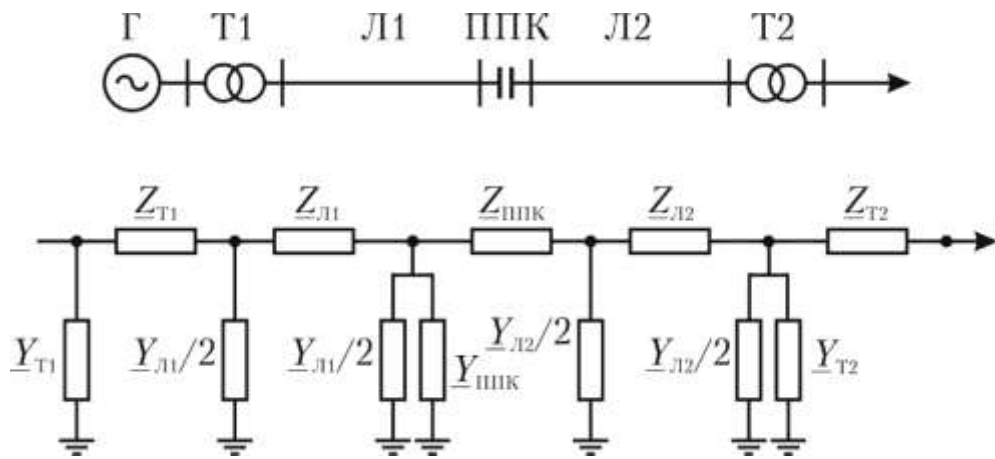


Рисунок 2.4 – Ланцюгова схема заміщення електропередавання

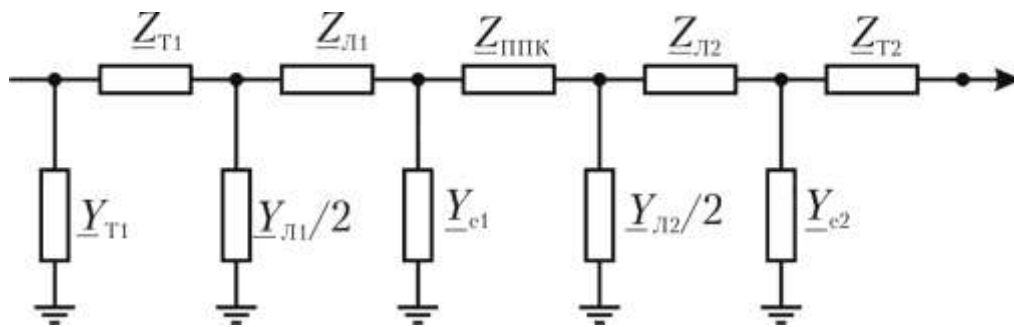


Рисунок 2.5 – Еквівалентна ланцюгова схема заміщення електропередачі

Контрольні питання до розділу 2

1. У чому полягає мета математичного моделювання усталеного режиму електроенергетичної системи?
2. Перелічіть режимні параметри, які підлягають визначенню в процесі моделювання усталеного режиму електроенергетичної системи.
3. Сформулюйте постановку класичної задачі моделювання усталеного режиму електроенергетичної системи.
4. Перелічіть основні процедури математичного моделювання усталених режимів електроенергетичних систем.
5. Перелічіть та охарактеризуйте складові розрахункової моделі усталеного режиму електроенергетичної системи.
6. У чому полягає відмінність між розрахунковими моделями усталених режимів електроенергетичних систем та математичними методами їх реалізації.
7. Наведіть та охарактеризуйте основну класифікацію розрахункових моделей усталених режимів електроенергетичних систем.

8. Поясніть поділ розрахункових моделей ustalених режимів електричних систем на прямі та обернені.
9. Поясніть умовність поділу розрахункових моделей ustalених режимів розімкнених та замкнених електричних мереж енергосистем.
10. Наведіть та охарактеризуйте класифікацію математичних методів реалізації розрахункових моделей ustalених режимів електроенергетичних систем.
11. Наведіть та охарактеризуйте класифікацію розрахункових моделей за формою алгебраїчних рівнянь ustalеного режиму електроенергетичної системи.
12. У чому полягають прямі та ітераційні методи розв'язання систем алгебраїчних рівнянь ustalеного режиму електроенергетичної системи?
13. Обґрунтуйте необхідність спрощення розрахункових схем електричних систем.
14. Які умови визначають допустимість перетворення розрахункових схем електричних систем?
15. Наведіть та охарактеризуйте загальну класифікацію методів еквівалентного перетворення розрахункових схем електричних систем.
16. Наведіть та охарактеризуйте класифікацію методів еквівалентного перетворення розрахункових схем електричних систем за ознакою точності.
17. Обґрунтуйте допустимість еквівалентного заміщення струмів витоку та втрат потужності додатковими фіктивними навантаженнями.
18. За яких умов допустиме еквівалентне перетворення перерізів ділянок електричної мережі?
19. Назвіть умову допустимості перетворення послідовно увімкнених ділянок на одну еквівалентну.
20. Наведіть загальний вираз для визначення опору еквівалентної ділянки, яка заміщує довільну кількість послідовно увімкнених гілок розрахункової схеми електричної мережі.
21. Наведіть загальний вираз для визначення провідності еквівалентної ділянки, яка заміщує довільну кількість паралельно увімкнених гілок розрахункової схеми електричної мережі.
22. Наведіть вирази для визначення параметрів еквівалентного генератора електричної станції.
23. Наведіть вирази для еквівалентного перетворення трикутника опорів на зірку та зірки на трикутник у формі опорів та формі провідностей.
24. Наведіть загальний вираз для еквівалентного перетворення багатопроменевої зірки на багатокутник.

25. Поясніть положення про те, що формальне перетворення трикутників опорів на зірку рекомендовано у разі застосування контурних розрахункових моделей.
26. Поясніть положення про те, що формальне перетворення зірки опорів на багатокутник рекомендовано у разі застосування вузлових розрахункових моделей.
27. Назвіть основну вимогу допустимості еквівалентного перетворення багатопроменевої зірки на багатокутник.
28. Наведіть вирази еквівалентного перенесення навантажень пунктів розрахункових схем у суміжні вузли.
29. Поясніть принципову неможливість точного еквівалентного перенесення навантажень, виражених потужностями, у суміжні пункти розрахункової схеми.
30. Дайте означення розрахункових схем електроенергетичних систем.
31. Перелічіть складові елементи розрахункових схем.
32. Поясніть поділ елементів розрахункових схем на пасивні та активні.
33. Які елементи розрахункових схем відносять до пасивних?
34. Які елементи розрахункових схем відносять до активних?
35. Поясніть поділ пасивних елементів розрахункових схем на поздовжні та поперечні.
36. Які елементи розрахункових схем відносять до поздовжніх?
37. Які елементи розрахункових схем відносять до поперечних?
38. Поясніть поділ активних елементів розрахункових схем на джерела напруги та джерела струму.
39. Поясніть умовність поділу устаткування електричних мереж між активними та пасивними елементами розрахункових схем.
40. Поясніть принципи поділу ділянок розрахункової схеми на дерево та хорди.
41. Поясніть зв'язок між хордами розрахункової схеми та незалежними контурами.
42. Поясніть правило формування системи базисних перерізів.
43. Поясніть зв'язок між системою базисних перерізів та узагальненими вузлами розрахункової схеми.
44. Наведіть основні положення принципу ярусності.
45. Поясніть призначення опорних за напругою пунктів розрахункової схеми електричної системи.
46. Яке устаткування електричних систем відповідає опорним за напругою пунктам?
47. Поясніть поняття пунктів розрахункової схеми з фіксацією модуля напруги.

48. Поясніть принципи визначення фазових кутів векторів напруги та струму в розрахунковій схемі електричної системи.
49. Дайте визначення балансувальних пунктів розрахункових схем електричних систем.
50. Поясніть відсутність фізичного змісту поняття «балансирувальний пункт» для лінійних розрахункових моделей ustalених режимів електричних систем.
51. Яке устаткування електричних систем відповідає балансувальним пунктам?
52. Дайте означення балансувальних за реактивною потужністю пунктів розрахункових схем електричних систем.
53. Яке устаткування електричних систем відповідає балансувальним за реактивною потужністю пунктам?
54. Поясніть можливості поєднання балансувальних та опорних за напругою пунктів у складі розрахункової схеми електричної системи
55. Наведіть означення матриці з'єднань.
56. Поясніть положення про надмірність інформації, яку містить повна матриця з'єднань.
57. Яку інформацію містять рядки та стовпці матриці з'єднань?
58. Поясніть особливості структури матриці з'єднань за умови дотримання принципу ярусності.
59. Наведіть означення матриці контурів.
60. Яку інформацію містять рядки та стовпці матриці контурів?
61. Поясніть особливості структури матриці контурів за умови дотримання принципу ярусності.
62. Наведіть означення матриці з'єднань.
63. Яку інформацію містять рядки та стовпці матриці перерізів?
64. Поясніть особливості структури матриці з'єднань за умови дотримання принципу ярусності.
65. Наведіть матричний вираз закону Ома.
66. Наведіть матричний вираз першого закону Кірхгофа.
67. Наведіть матричний вираз другого закону Кірхгофа.
68. Наведіть матричний вираз розрахунку режиму напруги в електричній системі.
69. У чому полягає основна топологічна особливість розрахункових схем електричних систем?
70. Поясніть топологічний зв'язок між матрицями контурів та перерізів.
71. Поясніть положення про надмірність системи матриць інцидентів.
72. Наведіть означення матриці струморозподілу по ділянках розімкненої схеми.

73. Яку інформацію містять рядки та стовпці матриці струморозподілу по ділянках розімкненої схеми?
74. Наведіть матричний вираз для визначення струморозподілу по ділянках розімкненої схеми.
75. Наведіть матричний вираз для визначення режиму напруги незалежних вузлів розімкненої схеми.
76. Наведіть означення матриці контурних опорів.
77. Яку інформацію містять діагональні та недіагональні елементи матриці контурних опорів?
78. Наведіть матричний вираз для визначення матриці контурних опорів.
79. Наведіть визначення нев'язок контурних ЕРС.
80. Наведіть матричний вираз для визначення вектор-стовпця нев'язок контурних ЕРС.
81. Наведіть матричний запис контурної розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи.
82. Наведіть означення матриці вузлових провідностей.
83. Яку інформацію містять діагональні та недіагональні елементи матриці вузлових провідностей?
84. Наведіть матричний вираз для визначення матриці вузлових провідностей.
85. Наведіть можливі матричні записи вузлової розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи.
86. Наведіть означення матриці провідностей перерізів.
87. Яку інформацію містять діагональні та недіагональні елементи матриці провідностей перерізів?
88. Наведіть матричний вираз для визначення матриці провідностей перерізів.
89. Наведіть означення струмів узагальнених вузлів розрахункової схеми.
90. Наведіть матричний вираз для визначення вектор-стовпця струмів узагальнених вузлів розрахункової схеми.
91. Наведіть матричний запис розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи за методом перерізів.
92. Поясніть причини нелінійності задач моделювання усталених режимів електричних систем.
100. Охарактеризуйте складнощі, пов'язані із застосуванням прямих методів розв'язання нелінійних алгебраїчних рівнянь усталених режимів електричної системи.
101. Наведіть аналітичне подання ітераційного розв'язання режимної задачі для найпростішої електричної системи.

102. Наведіть алгоритм явного ітераційного уточнення втрат потужності під час визначення параметрів ustalених режимів найпростішої електричної системи.
103. Наведіть алгоритм неявного ітераційного уточнення втрат потужності під час визначення параметрів ustalених режимів найпростішої електричної системи.
104. Перелічіть можливий характер збіжності ітераційного розрахункового процесу та наведіть критерії визначення збіжності.
105. У чому полягає підхід до прискорення збіжності ітераційного розрахункового процесу моделювання ustalених режимів електричних систем.
106. Поясніть необхідність застосування ітераційних числових методів розв'язання алгебраїчних рівнянь ustalених режимів електричних систем.
107. Дайте означення інженерної точності моделювання ustalених режимів електричних систем.
108. Поясніть урахування вимог інженерної точності на трьох етапах моделювання ustalених режимів електричних систем.
109. Поясніть практичну неможливість «абсолютно точних» розрахунків під час моделювання ustalених режимів електричних систем.
110. Охарактеризуйте основну проблему, пов'язану із визначенням критеріїв збіжності ітераційних розрахунків під час моделювання ustalених режимів електричних систем.
111. Наведіть вирази для контролю збіжності ітераційного процесу за явного та неявного уточнення втрат потужності. Доведіть еквівалентність цих критеріїв.
112. Наведіть вирази для контролю збіжності ітераційного процесу за умови використання вузлової розрахункової моделі ustalеного режиму електричних систем.
113. Наведіть вираз для контролю збіжності ітераційного процесу за режимом напруги. Поясніть використання цього способу лише як додатковий критерій збіжності.
114. Поясніть важливість правильного вибору початкових наближень невідомих параметрів в ітераційних моделях ustalених режимів електричних систем.
115. Перелічіть та поясніть підходи, які використовують під час вибору початкових наближень невідомих параметрів.

3 АНАЛІТИЧНІ МЕТОДИ РОЗРАХУНКІВ РОБОЧИХ РЕЖИМІВ ДАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Метою розрахунків робочих режимів дальньої електропередачі є визначення режиму напруги у вузлових та проміжних її точках, потоків потужностей по елементах лінії та втрат потужності в ній. Потрібно враховувати, що сучасні лінії електропередачі надвисокої напруги входять до складу складнозамкненої електричної мережі, яка поєднує між собою за допомогою автотрансформаторів зв'язку лінії електропередачі різних класів номінальної напруги, підключені до передавального та приймального кінців електропередачі. Отже, найточніше дослідження робочих режимів дальньої електропередачі потрібно виконувати в складі складнозамкненої неоднорідної електричної мережі системи. Однак у деяких ситуаціях для практичних розрахунків в усталених робочих режимах дальньої електропередачі її кінцеві підстанції можна розглядати як шини нескінченної потужності. За цих умов лінію електропередачі можна подати самостійним індивідуальним об'єктом, що зумовлює можливість дослідження такого об'єкта у вигляді локальної електропередачі надвисокої напруги.

У цьому розділі розглянуто тільки симетричні трифазні синусоїдальні режими роботи електропередач, тому всі розрахункові формули наводяться для однолінійної схеми заміщення прямої послідовності основної гармоніки змінного струму.

В основу розрахунку робочих режимів лінії покладено основні рівняння стану, записані в формі потужностей за умовами кінця

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = \underline{A} U_2 + \frac{\underline{B}}{U_2} \dot{S}_2; \\ \dot{I}_1 = \frac{\underline{C} U_2}{\sqrt{3}} + \frac{\underline{D}}{\sqrt{3} U_2} \dot{S}_2, \end{cases} \quad (3.1)$$

або початку електропередачі

$$\begin{cases} \dot{U}_2 = \underline{D} U_1 - \frac{\underline{B}}{U_1} \dot{S}_1; \\ \dot{I}_2 = -\frac{\underline{C} U_1}{\sqrt{3}} + \frac{\underline{A}}{\sqrt{3} U_1} \dot{S}_1. \end{cases} \quad (3.2)$$

У виразах (3.1) і (3.2) передбачено, що вектори напруг U_2 і U_1 в кінці та на початку електропередачі відповідно збігаються з віссю дійсних значень величин.

Рівняння (3.1) і (3.2) є базовими для аналізу робочих режимів лінії. Згідно з рівняннями (3.1) і (3.2) принципово можна виокремити шість основних типів постановок задач визначення режимних параметрів дальньої електропередачі.

Задача 1. Відомо напругу та потужність у кінці електропередачі – U_2, P_2 і Q_2 (умови кінця). Визначити режимні параметри початку електропередачі – U_1, P_1 і Q_1 .

Задача 2. Відомо напругу та потужність на початку електропередачі – U_1, P_1 і Q_1 (умови початку). Визначити режимні параметри кінця електропередачі – U_2, P_2 і Q_2 .

Задача 3. Відомо напругу на початку електропередачі U_1 та потужності в кінці P_2 і Q_2 . Визначити значення напруги в кінці електропередачі U_2 та потужностей на початку електропередачі P_1 і Q_1 .

Задача 4. Відомо напругу в кінці електропередачі U_2 та потужності на початку P_1 і Q_1 . Визначити рівень напруги на початку електропередачі U_1 та величини потужностей в її кінці P_2 і Q_2 .

Задача 5. Відомо значення напруги на початку і в кінці електропередачі U_1 і U_2 та активна потужність у кінці P_2 . Визначити реактивну потужність Q_2 у кінці електропередачі та величини потужностей в її початку P_1 і Q_1 .

Задача 6. Відомо рівні напруги на початку та в кінці електропередачі U_1 і U_2 і активна потужність у її початку P_1 . Визначити реактивну потужність Q_1 на початку електропередачі та величини потужностей в кінці P_2 і Q_2 .

Як видно з наведених постановок задач, у кожній з них завжди відомо три величини, які частково або повністю визначають режимні параметри початку або кінця лінії. Відповідно визначенню підлягають також три основні режимні параметри на початку або в кінці лінії. До складу відомих заданих величин обов'язково має входити хоча б одна (або обидві) напруга на початку або в кінці лінії.

На практиці часто виникає потреба у виконанні не одиничного розрахунку режимних параметрів електропередачі, а серії її режимів у діапазоні величин транзитів активної потужності від ненавантаженої лінії до певного максимального значення. Таким значенням можуть бути проєктна потужність лінії, її пропускна здатність, гранично допустиме значення транзиту активної потужності за умовами існування режиму або будь-яке інше, наперед задане, значення транзиту активної потужності.

Аналітичний розрахунок робочих режимів дальньої електропередачі в традиційних постановках задач за умовами початку або кінця виконують у такий спосіб. Задають деякий крок α зміни транзити активної потужності P_1 або P_2 , яка надходить на початок або в кінець лінії, у діапазоні від режиму ненавантаженої лінії до заданого максимального значення P_1 або P_2 . Значення всіх режимних параметрів, які відповідають вибраному кроку α зміни активної потужності P_1 або P_2 , вважають *поточними* значеннями цих параметрів.

Нижче розглянуто алгоритми розрахунку параметрів робочого режиму дальньої електропередачі для різних способів постановок задач, які відповідають поточному кроку α зміни активної потужності P_1 або P_2 на початку або в кінці лінії.

3.1 Дослідження режимів неробочого ходу дальньої електропередачі

З основних рівнянь дальньої електропередачі, записаних у гіперболічній формі, безпосередньо випливає, що для режиму неробочого ходу лінії з урахуванням нульового значення струму в кінці лінії ($\dot{I}_2 = 0$) справедлива система рівнянь

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = \text{ch}(\gamma_0 l) \dot{U}_2; \\ \dot{I}_1 = \frac{\text{sh}(\gamma_0 l)}{\underline{Z}_{\hat{a}}} \dot{U}_2. \end{cases}$$

Для ідеалізованої лінії з урахуванням співвідношень $\text{ch}(j\alpha_0 l) = \cos(\alpha_0 l)$, $\text{sh}(j\alpha_0 l) = j \sin(\alpha_0 l)$ режим неробочого ходу можна подати такими виразами:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{2\text{н.х}} &= \frac{\dot{U}_{1\text{н.х}}}{\cos(\alpha_0 l)}; \\ \dot{I}_{1\text{н.х}} &= j \frac{\dot{U}_{1\text{н.х}}}{\underline{Z}_{\text{х.в}}} \sin(\alpha_0 l); \\ \dot{S}_{1\text{н.х}} &= j \frac{U_{1\text{н.х}}^2}{\underline{Z}_{\text{х.в}}} \text{tg}(\alpha_0 l). \end{aligned} \quad (3.3)$$

Графічні залежності напруги в кінці, струму і потужності на початку лінії згідно з рівняннями (3.3) показано на рис. 3.1. Зазначимо, що в режимі

неробочого ходу для ідеалізованої лінії електропередачі реактивна потужність $Q_{1н.х}$ на початку дальньої електропередачі відповідно до виразу (3.3) відповідає повній потужності $S_{1н.х}$. На цьому самому рисунку пунктиром показано такі самі залежності, але з урахуванням втрат активної потужності в електропередачі.

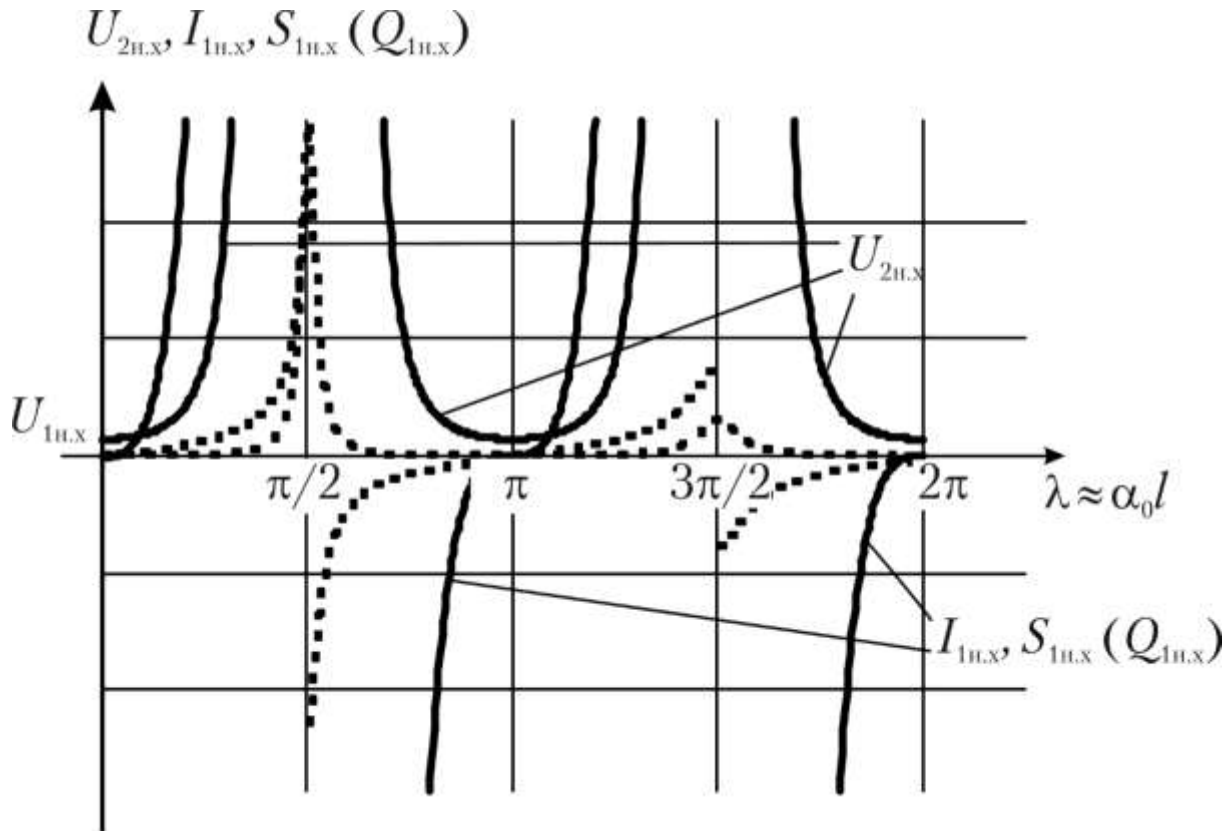


Рисунок 3.1 – Характеристики режиму неробочого ходу дальньої електропередачі

Аналіз наведених графіків кривих $U_{2н.х}, I_{1н.х}, S_{1н.х} (Q_{1н.х}) = f(l)$ свідчить, що в критичних точках $l = 3000$ км ($\lambda = \pi$) і $l = 6000$ км ($\lambda = 2\pi$) виникає *резонанс струмів*, а в критичних точках $l = 1500$ км ($\lambda = \pi/2$) і $l = 4500$ км ($\lambda = 3\pi/2$) – *резонанс напруг*. Це можна пояснити характером зміни вхідного опору ідеалізованої лінії в режимі неробочого ходу залежно від хвильової довжини (або фактичної довжини) електропередачі.

В ідеалізованій лінії у режимі неробочого ходу в діапазонах довжин $0 \leq l \leq 1500$ км і $3000 \leq l \leq 4500$ км вхідний реактивний опір лінії, а також струм і потужність на початку лінії мають *εмнісний* характер. Зі збільшенням довжини електропередачі понад 400–500 км струм і потужність на початку лінії, а також

напруга на протилежному її кінці різко збільшуються. Ця обставина може впливати, з одного боку, на перевантаження ємнісними реактивними струмами обмоток генераторів електростанцій, підключених до передавального кінця лінії (початок електропередачі). Зазначений чинник неминуче призведе до потреби знижувати корисну потужність машин. Крім цього, коли генератори працюють на лінію без навантаження, потрібно враховувати небезпеку виникнення явища *самозбудження* генераторів, коли на їхніх затискачах виникають неконтрольовані лавиноподібно збільшувані напруги, які не відповідають струмам збудження генераторів. Це явище найчастіше призводить до пробою ізоляції електричних машин.

З іншого боку, у критичних точках, які відповідають резонансам напруг, рівні напруг в лінії різко збільшуються, що може призводити до пробоїв лінійної ізоляції і аварійних вимкнень лінії.

Зазначимо, що в ідеалізованій лінії в режимі неробочого ходу в діапазонах довжин $1500 \leq l \leq 3000$ км і $4500 \leq l \leq 6000$ км вхідний реактивний опір лінії, а також струм і потужність на початку лінії мають *індуктивний* характер.

В реальних умовах експлуатації дальньої електропередачі недопустиме виникнення тривалих перенапруг, які перевищують максимально допустиме значення $U = 1,05U_n$. Ця обставина спонукає установлювати в електропередачу спеціальні пристрої компенсації (шунтувальні реактори), призначені для вирівнювання напруги вздовж її довжини в допустимих технічними обмеженнями межах (використання *схем з компенсацією параметрів* лінії).

Якщо дальні електропередачі виконано за блоковою схемою типу «електропередача – автотрансформатор зв'язку», негативні фактори режимів неробочого ходу в лінії істотно послаблюються, оскільки тут електропередача виводиться з роботи разом з підключеними на кінці лінії потужними силовими автотрансформаторами *без навантаження*. Будь-який автотрансформатор є електромагнітним пристроєм значної потужності та впливає на зміну характеру хвильових процесів у лінії, а, отже, змінює параметри режиму вздовж довжини лінії.

Річ у тім, що вебер-амперні характеристики силових автотрансформаторів досить нелінійні, і тому підвищення рівня напруги на їхніх затискачах призводить до різкого зростання струмів неробочого ходу, які є струмами намагнічення і мають за своєю природою індуктивний характер. Останні значною мірою компенсують ємнісні струми неробочого ходу електропередачі та впливають на зміну параметрів режиму вздовж довжини електропередачі.

Задача 3.1. Для міжсистемного зв'язку напругою 500 кВ і завдовжки 1000 км оцінити зміну значень струму і потужності на початку та напруги в кінці лінії за її неробочого ходу. Погонний фазовий кут загасання фази струму (напруги) $\alpha_0 = 0,06$ град/км.

Визначимо зміну шуканих величин за співвідношеннями (3.1) – (3.3).
Маємо:

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= j \frac{U_1}{Z_{\text{о\`а}}} \operatorname{tg}(\alpha_0 l) = j \frac{U_1}{Z_{\text{о\`а}}} \operatorname{tg}(0,06 \cdot 1000) = \\ &= j \frac{U_1}{Z_{\text{о\`а}}} \operatorname{tg} 60^\circ = j\sqrt{3} \frac{U_1}{Z_{\text{о\`а}}} = j\sqrt{3} I_C; \\ \dot{S}_1 &= j \frac{U_1^2}{Z_{\text{о\`а}}} \operatorname{tg}(\alpha_0 l) = j \frac{U_1^2}{Z_{\text{о\`а}}} \operatorname{tg}(0,06 \cdot 1000) = \\ &= j \frac{U_1^2}{Z_{\text{о\`а}}} \operatorname{tg} 60^\circ = j\sqrt{3} \frac{U_1^2}{Z_{\text{о\`а}}} = j\sqrt{3} Q_C, \end{aligned}$$

де I_C і Q_C – ємнісні зарядні струм та потужність електропередачі,

$$U_2 = \frac{U_1}{\cos(\alpha_0 l)} = \frac{U_1}{\cos(0,06 \cdot 1000)} = \frac{U_1}{\cos 60^\circ} = 2U_1.$$

Отримані результати розрахунку свідчать про те, що в режимі неробочого ходу експлуатація електропередачі неможлива. У лінію встановлюють спеціальні пристрої компенсації (шунтувальні реактори) для введення її режимних характеристик у нормовані межі.

3.2 Розрахунок коефіцієнтів втрат активної і реактивної потужностей в дальній електропередачі

Розрахунок нормальних і післяаварійних режимів роботи дальньої електропередачі в різних постановках задач порівняно легко можна виконувати, якщо відомі втрати активної і реактивної потужностей в усіх елементах схеми заміщення лінії.

Для розрахунку втрат потужності в електропередачі доцільно здійснити перехід від узагальнених сталих еквівалентного чотириполюсника лінії до *коефіцієнтів втрат потужності*. Такі коефіцієнти легко можна визначити за умовами балансу потужності в електропередачі за основними рівняннями, записаними в формі потужностей (див. рівняння (3.1) і (3.2)).

Розглянемо, наприклад, рівняння стану лінії, записані відповідно до умов початку (3.2). Повні втрати потужності у цьому випадку можна подати виразом

$$\Delta \dot{S}_1 = \dot{S}_1 - \sqrt{3} U_2^* I_2 = \dot{S}_1 - \left(D^* U_1 - \frac{B^* S_1^*}{U_1} \right) \left(-\underline{C} U_1 + \frac{A \dot{S}_1}{U_1} \right).$$

Після низки перетворень виразам для втрат активної і реактивної потужностей можна надати вигляду:

$$\begin{aligned} \Delta P_1 &= a_{1н.х} U_1^2 + a_{1к.з} \frac{P_1^2}{U_1^2 \cos^2 \varphi_1} + a_{1P} P_1 + a_{1Q} Q_1; \\ \Delta Q_1 &= b_{1н.х} U_1^2 + b_{1к.з} \frac{P_1^2}{U_1^2 \cos^2 \varphi_1} + b_{1P} P_1 + b_{1Q} Q_1. \end{aligned} \quad (3.4)$$

У виразах (3.4) компоненти $a_{1н.х} U_1^2$ і $b_{1н.х} U_1^2$ відображають втрати активної і реактивної потужностей за неробочого ходу лінії, зумовлені протіканням по ній зарядного струму. Компоненти $a_{1к.з} \frac{P_1^2}{U_1^2 \cos^2 \varphi_1}$ і $b_{1к.з} \frac{P_1^2}{U_1^2 \cos^2 \varphi_1}$ являють собою втрати активної і реактивної потужностей, спричинені струмом навантаження в лінії. Компоненти $a_{1P} P_1$, $a_{1Q} Q_1$, $b_{1P} P_1$, $b_{1Q} Q_1$ відображають втрати активної і реактивної потужностей, спричинені перетоками *тільки активної* або *тільки реактивної* потужності в лінії.

Аналогічно вирази для втрат активної і реактивної потужностей в електропередачі за умовами кінця мають вигляд:

$$\begin{aligned} \Delta P_2 &= a_{2н.х} U_2^2 + a_{2к.з} \frac{P_2^2}{U_2^2 \cos^2 \varphi_2} + a_{2P} P_2 + a_{2Q} Q_2; \\ \Delta Q_2 &= b_{2н.х} U_2^2 + b_{2к.з} \frac{P_2^2}{U_2^2 \cos^2 \varphi_2} + b_{2P} P_2 + b_{2Q} Q_2. \end{aligned} \quad (3.5)$$

Фізичний зміст усіх компонентів, які входять у вирази (3.5), повністю аналогічний їхньому змісту у виразах (3.4).

Коефіцієнти втрат активної або реактивної потужностей за неробочого ходу лінії мають розмірність провідності; їх виражають через узагальнені сталі еквівалентного чотириполюсника електропередачі (тут індекс «а» відображає дійсну частину, а індекс «р» – уявну частину відповідної сталої еквівалентного чотириполюсника лінії):

– за умовами початку

$$\begin{aligned} a_{1н.х} &= C_a D_a + C_p D_p; \\ b_{1н.х} &= C_p D_a - C_a D_p; \end{aligned} \quad (3.6)$$

– за умовами кінця

$$\begin{aligned} a_{2н.х} &= A_a C_a + A_p C_p; \\ b_{2н.х} &= A_a C_p - A_p C_a. \end{aligned} \quad (3.7)$$

Коефіцієнти втрат активної та реактивної потужностей в режимі навантаження електропередачі мають розмірність опору; їх подають такими виразами:

– за умовами початку

$$\begin{aligned} a_{1к.з} &= A_a B_a + A_p B_p; \\ b_{1к.з} &= A_p B_a - A_a B_p; \end{aligned} \quad (3.8)$$

– за умовами кінця

$$\begin{aligned} a_{2к.з} &= B_a D_a + B_p D_p; \\ b_{2к.з} &= B_a D_p - B_p D_a. \end{aligned} \quad (3.9)$$

Коефіцієнти втрат активної і реактивної потужностей, зумовлені передаванням по лінії тільки активної потужності, не мають розмірності; їх подають такими виразами:

– за умовами початку

$$\begin{aligned} a_{1P} &= -2[B_a C_a + A_p D_p]; & a_{1Q} &= 2[B_p C_a - A_a D_p]; \\ b_{1P} &= 2[B_p C_a - A_p D_a]; & b_{1Q} &= 2[B_p C_p - A_p D_p]; \end{aligned}$$

– за умовами кінця:

$$\begin{aligned} a_{2P} &= 2[B_a C_a + A_p D_p]; & a_{2Q} &= 2[A_p D_a - B_p C_a]; \\ b_{2P} &= 2[A_a D_p - B_p C_a]. & b_{2Q} &= 2[A_p D_p - B_p C_p]. \end{aligned}$$

Після розрахунку значень коефіцієнтів втрат потужності в еквівалентній схемі заміщення електропередачі легко можна визначити втрати активної і реактивної потужностей згідно з рівняннями (3.4) і (3.5) для певного значення

транзиту активної потужності (у діапазоні від нуля до повного проектного завантаження електропередачі) на початку або в кінці лінії.

3.3 Аналітичний розрахунок робочого режиму електропередачі за умовами початку

У цій постановці задачі відоме значення напруги U_1 і задані значення активної і реактивної потужностей P_1 і Q_1 (або коефіцієнт потужності $\cos \varphi_1$) на початку лінії. Потрібно визначити рівень напруги U_2 , потужностей P_2 і Q_2 , а також усі допоміжні режимні характеристики в кінці лінії.

Аналітичний розрахунок режимів роботи електропередачі за умовами початку виконують у такий спосіб. Значення втрат активної і реактивної потужностей в лінії ΔP_1 і ΔQ_1 , які відповідають поточному значенню активної потужності P_1 ; визначають згідно з рівняннями (3.4):

$$\begin{aligned}\Delta P_1 &= a_{1н.х} U_1^2 + a'_{1к.з} P_1^2 + a'_{1P} P_1; \\ \Delta Q_1 &= b_{1н.х} U_1^2 + b'_{1к.з} P_1^2 + b'_{1Q} P_1,\end{aligned}$$

де

$$\begin{aligned}a'_{1к.з} &= \frac{a_{1к.з}}{U_1^2 \cos^2 \varphi_1}; & a'_{1P} &= a_{1P} + a_{1Q} \operatorname{tg} \varphi_1; \\ b'_{1к.з} &= \frac{b_{1к.з}}{U_1^2 \cos^2 \varphi_1}; & b'_{1Q} &= b_{1P} + b_{1Q} \operatorname{tg} \varphi_1.\end{aligned}$$

Отже, значення активної потужності, яка надходить у приймальну систему в кінці лінії, дорівнює $P_2 = P_1 - \Delta P_1$.

Реактивна потужність на початку лінії $Q_1 = P_1 \operatorname{tg} \varphi_1$.

Реактивна потужність у кінці лінії $Q_2 = Q_1 - \Delta Q_1$.

Значення коефіцієнта потужності $\cos \varphi_2$ у кінці лінії легко можна визначити за тангенсом кута φ_2 за співвідношенням

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{Q_2}{P_2}.$$

Коефіцієнт корисної дії (ККД) електропередачі

$$\eta = \frac{P_2}{P_1}. \quad (3.10)$$

Поточні значення напруги і струму в кінці електропередачі визначають на підставі розв'язання відповідних основних рівнянь лінії (3.2):

$$\begin{cases} \dot{U}_2 = D_a U_1 - \frac{B_a P_1 - B_p Q_1}{U_1} + j \left(D_p U_1 - \frac{B_p P_1 + B_a Q_1}{U_1} \right); \\ \dot{I}_2 = -\frac{C_a U_1}{\sqrt{3}} + \frac{A_a P_1 - A_p Q_1}{\sqrt{3} U_1} + j \left(-\frac{C_p U_1}{\sqrt{3}} + \frac{A_p P_1 + A_a Q_1}{\sqrt{3} U_1} \right). \end{cases}$$

Значення модулів напруги і струму в кінці електропередачі знаходять за формулами:

$$U_2 = \sqrt{[\operatorname{Re}(\dot{U}_2)]^2 + [\operatorname{Im}(\dot{U}_2)]^2};$$

$$I_2 = \sqrt{[\operatorname{Re}(\dot{I}_2)]^2 + [\operatorname{Im}(\dot{I}_2)]^2}.$$

Модуль повної потужності в кінці лінії

$$S_2 = \frac{P_2}{\cos \varphi_2}.$$

3.4 Аналітичний розрахунок робочого режиму електропередачі за умовами кінця

У цій постановці задачі відома напруга U_2 і задано значення активної і реактивної потужностей P_2 і Q_2 (або коефіцієнт потужності $\cos \varphi_2$) в кінці лінії. Потрібно визначити значення напруги U_1 , потужностей P_1 і Q_1 , а також усі допоміжні режимні характеристики на початку електропередачі.

У цій задачі алгоритм розрахунку робочого режиму лінії повністю відповідає алгоритму розрахунку режиму електропередачі за умовами початку (див. підрозд. 2.4).

Значення втрат активної і реактивної потужностей в лінії ΔP_2 і ΔQ_2 , які відповідають заданому значенню активної потужності P_2 в кінці лінії, визначають у такий спосіб:

$$\Delta P_2 = a_{2н.х} U_2^2 + a'_{2к.3} P_2^2 + a'_{2P} P_2;$$

$$\Delta Q_2 = b_{2н.х} U_2^2 + b'_{2к.3} P_2^2 + b'_{2P} P_2,$$

де

$$a'_{2к.з} = \frac{a_{2к.з}}{U_2^2 \cos^2 \varphi_2}; \quad a'_{2P} = a_{2P} + a_{2Q} \operatorname{tg} \varphi_2;$$

$$b'_{2к.з} = \frac{b_{2к.з}}{U_2^2 \cos^2 \varphi_2}; \quad b'_{2P} = b_{2P} + b_{2Q} \operatorname{tg} \varphi_2.$$

Активна потужність, яка надходить на початок лінії, дорівнює:

$$P_1 = P_2 + \Delta P_2.$$

Реактивна потужність у кінці електропередачі:

$$Q_2 = P_2 \operatorname{tg} \varphi_2.$$

Реактивна потужність на початку лінії електропередачі:

$$Q_1 = Q_2 + \Delta Q_2.$$

Коефіцієнт потужності $\cos \varphi_1$ на початку електропередачі визначають за тангенсом кута φ_1 за співвідношенням:

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{Q_1}{P_1}.$$

Коефіцієнт корисної дії електропередачі визначають за виразом (3.10). Значення напруги і струму в кінці лінії визначають через розв'язання відповідних основних рівнянь електропередачі (3.1):

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = A_a U_2 - \frac{B_a P_2 - B_p Q_2}{U_2} + j \left(A_p U_2 - \frac{B_p P_2 + B_a Q_2}{U_2} \right); \\ \dot{I}_1 = \frac{C_a U_2}{\sqrt{3}} + \frac{D_a P_2 - D_p Q_2}{\sqrt{3} U_2} + j \left(\frac{C_p U_2}{\sqrt{3}} + \frac{D_p P_2 + D_a Q_2}{\sqrt{3} U_2} \right). \end{cases}$$

Значення модулів напруги і струму на початку лінії електропередачі визначають за рівняннями:

$$U_1 = \sqrt{[\operatorname{Re}(\dot{U}_1)]^2 + [\operatorname{Im}(\dot{U}_1)]^2};$$

$$I_1 = \sqrt{[\operatorname{Re}(\dot{I}_1)]^2 + [\operatorname{Im}(\dot{I}_1)]^2}.$$

Модуль повної потужності S_1 на початку лінії електропередачі:

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1}.$$

3.5 Аналітичний розрахунок робочого режиму електропередачі за умовами кінця і фіксації напруги на її початку

У реальних умовах експлуатації електропередач неприпустимо нехтувати режимними вимогами енергосистем, об'єднаних на паралельну роботу. Розглянемо постановку задачі, в якій відомі активна і реактивна потужності P_2 і Q_2 (або S_2 і $\cos \varphi_2$) у кінці лінії і напруга U_1 на її початку.

Вихідним рівнянням для розв'язання цієї задачі є основне рівняння стану лінії за напругою, записане у формі потужностей за умовами кінця (3.1) у разі нульового значення фазового кута вектора напруги U_2 :

$$\dot{U}_1 = \underline{A}U_2 + \frac{B}{U_2}(P_2 + jQ_2). \quad (3.11)$$

Після перемноження лівої і правої частин рівняння (3.11) на величину U_2/\underline{A} і перетворення в тригонометричну форму запису комплексних чисел для квадратів модулів лівої і правої частин рівняння (3.11) отримуємо бікватратне рівняння вигляду

$$U_2^4 - U_2^2 \left[\frac{U_1^2}{A^2} - 2 \frac{B}{A} S_2 \cos \theta_2 \right] + \frac{B^2}{A^2} S_2^2 = 0,$$

звідки

$$U_2^2 = \frac{U_1^2}{2A^2} - \frac{B}{A} S_2 \cos \theta_2 \pm \sqrt{\left(\frac{U_1^2}{2A^2} - \frac{B}{A} S_2 \cos \theta_2 \right)^2 - \frac{B^2}{A^2} S_2^2}, \quad (3.12)$$

де результуючий фазовий кут θ_2 в кінці електропередачі

$$\theta_2 = \psi_B - \psi_A + \varphi_2.$$

Зважаючи на співвідношення (2.8) та з урахуванням того, що

$$\frac{B}{A} S_2 \cos(\theta_2) = \operatorname{Re} \left(\frac{B}{\underline{A}} (P_2 + jQ_2) \right),$$

а

$$\begin{aligned} \frac{B}{\underline{A}} (P_2 + jQ_2) &= \frac{(A_a B_a + A_p B_p) + j(A_a B_p - A_p B_a)}{A^2} (P_2 + jQ_2) = \\ &= \frac{a_{1к.3} - j b_{1к.3}}{A^2} (P_2 + jQ_2) = \frac{a_{1к.3} P_2 + b_{1к.3} Q_2}{A^2} + j \frac{a_{1к.3} Q_2 - b_{1к.3} P_2}{A^2}, \end{aligned}$$

отримуємо

$$U_2^2 = \frac{U_1^2}{2A^2} - \frac{a_{1к.3}P_2 + b_{1к.3}Q_2}{A^2} \pm \sqrt{\left(\frac{U_1^2}{2A^2} - \frac{a_{1к.3}P_2 + b_{1к.3}Q_2}{A^2}\right)^2 - \frac{B^2}{A^2}(P_2^2 + Q_2^2)}. \quad (3.12, a)$$

З огляду тільки на додатні корені, можна виокремити такі можливі результати розв'язання рівнянь (3.12) або (3.12, а):

1) рівняння має два *дійсні корені*, які відповідають двом значенням напруги U_2 , за яких може бути передана потужність S_2 . Тут практичне значення має тільки *менше* значення дійсного кореня;

2) дійсні корені рівняння *дорівнюють* один одному. Потужність S_2 у цьому випадку має *граничне* найбільше можливе значення $S_{2гр}$;

3) корені рівняння є *уявними*. Це означає, що задана потужність у кінці передачі S_2 перевищує своє граничне значення і *не може бути передана*.

Значення граничної найбільшої потужності в кінці лінії $S_{2гр}$ можна визначити з умови нульового значення дискримінанта рівняння (3.12)

$$\left(\frac{U_1^2}{2A^2} - \frac{B}{A}S_{2гр} \cos \theta_2\right)^2 - \frac{B^2}{A^2}S_{2гр}^2 = 0,$$

після перетворення якого маємо:

$$\frac{U_1^2}{2A^2} - \frac{B}{A}S_{2гр} \cos \theta_2 = \frac{B}{A}S_{2гр};$$

$$\frac{B}{A}S_{2гр}(1 + \cos \theta_2) = \frac{U_1^2}{2A^2}.$$

Звідси легко визначаємо величину $S_{2гр}$ у кінці лінії:

$$S_{2гр} = \frac{U_1^2}{2AB(1 + \cos \theta_2)} = \frac{U_1^2}{4AB \cos^2 \frac{\theta_2}{2}}.$$

Відповідний рівень напруги U_2 можна визначити з рівнянь (3.12) або (3.12, а) за умови нульового значення підкореневого виразу і, отже, передавання граничного значення потужності $S_{2гр}$ у кінець лінії, тобто

$$\begin{aligned}
 U_2 &= \sqrt{\frac{U_1^2}{2A^2} - \frac{B}{A} S_{2\text{гр}} \cos \theta_2} = \\
 &= \sqrt{\frac{U_1^2}{2A^2} - \frac{B}{A} \frac{U_1^2 \cos \theta_2}{4AB \cos^2 \frac{\theta_2}{2}}} = \frac{U_1}{2A \cos \frac{\theta_2}{2}}.
 \end{aligned}
 \tag{3.13}$$

Очевидно, отримане за рівнянням (3.13) значення напруг U_2 буде найменшим, оскільки воно відповідає передаванню найбільшої потужності $S_{2\text{гр}}$. Саме тому значення напруги U_2 потрібно обов'язково перевірити на дотримання умов:

$$0,95U_{\text{н}} \leq U_2 \leq 1,05U_{\text{н}}.$$

Інші процедури розрахунку режиму електропередачі аналогічні розглянутим у процесі розв'язання традиційної задачі за умовами кінця. Значення напруги і струму на початку лінії визначають на підставі розв'язання основних рівнянь електропередачі за умовами кінця вигляду (3.1).

3.6 Аналітичний розрахунок робочого режиму електропередачі за умовами початку і фіксації напруги в її кінці

Розглянемо постановку задачі, у котрій відомі активна і реактивна потужності P_1 і Q_1 (або S_1 і $\cos \varphi_1$) на початку електропередачі та напруга U_2 в її кінці. Вихідним рівнянням для розв'язання цієї задачі є основне рівняння стану лінії за напругами, записане в формі потужностей за умовами початку (3.2) і в припущенні нульового значення фазового кута вектора напруги U_1 :

$$\dot{U}_2 = \underline{D}U_1 - \frac{B}{U_1}(P_1 + jQ_1). \tag{3.14}$$

Після перемноження лівої і правої частин рівняння (3.14) на величину U_1/\underline{D} та перетворення в тригонометричну форму запису комплексних чисел для квадратів модулів лівої і правої частин рівняння (3.14) отримуємо біквадратне рівняння вигляду

$$U_1^4 - U_1^2 \left[\frac{U_2^2}{D^2} + 2 \frac{B}{D} S_1 \cos \theta_1 \right] + \frac{B^2}{D^2} S_1^2 = 0,$$

звідки

$$U_1^2 = \frac{U_2^2}{2D^2} + \frac{B}{D} S_1 \cos \theta_1 \pm \sqrt{\left(\frac{U_2^2}{2D^2} + \frac{B}{D} S_1 \cos \theta_1 \right)^2 - \frac{B^2}{D^2} S_1^2}, \quad (3.15)$$

де результувальний фазовий кут на початку дальньої електропередачі

$$\theta_1 = \psi_B - \psi_D + \varphi_1.$$

Зважаючи на співвідношення (3.9) з урахуванням того, що

$$\frac{B}{D} S_1 \cos \theta_1 = \operatorname{Re} \left(\frac{B}{D} (P_1 + jQ_1) \right),$$

а

$$\begin{aligned} \frac{B}{D} (P_1 + jQ_1) &= \frac{(D_a B_a + D_p B_p) + j(D_a B_p - D_p B_a)}{D^2} (P_1 + jQ_1) = \\ &= \frac{a_{2к.3} - jb_{2к.3}}{D^2} (P_1 + jQ_1) = \frac{a_{2к.3} P_1 + b_{2к.3} Q_1}{D^2} + j \frac{a_{2к.3} Q_1 - b_{2к.3} P_1}{D^2}, \end{aligned}$$

отримуємо

$$\begin{aligned} U_1^2 &= \frac{U_2^2}{2D^2} + \frac{a_{2к.3} P_1 + b_{2к.3} Q_1}{D^2} \pm \\ &\pm \sqrt{\left(\frac{U_2^2}{2D^2} + \frac{a_{2к.3} P_1 + b_{2к.3} Q_1}{D^2} \right)^2 - \frac{B^2}{D^2} (P_1^2 + Q_1^2)}. \end{aligned} \quad (3.15, a)$$

Рекомендації з вибору кореня рівняння (3.15) або (3.15, а) на основі практичного змісту розглянуто в попередній постановці задачі.

Значення граничної найбільшої потужності на початку електропередачі $S_{1гр}$ можна визначити за умови нульового значення дискримінанта рівняння (3.15)

$$\left(\frac{U_2^2}{2D^2} + \frac{B}{D} S_{1гр} \cos \theta_1 \right)^2 - \frac{B^2}{D^2} S_{1гр}^2 = 0,$$

після перетворення якого отримуємо:

$$\begin{aligned} \frac{U_2^2}{2D^2} + \frac{B}{D} S_{1гр} \cos \theta_1 &= \frac{B}{D} S_{1гр}; \\ \frac{B}{D} S_{1гр} (1 - \cos \theta_1) &= \frac{U_2^2}{2D^2}. \end{aligned}$$

Звідси легко можна визначити величину $S_{1гр}$ на початку лінії

$$S_{1гр} = \frac{U_2^2}{2BD(1 - \cos \theta_1)} = \frac{U_2^2}{4BD \sin^2 \frac{\theta_1}{2}}.$$

Відповідне значення напруги U_1 можна визначити з рівняння (3.15) або (3.15, а) за нульового значення підкореневого виразу і, отже, передавання граничного значення потужності $S_{1гр}$ на початку лінії

$$U_1 = \sqrt{\frac{U_2^2}{2D^2} + \frac{B}{D} S_{1гр} \cos \theta_1} = \sqrt{\frac{U_1^2}{2D^2} + \frac{B}{D} \frac{U_2^2 \cos \theta_1}{4BD \sin^2 \frac{\theta_1}{2}}} = \frac{U_2}{2D \sin \frac{\theta_1}{2}}. \quad (3.16)$$

Значення напруги, отримане за рівнянням (3.16), має не перевищувати номінальної напруги дальньої електропередачі більш ніж на 5% (для електропередач напругою понад 500 кВ), тобто має строго виконуватись умова

$$U_1 \leq 1,05U_n.$$

Інші процедури розрахунку режиму електропередачі повністю аналогічні розглянутим у процесі розв'язання традиційної задачі за умовами кінця. Значення напруги і струму на початку дальньої електропередачі визначають на підставі розв'язання основних рівнянь лінії за умовами кінця (3.2).

3.7 Аналітичний розрахунок робочого режиму електропередачі за умовами початку і фіксації напруги на її кінцях

Розглянуті вище постановки задач ставляться до аналізу робочих режимів дальньої електропередачі, розглянутої як локальний елемент великої енергосистеми. Однак під час аналізу робочих режимів дальніх електропередач, як зазначено в підрозділі 3.1, варто мати на увазі, що вони входять до складу складнозамкнених неоднорідних електричних систем різних класів номінальної напруги і, отже, дальні електропередачі потрібно обов'язково розглядати як системні об'єкти.

Сучасні електричні системи обладнані різноманітними засобами регулювання напруги, які дозволяють здійснювати ефективне автоматичне регулювання напруги у вузлових точках електричних систем і підтримувати бажані рівні напруги на кінцевих підстанціях електропередач у широкому діапазоні режимів їх роботи. В термінах задач оцінювання режимних параметрів ліній ці умови відповідають фіксації модулів векторів напруги на кінцях електропередачі.

Фіксація рівнів напруги на кінцях лінії є вимушеною умовою, що потребує напрямлення в електропередачу певних значень ємнісної або індуктивної реактивної потужності для забезпечення бажаних значень напруг U_1 і U_2 на її кінцях.

У розглянутій постановці задачі відомі модулі векторів напруг U_1 і U_2 на початку і в кінці ліній, а також активна потужність P_1 на її початку. Потрібно визначити реактивну потужність Q_1 на початку лінії і потужності P_2 і Q_2 у кінці електропередачі.

Цю задачу розв'язують на підставі опорного рівняння стану електропередачі за напругами, записаного в формі потужностей за умовами початку (3.2) у припущенні, що фазовий кут вектора напруги U_1 дорівнює нулю

$$\dot{U}_2 = \underline{D}U_1 - \frac{\underline{B}}{U_1}(P_1 + jQ_1),$$

яке після множення його лівих і правих частин на величину U_1/\underline{B} набуває вигляду

$$\frac{U_1\dot{U}_2}{\underline{B}} = \frac{\underline{D}U_1^2}{\underline{B}} - (P_1 + jQ_1). \quad (3.17)$$

Для квадратів модулів лівої і правої частин рівняння (3.17), перетвореного в тригонометричну форму запису комплексних чисел, отримують

$$\begin{aligned} \frac{U_1^2 U_2^2}{B^2} &= \left[P_1 - \frac{D}{B} U_1^2 \cos(\psi_B - \psi_D) \right]^2 + \\ &+ \left[Q_1 + \frac{D}{B} U_1^2 \sin(\psi_B - \psi_D) \right]^2. \end{aligned} \quad (3.18)$$

Реактивну потужність Q_1 на початку лінії визначають з рівняння (2.18)

$$\begin{aligned} Q_1 &= -\frac{D}{B} U_1^2 \sin(\psi_B - \psi_D) \pm \\ &\pm \sqrt{\frac{U_1^2 U_2^2}{B^2} - \left[P_1 - \frac{D}{B} U_1^2 \cos(\psi_B - \psi_D) \right]^2}. \end{aligned} \quad (3.19)$$

Зважаючи на співвідношення (2.9) і з урахуванням того, що

$$\frac{\underline{D}}{\underline{B}} = \frac{D_a + jD_p}{B_a + jB_p} = \frac{D_a B_a + D_p B_p}{B_a^2 + B_p^2} + j \frac{D_p B_a - D_a B_p}{B_a^2 + B_p^2} = \frac{a_{2к.з}}{B^2} + j \frac{b_{2к.з}}{B^2},$$

отримуємо

$$\frac{D}{B} \cos(\psi_B - \psi_D) = \operatorname{Re}\left(\frac{\underline{D}}{\underline{B}}\right) = \frac{a_{2к.3}}{B^2};$$

$$\frac{D}{B} \sin(\psi_B - \psi_D) = -\operatorname{Im}\left(\frac{\underline{D}}{\underline{B}}\right) = -\frac{b_{2к.3}}{B^2}$$

а, отже,

$$Q_1 = \frac{b_{2к.3}}{B^2} U_1^2 \pm \sqrt{\frac{U_1^2 U_2^2}{B^2} - \left(P_1 - \frac{a_{2к.3}}{B^2} U_1^2\right)^2}. \quad (3.19, а)$$

Практичний зміст мають корені рівнянь (3.19) і (3.19 а), які відповідають меншому за модулем додатному значенню Q_1 .

Вирази (3.19) і (3.19, а) дозволяють розрахувати значення реактивної потужності Q_1 , яка супроводжує транзит заданої активної потужності P_1 і водночас забезпечує фіксоване значення напруги U_2 в кінці електропередачі.

Подальші процедури розрахунку режиму роботи лінії повністю відповідають процедурам, розглянутим раніше. Визначають значення втрат активної і реактивної потужностей згідно з рівнянням (3.6), поточні значення активної та реактивної потужностей в кінці лінії, а потім всі інші режимні характеристики кінця електропередачі. Значення напруги і струму в кінці лінії визначають на підставі розв'язання рівнянь стану електропередачі (3.2).

Очевидно, що за заданих значень модулів векторів напруг U_1 і U_2 існує граничне значення активної потужності $P_{1гр}$, яке визначають за умови нульового значення дискримінанта рівняння (3.19):

$$P_{1гр} = \frac{U_1 U_2}{B} + \frac{D}{B} U_1^2 \cos(\psi_B - \psi_D),$$

або

$$P_{1гр} = \frac{U_1 U_2}{B} + \frac{a_{2к.3}}{B^2} U_1^2.$$

У цьому разі реактивну потужність $Q_{1гр}$ на початку електропередачі, яка супроводжує граничне значення активної потужності $P_{1гр}$, за умови підтримання заданої напруги в кінці лінії U_2 , визначають за виразом

$$Q_{1гр} = -\frac{D U_1^2}{B} \sin(\psi_B - \psi_D) = \frac{b_{2к.3}}{B^2} U_1^2.$$

Під час вирішення низки практичних задач можливі випадки, коли на шинах однієї з кінцевих підстанцій потрібно забезпечувати бажане значення коефіцієнта потужності. Потреба у розв'язанні такої задачі може виникати у разі недостатнього на шинах передавальної підстанції наявного резерву джерел реактивної потужності. Тоді за заданих напруг на кінцях лінії активна потужність на її початку буде обмежена значенням бажаного коефіцієнта потужності $\cos \varphi_1$. Граничне значення активної потужності можна знайти зі співвідношення (3.18), яке з урахуванням

$$Q_1 = P_1 \operatorname{tg} \varphi_1 \quad (3.20)$$

набуває вигляду

$$\begin{aligned} \frac{U_1^2 U_2^2}{B^2} = & \left[P_{\text{гран}} - \frac{D}{B} U_1^2 \cos(\psi_B - \psi_D) \right]^2 + \\ & + \left[P_{\text{гран}} \operatorname{tg} \varphi_1 + \frac{D}{B} U_1^2 \sin(\psi_B - \psi_D) \right]^2. \end{aligned} \quad (3.21)$$

Розв'язання рівняння (3.21) відносно $P_{\text{гр}}$ дозволяє визначити, що

$$P_{\text{гр}} = \frac{D}{B} U_1^2 \cos \varphi_1 \left(\cos \theta_1 \pm \sqrt{\cos^2 \theta_1 - \left(1 - \frac{U_2^2}{D^2 U_1^2} \right)} \right),$$

де результуючий фазовий кут на початку дальньої електропередачі

$$\theta_1 = \psi_B - \psi_D - \varphi_1.$$

Реактивну потужність Q_1 на початку електропередачі, яка супроводжує граничне значення активної потужності $P_{\text{гр}}$, за умови підтримання бажаного коефіцієнта потужності на її початку $\cos \varphi_1$, визначають за виразом (3.20).

Задача 3.1 Електропередача завдовжки $l = 1000$ км із номінальною напругою 500 кВ характеризується такими узагальненими сталими еквівалентного чотириполіусника: $\underline{A} = 0,512 + j0,04$; $\underline{B} = 12,89 + j259,0$; $\underline{C} = -20,19 \cdot 10^{-6} + j3,149 \cdot 10^{-3}$; $\underline{D} = 0,363 + j0,0407$.

Коефіцієнти втрат потужності становлять:

$$\begin{aligned} a_{1н.х} &= 120,82 \cdot 10^{-6} \text{ См}; & a_{1к.з} &= 16,96 \text{ Ом}; & a_{1P} &= -2,736 \cdot 10^{-3}; & a_{1Q} &= -52,13 \cdot 10^{-3}; \\ b_{1х.х} &= 1,144 \cdot 10^{-3} \text{ См}; & b_{1к.з} &= -132,09 \text{ Ом}; & b_{1P} &= -39,497 \cdot 10^{-3}; & b_{1Q} &= 1,628; \\ a_{2к.з} &= 15,22 \text{ Ом}; & b_{2к.з} &= -93,492 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Визначити режимні характеристики лінії у разі передавання по ній найбільшої можливої активної потужності, якщо рівні напруги на початку і в кінці електропередачі фіксовані і дорівнюють U_1 520 кВ та U_2 500 кВ, відповідно.

Пропускнун здатнiсть лiнii за умовами iснування режиму можна визначити з нульового значення дискримiнанта виразу для реактивної потужностi в кiнцi лiнii за заданих значень напруги на її кiнцях (3.19, а).

Графоаналiтичне розв'язання задачi полягає у визначеннi таких параметрiв (рис. 3.2):

$$r_2 = \frac{U_1 U_2}{|B|} = \frac{520 \cdot 500}{259,32} = 1002,62 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$a_2 = -\frac{U_2^2}{|B|^2} a_{1к.з} = -\frac{500^2}{259,32^2} \cdot 16,96 = -63,05 \text{ МВт};$$

$$b_2 = -\frac{U_2^2}{|B|^2} b_{1к.з} = -\frac{500^2}{259,32^2} \times (-132,09) = 491,07 \text{ МВ} \cdot \text{Ар}.$$

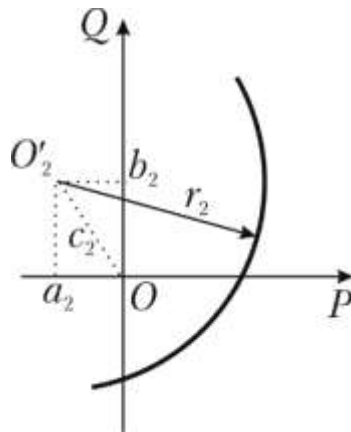


Рисунок 3.2 – Графоаналiтичне розв'язання задачi за умовами кiнця

Максимальна активна потужнiсть, яку за умовами iснування режиму можна передати в приймальну систему, становить

$$P_{2\max} = r_2 + a_2 = 1002,62 - 63,05 = 939,57 \text{ МВт}.$$

Супутня їй реактивна потужнiсть

$$Q_{2\max} = b_2 = 491,07 \text{ МВ} \cdot \text{Ар}.$$

Напруга на шинах передавальної пiдстанцiї становить

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= \underline{A}U_2 + \underline{B} \frac{P_2 + jQ_2}{U_2} = (0,512 + j0,04) \cdot 500 + (12,89 + j259) \times \frac{939,57 + j491,07}{500} = \\ &= 25,85 + j519,36 = 520e^{j87,2^\circ} \text{ кВ}. \end{aligned}$$

З отриманого результату видно, що різниця фазових кутів векторів напруги на початку та в кінці лінії становить $87,2^\circ$. Це свідчить про те, що параметри досліджуваного режиму електропередачі наближується до ідеальної межі потужності за умов стійкості паралельної роботи поєднаних енергосистем:

$$P_{\max} = \frac{U_1 U_2}{x_{\text{ДЕП}}} \approx \frac{U_1 U_2}{B_p} = \frac{520 \cdot 500}{259} = 1003,86 \text{ МВт.}$$

З урахуванням 20%-го запасу стійкості максимально допустиме навантаження лінії становить

$$P_{\text{доп}} = \frac{P_{\max}}{1+k} = \frac{1003,86}{1+0,2} = 836,55 \text{ МВт.}$$

Найбільший потік активної потужності спостерігається на початку лінії, тому розраховане допустиме навантаження лінії являє собою активну потужність, яка надходить в електропередачу з шин передавальної підстанції

$$P_1 = P_{\text{доп}} = 836,55 \text{ МВт.}$$

Супутню їй реактивну потужність можна знайти за такими графоаналітичними розрахунками (рис. 3.3):

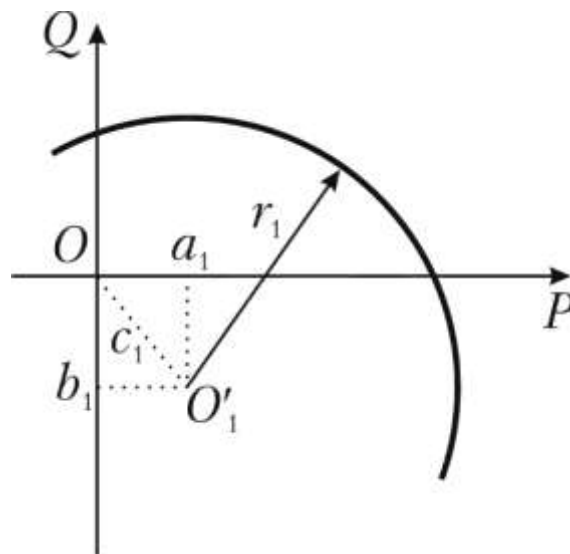


Рисунок 3.3 – Графоаналітичне розв'язання задачі за умовами початку

$$r_1 = \frac{U_1 U_2}{|B|} = \frac{520 \cdot 500}{259,32} = 1002,62 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$a_1 = \frac{U_1^2}{|B|^2} \cdot a_{2к.3} = \frac{520^2}{259,32^2} \cdot 15,22 = 61,2 \text{ МВт};$$

$$b_1 = \frac{U_1^2}{|B|^2} \cdot b_{2к.3} = \frac{520^2}{259,32^2} \cdot (-93,49) = -375,93 \text{ МВ} \cdot \text{Ар};$$

$$Q_1 = b_1 \pm \sqrt{r_1^2 - (P_1 - a_1)^2} = -375,93 \pm \sqrt{1002,62^2 - (836,55 - 61,2)^2} = -375,93 \pm 635,67 \text{ МВ} \cdot \text{Ар}.$$

Звідси:

$$Q'_1 = -1011,6 \text{ МВ} \cdot \text{Ар};$$

$$Q''_1 = 259,74 \text{ МВ} \cdot \text{Ар}.$$

З двох отриманих значень реактивної потужності вибираємо найменшу за модулем додатну величину, тобто $Q_1 = 259,74 \text{ МВ} \cdot \text{Ар}$.

Складові втрат активної потужності:

$$\Delta P_{\text{лн.х}} = a_{\text{лн.х}} U_1^2 = 120,82 \cdot 10^{-6} \cdot 520^2 = 32,67 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\text{лк.3}} = a_{\text{лк.3}} \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} = 16,96 \cdot \frac{836,55^2 + 259,74^2}{520^2} = 48,12 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{1P} = a_{1P} P_1 = -2,736 \cdot 10^{-3} \cdot 836,55 = -2,29 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{1Q} = a_{1Q} Q_1 = -52,13 \cdot 10^{-3} \cdot 259,74 = -13,54 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_1 = \Delta P_{\text{лн.х}} + \Delta P_{\text{лк.3}} + \Delta P_{1P} + \Delta P_{1Q} = 32,67 + 48,12 - 2,29 - 13,54 = 64,97 \text{ МВт}.$$

Активна потужність у кінці дальньої електропередачі:

$$P_2 = P_1 - \Delta P_2 = 836,55 - 64,97 = 771,58 \text{ МВт}.$$

Таким чином, максимальна активна потужність, яку можна передати в приймальну енергосистему, становить лише 771,58 МВт.

Максимальну ж активну потужність, знайдену за умовами існування режиму $P_{2\text{max}} = 939,57 \text{ МВт}$, у кінець лінії передати неможливо.

Для підвищення пропускної здатності електропередачі варто передбачити компенсацію її індуктивного опору встановленням у перерізі лінії ППК.

Коефіцієнт корисної дії електропередачі

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{771,58}{836,55} \cdot 100 = 92,23\%.$$

Складові втрат реактивної потужності:

$$\Delta Q_{\text{лн.х}} = b_{\text{лн.х}} U_1^2 = 1,144 \cdot 10^{-3} \cdot 520^2 = 309,28 \text{ МВ} \cdot \text{Ар};$$

$$\Delta Q_{\text{лк.з}} = b_{\text{лк.з}} \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} = -132,09 \cdot \frac{836,55^2 + 259,74^2}{520^2} = -374,82 \text{ МВ} \cdot \text{Ар};$$

$$\Delta Q_{\text{лр}} = b_{\text{лр}} P_1 = -39,497 \cdot 10^{-3} \cdot 836,55 = -33,04 \text{ МВ} \cdot \text{Ар};$$

$$\Delta Q_{\text{лр}} = b_{\text{лр}} Q_1 = 1,628 \cdot 259,74 = 422,8 \text{ МВ} \cdot \text{Ар};$$

$$\Delta Q_1 = \Delta Q_{\text{лн.х}} + \Delta Q_{\text{лк.з}} + \Delta Q_{\text{лр}} + \Delta Q_{\text{лр}} = 309,28 - 374,82 - 33,04 + 422,8 = 324,22 \text{ МВ} \cdot \text{Ар}.$$

Реактивна потужність у кінці дальньої електропередачі:

$$Q_2 = Q_1 - \Delta Q_1 = 259,74 - 324,22 = -64,48 \text{ МВ} \cdot \text{Ар}.$$

Задача 3.2. Лінія електропередачі завдовжки $l = 1000$ км з номінальною напругою 500 кВ характеризується такими узагальненими сталими еквівалентного чотирьополісника: $\underline{A} = 0,512 + j0,04$; $\underline{B} = 12,89 + j259,0$; $\underline{C} = -20,19 \cdot 10^{-6} + j3,149 \cdot 10^{-3}$; $\underline{D} = 0,363 + j0,0407$. Коефіцієнти втрат потужності становлять: $a_{\text{лк.з}} = 16,96$ Ом; $b_{\text{лк.з}} = -132,09$ Ом. Визначити заходи для забезпечення виконання технологічних вимог до режиму роботи дальньої електропередачі, якщо напруга в кінці лінії $U_2 = 500$ кВ, а потужність, яка надходить у приймальну енергосистему, $P_2 = 750$ МВт, $Q_2 = -200$ МВ·Ар.

На підставі рівнянь чотирьополісника визначимо напругу на шинах передавальної підстанції лінії

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= \underline{A}U_2 + \underline{B} \frac{P_2 + jQ_2}{U_2} = (0,512 + j0,04) \cdot 500 + (12,89 + j259) \times \\ &\times \frac{750 - j200}{500} = 378,94 + j403,34 = 553,42 e^{j46,8^\circ} \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Оскільки значення напруги на початку електропередачі більше від гранично допустимого ($U_1 = 553,42 > 525$ кВ), то задану реактивну потужність $Q_2 = -200$ МВ·Ар у кінець лінії передати неможливо.

Найбільшу реактивну потужність, яку можна передати в кінець лінії за максимально допустимого значення напруги на шинах передавальної підстанції, визначасмо за виразами:

$$r_2 = \frac{U_1 U_2}{|B|} = \frac{525 \cdot 500}{259,32} = 1012,26 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$a_2 = -\frac{U_2^2}{|B|^2} a_{1к.3} = -\frac{500^2}{259,32^2} \cdot 16,96 = -63,05 \text{ МВт};$$

$$b_2 = -\frac{U_2^2}{|B|^2} b_{1к.3} = -\frac{500^2}{259,32^2} \cdot (-132,09) = 491,07 \text{ МВ} \cdot \text{Ар};$$

$$Q_2 = b_2 \pm \sqrt{r_2^2 - (P_2 - a_2)^2} = 491,07 \pm \sqrt{1012,26^2 - (750 + 63,05)^2},$$

звідки:

$$Q_2' = 1094,08 \text{ МВ} \cdot \text{Ар};$$

$$Q_2'' = -111,94 \text{ МВ} \cdot \text{Ар}.$$

Із двох отриманих значень реактивної потужності вибираємо найменше за модулем від'ємне, тобто $Q_2 = -111,94 \text{ МВ} \cdot \text{Ар}$.

Для збільшення передавання реактивної потужності в приймальну систему можна підвищити напругу на шинах приймальної підстанції і таким чином збільшити зарядну потужність лінії. Тут, для запобігання появі недопустимих перенапруг у проміжних точках лінії, на шинах її кінцевих підстанцій необхідно підтримувати значення напруги нижчим від максимально допустимого. Так, наприклад, за підтримання рівнів напруги на шинах кінцевих підстанцій $U_1 = U_2 = 520 \text{ кВ}$, найбільша реактивна потужність, яка може бути передана в приймальну систему, становитиме:

$$r_2 = \frac{U_1 U_2}{|B|} = \frac{520 \cdot 520}{259,32} = 1042,73 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$a_2 = -\frac{U_2^2}{|B|^2} a_{1к.3} = -\frac{520^2}{259,32^2} \cdot 16,96 = -68,19 \text{ МВт};$$

$$b_2 = -\frac{U_2^2}{|B|^2} b_{1к.3} = -\frac{520^2}{259,32^2} \cdot (-132,09) = 531,14 \text{ МВ} \cdot \text{Ар};$$

$$Q_2 = b_2 \pm \sqrt{r_2^2 - (P_2 - a_2)^2} = 531,14 \pm \sqrt{1042,73^2 - (750 + 68,19)^2},$$

звідки:

$$Q_2' = 1177,54 \text{ МВ} \cdot \text{Ар};$$

$$Q_2'' = -115,26 \text{ МВ} \cdot \text{Ар}.$$

Із двох отриманих значень реактивної потужності вибираємо найменше за модулем від'ємне, тобто $Q_2 = -115,26$ МВ·Ар.

Дефіцит реактивної потужності на шинах приймальної системи $-200 - (-115,26) = -84,74$ МВ·Ар можна покрити за рахунок генерування додаткової реактивної потужності пристроями компенсації приймальної системи.

3.8 Аналітичний розрахунок робочого режиму електропередачі за умовами кінця і фіксації напруги на її кінцях

У цій постановці задачі відомі модулі векторів напруг U_1 і U_2 на початку та в кінці електропередачі, а також активна потужність P_2 у її кінці. Потрібно визначити реактивну потужність Q_2 у кінці лінії та потужності P_1 і Q_1 на її початку.

Цю задачу можна розв'язати на підставі опорного рівняння стану лінії за напругами, записаного в формі потужностей за умовами кінця (3.1) у припущенні, що фазовий кут вектора напруги U_2 дорівнює нулю:

$$\dot{U}_1 = \underline{A}U_2 + \frac{\underline{B}}{U_1}(P_2 + jQ_2),$$

яке після множення його лівих і правих частин на величину U_2/\underline{B} набуває вигляду

$$\frac{\dot{U}_1 U_2}{\underline{B}} = \frac{\underline{A}U_2^2}{\underline{B}} + (P_2 + jQ_2). \quad (3.22)$$

Після перетворення рівняння (2.22) у тригонометричну форму запису комплексних чисел для квадратів модулів лівої і правої частин цього рівняння отримуємо

$$\begin{aligned} \frac{U_1^2 U_2^2}{B^2} &= \left[P_2 + \frac{A}{B} U_2^2 \cos(\psi_B - \psi_A) \right]^2 + \\ &+ \left[Q_2 - \frac{A}{B} U_2^2 \sin(\psi_B - \psi_A) \right]^2. \end{aligned}$$

Значення реактивної потужності Q_2 у кінці лінії визначають за формулою

$$Q_2 = \frac{A U_2^2}{B} \sin(\psi_B - \psi_A) \pm \sqrt{\frac{U_1^2 U_2^2}{B^2} - \left[P_2 + \frac{A U_2^2}{B} \cos(\psi_B - \psi_A) \right]^2}. \quad (3.23)$$

За співвідношеннями:

$$\frac{\underline{A}}{\underline{B}} = \frac{A_a + jA_p}{B_a + jB_p} = \frac{A_a B_a + A_p B_p}{B_a^2 + B_p^2} + j \frac{A_p B_a - A_a B_p}{B_a^2 + B_p^2} = \frac{a_{1к.3}}{|B|^2} + j \frac{b_{1к.3}}{|B|^2},$$

отримуємо

$$\frac{A}{B} \cos(\psi_B - \psi_A) = \operatorname{Re} \left(\frac{\underline{A}}{\underline{B}} \right) = \frac{a_{1к.3}}{|B|^2};$$

$$\frac{A}{B} \sin(\psi_B - \psi_A) = -\operatorname{Im} \left(\frac{\underline{A}}{\underline{B}} \right) = -\frac{b_{1к.3}}{|B|^2}$$

і, отже,

$$Q_2 = -\frac{b_{1к.3}}{B^2} U_2^2 \pm \sqrt{\frac{U_1^2 U_2^2}{B^2} - \left(P_2 + \frac{a_{1к.3}}{B^2} U_2^2 \right)^2}. \quad (3.23, a)$$

Зазначимо, що практичний зміст мають корені рівнянь (3.23) і (3.23, а), які відповідають меншому абсолютному значенню Q_2 .

Вирази (3.23) і (3.23, а) дозволяють визначити значення реактивної потужності Q_2 , що супроводжує транзит заданої активної потужності P_2 , і водночас забезпечує підтримання фіксованого значення напруги U_1 на початку електропередачі.

Процедури розрахунку режиму роботи лінії такі самі, як і процедури, розглянуті в підрозділі 3.4. Значення втрат активної і реактивної потужностей визначають згідно з рівнянням (3.7). Спочатку знаходять значення активної і реактивної потужностей на початку лінії, а потім – усі інші режимні характеристики початку електропередачі. Значення напруги і струму на початку лінії визначають на підставі розв'язання рівнянь стану електропередачі (3.1).

Гранична активна потужність у кінці лінії

$$P_{2гр} = \frac{U_1 U_2}{B} - \frac{A}{B} U_2^2 \cos(\psi_B - \psi_A), \quad (3.24)$$

або

$$P_{2гр} = \frac{U_1 U_2}{B} - \frac{a_{1к.3}}{B^2} U_2^2.$$

У цьому випадку реактивну потужність Q_2 у кінці електропередачі, яка супроводжує граничне значення активної потужності $P_{2гр}$, за підтримання заданого рівня напруги на початку лінії визначають за виразом

$$Q_{2гр} = \frac{AU_2^2}{B} \sin(\psi_B - \psi_A) = -\frac{b_{1к.3}}{B^2} U_2^2.$$

Граничне значення активної потужності $P_{2гр}$ за заданого значення коефіцієнта потужності $\cos \varphi_2$ на шинах приймальної підстанції можна визначити з виразу (3.24), який з урахуванням співвідношення

$$Q_2 = P_2 \operatorname{tg} \varphi_2 \quad (3.25)$$

набуває вигляду

$$\begin{aligned} \frac{U_1^2 U_2^2}{B^2} = & \left[P_{2гр} + \frac{A}{B} U_2^2 \cos(\psi_B - \psi_A) \right]^2 + \\ & + \left[P_{2гр} \operatorname{tg} \varphi_2 - \frac{A}{B} U_2^2 \sin(\psi_B - \psi_A) \right]^2. \end{aligned} \quad (3.26)$$

Розв'язання рівняння (3.26) відносно $P_{2гр}$ дозволяє визначити, що

$$P_{2гр} = \frac{A}{B} U_2^2 \cos \varphi_2 \left(\cos \theta_2 \pm \sqrt{\cos^2 \theta_2 - \left(1 - \frac{U_1^2}{A^2 U_2^2} \right)} \right),$$

де результуючий фазовий кут у кінці лінії

$$\theta_2 = \psi_B - \psi_A - \varphi_2.$$

Реактивну потужність Q_2 у кінці електропередачі, яка супроводжує граничне значення активної потужності $P_{2гр}$, за підтримання заданого бажаного коефіцієнта в кінці лінії $\cos \varphi_2$ визначають за виразом (3.25).

Зауважимо, що аналіз методологічних підходів до розв'язання можливих задач оцінювання режимів роботи дальніх електропередач у шести розглянутих постановках дозволяє констатувати, що всі задачі визначення режимних параметрів лінії у кінцевому підсумку зводяться до одного з двох опорних варіантів розв'язання, а саме: до визначення режимних параметрів за умовами початку або кінця лінії електропередачі.

3.9 Дослідження розподілу напруг і струмів уздовж довжини дальньої електропередачі

У дослідженні розподілу напруги і струмів уздовж довжини дальньої лінії електропередачі інтерес становлять лише амплітудні або діючі значення напруги і струмів у проміжних точках лінії електропередачі, тобто модулі векторів напруги і струму.

Розглянемо розв'язання задачі оцінювання режиму напруги вздовж довжини лінії електропередачі за умовами початку. У загальному випадку, на підставі рівняння (3.2), напругу в проміжній точці f електропередачі визначають за виразом

$$\dot{U}_f = \underline{D}U_1 - \frac{\underline{B}}{U_1} \dot{S}_1 = \left[D_{af}U_1 - \frac{B_{af}P_1 - B_{pf}Q_1}{U_1} \right] + j \left[D_{pf}U_1 - \frac{B_{af}Q_1 + B_{pf}P_1}{U_1} \right],$$

де $\underline{B}_f = B_{af} + jB_{pf}$; $\underline{D}_f = D_{af} + jD_{pf}$ – узагальнені сталі еквівалентного чотириполюсника між початком електропередачі та її проміжною f -ю точкою.

Модуль вектора напруги в точці f становить

$$U_f = \sqrt{c_{1н.х} U_1^2 + c_{1к.з} (P_1^2 + Q_1^2) / U_1^2 + c_{1P} P_1 + c_{1Q} Q_1}, \quad (3.27)$$

де $c_{1н.х}$, $c_{1к.з}$, c_{1P} , c_{1Q} – коефіцієнти напруги:

- неробочого ходу $c_{1н.х} = D_f^2$;
- короткого замикання $c_{1к.з} = B_f^2$;
- передавання активної потужності $c_{1P} = -2(D_{af}B_{af} + D_{pf}B_{pf})$;
- передавання реактивної потужності $c_{1Q} = 2(D_{af}B_{pf} - D_{pf}B_{af})$.

Зважаючи на те, що

$$\underline{D}_f = \text{ch}(\underline{\gamma}_0 x) = \text{ch}(\beta_0 x) \cos(\alpha_0 x) + j \text{sh}(\beta_0 x) \sin(\alpha_0 x);$$

$$\underline{B}_f = \underline{Z}_B \text{sh}(\underline{\gamma}_0 x) = (R_B + jX_B) \times (\text{sh}(\beta_0 x) \cos(\alpha_0 x) + j \text{ch}(\beta_0 x) \sin(\alpha_0 x)),$$

де x – відстань від початку ділянки лінії до точки f , після нескладних перетворень можна отримати такі значення коефіцієнтів напруги:

$$\begin{aligned} c_{1н.х} &= \text{ch}^2(\beta_0 x) - \sin^2(\alpha_0 x); \\ c_{1к.з} &= |Z_{xB}|^2 (\text{ch}^2(\beta_0 x) - \cos^2(\alpha_0 x)); \\ c_{1P} &= -R_{xB} \text{sh}(2\beta_0 x) + X_{xB} \sin(2\alpha_0 x); \\ c_{1Q} &= R_{xB} \sin(2\alpha_0 x) + X_{xB} \text{sh}(2\beta_0 x). \end{aligned} \quad (3.27, a)$$

На підставі подібних міркувань можна визначити також закон розподілу струму вздовж траси лінії. Якщо розв'язувати задачу за умовами початку, фазний струм у точці f електропередачі

$$I_f = \sqrt{d_{1н.х} U_1^2 + d_{1к.з} (P_1^2 + Q_1^2) / U_1^2 + d_{1P} P_1 + d_{1Q} Q_1}, \quad (3.28)$$

де $d_{1н.х}$, $d_{1к.з}$, d_{1P} , d_{1Q} – коефіцієнти струму:

$$d_{1н.х} = C_f^2 = \frac{1}{|Z_{XB}|^2} (\operatorname{ch}^2(\beta_0 x) - \cos^2(\alpha_0 x));$$

$$d_{1к.з} = A_f^2 = \operatorname{ch}^2(\beta_0 x) - \sin^2(\alpha_0 x);$$

$$d_{1P} = -2(A_{af} C_{af} + A_{pf} C_{pf}) = \frac{1}{|Z_{XB}|^2} (-R_{XB} \operatorname{sh}(2\beta_0 x) + X_{XB} \sin(2\alpha_0 x));$$

$$d_{1Q} = -2(A_{af} C_{pf} - A_{pf} C_{af}) = \frac{1}{|Z_{XB}|^2} (-R_{XB} \sin(2\alpha_0 x) + X_{XB} \operatorname{sh}(2\beta_0 x)).$$

Аналогічно можна визначити закон розподілу напруги і струму вздовж траси лінії за умовами кінця. У цьому разі x буде виражати відстань від f -ї точки до кінця лінії електропередачі.

Розрахунок робочих режимів дальньої лінії електропередачі полягає передусім у перевірці дотримання технологічних вимог до електропередачі.

Як відомо, за умовами роботи лінійної ізоляції тривале перевищення фактичного робочого значення напруги понад номінальне значення жорстко обмежено. Тобто у жодній з вузлових і проміжних точок лінії в будь-якому її режимі не може бути порушена умова

$$U_f \leq K_i U_i,$$

де U_f – фактична робоча напруга у вузлових і проміжних точках електропередачі;

K_{Π} – коефіцієнт допустимої перенапруги, значення якого дорівнює 1,1 для ліній номінальної напруги 330 кВ і 1,05 для ліній номінальної напруги 500 кВ і вище.

Накопичений досвід вирішення різних проектних і експлуатаційних завдань свідчить, що напруга досягає свого найбільшого значення здебільшого в проміжних точках ділянок лінії. Тому одним з практичних завдань дослідження режимів роботи дальньої електропередачі є визначення координати точки на ділянці лінії, в якій спостерігається максимальне значення напруги, і оцінювання цієї величини.

Максимальне значення напруги буде в точці, в якій частинна похідна $\partial U(x)/\partial x$ змінює свій знак з «+» на «-».

Якщо розглядати задачу з визначення розподілу напруги вздовж траси лінії за умовами початку, то для знаходження координати x точки з максимальним значенням напруги потрібно розв'язати рівняння

$$\frac{\partial U(x)}{\partial x} = \frac{k_{1H.X} U_1^2 + k_{1K.3} (P_1^2 + Q_1^2) / U_1^2 + k_{1P} P_1 + k_{1Q} Q_1}{2\sqrt{c_{1H.X} U_1^2 + c_{1K.3} (P_1^2 + Q_1^2) / U_1^2 + c_{1P} P_1 + c_{1Q} Q_1}} = 0, \quad (3.29)$$

де $c_{1H.X}$, $c_{1K.3}$, c_{1P} , c_{1Q} визначають за рівнянням (3.27, а);

$$k_{1H.X} = \frac{\partial c_{1H.X}}{\partial x} = \beta_0 \operatorname{sh}(2\beta_0 x) - \alpha_0 \sin(2\alpha_0 x);$$

$$k_{1K.3} = \frac{\partial c_{1K.3}}{\partial x} = |Z_{XB}|^2 (\beta_0 \operatorname{sh}(2\beta_0 x) + \alpha_0 \sin(2\alpha_0 x));$$

$$k_{1P} = \frac{\partial c_{1P}}{\partial x} = -2(R_{XB} \beta_0 \operatorname{ch}(2\beta_0 x) - X_{XB} \alpha_0 \cos(2\alpha_0 x));$$

$$k_{1Q} = \frac{\partial c_{1Q}}{\partial x} = 2(R_{XB} \alpha_0 \cos(2\alpha_0 x) + X_{XB} \beta_0 \operatorname{ch}(2\beta_0 x)).$$

Отже, для визначення координати точки з найбільшим значенням напруги необхідно розв'язати рівняння, що містить складну нелінійну функцію.

Найбільш раціональний спосіб розв'язання такого рівняння потребує застосування числових методів розв'язання нелінійних алгебраїчних рівнянь, наприклад, методу пропорційного поділу відрізка, який використано в підрозділі 3.9.

3.10 Універсальні діаграми дальньої електропередачі

Універсальні діаграми дальніх електропередач являють собою графічне розв'язання розглянутих вище задач з визначення режимних параметрів. Побудова універсальних діаграм ґрунтується на графічній інтерпретації основних рівнянь електропередачі, записаних за умовами її початку або кінця в формі потужностей такого вигляду:

– для умов початку електропередачі

$$\begin{cases} \dot{U}_2 = DU_1 e^{j\varphi_D} - \frac{B}{U_1} e^{j\varphi_B} (P_1 + jQ_1); \\ \dot{I}_2 = -\frac{CU_1}{\sqrt{3}} e^{j\varphi_C} + \frac{A}{\sqrt{3}U_1} e^{j\varphi_A} (P_1 + jQ_1); \end{cases} \quad (3.30)$$

– для умов кінця електропередачі

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = AU_2 e^{j\varphi_A} + \frac{B}{U_2} e^{j\varphi_B} (P_2 + jQ_2); \\ \dot{I}_1 = \frac{CU_2}{\sqrt{3}} e^{j\varphi_C} + \frac{D}{\sqrt{3}U_2} e^{j\varphi_D} (P_2 + jQ_2). \end{cases} \quad (3.31)$$

У наведених виразах передбачено, що вектори вихідних напруг U_1 (3.30) і U_2 (3.31) збігаються з віссю дійсних величин. Будь-яку універсальну діаграму будують з відповідними масштабами за струмом, напругою і потужністю. Визначальним є масштаб за напругою m_U , який вибирають, виходячи з умови зручності розміщення графічного матеріалу на креслярському аркуші формату А1. Зокрема, для ліній електропередачі з номінальною напругою 220–330 кВ рекомендовано використовувати масштаб за напругою $m_U = 10$ кВ/см, а для ліній з номінальною напругою 500–750 кВ – масштаб $m_U = 30 - 40$ кВ/см.

Масштаб за струмом (кА/см) похідний від масштабу m_U і визначається за співвідношенням

$$m_I = \frac{A m_U}{\sqrt{3}B}.$$

Масштаби за активною і реактивною потужностями (МВ·А/см) вибирають однаковими:

$$m_P = m_Q = \frac{U_n m_U}{B},$$

де U_n – номінальна напруга електропередачі, кВ.

Для побудови універсальних діаграм потрібно розрізнити додатні та від’ємні кути і напрямки векторів. Відлік *додатних* напрямків векторів та кутів починають *проти годинникової стрілки* від осі значень вихідних векторів напруги, які завжди розміщують *горизонтально* і мають додатний напрямок *зліва направо*.

На універсальних діаграмах для побудови досить малих кутів (ψ_A і ψ_D) рекомендовано використати такий підхід. Вибирають розрахункові значення складових величин узагальнених сталих еквівалентного чотириполюсника електропередачі вигляду $\underline{A} = A_a + jA_p$ і $\underline{D} = D_a + jD_p$. Довільно помноживши кожен дійсний і кожен уявний компоненти на коефіцієнт 10–30, наносять тонкими лініями в довільному масштабі відповідні два взаємно

перпендикулярні компоненти на креслярський аркуш, однак дотримуючись *точної* пропорційності між дійсною та уявною складовими сталих \underline{A} і \underline{D} . Проводять тонкими лініями відповідні гіпотенузи і, таким чином, будують малі кути ψ_A і ψ_D . Потім допоміжні складові компоненти видаляють з креслення.

Результати графічного розрахунку відображають на універсальній діаграмі відповідними довжинами векторів і кутами шуканих величин, вимірених безпосередньо в сантиметрах або градусах. Помноживши довжини векторів на відповідні масштаби, отримують натуральні значення шуканих режимних величин.

Безперечна перевага універсальних діаграм перед аналітичними методами розрахунку полягає в можливості за їх допомогою швидко оцінювати значення всіх режимних характеристик електропередачі в усьому діапазоні величин транзиту активної потужності від режиму неробочого ходу до передавання максимальної проектної активної потужності.

Універсальна діаграма дальньої електропередачі, побудована *за умовами початку*, є графічною інтерпретацією системи рівнянь (3.30).

Алгоритм побудови універсальної діаграми електропередачі за умовами початку містить такі процедури:

1. По осі дійсних значень величин від центра координат O в масштабі m_U відкладають вектор фіксованої напруги на початку електропередачі U_1 .

2. Визначають величину модуля вектора $U_{2н.х} = D U_1$ і будують на діаграмі в масштабі m_U під малим додатним кутом ψ_D відносно вектора U_1 (вектор Oa).

3. Із кінця вектора $\dot{U}_{2н.х}$ під великим додатним кутом ψ_B відносно вектора U_1 позначають вісь значень через P_1 . Згідно із системою рівнянь (3.30)

величина $-\frac{B}{U_1} e^{j\psi_B} P_{1зад}$ від'ємна, тому її необхідно відкласти на осі P_1 у

масштабі m_P за годинниковою стрілкою від осі U_1 (вектор ab). Перпендикулярно до осі P_1 проводять вісь значень реактивних потужностей Q_1 . Таким чином, кінець вектора $\dot{U}_{2і.х}$ визначає початок координат першої системи $P_1 - Q_1$.

4. Розмічають вісь P_1 у зоні від'ємних, а вісь Q_1 – в зоні додатних і від'ємних значень відповідно до кроку α зміни переданої потужності P_1 . Крок зміни переданої потужності зазвичай припускають 0,1. Кожне ділення осі P_1 відповідає величині $(0,1 \cdot P_{1зад} : m_P)$, а осі $Q_1 - \pm(0,1 \cdot Q_{1зад} : m_Q)$.

5. Із кінця вектора $\dot{U}_{2н.х}$ під від'ємним кутом $\varphi_1 = \text{const}$ відповідно до осі додатних значень P_1 проводять вісь повних потужностей \dot{S}_1 . По цій осі одночасно буде переміщуватися кінець вектора \dot{U}_2 .

6. Із точки O під великим додатним кутом ψ_C відносно вектора U_1 проводять вісь значень складових струмів I_2 . Із системи (3.30) видно, що величина $\dot{I}_{2н.х} = -\frac{CU_1}{\sqrt{3}} e^{j\psi_C}$ є від'ємною і тому її потрібно відкласти на осі складових струмів I_2 у масштабі m_1 у напрямку за годинниковою стрілкою від вектора U_1 (вектор Oc).

7. Із кінця вектора $-\dot{I}_{2і.х}$ під малим додатним кутом ψ_A відносно вектора U_1 проводять вісь додатних значень P_1 , а перпендикулярно до неї – вісь Q_1 . Таким чином, кінець вектора $-\dot{I}_{2і.х}$ визначає початок координат другої системи $P_1 - Q_1$.

8. Осі другої координатної системи $P_1 - Q_1$ розмічають аналогічно процедурі 4 цього алгоритму.

9. Із кінця вектора $-\dot{I}_{2н.х}$ під від'ємним кутом $\varphi_1 = \text{const}$ відносно осі додатних значень P_1 проводять вісь повних потужностей \dot{S}_1 . По цій осі одночасно буде переміщуватися кінець вектора \dot{I}_2 . Таким чином, осі зміни потужностей \dot{S}_1 у двох координатних системах $P_1 - Q_1$ являють собою геометричні місця точок, одночасно зумовлених положенням кінців векторів \dot{U}_2 і \dot{I}_2 .

10. За отриманою діаграмою можна, наприклад, визначити значення кута φ_2 для двох граничних режимів роботи лінії – режиму неробочого ходу ($\alpha = 0$) і проектного режиму роботи електропередачі з повним номінальним навантаженням ($\alpha = 1$). Для цього на кожній координатній сітці потужностей послідовно визначають точки з координатами $P_1 = 0$, $Q_1 = 0$ і $P_1 = P_{1зад}$, $Q_1 = Q_{1зад}$, відповідно. Кут розбіжності векторів \dot{U}_2 і \dot{I}_2 буде являти собою кут φ_2 . На універсальній діаграмі показано також визначення режимних параметрів для будь-якого довільного режиму роботи дальньої електропередачі (точка M на рис. 3.4).

Загальний вигляд універсальної діаграми за умовами початку показано на рис. 3.4.

Перевагою універсальної діаграми за умовами початку є можливість визначення всього спектра значень напруг і струмів у кінці лінії в заданому діапазоні зміни величин P_1 і Q_1 на початку лінії.

За допомогою цієї універсальної діаграми легко можна визначити сумарні втрати потужності в електропередачі для будь-якого поточного режиму за співвідношенням

$$\Delta \dot{S}_\Sigma = \dot{S}_{1\text{пот}} - \sqrt{3} \dot{I}_{2\text{пот}} U_{2\text{пот}}^*$$

де величини $\dot{I}_{2\text{пот}}$ і $U_{2\text{пот}}^*$ визначають у відповідному масштабі безпосередньо з універсальної діаграми.

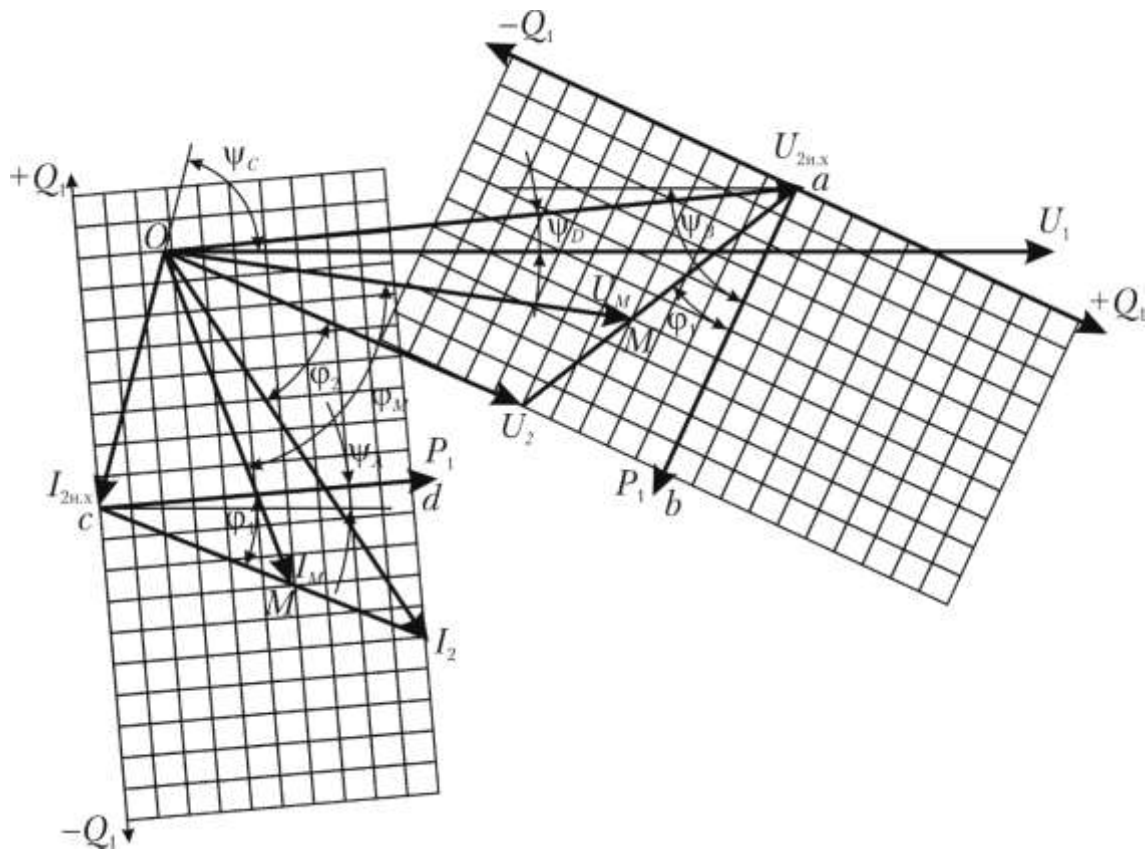


Рисунок 3.4 – Універсальна діаграма режиму роботи електропередачі за умовами початку

Сумарні втрати потужності за цією універсальною діаграмою для будь-якого поточного режиму роботи лінії визначають за співвідношенням

$$\Delta \dot{S}_\Sigma = \sqrt{3} \dot{I}_{1\text{пот}} U_{1\text{пот}}^* - \dot{S}_{2\text{пот}}$$

де $\dot{I}_{\text{пот}}$ і $U_{\text{пот}}^*$ визначають у відповідних масштабах безпосередньо з універсальної діаграми.

Зазначимо, що контроль правильності графічних обчислень режимних характеристик електропередачі за допомогою зазначених універсальних діаграм рекомендовано підтвердити аналітичним розрахунком режимних характеристик лінії для двох граничних режимів – неробочого ходу і передавання проєктної потужності.

Послідовність виконання операцій для побудови універсальної діаграми для режиму роботи електропередачі за умовами початку і фіксації рівня напруги на її кінцях багато в чому збігається з послідовністю дій у розглянутому вище алгоритмі. Зокрема, процедури 1–4 алгоритму повністю аналогічні, а процедуру 5 виконують у такий спосіб:

– додатково до відомого значення напруги в кінці електропередачі U_2 задають ще одне значення напруги U'_2 (рекомендовано брати $U'_2 = 0,9U_H$);

– визначають радіуси кіл $r_1 = \frac{U_1 U_2}{B}$ і $r_2 = \frac{U_1 U'_2}{B}$;

– із точки O (початок вектора U_1) радіусами r_1 і r_2 проводять дуги кіл у першій координатній системі $P_1 - Q_1$. Значення радіусів r_1 і r_2 відкладають у масштабі m_P .

Процедури 6–8 залишають без змін, але процедуру 9 виконують так:

– по точках перетину дуг кіл радіусами r_1 і r_2 з першою координатною системою $P_1 - Q_1$ визначають поточні значення потужностей $P_{\text{пот}}$ і $Q_{\text{пот}}$;

– отримані поточні значення потужностей відкладають у другій координатній системі $P_1 - Q_1$, яка слугує для визначення струмів у кінці лінії;

– будують геометричні місця положення кінців векторів \dot{I}_2 , які будуть розміщуватися також на відповідних дугах кіл.

Процедуру 10 залишають без змін.

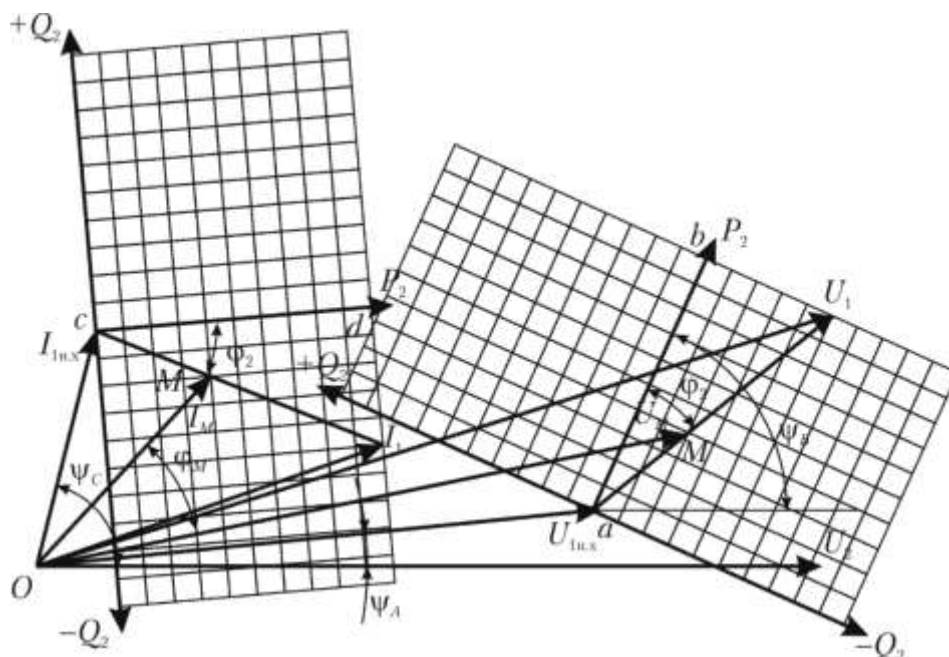


Рисунок 3.5 – Універсальна діаграма режиму роботи електропередачі за умовами кінця

Аналогічно будують універсальну векторну діаграму для розв'язання задачі за умовами кінця і фіксації рівня напруги на шинах кінцевих підстанцій електропередачі. Такі універсальні діаграми показано на рис. 3.6.

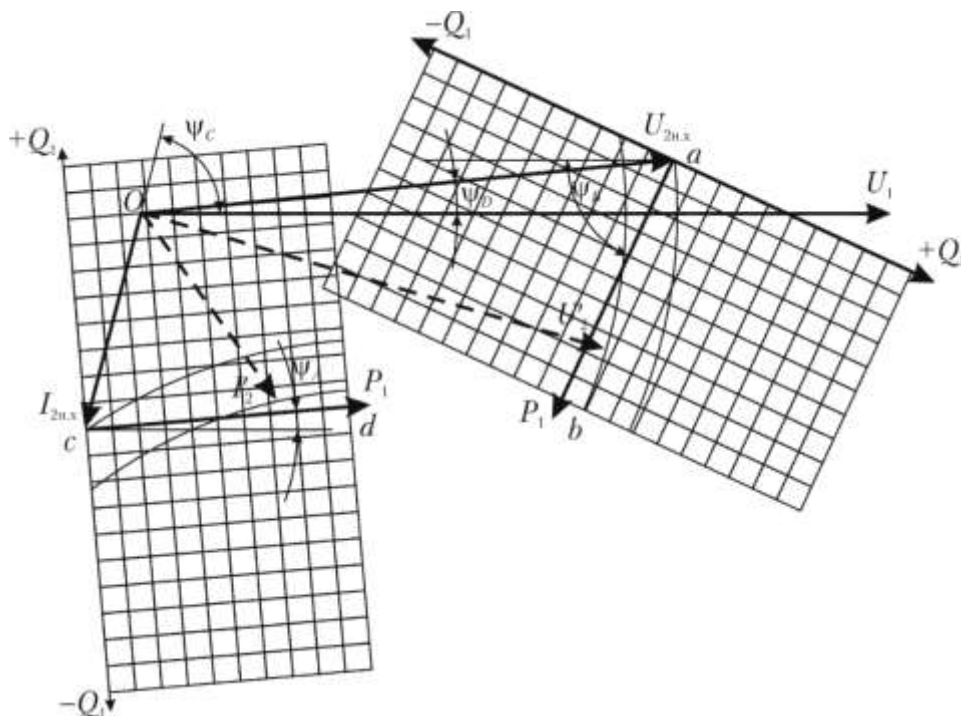


Рисунок 3.6 – Універсальна діаграма режиму роботи електропередачі за умовами початку і фіксації рівня напруги на її кінцях

3.11 Аналіз режиму роботи дальньої електропередачі за умовами початку і кінця за допомогою кругових діаграм потужності

Кругова діаграма потужності являє собою графоаналітичний метод розв'язання задачі розрахунку режимних параметрів лінії за умовами початку або кінця за незалежного регулювання рівня напруги на шинах кінцевих підстанцій електропередачі.

Розглянемо, наприклад, задачу розрахунку параметрів режиму роботи електропередачі за умовами початку і фіксації модулів векторів напруги на кінцях передачі.

Аналіз рівняння (3.18) свідчить, що останнє є канонічним рівнянням кола, описаного в координатах P_1 і Q_1 :

$$r_1^2 = (P_1 - a_1)^2 + (Q_1 - b_1)^2.$$

Коло характеризується радіусом

$$r_1 = \frac{U_1 U_2}{B}$$

і зсувом центра відносно початку координат

$$a_1 = \frac{D U_1^2}{B} \cos(\psi_B - \psi_D);$$

$$b_1 = -\frac{D U_1^2}{B} \sin(\psi_B - \psi_D).$$

Неважко показати, що

$$a_1 = \operatorname{Re}\left(\frac{\underline{D}}{\underline{B}}\right) U_1^2 = \frac{B_a D_a + B_p D_p}{B^2} U_1^2 = \frac{a_{2к.3}}{B^2} U_1^2;$$

$$b_1 = \operatorname{Im}\left(\frac{\underline{D}}{\underline{B}}\right) U_1^2 = \frac{B_a D_p - B_p D_a}{B^2} U_1^2 = \frac{b_{2к.3}}{B^2} U_1^2.$$

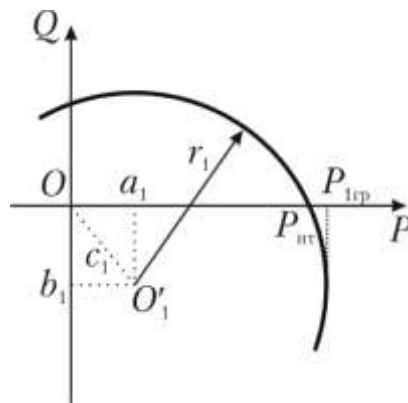


Рисунок 3.7 – Кругова діаграма дальньої електропередачі за умовами початку

Геометричну інтерпретацію рівняння (3.18) зображено на рис. 3.7, на якому показано координати зміщеного центра кола O' відносно центра координат O на відстань

$$\begin{aligned} c_1 &= \sqrt{a_1^2 + b_1^2} = \frac{DU_1^2}{B} = \\ &= \frac{\sqrt{a_{2к.3}^2 + b_{2к.3}^2}}{B^2} U_1^2. \end{aligned}$$

Тоді:

$$\begin{aligned} a_1 &= c_1 \cos(\psi_B - \psi_D); \\ b_1 &= -c_1 \sin(\psi_B - \psi_D). \end{aligned}$$

Кругову діаграму для розв'язання задачі за умовами кінця і фіксації модулів векторів напруги на кінцях лінії можна побудувати на основі вихідного рівняння, що у загальному вигляді подають канонічним рівнянням кола в координатах P_2 і Q_2 :

$$r_2^2 = (P_2 - a_2)^2 + (Q_2 - b_2)^2.$$

У цьому разі коло характеризується радіусом

$$r_2 = \frac{U_1 U_2}{B}$$

і зсувом центра відносно початку координат

$$\begin{aligned} a_2 &= -\frac{AU_2^2}{B} \cos(\psi_B - \psi_A) = \frac{a_{1к.3}}{B^2} U_2^2; \\ b_2 &= \frac{AU_2^2}{B} \sin(\psi_B - \psi_A) = \frac{b_{1к.3}}{B^2} U_2^2. \end{aligned}$$

Геометричну інтерпретацію рівняння (3.23) зображено на рис. 3.8, на якому показано координати зміщеного центра кола O' відносно центра координат O на відстань

$$c_2 = \sqrt{a_2^2 + b_2^2} = \frac{AU_2^2}{B} = \frac{\sqrt{a_{1к.3}^2 + b_{1к.3}^2}}{B^2} U_2^2.$$

Тоді

$$a_2 = -c_2 \cos(\psi_B - \psi_A);$$

$$b_2 = c_2 \sin(\psi_B - \psi_A).$$

Під час експлуатації електропередачі можливе виникнення аварійних ситуацій, які призводять до вимкнення частини її технологічного устаткування і різкого зменшення пропускної здатності електропередачі. За цих умов потрібно забезпечити максимально можливий транзит активної потужності з дотриманням технологічних вимог до рівня напруги на всіх елементах лінії. Розв'язання зазначеної задачі за допомогою кругових діаграм потужності дозволяє визначити режим напруги на кінцях електропередачі, який забезпечує максимально можливу величину транзиту активної потужності по лінії в реальному післяаварійному режимі.

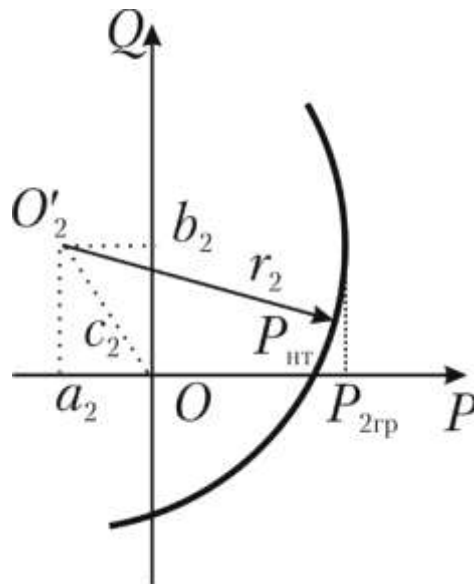


Рисунок 3.8 – Кругова діаграма дальньої електропередачі за умовами кінця

Допустимі напруги на кінцях лінії теоретично визначають у діапазоні:

$$U_{\max} \leq 1,05U_i ;$$

$$U_{\min} \geq 0,95U_i .$$

Практичний діапазон допустимих напруг на кінцях лінії в реальних умовах експлуатації електропередачі найчастіше виявляється більш звуженим, оскільки він обмежений технічними вимогами до фактичного стану лінійної ізоляції електропередачі, головної ізоляції силових автотрансформаторів тощо.

За допомогою кругових діаграм можна вирішувати також чимало інженерних завдань, пов'язаних з визначенням потужності пристроїв компенсації на приймальному кінці електропередачі, виявленням діапазонів регулювання напруги на трансформаторах кінцевих підстанцій та ін.

Розглянемо послідовність процедур побудови кругової діаграми для аналізу режиму роботи електропередачі за умовами початку.

1. У технічному діапазоні значень напруги для конкретної електропередачі задають, наприклад, наборами *двох пар* фіксованого рівня напруги на кінцях лінії: U'_1, U''_1 і U'_2, U''_2 (тут індексами ' і '' позначено нижню та верхню межі діапазону регулювання напруги на відповідних шинах).

2. Визначають координати центрів кіл у функції від можливих сполучень рівнів напруги, фіксованих на кінцях лінії:

$$a'_1 = \frac{DU_1'^2}{B} \cos(\psi_B - \psi_D); \quad a''_1 = \frac{DU_1''^2}{B} \cos(\psi_B - \psi_D);$$

$$b'_1 = -\frac{DU_1'^2}{B} \sin(\psi_B - \psi_D); \quad b''_1 = -\frac{DU_1''^2}{B} \sin(\psi_B - \psi_D)$$

і відкладають знайдені координати центрів кіл на координатній сітці $P_1 - Q_1$ у масштабі $m_P = m_Q$.

3. Розраховують для всіх можливих сполучень напруг на кінцях електропередачі (у цьому випадку – чотири пари) значення радіусів кіл:

$$r_1 = \frac{U'_1 U'_2}{B}; \quad r'_1 = \frac{U'_1 U''_2}{B};$$

$$r''_1 = \frac{U''_1 U'_2}{B}; \quad r'''_1 = \frac{U''_1 U''_2}{B}.$$

4. Проводять за знайденими радіусами в масштабі $m_P = m_Q$ з раніше побудованих центрів кіл серію дуг, які являють собою геометричні місця точок вигляду $Q_1 = f(P_1)$.

5. Для такого самого заздалегідь вибраного значення транзиту активної потужності P_1 на початку електропередачі визначають за діаграмою можливі супутні значення реактивної потужності на початку електропередачі, які забезпечують фіксацію відповідних рівнів напруг на кінцях лінії.

Далі для розрахунку беруть менше за абсолютною величиною від'ємне значення реактивної потужності Q_1 .

6. Для вибраного значення транзиту активної потужності P_1 і знайденого найменшого значення реактивної потужності Q_1 перераховують коефіцієнти втрат потужності і визначають втрати активної та реактивної потужностей в електропередачі. Далі розрахунок режиму роботи лінії виконують відповідно до алгоритму розрахунку за умовами початку і визначають всі необхідні режимні характеристики електропередачі. Правильність розрахунку контролюють за фіксованим значенням напруги U_2 в кінці лінії.

У цій задачі розрахунок втрат потужності в електропередачі потрібно виконувати за заздалегідь *перерахованими* значеннями коефіцієнтів утрат потужності, зумовлених зміною параметрів еквівалентного чотириполюсника електропередачі для конкретного післяаварійного режиму її роботи.

Послідовність побудови кругової діаграми для аналізу режиму роботи лінії за умовами кінця повністю аналогічна побудові кругової діаграми за умовами початку.

У цьому разі координати центрів кіл визначають за виразами:

$$a'_2 = -\frac{AU_2'^2}{B} \cos(\psi_B - \psi_A); \quad a''_2 = -\frac{AU_2''^2}{B} \cos(\psi_B - \psi_A);$$

$$b'_1 = \frac{AU_2'^2}{B} \sin(\psi_B - \psi_A); \quad b''_2 = \frac{AU_2''^2}{B} \sin(\psi_B - \psi_A),$$

і їх відкладають у координатній сітці $P_2 - Q_2$ у масштабі $m_P = m_Q$. Надалі всі процедури, описані в алгоритмі побудови діаграми і розрахунку за умовами початку, повністю аналогічні для умов кінця електропередачі.

3.12 Робочі характеристики дальніх електропередач

Робочі характеристики електропередачі являють собою залежність технологічних показників роботи електропередачі від величини транзиту активної потужності. Такими показниками є: активна, реактивна, повна потужність, коефіцієнти потужності на початку та в кінці електропередачі, значення напруги і струмів на її початку та в кінці, втрати активної і реактивної потужностей, коефіцієнт корисної дії електропередачі.

Наведені показники режиму роботи електропередачі визначають на підставі розрахунків робочих режимів роботи лінії електропередачі, розглянутих раніше. Найважливішими показниками, який визначає техніко-економічні характеристики режиму роботи лінії, є величини втрат активної і реактивної потужностей в електропередачі, їх можна визначити за виразами (3.6) або (3.7) та заданим транзитом активної потужності, а потім за знайденими

значеннями втрат потужності легко визначити потужності на протилежному кінці електропередачі, коефіцієнт корисної дії та інші технологічні показники режиму її роботи.

Алгоритм побудови робочих характеристик дальньої електропередачі для розв'язання задачі, наприклад, за умовами кінця і фіксації рівня напруги на кінцевих підстанціях електропередачі, складається з таких обчислювальних процедур.

1. Визначають параметри еквівалентного чотириполюсника, який заміщує електропередачу.

2. За поточним значенням кроку зміни активної потужності α знаходять її відповідне значення в кінці електропередачі на поточному кроці: $P_{2\text{пот}} = \alpha P_{\text{max}}$, де α – поточний крок зміни величини транзиту активної потужності; P_{max} – максимальна розрахункова активна потужність електропередачі.

3. За виразом (3.24) визначають поточне значення реактивної потужності, яка стікає з електропередачі в приймальну систему і миттєве значення активної потужності $P_{2\text{пот}}$ за умови фіксації рівня напруги на кінцях електропередачі. На підставі отриманого значення реактивної потужності Q_2 обчислюють значення струму, повної потужності та коефіцієнта потужності в кінці передачі.

4. За рівняннями (3.7) визначають значення втрат активної і реактивної потужностей в лінії електропередачі, які відповідають поточному значенню транзиту активної потужності.

5. Для передавального кінця електропередачі розраховують потоки активної, реактивної і повної потужностей, струму і коефіцієнт потужності.

6. Якщо поточне значення переданої активної потужності виявляється меншим за її максимальне розрахункове значення, то збільшують значення величини кроку α і передають керування процедурі 2 алгоритму.

Отримані за наведеним алгоритмом робочі характеристики електропередачі зазвичай не враховують можливості зміни напруги на кінцевих підстанціях електропередачі, а також зміни структури лінії електропередачі оптимізації режиму її роботи. Проте такі робочі характеристики дозволяють у наочній формі подати основні характерні закономірності зміни режимних параметрів лінії під час передавання по ній поточної величини транзиту активної потужності.

Аналогічно можна побудувати робочі характеристики електропередачі для інших, розглянутих вище, постановок задач розрахунку режимних параметрів. Наприклад, для розв'язання задачі за умовами початку і фіксації напруги на кінцях передачі у розглянутий алгоритм варто внести такі зміни.

Під час виконання процедури 2 необхідно визначити поточне значення активної потужності на початку електропередачі, а в процедурі 3 – значення реактивної потужності Q_2 за виразом (3.19). Для визначення втрати активної і реактивної потужностей в електропередачі для розглянутої задачі в процедурі 4 алгоритму потрібно використати вирази (3.6). Виконання процедури 5 варто орієнтувати на визначення режимних параметрів для приймального кінця електропередачі.

Під час розв'язання традиційних задач за умовами початку або кінця електропередачі процедури побудови робочих характеристик ґрунтуються також на розглянутих вище алгоритмах. Відмінність полягає в тому, що в процедурі 3 величина реактивної потужності, яка стікає з лінії в систему разом із заданою активною потужністю, буде визначатися з умови сталості коефіцієнта потужності на відповідних шинах приймальної або передавальної підстанції електропередачі

$$Q_{\text{пот}} = P_{\text{пот}} \operatorname{tg}(\varphi_{\text{л}}).$$

Контрольні питання до розділу 3

1. Яка основна мета розрахунків робочих режимів дальньої електропередачі?
2. Чому сучасні лінії електропередачі входять до складнозамкнених електричних мереж?
3. В яких випадках лінію електропередачі можна розглядати як індивідуальний об'єкт?
4. Чому в розрахунках використовують лише симетричні трифазні синусоїдальні режими?
5. Які основні рівняння використовуються для аналізу робочих режимів лінії?
6. Які параметри необхідно знати для розрахунку режиму роботи електропередачі?
7. Які основні шість типів задач визначення режимних параметрів електропередачі?
8. Чому для кожної задачі завжди задаються три відомі величини?
9. Які особливості має задача, коли відомі напруги на початку та в кінці електропередачі, а також активна потужність у кінці?
10. Чому на практиці часто виникає потреба у виконанні серії розрахунків у діапазоні активної потужності?
11. Яка система рівнянь використовується для опису режиму неробочого ходу електропередачі?
12. Чому в критичних точках довжини електропередачі виникає резонанс струмів і напруг?
13. Як впливає режим неробочого ходу на генератори електростанцій?

14. Чому можливе виникнення явища самозбудження генераторів?
15. Які методи використовуються для компенсації небажаних ефектів у режимі неробочого ходу?
16. Яким чином розраховуються коефіцієнти втрат активної та реактивної потужностей?
17. Чому втрати потужності поділяють на компоненти, що відповідають різним умовам роботи лінії?
18. Які фізичні фактори впливають на втрати активної та реактивної потужностей у лінії?
19. Як зміна навантаження впливає на втрати потужності?
20. Які формули використовуються для розрахунку втрат потужності за умовами початку і кінця?
21. Як визначають значення потужності в кінці лінії, знаючи параметри її початку?
22. Що таке ККД електропередачі і як він розраховується?
23. Чому необхідно враховувати фазові кути напруги під час розрахунків?
24. Як визначається напруга у кінці лінії у разі фіксованої напруги на початку?
25. Які граничні значення активної потужності можуть передаватися через електропередачу?
26. Що таке універсальна діаграма електропередачі?
27. Які параметри можна визначити за допомогою універсальної діаграми?
28. Які переваги має використання універсальних діаграм порівняно з аналітичними методами?
29. Як будується універсальна діаграма для режиму роботи електропередачі за умовами початку?
30. Яким чином універсальна діаграма дозволяє оцінити втрати потужності в лінії?
31. У чому полягає основна ідея кругових діаграм потужності?
32. Які параметри є основними під час побудови кругової діаграми?
33. Чим відрізняється кругова діаграма за умовами початку від діаграми за умовами кінця?
34. Як можна використати кругові діаграми для аналізу післяаварійних режимів роботи електропередачі?
35. Як визначається радіус кола на круговій діаграмі і що він означає?
36. Як визначають значення напруги у проміжних точках лінії електропередачі?
37. Яким чином визначають струм у будь-якій точці лінії?
38. Чому необхідно контролювати рівень напруги вздовж лінії електропередачі?
39. Як визначається точка з максимальним значенням напруги в лінії?
40. Які фактори можуть впливати на розподіл напруги уздовж електропередачі?

41. Чому важливо враховувати зміну режимів роботи під час експлуатації лінії електропередачі?
42. Як можна підвищити пропускну здатність електропередачі?
43. Чому використання автотрансформаторів зв'язку впливає на режими роботи електропередачі?
44. Які технічні обмеження існують щодо рівня напруги на кінцях електропередачі?
45. Як змінюються втрати потужності у разі підвищення навантаження на лінію?
46. Чому необхідно враховувати резонансні явища у довгих лініях електропередач?
47. Яким чином шунтувальні реактори впливають на режими роботи електропередач?
48. Як визначити максимально допустиме навантаження лінії за фіксованих рівнів напруги?
49. Чому коефіцієнт корисної дії лінії може змінюватися залежно від режиму її роботи?
50. Як зміни конфігурації електричної мережі можуть впливати на робочі режими лінії електропередачі?

4 МЕХАНІЧНИЙ РОЗРАХУНОК ПРОВОДІВ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

4.1 Характеристика кліматичних умов роботи повітряних ліній електропередавання

Повітряні лінії електропередавання знаходяться під постійним активним впливом навколишнього середовища. Це визначає зміну механічних навантажень та впливів на конструктивні елементи повітряних ліній внаслідок зміни кліматичних умов в районі траси лінії. Саме тому аналіз механічних навантажень на конструкції ліній електропередавання необхідно проводити з урахуванням кліматичних умов роботи повітряних ліній.

Природно, що в розрахунках механічних навантажень необхідно враховувати найбільш екстремальні умови, які можуть спостерігатися в районі проходження траси лінії. Тут розглядають розрахункові періоди експлуатації повітряних ліній та середні періоди повторюваності кліматичних навантажень та впливів. Очевидно, що такі характеристики визначаються вимогами надійності, які висувають до конструкцій повітряних ліній електропередавання. Чинні нормативні документи поділяють лінії електропередавання на чотири класи безвідмовності відповідно до їх номінальної напруги. В табл. 4.1 наведено дані щодо розрахункових періодів експлуатації та середньої повторюваності розрахункових навантажень та впливів для класів безвідмовності повітряних ліній за напругою.

Таблиця 4.1 – Характеристики класів безвідмовності повітряних ліній

Розрахунки	Класи безвідмовності			
	1КБ	2КБ	3КБ	4КБ
Номінальна напруга лінії, кВ	До 1	1-35	110-330	500-750
Розрахункові періоди експлуатації, років	30	50	50	50
Середні періоди повторюваності кліматичних навантажень та впливів, років:				
➤ розрахунки несучої здатності опор і фундаментів	30	50	150	500
➤ розрахунки переміщень опор та фундаментів і тріщиностійкості залізобетонних конструкцій	5	10	15	25
➤ розрахунки проводів, тросів, ізоляторів, арматури	5	10	15	25

Кліматичні умови для розрахунку і вибору конструктивного виконання повітряних ліній потрібно вибирати на підставі даних метеорологічних спостережень в районі траси лінії. Таку інформацію, зокрема, містять мапи територіального районування України характеристичних значень кліматичних навантажень та впливів за середнього періоду повторюваності 50 років, наведено на рис. 4.1 – 4.6.

Найбільший вплив на механічні навантаження конструктивних елементів повітряних ліній чинять такі кліматичні фактори: температура навколишнього повітря, навантаження від тиску вітру, навантаження від маси ожеледі. Розглянемо докладно ці кліматичні фактори.

Температура навколишнього повітря змінюється протягом року в дуже широкому діапазоні. Тут, внаслідок теплового лінійного розширення, в режимах найбільших температур провід видовжується, механічне напруження в його матеріалі зменшується, а стріла провисання збільшується. За таких умов можливе порушення нормованої габаритної відстані між проводом лінії та землею або інженерним спорудженням. Навпаки, в режимах найнижчих температур довжина проводів скорочується, механічне напруження в його матеріалі збільшується, а стріла провисання зменшується. За таких умов тяжіння в матеріалі проводу може перевищити свої гранично допустимі значення.

Для розрахунку механічних навантажень у конструктивних елементах повітряної лінії розглядають такі значення температур навколишнього повітря:

1. Максимальна температура (t_+) – максимальна півгодинна температура, зафіксована метеостанцією в районі проходження траси лінії.
2. Мінімальна температура (t_-) – мінімальна півгодинна температура.
3. Середньорічна температура ($t_{\text{с}}$) – середньозважена за тривалістю температура протягом року в районі проходження траси лінії.
4. Температура під час ожеледі ($t_{\text{ож}}$) – відповідає режиму утворення відкладень ожеледі на конструктивних елементах повітряної лінії. Для умов України така температура, зазвичай, дорівнює $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$.
5. Температура під час максимального вітру – відповідає режиму найбільшого навантаження від натиску вітру. Для умов України температуру під час максимального вітру, зазвичай, вибирають такою, як і за максимальної ожеледі.
6. Температура грозового періоду (t_{+15}) – температура, за якої найбільш ймовірні атмосферні перенапруги. Для умов України така температура, зазвичай, дорівнює $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Характеристичні значення максимальної, мінімальної та середньорічної температури в районі проходження траси повітряної лінії потрібно визначати за мапами територіального районування України, наведеними у додатку А (рис. А.1 – А.4).

Відкладення ожеледі, паморозі і мокрого снігу на конструктивних елементах повітряних ліній є неоднорідними, мають різну форму та густину. Ожеледь задає значне додаткове навантаження на конструктивні елементи повітряних ліній (рис. 4.1). Ожеледні опади, особливо в поєднанні з дією вітру, часто призводять до значних аварій, пов'язаних з обривом проводів та ламанням опор повітряних ліній, що призводить до знеструмлення споживачів протягом значного періоду часу (рис. 4.2).

Для реалізації розрахунків механічних навантажень від ваги ожеледі на конструктивні елементи повітряних ліній зареєстровану на метеостанціях ожеледь зводять до еквівалентної маси циліндричної форми із густиною 900 кг/м^3 . Для визначення механічних навантажень на конструктивні елементи повітряної лінії використовують дані територіального районування України за характеристичними значеннями максимального навантаження від ожеледі на лінійних елементах та стінки ожеледі на площинних елементах повітряної лінії для рівнинної місцевості на висоті 10 м над поверхнею землі на круглому стрижні діаметром 10 мм. Згідно з даними мапи територіального районування, наведеної на рис. 4.4, розрізняють шість районів із відповідними характеристичними значеннями навантажень від ожеледі.

Натиск вітру на конструктивні елементи повітряних ліній створює на них горизонтальні механічні навантаження. Під час проектування повітряних ліній враховують такі вітрові навантаження:

- навантаження від максимального тиску вітру без ожеледі на всі елементи повітряної лінії;
- навантаження від тиску вітру на великогабаритні елементи повітряної лінії;
- навантаження від тиску вітру під час ожеледі на проводи, троси та елементи опор кругового поперечного перерізу діаметром до 70 мм.

Натиск вітру задає додаткове суттєве навантаження на конструктивні елементи повітряної лінії і, особливо в поєднанні з ожеледними навантаженнями, може призвести до суттєвих аварійних відключень, пов'язаних з обривом проводів та ламанням опор, що призводить до знеструмлення споживачів протягом значного періоду часу (рис. 4.2). Крім того, вітрові навантаження можуть збуджувати низько- та високочастотні коливання проводів, які призводять до розкручення дроту зовнішніх повітів проводів, виходу проводів із затискачів тощо.

Вітрові навантаження визначають за характеристичним значенням максимального тиску вітру та тиску вітру під час ожеледі для рівнинної місцевості на висоті 10 м над поверхнею землі. Згідно з даними мап територіального районування, наведених у додатку А, розрізняють п'ять районів за характеристичними значеннями навантажень від тиску вітру та шість

районів за характеристичними значеннями навантажень від тиску вітру під час ожеледі.

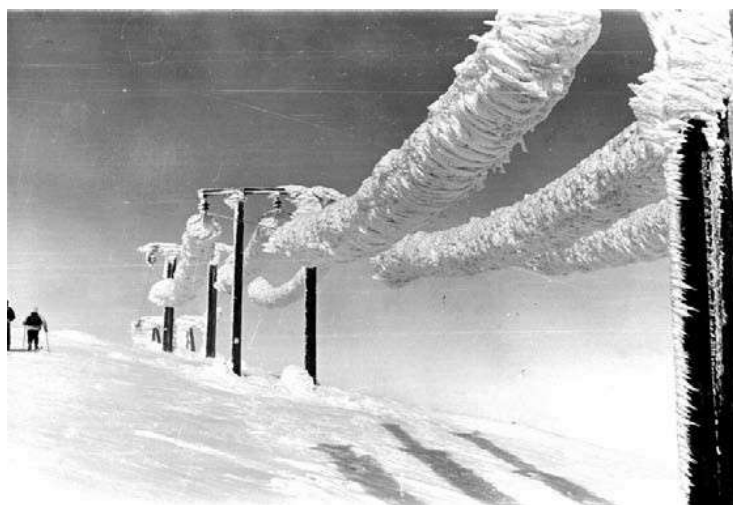
Під час вибору конструктивного виконання повітряної лінії потрібно зважати на те, що територія України характеризується підвищеною грозовою активністю із кількістю грозових годин понад 40 на рік.



a)



б)



в)

Рисунок 4.1 – Відкладення ожеледі на проводах повітряної лінії



a)



б)



в)

Рисунок 4.2 – Аварії на ЛЕП, пов'язані із ожеледдю

4.2 Коливання проводів

Натягнуті проводи повітряної лінії можна розглядати як струни, однією з характеристик яких є власна частота коливань. Це означає, що за певних обставин проводи та троси повітряної лінії можуть коливатися. Загалом розрізняють п'ять видів коливань проводів:

- 1) вібрація;
- 2) галопування;
- 3) субколивання;
- 4) коливання після скидання ожеледі;
- 5) коронне галопування.

Збудником перших трьох коливань є вітер.

Під час обтікання проводів (тросів) потоком повітря, спрямованим поперек осі лінії або під деяким кутом до цієї осі, з підвітряного боку проводу виникають завихрення. Періодично відбуваються відриви завихрень вітру від проводу та утворення вихорів протилежного напрямку. Результат – можлива поява вертикальної складової тиску вітру. У разі збігу частоти утворення вихорів з однією з частот власних коливань натягнутого проводу виникає ефект резонансу та провід починає коливатися у вертикальній площині. Такі коливання називають вібрацією. Вібрацію проводів проілюстровано на рис. 4.3.

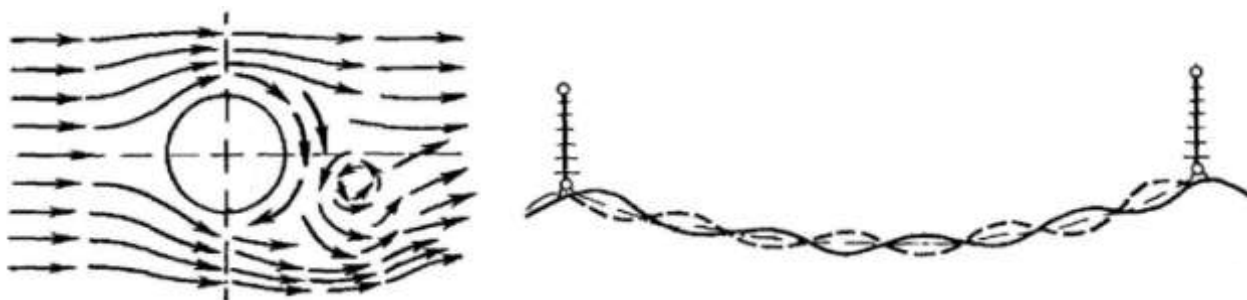


Рисунок 4.3 – Ілюстрація вібрації проводів повітряних ліній

Вібрація проводів (тросів) характеризується частотою коливань від 3 до 150 Гц. Під час вібрації можуть утворюватися стоячі хвилі з розмахом, що може перевищувати діаметр проводу. Вібрація спостерігається за швидкості вітру не менше 0,6–0,8 м/с, але не більше 10–12 м/с. За подальшого збільшення швидкості вітру амплітуда вібрацій значно зменшується. Крім того, вібрація спостерігається за довжини прогону не менше 120 м та із збільшенням прогонів посилюється.

Основна небезпека вібрації полягає в розкрученні зовнішніх шарів та обривах окремих проводів, виходу проводів із затискачів тощо. На рис. 4.4 зображено проводи та троси, пошкоджені внаслідок виникнення вібрації.

Збудником галопування проводів також є вітер. Зазвичай галопування проводів спостерігається під час ожеледі. Ожеледь відкладається на проводах переважно з підвітряного боку, внаслідок чого провід отримує неправильну форму і під впливом вітру виникає підйомна сила, що викликає галопування проводів. Галопування проводів проілюстровано на рис. 4.5. Галопування є низькочастотними коливаннями проводів (тросів) із частотою 0,2–2 Гц, які утворюють стоячі хвилі (інколи, у сполученні з біжучими) з числом півхвиль у прогоні від однієї до двадцяти та амплітудою 0,3–5 м.



Рисунок 4.4 – Проводи, пошкоджені через вібрацію

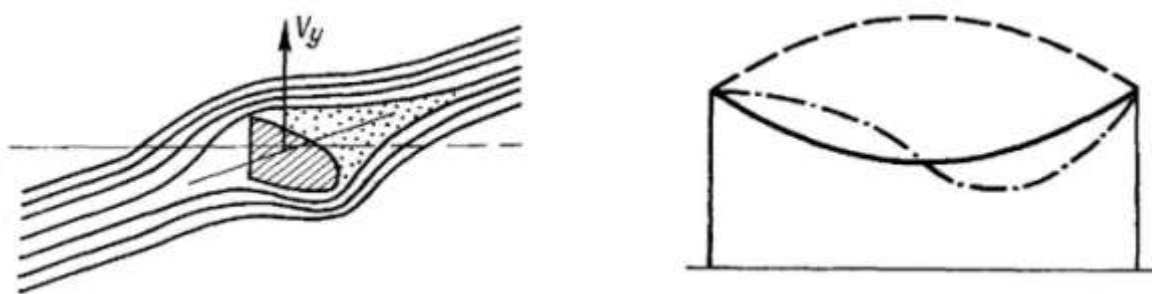


Рисунок 4.5 – Ілюстрація галопування проводів повітряних ліній

Основна небезпека галопування полягає в тому, що коливання проводів окремих фаз та грозозахисних тросів відбуваються не синхронно, внаслідок чого може виникнути неприпустиме зближення проводів або вони, навіть, можуть схлиснуватися між собою.

За середньою частотою повторюваності та інтенсивністю галопування проводів та тросів територія України поділяється на райони з помірним галопуванням проводів із середньою частотою повторюваності галопування один раз на п'ять років і менше та з частим й інтенсивним галопуванням проводів із середньою частотою повторюваності більше одного разу на п'ять років. На рис. А.7 додатку А наведено мапу територіального районування України за частотою та інтенсивністю галопування проводів і тросів повітряних ліній електропередавання.

В лініях електропередавання надвисокої номінальної напруги з розщепленими проводами фази під дією вітру можуть виникати субколивання проводів – коливання проводів на ділянках між дистанційними розпірками, пов'язані з екрануванням одного з проводів іншим під час впливу вітру на проводи, розташовані в одній горизонтальній площині. Якщо вітер направлений перпендикулярно до лінії, один з проводів розщепленої фази знаходиться в аеродинамічному сліді іншого. Зміна аеродинамічної підйомної сили та лобового опору викликає нестійкий стан заднього проводу і він починає коливатися. Такі коливання є самозбуджуваними та розвиваються з частотою, яка дорівнює або близька до власної частоти коливань проводу. Виникнення субколивань проводів розщепленої фази проілюстровано на рис. 4.6.

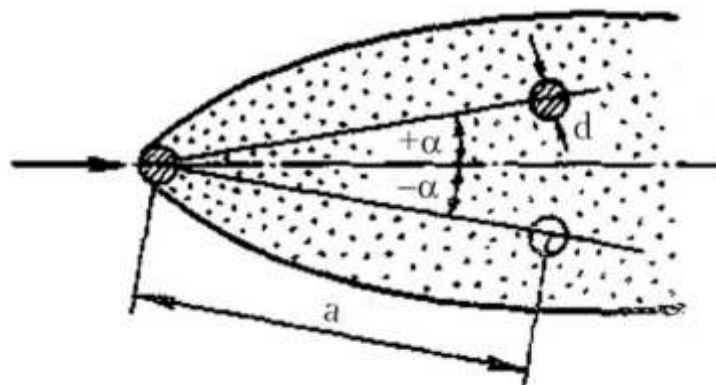


Рисунок 4.6 – Ілюстрація субколивань проводів повітряних ліній

Таким чином розглядають три типи аеродинамічних коливань проводів повітряних ліній – вібрацію, галопування та субколивання, умовно

проілюстровані на рис. 4.7. Ще два види коливання проводів повітряних ліній не пов'язані з дією вітру.

Перший з них викликається скиданням ожеледі. Відомо, що під дією ожеледних опадів провід розтягується і механічне напруження в ньому збільшується. Якщо під час плавлення ожеледі або внаслідок відлиги спостерігається різке скидання ожеледі на великій ділянці лінії, енергія деформації проводу вивільняється та переходить в кінетичну енергію руху проводу, що супроводжується його підскоком. Підскок відбувається переважно у вертикальній площині та супроводжується швидко згасаючими коливаннями проводу. Головна небезпека таких коливань пов'язана з тим, що проводи та троси повітряної лінії можуть схлиснуватися між собою.

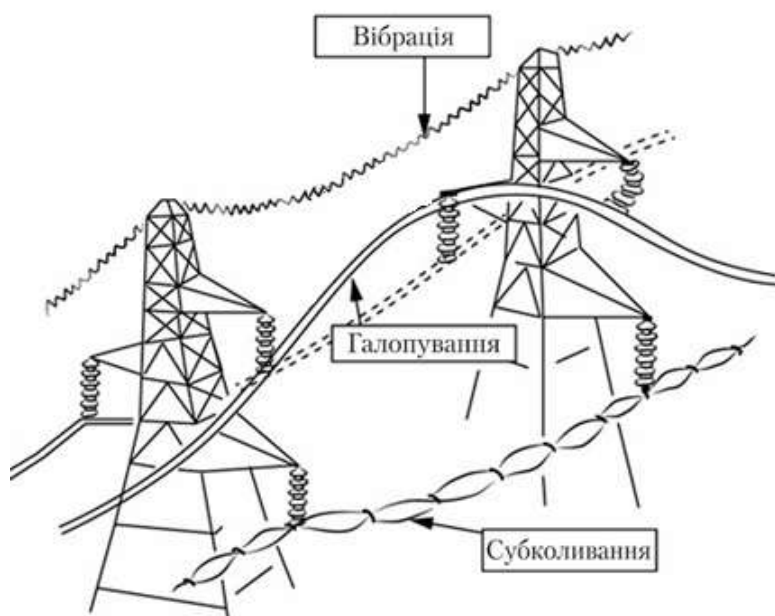


Рисунок 4.7 – Ілюстрація аеродинамічних коливань проводів повітряних ліній

Другий вид коливань, не пов'язаний з дією вітру – коронне галопування проводів. Такі коливання виникають за значної напруженості електричного поля навколо проводів ліній надвисокої номінальної напруги. Тут енергія електричних розрядів може переходити в кінетичну енергію коливань проводів. Такі коливання відбуваються з частотою 0,2–2 Гц та амплітудою 0,3–2,7 м.

Основні заходи боротьби з коливаннями проводів повітряних ліній полягають в такому.

1. Посилення проводів та тросів в місцях закріплення спеціальними армованими прутками – спіральними протекторами, як показано на рис. 4.8.
2. Застосування антивібраційних затискачів.

3. Застосування демпферних віброгасників, поданих, наприклад, на рис. 4.9.
4. Застосування гасників галопування проводів.
5. Використання міжфазних демпферних розпірок (рис. 4.10).
6. Застосування обмежувачів утворення ожеледі та налипання мокрого снігу.
7. Застосування демпферних розпірок в розщеплених фазах, як показано на рис. 4.11.
8. Використання самодемпфувальних проводів, наприклад, проводів марки Aero-Z.

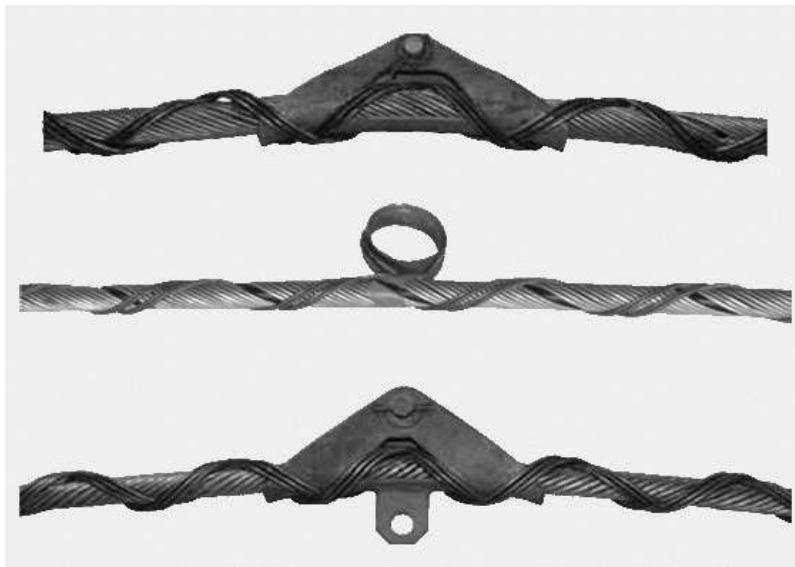


Рисунок 4.8 – Захист проводів спіральними протекторами



Рисунок 4.9 – Багаточастотний гасник вібрації типу ГВП



Рисунок 4.10 – Ілюстрація застосування міжфазних демпферних розпірок



Рисунок 4.11 – Ілюстрація застосування внутрішньофазних дистанційних антивібраційних розпірок

4.3 Принципи механічних розрахунків конструкцій повітряних ліній електропередавання

В задачах проєктування та аналізу механічних конструкцій повітряних ліній електропередавання застосовують три основні методи:

- 1) метод допустимих напружень;
- 2) метод руйнівних навантажень;
- 3) метод граничних станів.

За методом допустимих напружень проводять розрахунки проводів та тросів повітряних ліній. Суть методу полягає в тому, що механічна міцність проводів та тросів забезпечується нормативним значенням допустимого напруження. Для проводів та тросів цю величину вибирають такою, щоб забезпечити принаймні двократний коефіцієнт запасу.

Напруження, які виникають в проводі за екстремальних умов, наприклад, в режимах мінімальних температур або максимального вітру, не мають перевищувати певного гранично допустимого значення. Це означає, що в будь-якому іншому можливому режимі експлуатації лінії механічні напруження гарантовано не перевищать своїх гранично допустимих значень.

Потрібно зазначити, що чинні нормативні документи визначають гранично допустимі напруження також і для експлуатаційного режиму, які, природно, менші за гранично допустимі напруження в екстремальних режимах. Це пояснюється тим, що екстремальні кліматичні режими є короткочасними, на відміну від довготривалого експлуатаційного режиму. Очевидно, що коефіцієнт запасу для експлуатаційного режиму має бути більшим, ніж для екстремальних короткочасних режимів, а отже, гранично допустиме напруження в експлуатаційному режимі менше, ніж в режимах мінімальних температур та максимальних навантажень.

Метод руйнівних навантажень використовують для розрахунку ізоляторів та лінійної арматури. Такий метод полягає у забезпеченні міцності елементів повітряної лінії відповідно до виразу

$$N \leq \frac{R}{k},$$

де N – навантаження на елемент повітряної лінії;

R – гарантоване руйнівне навантаження;

k – коефіцієнт запасу міцності.

Чинні нормативні документи, зокрема ПУЕ визначають такі коефіцієнти запасу в розрахунках ізоляторів:

1) в нормальних режимах	
➤ за максимальних навантажень	2,5
➤ за середньорозрахункових навантажень підтримуючих ізоляційних підвісів	5,0
➤ за середньорозрахункових навантажень натяжних ізоляційних підвісів	6,0
2) в аварійних режимах	
➤ для повітряних ліній до 330 кВ	1,8
➤ для повітряних ліній 400 кВ і вище	2,0

В розрахунках лінійної арматури коефіцієнти запасу дорівнюють

1) в нормальних режимах	2,5
2) в аварійних режимах	1,7

За методом граничних станів проводять розрахунки опор та фундаментів повітряних ліній електропередавання. Тут розглядають дві групи граничних станів.

До першої групи відносять граничні стани, які призводять до втрати несучої здатності та (або) до повної непридатності до експлуатації конструкцій. Тут до першої групи відносять стани за мінімальної температури або максимальних навантажень, коли спостерігаються найбільші тяжіння в проводах і тросах, що призводить до найбільших вигинальних або крутних моментів на опорах, найбільших розтягувальних або стискальних зусиль в елементах опор та фундаментів. До першої групи відносять також стани за середньоексплуатаційних навантажень, за яких можуть настати втомні руйнації проводів, тросів та ізоляторів. За першою групою граничних станів проводять розрахунки несучої здатності опор та фундаментів повітряних ліній.

До другої групи граничних станів відносять стани, які ускладнюють нормальну експлуатацію конструкцій. Тут розглядають стани, за яких виникають неприпустимі деформації, зсуви або відхилення елементів, що порушує нормальну експлуатацію конструкцій повітряних ліній. До цієї групи відносять стани за найбільших стріл провисання проводів та тросів, найбільших вигинах опор, наближеннях струмоведучих проводів до заземлених елементів опор тощо. За другою групою граничних станів проводять розрахунки пересувань опор та фундаментів, а також тріщиностійкості залізобетонних конструкцій.

Мета методу полягає у недопущенні з певною забезпеченістю граничних станів першої та другої групи під час експлуатації повітряної лінії, а також граничних станів першої групи під час монтажних робіт зі спорудження лінії електропередавання.

Аналітично це можна записати у такому вигляді. Для першої групи:

$$N \leq \Phi,$$

де N – зусилля в конструкціях за найгіршого сполучення впливів розрахункових навантажень;

Φ – несуча здатність конструкцій.

Для другої групи граничних станів умова має вигляд

$$\sum P_i \delta_i \leq \delta_{\text{пр}},$$

де δ_i – деформація або зсув внаслідок впливу одиничних навантажень;

P_i – дійсні нормативні навантаження;

$\delta_{\text{пр}}$ – гранично допустима деформація.

4.4 Фізико-механічні властивості проводів повітряних ліній електропередавання

Повітряні лінії електропередавання знаходяться під постійним активним впливом зовнішнього середовища. Це означає, що зміна кліматичних навантажень та впливів призводить до зміни механічних характеристик конструктивних елементів ліній, зокрема проводів. Тут, насамперед, потрібно розглядати пружне розтягування проводів через зміну механічних навантажень та теплове видовження проводу через зміну його температури.

Силу, направлену на розтягування проводу, називають тяжінням. Зміна механічного навантаження на проводи повітряної лінії характеризується зміною тяжіння, що призводить до зміни довжини проводу через пружне розтягування відповідно до закону Гука:

$$\Delta L = \frac{T}{EF} L,$$

де L – довжина проводу, на який не діє жодної зовнішньої сили;

F – площа поперечного перерізу проводу;

E – модуль пружності (модуль Юнга).

В розрахунках механічних навантажень проводів повітряних ліній часто використовують параметр, який визначається відношенням тяжіння в матеріалі проводу до його перерізу. Таку характеристику називають механічною напруженістю:

$$\sigma = \frac{T}{F}.$$

Тут закон Гука записують у вигляді

$$\sigma = E\varepsilon,$$

де $\varepsilon = \Delta L/L$ – відносне видовження проводу.

Розглянемо тепер теплове здовження проводу через зміну його температури. Тут для визначення зміни довжини проводу потрібно користуватися рівнянням

$$\Delta L = \alpha (t - t_0) L_0, \quad (4.1)$$

де L_0 – довжина проводу за температури t_0 ;

α – коефіцієнт теплового здовження проводу.

Рівняння (4.1) інколи записують у вигляді

$$\varepsilon = \alpha \Delta t,$$

де $\Delta t = t - t_0$ – зміна температури проводу.

Таким чином, основні фізико-механічні властивості проводів повітряних ліній електропередавання визначаються модулем пружності та коефіцієнтом теплового видовження.

Для комбінованих сталевалюмінієвих проводів крім розглянутих положень потрібно додатково враховувати механічні напруження, які виникають в матеріалі проводу через різницю фізико-механічних характеристик дротів сталевого осереддя та зовнішнього алюмінієвого шару.

Справа в тому, що через жорстку скрутку дротів проводу та відсутність взаємного ковзання дротів сталевій та алюмінієвій частин проводу тяжіння розподіляється між окремими дротами не пропорційно площам поперечного перерізу сталевій та алюмінієвій частин, а з урахуванням їх механічної міцності. Так само, через різницю коефіцієнтів теплового видовження алюмінієвих та сталевих дротів під час збільшення температури в алюмінієвій частині проводу виникає додаткове механічне напруження, направлене на його скорочення, а в сталевій частині – на його здовження.

В задачах аналізу механічних властивостей сталевалюмінієвих проводів повітряних ліній визначають фіктивні фізико-механічні характеристики (модуль пружності та коефіцієнт теплового видовження), які визначають характеристики проводу загалом.

Розглянемо визначення фіктивних механічних характеристик сталевалюмінієвого проводу. Позначимо перерізи сталевого осереддя та алюмінієвого зовнішнього шару через F_c та F_a ; модулі пружності – через E_c та E_a ; коефіцієнтів теплового видовження – через α_c та α_a , відповідно. Введемо коефіцієнти

$$k = \frac{F_a}{F_c}; \quad m = \frac{E_a}{E_c}; \quad n = \frac{\alpha_a}{\alpha_c}.$$

Нехай провід буде жорстко закріплений з одного боку, як показано на рис. 4.12. До іншого кінця проводу прикладене зусилля, направлене на розтягування проводу. Тяжіння в матеріалі проводу певним чином розподіляється між сталевим осередком та алюмінієвим шаром проводу та викликає його видовження.

Якщо б дроти сталевих осередка та алюмінієвої частини вільно ковзали один відносно одного, то через меншу механічну міцність видовження алюмінієвих дротів було б більше, ніж сталевих. Проте, через жорстке скручування дротів проводу таке ковзання відсутнє. Це викликає додаткове механічне напруження, направлене на скорочення алюмінієвих дротів та видовження сталевих, через що деформація алюмінієвих та сталевих дротів проводу однакова.

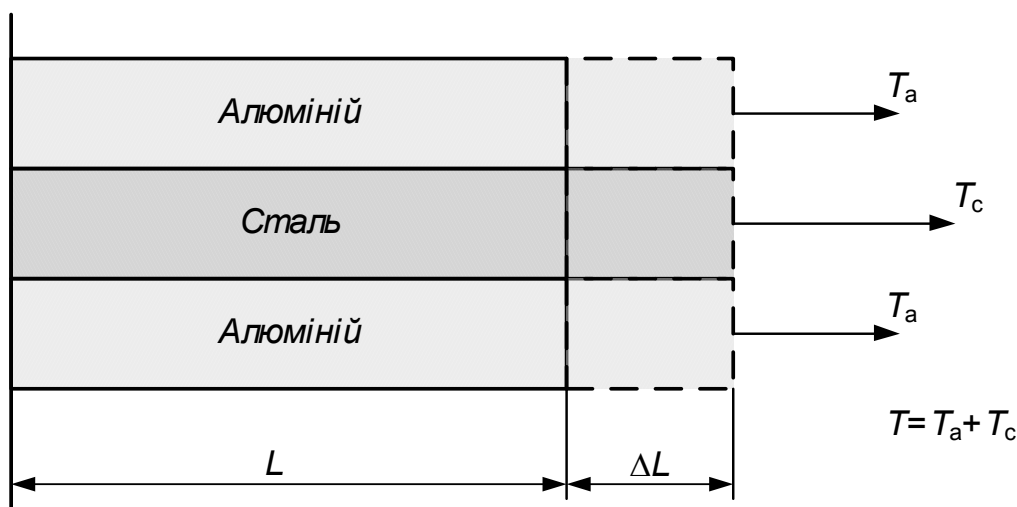


Рисунок 4.12 – Схема деформації сталеалюмінієвого проводу під час розтягування

Зазначені положення можна подати рівняннями статички

$$\begin{cases} T = T_c + T_a; \\ \Delta L = \Delta L_c = \Delta L_a, \end{cases} \quad (4.2)$$

де T , T_c , T_a – тяжіння в проводі загалом, в сталевому осередді та алюмінієвому шарі, відповідно;

ΔL , ΔL_c , ΔL_a – видовження всього проводу, сталевих осередка та алюмінієвої частини, відповідно.

Для здовження складових проводу запишемо вирази закону Гука

$$\Delta L = \frac{T}{EF} L; \quad \Delta L_c = \frac{T_c}{E_c F_c} L; \quad \Delta L_a = \frac{T_a}{E_a F_a} L, \quad (4.3)$$

де E – фіктивний модуль пружності сталеалюмінієвого проводу.

Виразимо з рівнянь (4.3) тяжіння складових проводу

$$\begin{cases} T = EF \frac{\Delta L}{L} = EF\varepsilon; \\ T_c = E_c F_c \frac{\Delta L}{L} = E_c F_c \varepsilon; \\ T_a = E_a F_a \frac{\Delta L}{L} = E_a F_a \varepsilon \end{cases}$$

і підставимо з першого рівняння системи:

$$EF\varepsilon = E_c F_c \varepsilon + E_a F_a \varepsilon.$$

Звідки

$$E = \frac{E_c F_c + E_a F_a}{F_c + F_a} = \frac{E_c F_c (1 + km)}{F_c (1 + k)} = E_c \frac{1 + km}{1 + k}.$$

Розподіл тяжіння між сталевією та алюмінієвою частинами проводу можна визначити за виразами:

$$T_c = E_c F_c \varepsilon = E_c F_c \frac{T}{EF} = T \frac{E_c F_c}{E_c \left(\frac{1 + km}{1 + k} \right) F_c (1 + k)} = T \frac{1}{1 + km};$$

$$T_a = E_a F_a \varepsilon = E_a F_a \frac{T}{EF} = T \frac{E_c m F_c k}{E_c \left(\frac{1 + km}{1 + k} \right) F_c (1 + k)} = T \frac{km}{1 + km}.$$

Аналіз отриманих результатів свідчить про те, що тяжіння в матеріалі сталі алюмінієвого проводу розподіляється не пропорційно перерізам складових, а з урахуванням співвідношення модулів пружності сталевих та алюмінієвих дротів. Дійсно, для типових конструкцій сталі алюмінієвих проводів сталеве осереддя сприймає близько 70 % механічного навантаження за значно меншого перерізу сталевією осереддя, ніж алюмінієвої частини.

Для визначення фіктивного коефіцієнта теплового видовження розглянемо реакцію сталевалюмінієвого проводу, жорстко закріпленого з одного кінця, на підвищення температури (рис. 4.13).

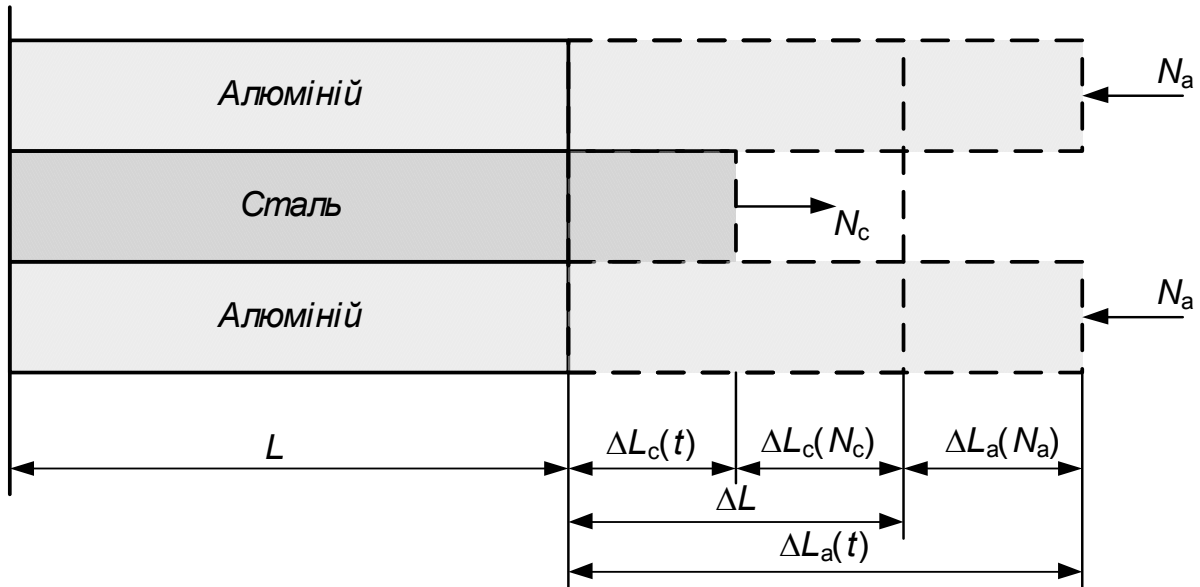


Рисунок 4.13 – Схема деформації сталевалюмінієвого проводу у разі підвищення температури

Якщо б дроти шарів проводу вільно ковзали один відносно одного, то видовження алюмінієвих дротів було б більше, ніж сталевих через більше значення коефіцієнта теплового видовження. Проте, через жорстке скручування дротів в шарах сталевалюмінієвого проводу спостерігається теплове напруження і виникає додаткове тяжіння, направлене на скорочення довжини алюмінієвих дротів та видовження дротів сталевого осереддя. Очевидно, що такі додаткові тяжіння зрівноважують один одного, тобто є однаковими за модулем та протилежними за напрямом. Результат – видовження сталеві та алюмінієві частин проводу однакові, що відповідає фіктивному тепловому видовженню проводу загалом.

Зазначені положення можна подати рівняннями статички

$$\begin{cases} N_c + N_a = 0; \\ \Delta L = \Delta L_c = \Delta L_a. \end{cases} \quad (4.4)$$

Видовження окремих шарів сталевалюмінієвого проводу можна подати як результат накладання пружного видовження (скорочення) проводу на теплове видовження проводу

$$\begin{cases} \Delta L_c = \Delta L_c(t) + \Delta L_c(N_c); \\ \Delta L_a = \Delta L_a(t) + \Delta L_a(N_a), \end{cases} \quad (4.5)$$

де $\Delta L_c(t)$, $\Delta L_a(t)$ – теплове здовження сталеві та алюмінієвої частин проводу відповідно;

$\Delta L_c(N_c)$, $\Delta L_a(N_a)$ – видовження (скорочення) проводу через теплове напруження в матеріалі проводу.

Оскільки загальні видовження алюмінієвої та сталеві частин проводу однакові (дивись друге рівняння системи (4.4)), то ліві частини рівнянь (4.5) можна подати як результат фіктивного теплового видовження сталеалюмінієвого проводу загалом.

Тоді з урахуванням закону теплового здовження та закону Гука систему рівнянь (4.5) можна записати у вигляді

$$\begin{cases} \alpha \Delta t L = \alpha_c \Delta t L + \frac{N_c L}{E_c F_c}; \\ \alpha \Delta t L = \alpha_a \Delta t L + \frac{N_a L}{E_a F_a}, \end{cases} \quad (4.6)$$

де α – фіктивний коефіцієнт теплового видовження сталеалюмінієвого проводу загалом.

Після скорочення рівнянь системи (4.6) на довжину проводу L , домноження першого рівняння на добуток $E_c F_c$, а другого – на $E_a F_a$ і перегрупування складових система рівнянь (4.6) набуває вигляду

$$\begin{cases} (\alpha - \alpha_c) \Delta t E_c F_c = N_c; \\ (\alpha - \alpha_a) \Delta t E_a F_a = N_a. \end{cases} \quad (4.7)$$

Якщо скласти рівняння системи (4.7), то отримуємо

$$\alpha (E_c F_c + E_a F_a) = \alpha_c E_c F_c + \alpha_a E_a F_a.$$

Звідки

$$\alpha = \frac{\alpha_c E_c F_c + \alpha_a E_a F_a}{E_c F_c + E_a F_a},$$

або

$$\alpha = \frac{\alpha_c E_c F_c (1 + kmn)}{E_c F_c (1 + km)} = \alpha_c \frac{1 + kmn}{1 + km}.$$

Аналіз отриманого результату свідчить про те, що теплове видовження сталеалюмінієвих проводів визначається не лише відношенням коефіцієнтів

теплового видовження та перетинів сталеві та алюмінієвої частин проводу, а, додатково, й модулів пружності алюмінієвих та сталевих дротів. Це пояснюється виникаючим тепловим напруженням в матеріалі проводу.

Довідкові матеріали про сталеалюмінієві проводи містять дані фіктивних значень модулів пружності та коефіцієнтів теплового видовження, які характеризують реакцію сталеалюмінієвого проводу загалом на зміну зовнішніх умов їх функціонування.

4.5 Механічні навантаження на проводи та троси повітряних ліній

У розрахунках механічних конструкцій повітряних ліній використовують два основних показники навантажень на проводи і троси лінії – одиничні і питомі навантаження.

Одиничним навантаженням називають рівномірно розподілене навантаження за довжиною прогону, яке припадає на одиницю довжини проводу (троса).

Одиничні навантаження, зазвичай, позначають латинською літерою p з індексом, який визначає порядковий номер навантаження та вимірюють у ньютонках на метр (Н/м).

Питомим навантаженням називають відношення одиничного навантаження до одиниці поперечного перерізу проводу або троса.

Питомі навантаження, зазвичай, позначають грецькою літерою γ із відповідним індексом та вимірюють у мегапаскалях на метр (МПа/м).

Одиничні та питомі навантаження пов'язані співвідношенням

$$\gamma = \frac{p}{F},$$

де F – площа розрахункового перерізу проводу, мм².

В розрахунках механічних навантажень на проводи і троси повітряної лінії розрізняють вертикальні і горизонтальні навантаження, а також їх сполучення. До вертикальних навантажень відносять навантаження від власної ваги проводу або троса і навантаження від ваги ожеледиці на поверхні проводів або тросів. До горизонтальних навантажень відносять навантаження від тиску вітру на поверхню проводів або тросів.

Очевидно, що механічні навантаження на проводи та троси повітряних ліній визначаються кліматичними умовами в районі траси, зокрема характеристичними значеннями товщини стінки ожеледі, тиску вітру та тиску вітру під час ожеледі. Такі дані за середнього періоду повторюваності 1 раз на 50 років містять, наприклад, мапи кліматичного районування території України,

наведені в Додатку А. Тут потрібно зважати на те, що для визначення механічних навантажень на проводи та троси повітряних ліній середні періоди повторюваності кліматичних умов дорівнюють 5, 10, 15 або 25 років відповідно до класу безперебійності повітряної лінії. Це обумовлює застосування поправкових коефіцієнтів надійності для визначення кліматичних навантажень на проводи та троси. Докладно такі коефіцієнти будуть розглянуті під час визначення ожеледних, вітрових та вітрових під час ожеледі навантажень.

В загальному випадку розрізняють такі сім основних типів механічних навантажень на проводи або троси повітряної лінії.

1. Навантаження від власної ваги проводу

Одиничне навантаження від власної ваги проводу визначається матеріалом та конструкцією проводу та приймається за чинними стандартами або технічними умовами:

$$p_1 = g \cdot G_0 \cdot 10^{-3},$$

де $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – прискорення вільного падіння;

G_0 – маса 1 км проводу, кг.

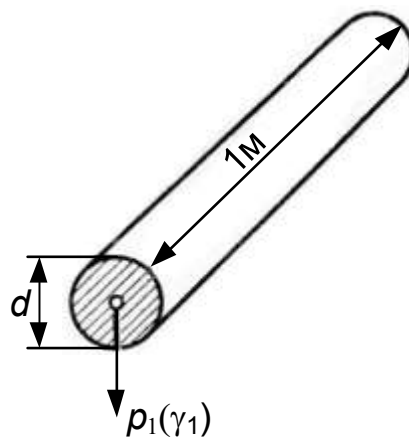


Рисунок 4.14 – Навантаження від власної ваги проводу

Відповідне значення питомого навантаження визначають за виразом

$$\gamma_1 = \frac{g \cdot G_0 \cdot 10^{-3}}{F}.$$

2. Навантаження від ваги ожеледі

Ожеледь на проводах і тросах повітряних ліній являє собою неоднорідну структуру неправильної форми, яка визначається налипанням мокрого снігу, памороззю та відкладенням криги. Однак, у розрахунках механічних навантажень на конструктивні елементи повітряних ліній умовно вважають, що відкладення ожеледі на проводах і тросах має форму ідеального полого

циліндра однорідної структури із густиною 900 кг/м^3 , як показано на рис. 4.15. Тут d – внутрішній діаметр полого циліндра (діаметр проводу або троса); b – товщина стінки циліндра (товщина стінки ожеледі). Для визначення одиничних та питомих навантажень розглядають полий циліндр довжиною 1 м.

Для розрахунку одиничного механічного навантаження від ваги ожеледі необхідно визначити об'єм полого циліндру:

$$V = \frac{\pi}{4} [(d + 2b)^2 - d^2] 10^{-6} = \pi b (d + b) 10^{-6} \quad (4.8)$$

У виразі (4.8) діаметр проводу та товщина стінки ожеледі вимірюється у міліметрах, а об'єм – у кубічних метрах.

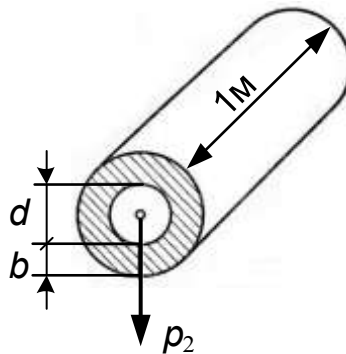


Рисунок 4.15 – Навантаження від ваги ожеледі

Одиничне навантаження визначають за виразом

$$p_2 = g\rho V = 0,9g\pi b (d + b) 10^{-2}, \quad (4.9)$$

де $\rho = 0,9 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ – густина ожеледі.

Для визначення механічного навантаження від ваги ожеледі за виразом (4.9) необхідно використовувати дані мап кліматичного районування території України за характеристичними значеннями ожеледі або за даними спостережень на метеорологічних станціях в районі траси повітряної лінії.

Тут необхідно зважати на те, що товщину стінки ожеледі визначають на металевому стрижні діаметром 10 мм на висоті 10 м над поверхнею землі. Разом з цим відомо, що товщина стінки ожеледі змінюється відповідно до висоти розміщення проводу над поверхнею землі та діаметра проводу. Так, збільшення висоти розташування проводу над поверхнею землі призводить до збільшення товщини стінки ожеледі. Зі свого боку, збільшення діаметра проводу викликає зменшення товщини стінки ожеледі. Таблиця 4.2 містить дані щодо поправкових коефіцієнтів на товщину стінки ожеледі відповідно до висоти підвішування та діаметра проводів лінії.

Таким чином, вираз (4.9) для визначення одиничних навантажень від ваги ожеледі набуває вигляду

$$p_2 = 0,9g\gamma_{fn}\pi k\mu b(d + k\mu b)10^{-2},$$

де γ_{fn} – коефіцієнт надійності за вагою ожеледі відповідно до середнього періоду повторюваності (табл. 4.3);

k, μ – поправкові коефіцієнти, які враховують зміну товщини стінки ожеледі відповідно до висоти розташування зведеного центра ваги проводів у прогоні та діаметра проводу або троса, відповідно (табл. 4.2).

Таблиця 4.2 – Поправкові коефіцієнти для визначення навантаження від ожеледі

Висота $h_{зв}, м$	Поправковий коефіцієнт за висотою, k	Діаметр проводу або троса, $мм$	Поправковий коефіцієнт за діаметром проводу, μ
5	0,8	до 5	1,1
10	1,0	5	1,1
20	1,2	10	1,0
30	1,4	20	0,9
50	1,6	30	0,8
70	1,8	50	0,7
100	2,0	70	0,6

Таблиця 4.3 – Коефіцієнт надійності за вагою ожеледі

Період повторюваності, років	5	10	15	25	30	50	150	500
Коефіцієнт надійності за вагою ожеледі	0,4	0,6	0,7	0,85	0,85	1,0	1,25	1,53

Навантаження від ваги ожеледі можна визначити також в інший спосіб за характеристичним значенням навантаження від ваги ожеледі відповідно до територіального районування України за характеристичними значеннями ожеледі (дані мапи у додатку А, на рис. А.4):

$$p_2 = \gamma_{fn}k_1\mu_1g_p,$$

де g_p – характеристичне значення максимального навантаження від ваги ожеледі на провід діаметром 10 мм для рівнинної місцевості на висоті 10 м над поверхнею землі відповідно до територіального районування України на рис. А.4;

k_1 – коефіцієнт, який враховує зміну навантаження ожеледі за висотою розташування зведеного центра ваги проводів в прогоні (табл. 4.4);

μ_1 – коефіцієнт, який враховує зміну навантаження ожеледі відповідно до діаметра проводів і тросів повітряної лінії та до значення розрахункового навантаження від ваги ожеледі (табл. 4.5).

Механічні навантаження від ваги ожеледі не мають самостійного практичного змісту. Тому, для такого навантаження питомих значення не розраховують.

Таблиця 4.4 – Коефіцієнт зміни навантаження ожеледі за висотою зведеного центра ваги проводів

Висота $h_{зв}$, м	k_1
5	0,7
10	1,0
20	1,3
30	1,7
50	2,2
70	2,7
100	3,3

Таблиця 4.5 – Коефіцієнта зміни навантаження ожеледі відповідно до діаметра проводів і тросів

Діаметр, мм	Розрахункове навантаження від ваги ожеледі			
	до 10	10-20	20-30	більше 30
5	0,8	0,85	0,9	0,95
10	1	1	1	1
15	1,15	1,1	1,05	1,05
30	1,4	1,25	1,15	1,1
70	2,0	1,7	1,5	1,4

3. Сумарне навантаження від ваги проводу, покритого ожеледдю

Навантаження від власної ваги проводу та ваги ожеледі діють в одному вертикальному напрямку і додаються арифметично (рис. 4.16):

$$P_3 = P_1 + P_2.$$

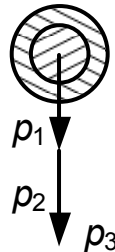


Рисунок 4.16 – Навантаження від ваги проводу покритого ожеледдю

Відповідне питоме навантаження визначають за виразом

$$\gamma_3 = \frac{P_3}{F}.$$

4. Навантаження від тиску вітру

У загальному випадку навантаження від тиску вітру визначають за виразом

$$P = C_x \frac{1}{2} \rho v^2 S \sin \varphi, \quad (4.10)$$

де C_x – коефіцієнт лобового опору (аеродинамічний коефіцієнт), який визначається густиною повітря; швидкістю вітру, формою, розмірами та шорсткістю поверхні;

ρ – густина повітря;

v – швидкість вітру;

S – площа проєкції поверхні;

φ – кут між напрямом вітру та поверхнею, яка обдувається.

Очевидно, що найбільшого значення навантаження від тиску вітру набуває за перпендикулярного напрямку вітру до поверхні, тобто за умови

$$\sin \varphi = 1.$$

Саме тому в розрахунках механічних навантажень від тиску вітру на проводи і троси повітряних ліній розглядають дію вітру, направленою під кутом 90° до траси лінії електропередавання.

Площу поверхні, яку утворює проєкція відрізка проводу довжиною 1 м, визначають за виразом

$$S = d \cdot 10^{-3},$$

де діаметр проводу вимірюють у міліметрах.

Складову виразу (4.10)

$$\frac{1}{2} \rho v^2 = q$$

називають швидкісним натиском вітру або характеристичним значенням вітрового натиску. За нормального барометричного тиску і температури +15 °С густина повітря становить 1,225 кг/м³. Тоді швидкісний натиск вітру дорівнює

$$q = \frac{1}{2} 1,225 v^2 = 0,6125 v^2.$$

Швидкісний натиск вітру вимірюють у паскалях. Саме швидкісний натиск нормують під час районування території України за навантаженням від тиску вітру (див. дані мапи на рис. Д.5).

Таким чином, одиничне навантаження від тиску вітру на проводи і троси повітряної лінії визначають за виразом (рис. 4.17)

$$p_4 = C_x q d \cdot 10^{-3}, \quad (4.11)$$

де аеродинамічний коефіцієнт дорівнює 1,1 для проводів і тросів діаметром від 20 мм та 1,2 – для проводів і тросів діаметром до 20 мм, а також проводів і тросів будь-якого діаметра, покритих ожеледдю.

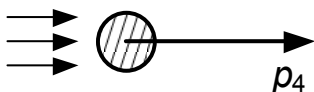


Рисунок 4.17 – Навантаження від натиску вітру

Для визначення механічних навантажень від тиску вітру потрібно додатково враховувати такі поправкові коефіцієнти:

- коефіцієнт надійності за максимальним натиском вітру відповідно до середнього періоду повторюваності, який визначають за даними табл. 4.6;

Таблиця 4.6 – Коефіцієнт надійності за максимальним тиском вітру

Період повторюваності, років	5	10	15	25	30	50	150	500
Коефіцієнт надійності за максимальним тиском вітру	0,6	0,7	0,8	0,87	0,9	1,0	1,25	1,45

- коефіцієнт, який враховує нерівномірність поривів вітру за довжиною прогону. Такий коефіцієнт визначають за емпіричним виразом

$$\alpha = 2,6 - 0,3 \ln q,$$

але не більше за одиницю;

- коефіцієнт довжини прогону, який визначають за даними табл. 4.7;

Таблиця 4.7 – Коефіцієнт довжини прогону

Довжина прогону, м	Коефіцієнт довжини прогону
до 50	1,2
від 50 до 800	$1,7 - 0,12 \ln l$
більше 800	0,85

- коефіцієнт впливу пульсаційного складника вітрового навантаження, який визначають відповідно до типу місцевості за даними табл. 4.8.

Таблиця 4.8 – Коефіцієнт впливу пульсаційного складника

Тип місцевості	I	II	III	IV
Коефіцієнт впливу пульсаційного складника	1,3	1,5	1,6	1,7

Тут розрізняють такі типи місцевості:

I – відкриті поверхні морів, озер, які піддаються дії вітру на ділянці, довжиною не менше 3 км і плоскі рівнини без перешкод;

II – сільська місцевість з огорожами (парканами), невеликими спорудами, будівлями і деревами;

III – приміські і промислові зони та лісові масиви;

IV – міські площі, на яких не менше 15% поверхні зайнято будівлями з середньою висотою, яка перевищує 15 м;

➤ коефіцієнт, який враховує збільшення вітрового тиску за висотою розташування зведеного центра ваги у прогоні, який визначають за даними рис. 4.18;

➤ коефіцієнт рельєфу, який потрібно враховувати за умови проходження траси лінії в гірській місцевості, на пагорбі чи схилі;

➤ коефіцієнт напрямку вітру, який потрібно враховувати у разі проходження траси лінії на відкритій рівнинній місцевості з постійним напрямом вітру за умови достатнього статистичного обґрунтування.

Коефіцієнти рельєфу та напрямку вітру визначають за спеціальними методиками.

Таким чином, вираз для визначення одиничного механічного навантаження від тиску вітру на проводи і троси повітряної лінії набуває вигляду

$$p_4 = \gamma_{f \max} C_{dc} C_x C_c qd \cdot 10^{-3}, \quad (4.12)$$

де $\gamma_{f \max}$ – коефіцієнт надійності за максимальним натиском вітру;

$C_{dc} = q_{tu} \alpha K_L$ – коефіцієнт динамічності натиску вітру;

q_{tu} – коефіцієнт впливу пульсаційного складника;

α – коефіцієнт нерівномірності поривів вітру;

K_L – коефіцієнт довжини прогону;

$C_c = C_h C_R C_{DIR}$ – коефіцієнт впливу на вітрове навантаження розташування проводів та тросів повітряної лінії;

C_h – коефіцієнт висоти розташування зведеного центра ваги;

C_R – коефіцієнт рельєфу;

C_{DIR} – коефіцієнт напрямку вітру.

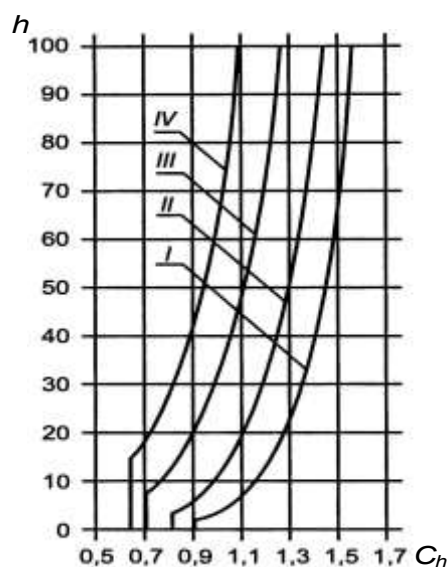


Рисунок 4.18 – Коефіцієнт висоти зведеного центра ваги

Механічні навантаження від натиску вітру не мають самостійного практичного змісту. Тому, для такого навантаження питомих значення не розраховують.

5. Навантаження від тиску вітру на проводи, покриті ожеледдю

Такі навантаження розраховують за виразом, аналогічним (4.12) (рис. 4.19):

$$p_5 = 1,2\gamma_{f0}C_{dc}C_cq'd \cdot 10^{-3}, \quad (4.13)$$

де γ_{f0} – коефіцієнт надійності дії вітру на проводи та троси, покриті ожеледдю відповідно до даних табл. 2.8;

q' – швидкісний натиск вітру (характеристичне значення тиску вітру) в режимі ожеледі, який визначають за даними мапи районування території України (додаток А, рис. А.6).

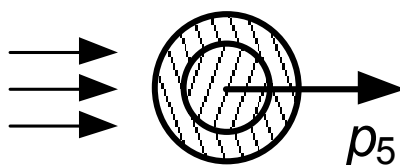


Рисунок 4.19 – Навантаження від тиску вітру на провід, покритий ожеледдю

У виразі (4.13) враховано, що аеродинамічний коефіцієнт для проводів, покритих ожеледдю завжди дорівнює 1,2.

Таблиця 4.9 – Коефіцієнт надійності дії вітру на елемент, вкритий ожеледдю

Період повторюваності, років	5	10	15	25	30	50	150	500
Коефіцієнт надійності дії вітру на елемент вкритий ожеледдю	0,45	0,61	0,71	0,83	0,88	1,0	1,26	1,55

Механічні навантаження від тиску вітру на проводи та троси, покриті ожеледдю не мають самостійного практичного змісту. Тому, для такого навантаження питомих значення не розраховують.

6. Сумарне навантаження від ваги проводу та тиску вітру

Для визначення результируючих (сумарних) навантажень на проводи необхідно знайти геометричну суму всіх діючих на нього вертикальних і горизонтальних навантажень (рис. 4.20). Сумарне одиночне навантаження на проводи від їх ваги і тиску вітру дорівнює

$$P_6 = \sqrt{P_1^2 + P_4^2}.$$

Відповідне питоме навантаження визначають за виразом

$$\gamma_6 = \frac{P_6}{F}.$$

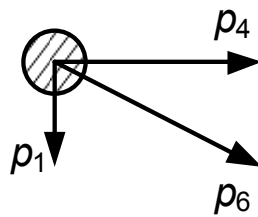


Рисунок 4.20 – Сумарне навантаження від власної ваги тиску вітру на провід

7. Сумарне навантаження від ваги проводу, покритого ожеледдю, і тиску вітру

Таке навантаження визначають аналогічно попередньому за виразами (рис. 4.21)

$$P_7 = \sqrt{P_3^2 + P_5^2};$$

$$\gamma_7 = \frac{P_7}{F}.$$

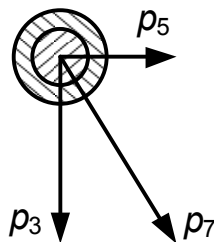
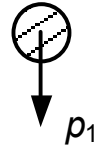
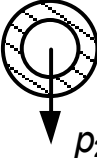
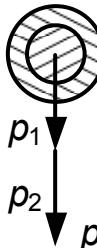
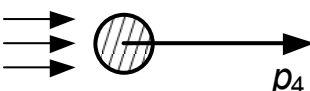
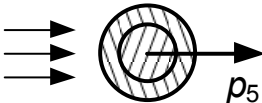
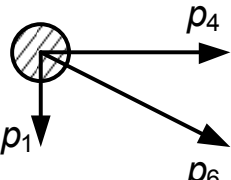
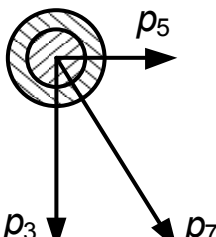


Рисунок 4.21 – Сумарне навантаження від ваги проводу, покритого ожеледдю та тиску вітру

Розрахункові схеми та відповідні вирази до визначення одиничних навантажень на проводи та троси повітряних ліній електропередавання зведено до табл. 4.10.

Таблиця 4.10 – Розрахункові схеми до визначення одиничних навантажень

Ч.ч.	Тип навантаження	Розрахункова схема
1	Навантаження від власної ваги проводу $p_1 = g \cdot G_0 \cdot 10^{-3}$	
2	Навантаження від ваги ожеледі $p_2 = 0,9g\gamma_{fm}\pi\kappa\mu b(d + \kappa\mu b)10^{-2}$	
3	Сумарне навантаження від ваги проводу, покритого ожеледдю $p_3 = p_1 + p_2$	
4	Навантаження від тиску вітру $p_4 = \gamma_{f\max} C_{dc} C_x C_c qd \cdot 10^{-3}$	
5	Навантаження від тиску вітру на проводи, покриті ожеледдю $p_5 = 1,2\gamma_{fQ} C_{dc} C_c q'd \cdot 10^{-3}$	
6	Сумарне навантаження від ваги проводу та тиску вітру $p_6 = \sqrt{p_1^2 + p_4^2}$	
7	Сумарне навантаження від ваги проводу, покритого ожеледдю, та тиску вітру $p_7 = \sqrt{p_3^2 + p_5^2}$	

Відповідно до співвідношення механічних навантажень від ваги ожеледі та тиску вітру найбільшого значення можуть набувати питомі навантаження від ваги проводу і тиску вітру (γ_6) або навантаження від ваги проводу, покритого ожеледицею і тиску вітру (γ_7).

Режим, в якому спостерігаються найбільші механічні навантаження (максимального вітру або вітру під час ожеледі) називають **режимом максимальних навантажень**.

4.6 Крива провисання проводу у прогоні

Довжина проводу у прогоні на декілька порядків перевищує діаметр проводу, що дозволяє умовно розглядати провід як гнучку ідеальну нитку, закріплену у двох точках, яка зазнає рівномірно розподіленого навантаження від власної ваги, ваги ожеледі та тиску вітру. Відомо, що така система приймає форму ланцюгової лінії відповідно до виразу

$$y = h_0 \left(\operatorname{ch} \left(\frac{x}{h_0} \right) - 1 \right), \quad (4.14)$$

де параметр h_0 визначають з досліду, поданого на рис. 4.22. Тут лівий кінець проводу жорстко закріплений в точці A , а правий кінець перекинута через ідеальний блок B таким чином, щоб вага перекинутаї частини зрівноважувала ланцюгову лінію між точками A та B . Зазначимо, що вісь абсцис системи координат не збігається з рівнем землі.

Параметр h_0 визначають як різницю довжини перекинутаї через блок частини проводу та стріли провисання ланцюгової лінії:

$$h_0 = y_2 - f.$$

Рівняння рівноваги сил в точці B має вигляд

$$T_B = p \cdot y_2,$$

де p – одиничне навантаження від власної ваги проводу.

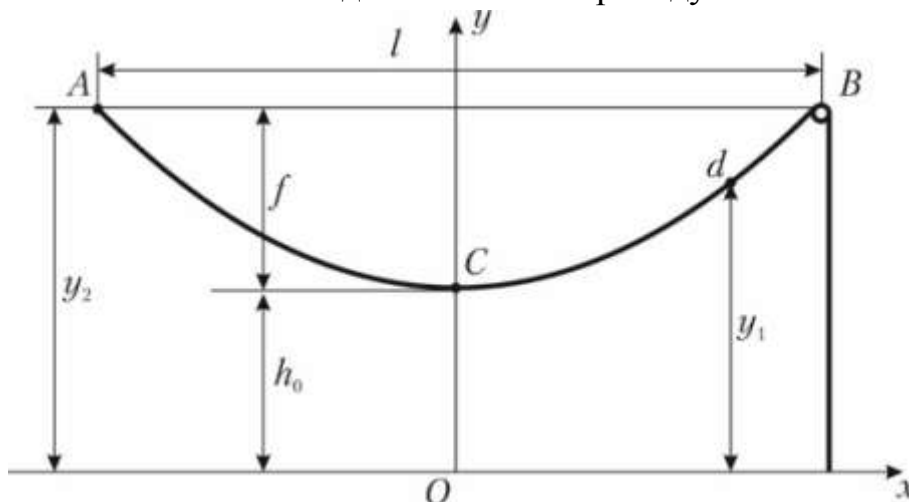


Рисунок 4.22 – Ілюстрація до визначення параметрів ланцюгової лінії

Якщо умовно переміщувати ідеальний блок вздовж прогону аналогічні рівняння можна записати для всіх проміжних точок прогону. Так, для нижньої точки провисання проводу

$$H = p \cdot h_0, \quad (4.15)$$

де H – тяжіння у нижній точці провисання проводу у прогоні.

З рівняння (4.15) випливає, що

$$h_0 = \frac{H}{p} = \frac{\sigma_0}{\gamma}, \quad (4.16)$$

де σ_0 – механічне напруження в матеріалі проводу у нижній точці його провисання;

γ – питома навантаження на провід.

Таким чином рівняння кривої провисання проводу у прогоні (4.14) набуває вигляду

$$y = \frac{\sigma_0}{\gamma} \left(\operatorname{ch} \left(\frac{\gamma}{\sigma_0} x \right) - 1 \right). \quad (4.17)$$

Вимоги інженерної точності до моделювання проводів у прогонах повітряних ліній електропередавання дозволяють скористатися розкладанням гіперболічної функції у виразі (4.17) у ряд Тейлора та обмежитися першими складовими такого ряду. Вираз (4.17) набуває вигляду

$$y = \frac{\sigma_0}{\gamma} \left(1 + \frac{1}{2} \left(\frac{\gamma}{\sigma_0} x \right)^2 - 1 \right) = \frac{\gamma}{2\sigma_0} x^2 = \frac{P}{2H} x^2. \quad (4.18)$$

Можна показати, що рівняння параболи (4.18) для моделювання кривої провисання проводу у прогоні отримують за умови допущення про рівномірний розподіл навантаження не вздовж довжини проводу, а вздовж довжини прогону. Відомо, довжина проводу в прогоні перевищує довжину прогону не більше, ніж на 2%. Тому прийняте допущення є виправданим.

Розглянемо відрізок проводу у прогоні між нижньою точкою провисання та довільною точкою у прогоні, подано на рис. 4.23. Тут дію відрізнаних частин

проводу зображено зосередженими силами тяжіння, направленими вздовж дотичних у точках розрізу проводу. На рис. 4.23 тяжіння у нижній та довільній точках позначено через H та T_a , відповідно.

Дію навантаження від власної ваги проводу подано зосередженою силою px , прикладеною в середині відрізка відповідно до прийнятого допущення про рівномірний розподіл ваги проводу вздовж прогону.

На рис. 4.23 x , y – довжини проєкцій відрізка проводу на горизонтальну та вертикальну осі, відповідно.

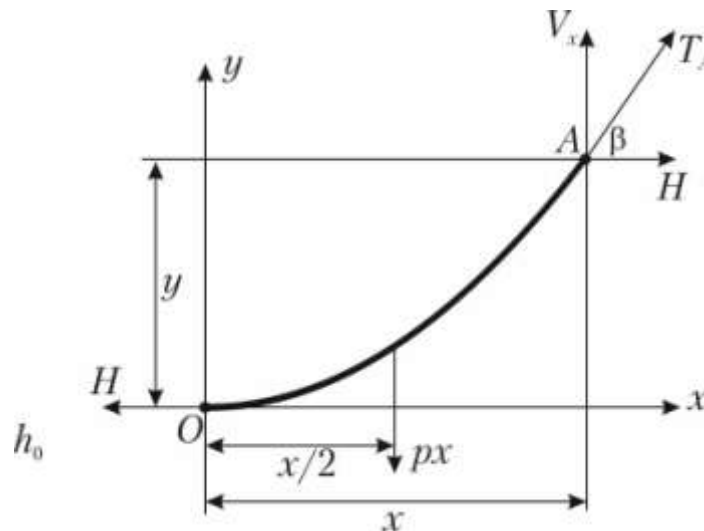


Рисунок 4.23 – Схема відрізка проводу

Запишемо рівняння рівноваги моментів сил відносно точки A відрізка проводу

$$Hy - px \frac{x}{2} = 0. \quad (4.19)$$

У виразі (4.19) із додатним знаком враховано моменти сил, направлені за годинниковою стрілкою.

З рівняння (4.20) отримуємо

$$y = \frac{px^2}{2H} = \frac{\gamma x^2}{2\sigma}. \quad (4.20)$$

Вираз (4.20) являє собою рівняння кривої провисання проводу у прогоні. Ця крива являє собою параболу із вершиною у нижній точці провисання проводу.

Зауважимо, що рівняння (4.20) отримано, виходячи з допущення про рівномірний розподіл механічного навантаження вздовж довжини прогону, а не

вздовж довжини проводу. Це допустимо для прогонів, довжиною до 800 м. Для прогонів великих переходів довжиною більше 800–1000 м використання рівняння параболи (4.20) неприпустимо через суттєві похибки. Тут потрібно використовувати рівняння ланцюгової лінії (4.17) для моделювання кривої провисання проводу у прогоні.

4.7 Стріла провисання проводу у прогоні

Стрілою провисання називають відстань по вертикалі між прямою, яка поєднує точки закріплення проводів на суміжних опорах та проводом у середині опори.

В окремому випадку, за умови однакових відміток закріплення проводів на суміжних опорах стрілою провисання є відстань по вертикалі між точкою закріплення проводу на опорі та нижньою точкою провисання проводу. За цих умов стрілу провисання проводу можна визначити з рівняння кривої провисання проводу в прогоні (4.20) за умови $x = l/2$, де l – довжина прогону:

$$f = \frac{\gamma l^2}{8\sigma}. \quad (4.21)$$

Розглянемо загальний випадок визначення стріли провисання проводу за різних відміток закріплення проводів на суміжних опорах, що проілюстровано на рис. 4.24. Тут l – довжина прогону; a , b – відстань між нижньою точкою провисання проводу до ближчої та дальньої опори відповідно; f – стріла провисання.

Для розглянутого способу закріплення проводів визначають малий та великий еквівалентні прогони.

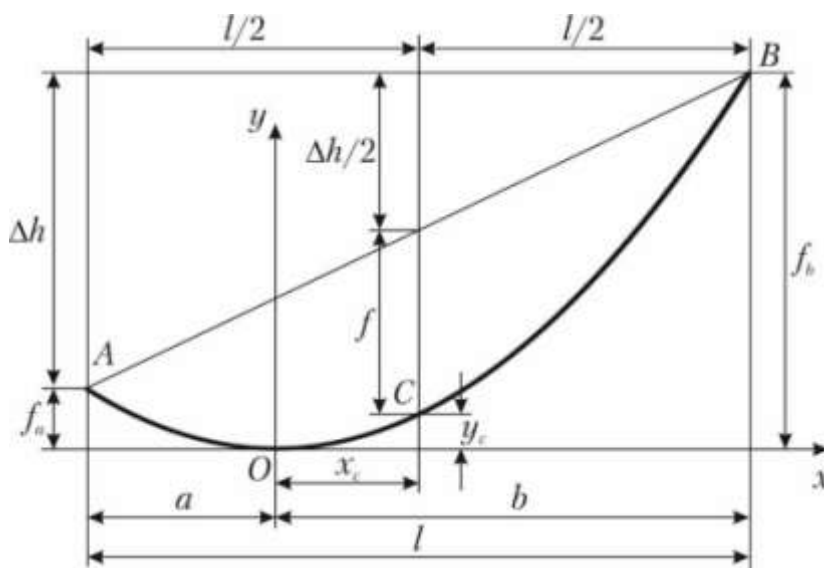


Рисунок 4.24 – Ілюстрація до визначення стріли провисання проводу

Малий еквівалентний прогін визначають як відстань по горизонталі між точкою закріплення проводу на нижній опорі та точкою, симетричною відносно нижньої точки провисання проводу. На рис. 4.24 довжина малого еквівалентного прогону дорівнює $2a$, а f_a позначено стрілу провисання малого еквівалентного прогону. Відповідно до виразу (4.21)

$$f_a = \frac{\gamma a^2}{2\sigma}.$$

Аналогічно визначають великий еквівалентний прогін, як відстань по горизонталі між точкою закріплення проводу на верхній опорі та точкою, симетричною відносно нижньої точки провисання проводу. Довжина великого еквівалентного прогону дорівнює $2b$, а f_b – стріла провисання великого еквівалентного прогону:

$$f_b = \frac{\gamma b^2}{2\sigma}.$$

Очевидно, що

$$b = l - a. \quad (4.22)$$

Різниця відміток закріплення проводів на суміжних опорах

$$\Delta h = f_b - f_a = \frac{\gamma}{2\sigma}(b^2 - a^2) = \frac{\gamma l}{2\sigma}(l - 2a). \quad (4.23)$$

З рівнянь (4.23) та (4.22) випливає

$$a = \frac{l}{2} - \frac{\sigma \Delta h}{\gamma l};$$

$$b = \frac{l}{2} + \frac{\sigma \Delta h}{\gamma l}.$$

Аналіз отриманих результатів свідчить про те, що координата нижньої точки провисання проводу визначається не лише різницею відміток закріплення проводу на опорах, але й механічними навантаженням та напруженням в матеріалі проводу. Це означає, що зміна кліматичних умов функціонування повітряних ліній електропередавання призводить до переміщення нижньої точки провисання проводу.

Стрілу провисання проводу можна визначити за виразом

$$f = f_b - \frac{\Delta h}{2} - y_c, \quad (4.24)$$

де

$$f_b = \frac{\gamma}{2\sigma} \left(\frac{l}{2} + \frac{\sigma \Delta h}{\gamma l} \right)^2.$$

З рис. 4.24 випливає

$$x_c = b - \frac{l}{2} = \frac{\sigma \Delta h}{\gamma l}.$$

Виходячи з кривої провисання проводу

$$y_c = \frac{\gamma x_c^2}{2\sigma} = \frac{\gamma}{2\sigma} \frac{\sigma^2}{\gamma^2} \left(\frac{\Delta h}{l} \right)^2 = \frac{\sigma}{2\gamma} \left(\frac{\Delta h}{l} \right)^2.$$

Тоді вираз для визначення стріли провисання набуває вигляду

$$f = \frac{\gamma}{2\sigma} \left(\frac{l}{2} + \frac{\sigma \Delta h}{\gamma l} \right)^2 - \frac{\Delta h}{2} - \frac{\sigma}{2\gamma} \left(\frac{\Delta h}{l} \right)^2 = \frac{\gamma l^2}{8\sigma} \pm \frac{\Delta h}{2} \pm \frac{\sigma}{2\gamma} \left(\frac{\Delta h}{l} \right)^2 = \frac{\gamma l^2}{8\sigma}. \quad (4.25)$$

Аналіз отриманого результату свідчить про те, що стріла провисання проводу в прогоні не залежить від способу закріплення проводів на суміжних опорах та визначається лише характеристиками проводу та кліматичними умовами функціонування повітряної лінії.

Зазначимо, що чинні нормативні документи містять некоректне визначення стріли провисання проводу у прогоні як відстань по вертикалі між прямою, яка з'єднує точки закріплення проводів на суміжних опорах та нижньою точкою провисання проводу у прогоні, що не дозволяє застосувати вираз (4.21) для визначення стріли провисання.

4.8 Тяжіння в матеріалі проводу

Тяжінням називають силу, направлену на розтягування проводу, яка виникає внаслідок дії на провід власної ваги та зовнішніх факторів, зокрема, ваги ожеледі та тиску вітру. Тяжіння є рівномірно розподіленим вздовж довжини проводу та направлене за дотичною до кривої провисання у кожній точці проводу.

Розглянемо відрізок проводу між нижньою точкою його провисання та довільною точкою у прогоні, як показано на рис. 4.23. Дію відкинутих частин проводу замінено зосередженими силами тяжіння H в нижній точці провисання O та T_A в точці A . Такі сили діють у напрямку дотичної до кривої провисання проводу, тобто горизонтально у точці O та під кутом β в точці A . Крім того,

провід зазнає рівномірно розподіленого навантаження від власної ваги проводу, представлено на рис. 4.23 зосередженою силою px , направленою вертикально вниз. Тут умовно вважається, що навантаження від власної ваги проводу рівномірно розподілене не вздовж довжини проводу, а вздовж довжини прогону.

Запишемо рівняння рівноваги сил, які діють на відрізок проводу у векторній формі

$$\vec{H} + \vec{T}_A + \vec{p}x = 0. \quad (4.26)$$

Розкладемо векторні величини рівняння (4.26) на горизонтальні та вертикальні складові:

$$\begin{cases} -H + T_A \cos \beta = 0; \\ -px + T_A \sin \beta = 0. \end{cases} \quad (4.27)$$

Аналіз рівнянь (4.27) дозволяє зробити такі висновки.

1. Горизонтальна складова тяжіння в матеріалі проводу є сталою величиною у прогоні і дорівнює тяжінню у нижній точці провисання проводу.

2. Вертикальна складова тяжіння визначається вагою частини проводу між нижньою точкою його провисання та поточною точкою у прогоні.

3. Найбільшого значення тяжіння в матеріалі проводу набуває у точці закріплення проводу на опорі, тобто у верхній точці провисання проводу.

Таким чином, тяжіння у матеріалі проводу в довільній точці прогону дорівнює

$$T_x = \sqrt{H^2 + (px)^2} = H \sqrt{1 + \left(\frac{px}{H}\right)^2}. \quad (4.28)$$

Розкладемо вираз (4.28) у біноміальний ряд, обмежений першими двома членами:

$$T_x \approx H \left(1 + \frac{1}{2} \left(\frac{px}{H} \right)^2 \right) = H + p \frac{px^2}{2H} = H + px.$$

Зі свого боку, тяжіння в точці закріплення проводу на опорі дорівнює

$$T = H + pf \quad (4.29)$$

або

$$\sigma = \sigma_0 + \gamma f ,$$

де σ_0 – механічне напруження у нижній точці провисання проводу.

Аналіз виразу (4.29) свідчить про те, що тяжіння в матеріалі проводу в точках його закріплення на опорах містить дві складові – тяжіння в нижній точці провисання, обумовлене на тяжінням проводу під час його монтажу, та вагою частини проводу між нижньою точкою провисання та точкою закріплення проводу на опорі.

Для типових конструкцій повітряних ліній високої напруги друга складова у виразі (4.29) не перевищує 5% від сумарного тяжіння. Тому чинні норми проектування повітряних ліній електропередавання допускають перевищення механічного напруження у матеріалі проводу у точках закріплення на опорах над гранично допустимими значеннями не більше ніж на 5%. Таким чином, допустимо проводити аналіз механічних навантажень на конструктивні елементи повітряних ліній за горизонтальною складовою тяжіння у матеріалі проводу, нехтуючи вертикальною. В подальших викладках під тяжінням та механічним напруженням будемо розуміти значення відповідних параметрів у нижній точці провисання проводу.

4.9 Довжина проводу у прогоні

Для визначення довжини проводу у прогоні необхідно розрахувати значення криволінійного інтегралу вздовж кривої провисання проводу у прогоні:

$$L = \int_l dl = \int_{-a}^b \sqrt{1 + y'^2} dx ,$$

де $y'(x)$ – похідна від рівняння кривої провисання проводу; a, b – координати точок закріплення проводу на опорах відносно нижньої точки провисання, тобто відстані по горизонталі між нижньою точкою провисання проводу та відповідними опорами (рис. 4.24).

Для визначення довжини проводу у прогоні зручніше користуватися рівнянням ланцюгової лінії для моделювання кривої провисання проводу:

$$y = \frac{\sigma}{\gamma} \cosh \left(\frac{\gamma}{\sigma} x \right);$$

$$y' = \sinh \left(\frac{\gamma}{\sigma} x \right); \sqrt{1 + \sinh^2 \left(\frac{\gamma}{\sigma} x \right)} = \cosh \left(\frac{\gamma}{\sigma} x \right).$$

Тоді вираз для визначення довжини проводу у прогоні набуває вигляду

$$L = \int_{-a}^b \cosh\left(\frac{\gamma}{\sigma} x\right) dx = \frac{\sigma}{\gamma} \left(\sinh\left(\frac{\gamma}{\sigma} b\right) + \sinh\left(\frac{\gamma}{\sigma} a\right) \right). \quad (4.30)$$

Для половини дуги ланцюгової лінії між нижньою точкою провисання проводу та точкою закріплення на одній з опор за умови закріплення проводів на суміжних опорах на однаковій висоті маємо

$$L_{l/2} = \frac{\sigma}{\gamma} \sinh\left(\frac{\gamma l}{2\sigma}\right),$$

а для всього прогону

$$L = \frac{2\sigma}{\gamma} \sinh\left(\frac{\gamma l}{2\sigma}\right). \quad (4.31)$$

У разі, коли проводи на опорах закріплені на різних відмітках, нижня точка провисання проводу знаходиться не посередині прогону. За цих умов довжину проводу у прогоні потрібно визначати за виразом (4.30)

Якщо скористатися розкладанням виразу (4.31) у ряд Тейлора та обмежитися першими членами ряду, вираз для визначення довжини проводу у прогоні набуває вигляду

$$L \approx \frac{2\sigma}{\gamma} \left(\frac{\gamma l}{2\sigma} + \frac{1}{6} \left(\frac{\gamma l}{2\sigma} \right)^3 \right) = l + \frac{\gamma^2 l^3}{24\sigma^2}, \quad (4.32)$$

або

$$L \approx l + \frac{8}{3} \frac{f^2}{l}. \quad (4.33)$$

Для типових конструкцій повітряних ліній довжина прогону набагато перевищує стрілу провисання проводу і складова $\frac{8}{3} \frac{f^2}{l}$, зазвичай, не перевищує 0,1–0,3% довжини прогону. Це свідчить про коректність допущення про рівномірний розподіл ваги проводу вздовж довжини прогону, а не вздовж довжини проводу.

Для визначення довжини проводу прогонів великих переходів 800–1000 м та більше нехтування рівномірним розподілом навантаження вздовж довжини

проводу призводить до суттєвих похибок у механічних розрахунках конструктивних елементів повітряної лінії. Тут обмеження першими двома складовими розкладання гіперболічного синусу у ряд Тейлора не буде задовольняти вимоги інженерної точності. Тут необхідно скористатися виразом (4.31), або доповнити вираз (4.32) третім членом ряду Тейлора:

$$L \approx l + \frac{\gamma^2 l^3}{24\sigma^2} + \frac{\gamma^4 l^5}{1920\sigma^4},$$

або

$$L \approx l + \frac{8}{3} \frac{f^2}{l} + \frac{32}{15} \frac{f^4}{l^3}.$$

4.10 Висота розташування центра ваги проводу у прогоні

Відомо, що кліматичні навантаження та впливи визначаються висотою розташування проводів над землею. Так, збільшення висоти розташування проводів призводить до збільшення товщини стінки ожеледі та збільшення вітрового тиску. Разом з тим, нормативні характеристики кліматичних навантажень та впливів визначають для висоти розташування проводів 10 м над поверхнею землі. Для інших висот потрібно враховувати відповідні поправкові коефіцієнти. Тут необхідно зважати на те, що провід у прогоні набуває форми ланцюгової лінії і поправкові коефіцієнти потрібно визначати, виходячи з висоти розташування центра ваги проводу над землею.

Відомо, що ординату центра ваги матеріальної лінії визначають за виразом

$$y_c = \frac{M_x}{L},$$

де M_x – момент інерції матеріальної лінії відносно осі абсцис;

L – довжина лінії.

Момент інерції визначають за виразом

$$M_x = \int_{-a}^b y \sqrt{1 + y'^2} dx.$$

У разі моделювання кривої провисання проводу рівнянням ланцюгової лінії, момент інерції відносно осі абсцис, розташований на висоті нижньої точки провисання проводу

$$\begin{aligned}
M_x &= \int_{-l/2}^{l/2} \frac{\sigma}{\gamma} \left(\cosh \left(\frac{\gamma}{\sigma} x \right) - 1 \right) \cosh \left(\frac{\gamma}{\sigma} x \right) dx = \\
&= \frac{\sigma l}{2\gamma} - \frac{2\sigma^2}{\gamma^2} \sinh \left(\frac{\gamma l}{2\sigma} \right) + \frac{\sigma^2}{2\gamma^2} \sinh \left(\frac{\gamma l}{\sigma} \right).
\end{aligned}
\tag{4.34}$$

Після розкладання отриманої функції в ряд Тейлора, обмеженого першими членами, маємо

$$M_x \approx \frac{\sigma l}{2\gamma} - \frac{2\sigma^2}{\gamma^2} \left(\frac{\gamma l}{2\sigma} + \frac{1}{6} \left(\frac{\gamma l}{2\sigma} \right)^3 \right) + \frac{\sigma^2}{2\gamma^2} \left(\frac{\gamma l}{\sigma} + \frac{1}{6} \left(\frac{\gamma l}{\sigma} \right)^3 \right) = \frac{\gamma l^3}{24\sigma} = \frac{1}{3} fl.$$

Довжина проводу у прогоні майже не відрізняється від довжини прогону

$$L \approx l.$$

Таким чином, ордината центра ваги дорівнює

$$y_c = \frac{f}{3}.$$

Зазначимо, що висота розташування центра ваги ланцюгової лінії була визначена для системи координат, суміщеної з нижньою точкою провисання проводу у прогоні. На практиці, зазвичай, висоту розташування центра ваги над поверхнею землі визначають відносно висоти закріплення проводів на опорах. Очевидно, що тут справедливий вираз

$$h_c = h_0 - \frac{2}{3} f,$$

де h_0 – висота закріплення проводу на опорі над землею.

У разі закріплення проводів на суміжних опорах на різних висотах над землею, висоту розташування центра ваги проводу визначають за виразом

$$h_c = \frac{h_1 + h_2}{2} - \frac{2}{3} f,$$

де h_1, h_2 – висоти розташування проводів на суміжних опорах.

Розрахунок механічних навантажень на конструктивні елементи повітряних ліній зазвичай проводять для анкерованої ділянки загалом. Тут необхідно визначити середньозважене значення висоти розташування центрів ваги проводів у прогонах анкерованої ділянки за виразом

$$h_c = \frac{\sum h_{ci} l_i}{\sum l_i},$$

де h_{ci} – висота розташування центра ваги i -го прогону;
 l_i – довжина i -го прогону.

4.11 Основне рівняння стану проводу у прогоні

Під час експлуатації повітряних ліній електропередавання на проводи та троси діють різні навантаження та впливи (температура навколишнього повітря, ожеледь, тиск вітру тощо), які змінюються у часі та визначають поточний стан проводу. Так, зі збільшенням температури повітря проводи видовжуються, стріли провисання збільшуються, а напруження в матеріалі проводу зменшується. Під впливом ожеледних навантажень стріли провисання також збільшуються, але під впливом додаткової ваги ожеледі на проводах, також збільшується напруження в матеріалі проводу.

Таким чином, зміна умов функціонування повітряних ліній електропередавання призводить до зміни таких характеристик як одиничні та питомі навантаження, механічне напруження в матеріалі проводу, стріла провисання проводу у прогоні. Залежність механічних характеристик проводу від зміни кліматичних умов функціонування визначається основним рівнянням стану проводу у прогоні.

Розглянемо зміну механічних характеристик проводу внаслідок зміни кліматичних навантажень та впливів. На рис. 4.25 показано два стани проводу за різних кліматичних умов. Тут індексом «0» позначено параметри деякого вихідного режиму, який характеризується температурою повітря t_0 , питомим навантаженням на провід γ_0 , механічним напруженням в матеріалі проводу σ_0 та стрілою провисання f_0 . Другий режим, викликаний зміною кліматичних умов функціонування проводу, характеризується такими самими параметрами, без індексів.

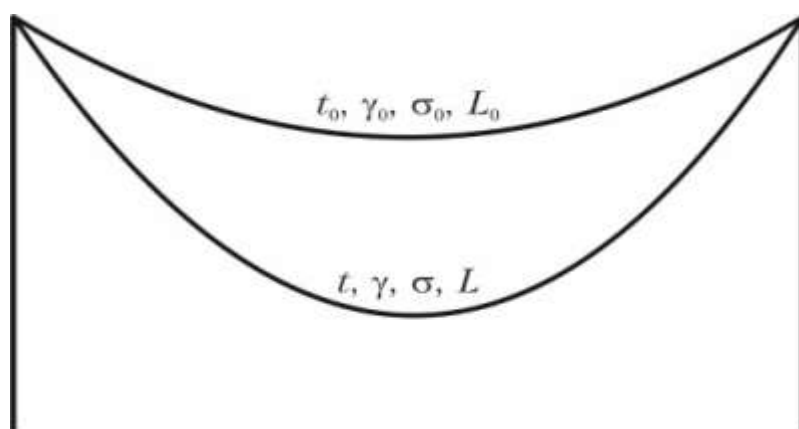


Рисунок 4.25 – Зміна параметрів проводу через зміну кліматичних навантажень та впливів

Відповідно до виразів (4.32) та (4.33) довжина проводу у прогоні у вихідному кліматичному режимі дорівнює

$$L_0 = l + \frac{8}{3} \frac{f_0^2}{l} = l + \frac{\gamma_0^2 l^3}{24\sigma_0^2}.$$

Після зміни кліматичних умов в районі траси лінії довжина проводу змінюється та становить

$$L = l + \frac{\gamma^2 l^3}{24\sigma^2}.$$

Тобто видовження проводу внаслідок зміни кліматичних навантажень та впливів дорівнює

$$\Delta L = L - L_0 = \frac{\gamma_0^2 l^3}{24\sigma_0^2} - \frac{\gamma^2 l^3}{24\sigma^2}. \quad (4.35)$$

З іншого боку зміна довжини проводу відбувається внаслідок пружного розтягування та теплового видовження проводу.

Пружне розтягування проводу визначається рівнянням закону Гуку

$$\Delta L' = L_0 \frac{\sigma - \sigma_0}{E},$$

де E – модуль пружності проводу.

Теплове видовження проводу, зі свого боку, визначається рівнянням закону теплового розширення речовини

$$\Delta L'' = L_0 \alpha (t - t_0),$$

де α – коефіцієнт теплового видовження проводу.

Сумісна дія пружного розтягування та теплового видовження визначає зміну довжини проводу

$$\begin{aligned} \Delta L &= L_0 \left(1 + \frac{\sigma - \sigma_0}{E} \right) (1 + \alpha (t - t_0)) - L_0 = \\ &= L_0 \frac{\sigma - \sigma_0}{E} + L_0 \alpha (t - t_0) + L_0 \frac{\alpha}{E} (\sigma - \sigma_0) (t - t_0). \end{aligned} \quad (4.36)$$

Відомо, що модуль пружності сталевалюмінієвого проводу має порядок 10^3 , а коефіцієнт теплового видовження – 10^{-6} . Це означає, що останній доданок у виразі (4.36) має найменший порядок (10^{-9}) і ним можна знехтувати. Крім того

відомо, що довжина проводу у прогоні майже не відрізняється від довжини прогону, що дозволяє з достатньою інженерною точністю замінити у виразі (4.36) довжину проводу на довжину прогону. Отримуємо

$$\Delta L = l \frac{\sigma - \sigma_0}{E} + l\alpha(t - t_0). \quad (4.37)$$

Прирівняємо між собою вирази (4.35) та (4.37)

$$\frac{\gamma_0^2 l^3}{24\sigma_0^2} - \frac{\gamma^2 l^3}{24\sigma^2} = l \frac{\sigma - \sigma_0}{E} + l\alpha(t - t_0). \quad (4.38)$$

Якщо помножити обидві частини рівняння (4.38) на модуль пружності E , скоротити на довжину прогону l та перенести в ліву частину всі складові, які містять механічне напруження в матеріалі проводу після зміни кліматичних умов, отримуємо

$$\sigma - \frac{\gamma^2 El^2}{24\sigma^2} = \sigma_0 - \frac{\gamma_0^2 El^2}{24\sigma_0^2} - \alpha E(t - t_0). \quad (4.39)$$

Рівняння (4.39) називають основним рівнянням стану проводу у прогоні. Таке рівняння визначає зміну механічного напруження в матеріалі проводу внаслідок зміни кліматичних навантажень та впливів в районі траси лінії.

Аналіз виразу (4.39) свідчить про те, що основне рівняння проводу у прогоні являє собою неповне кубічне рівняння. Дійсно, позначимо

$$\frac{\gamma^2 El^2}{24} = A; \quad \sigma_0 - \frac{\gamma_0^2 El^2}{24\sigma_0^2} - \alpha E(t - t_0) = B.$$

Тоді рівняння (4.39) набуває вигляду

$$\sigma - \frac{A}{\sigma^2} = B,$$

або

$$\sigma^3 - B\sigma^2 - A = 0.$$

Це означає, що для розв'язання основного рівняння стану проводу у прогоні можна застосовувати, наприклад, формулу Кардано, тригонометричну формулу Вієта або ітераційні числові методи розв'язання нелінійних алгебраїчних рівнянь.

4.12 Критичні прогони

В основу механічних розрахунків проводів та тросів повітряних ліній електропередавання покладено метод допустимих напружень. Відповідно до нього, механічні напруження в конструктивних елементах повітряної лінії в жодному можливому кліматичному режимі не мають перевищувати своїх гранично допустимих значень. Водночас потрібно запобігати невиправданих завищених капіталовкладень в конструкцію повітряної лінії, які забезпечують механічну міцність конструкції, більшу за необхідну. Таким чином, з метою забезпечення прийнятних техніко-економічних показників повітряної лінії, є доцільним конструктивне забезпечення гранично допустимих механічних напружень у проводах і тросах лінії в режимі найбільших навантажень. Тоді в інших можливих режимах механічне напруження в матеріалі проводів і тросів гарантовано не перевищить гранично допустимих значень.

Таким чином, задача проектування механічної частини повітряної лінії зводиться до визначення кліматичного режиму, за якого спостерігаються найбільші напруження в проводах та тросах лінії. Конструкція лінії має забезпечити в такому режимі граничне механічне напруження в проводах і тросах лінії. Відповідний кліматичний режим прийнято називати вихідним.

Потрібно зважати на те, що чинні нормативні документи визначають два значення гранично допустимих напружень в матеріалі проводу для режимів максимальних навантажень і мінімальних температур та для експлуатаційного режиму. Справа в тому, що кліматичні режими максимальних навантажень та мінімальних температур є короткочасними. Природно, що для таких короткочасних режимів гранично допустиме напруження в матеріалі проводу більше, ніж для довготривалого експлуатаційного режиму. Це означає, що вихідний режим потрібно вибирати серед трьох можливих:

- 1) режиму мінімальних температур;
- 2) режиму максимальних навантажень
 - 2а) вітру під час ожеледі;
 - 2б) максимального вітру;
- 3) експлуатаційного режиму.

Критерієм вибору вихідного режиму слугують критичні прогони.

Розглянемо залежність напруженості в матеріалі проводу від температури навколишнього повітря та механічних навантажень для малих та великих прогонів.

Припустимо, що прогін є нескінченно малим ($l \rightarrow 0$). У цьому разі основне рівняння стану проводу у прогоні (4.39) набуває вигляду

$$\sigma = \sigma_0 - \alpha E (t - t_0). \quad (4.40)$$

Аналіз рівняння (4.40) свідчить про те, що для малих прогонів механічне напруження в матеріалі проводу визначається переважно режимом температури і набуває свого максимального значення в режимі мінімальних температур.

Розглянемо далі прогін, довжина якого є нескінченно великою ($l \rightarrow \infty$). У цьому разі всі складові основного рівняння стану проводу у прогоні (4.39) потрібно розділити на l^2 :

$$\frac{\sigma}{l^2} - \frac{\gamma^2 E}{24\sigma^2} = \frac{\sigma_0}{l^2} - \frac{\gamma_0^2 E}{24\sigma_0^2} - \frac{\alpha E}{l^2} (t - t_0). \quad (4.41)$$

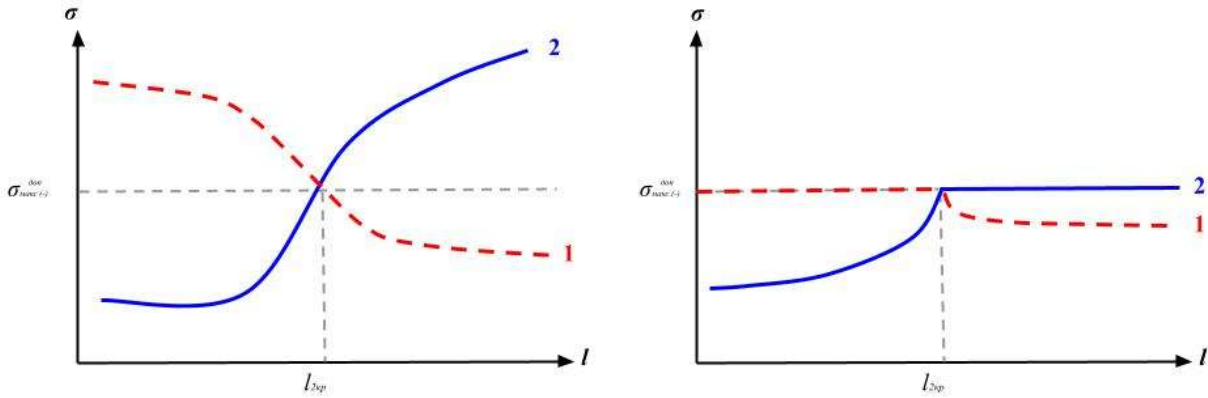
Для нескінченно великого прогону рівняння набуває вигляду

$$\sigma = \sigma_0 \frac{\gamma}{\gamma_0}. \quad (4.42)$$

Аналіз рівняння (4.42) свідчить про те, що у великих прогонах напруження визначається, переважно, механічним навантаженням і набуває свого максимального значення в режимі максимальних навантажень.

Очевидно, що між розглянутими двома граничними прогонами є такий, в якому напруження в матеріалі проводу досягає своїх гранично допустимих значень в режимах мінімальної температури та максимальних навантажень одночасно. Такий прогін називають критичним. В практиці механічних розрахунків проводів повітряних ліній такий прогін називають другим критичним прогоном.

Визначення другого критичного прогону проілюстровано на рис. 4.26. Тут криві 1 та 2 визначають залежності напруження в матеріалі проводу в режимах мінімальних температур та максимальних навантажень від довжини прогону відповідно; $\sigma_{\max(-)}^{\text{доп}}$ – гранично допустиме напруження в матеріалі проводу в режимах мінімальних температур та максимальних навантажень. Точка перетину цих кривих визначає другий критичний прогін. Зазначимо, що на рис. 4.26, а) не враховано обмеження на гранично допустимі напруження в матеріалі проводу в порівнювальних режимах. Відповідно до принципу допустимих напружень гранично допустимих значень напруження в матеріалі проводу досягають саме за другого критичного прогону, а графіки залежності напруження від довжини прогону з урахуванням обмежень наведено на рис. 4.26, б).



а) без урахування обмежень

б) з урахуванням обмежень

Рисунок 4.26 – Ілюстрація визначення другого критичного прогону

Порівняння довжини реального прогону з другим критичним дозволяє зробити такі висновки (рис. 4.27).

1. Якщо довжина прогону менша за другий критичний прогін, то механічне напруження в матеріалі проводу набуває свого максимального значення в режимі мінімальних температур і цей режим потрібно взяти як вихідний.
2. Якщо довжина прогону більша за другий критичний прогін, то механічне напруження в матеріалі проводу набуває свого максимального значення в режимі максимальних навантажень і цей режим потрібно взяти як вихідний.

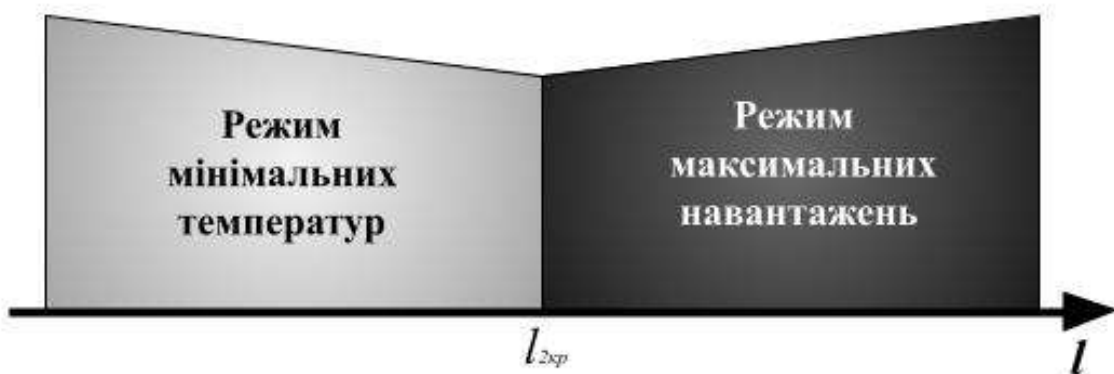


Рисунок 4.27 – Ілюстрація визначення вихідного режиму за другим критичним прогоном

Очевидно, що в такий самий спосіб можна визначити критичний прогін між двома будь-якими кліматичними режимами. Тут для визначення числового значення критичного прогону до основного рівняння стану проводу у прогоні (4.39) потрібно підставити параметри порівнюваних режимів:

$$\sigma_I - \frac{\gamma_I^2 E l_{\text{ікр}}^2}{24 \sigma_I^2} = \sigma_{II} - \frac{\gamma_{II}^2 E l_{\text{ікр}}^2}{24 \sigma_{II}^2} - \alpha E (t_I - t_{II}), \quad (4.43)$$

де I, II – індекси параметрів порівнюваних режимів;

i – індекс поточного критичного прогону.

З рівняння (4.43) випливає загальний вираз для визначення критичного прогону

$$l_{\text{ікр}} = \frac{\sigma_{II}}{\gamma_I} \sqrt{\frac{\sigma_{II} - \sigma_I + \alpha E (t_{II} - t_I)}{\frac{E}{24} \left[\left(\frac{\gamma_{II}}{\gamma_I} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{II}}{\sigma_I} \right)^2 \right]}}. \quad (4.44)$$

Для визначення другого критичного прогону до виразу (4.44) необхідно підставити параметри граничних режимів – мінімальних температур та максимальних навантажень

$$l_{2\text{кр}} \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} I \rightarrow t_-, \sigma_{\text{max}(-)}^{\text{доп}}, \gamma_1 \\ II \rightarrow t_{\text{ож}}, \sigma_{\text{max}(-)}^{\text{доп}}, \gamma_{6(7)} \end{array} \right\},$$

де $\gamma_{6(7)}$ – питома навантаження в режимі найбільших навантажень (найбільше серед питомих навантажень в режимах максимального вітру та вітру під час ожеледі).

Як результат отримуємо вираз для визначення другого критичного прогону

$$l_{2\text{кр}} = \frac{\sigma_{\text{max}(-)}^{\text{доп}}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{\sigma_{\text{max}(-)}^{\text{доп}} - \sigma_{\text{max}(-)}^{\text{доп}} + \alpha E (t_{\text{ож}} - t_-)}{\frac{E}{24} \left[\left(\frac{\gamma_{6(7)}}{\gamma_1} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\text{max}(-)}^{\text{доп}}}{\sigma_{\text{max}(-)}^{\text{доп}}} \right)^2 \right]}} = \frac{\sigma_{\text{max}(-)}^{\text{доп}}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{24 \alpha (t_{\text{ож}} - t_-)}{\left(\frac{\gamma_{6(7)}}{\gamma_1} \right)^2 - 1}}.$$

В аналогічний спосіб визначають інші критичні прогони шляхом попарного порівняння можливих вихідних режимів. Тут першим критичним прогоном називають прогін, в якому механічне напруження в матеріалі проводу досягає своїх гранично допустимих значень в режимах мінімальних температур та в експлуатаційному режимі (рис. 4.28). На рис. 4.28 криві 1 та 2 визначають

залежності напруження в матеріалі проводу в режимах мінімальних температур та експлуатаційному режимі від довжини прогону відповідно; $\sigma_e^{\text{доп}}$ – гранично допустиме напруження в матеріалі проводу в експлуатаційному режимі. На рис. 4.28, а) проілюстровано визначення першого критичного прогону без урахування обмежень на гранично допустимі напруження в матеріалі проводу в порівнювальних режимах. Графіки залежності напруження від довжини прогону з урахуванням обмежень наведено на рис. 4.28, б).

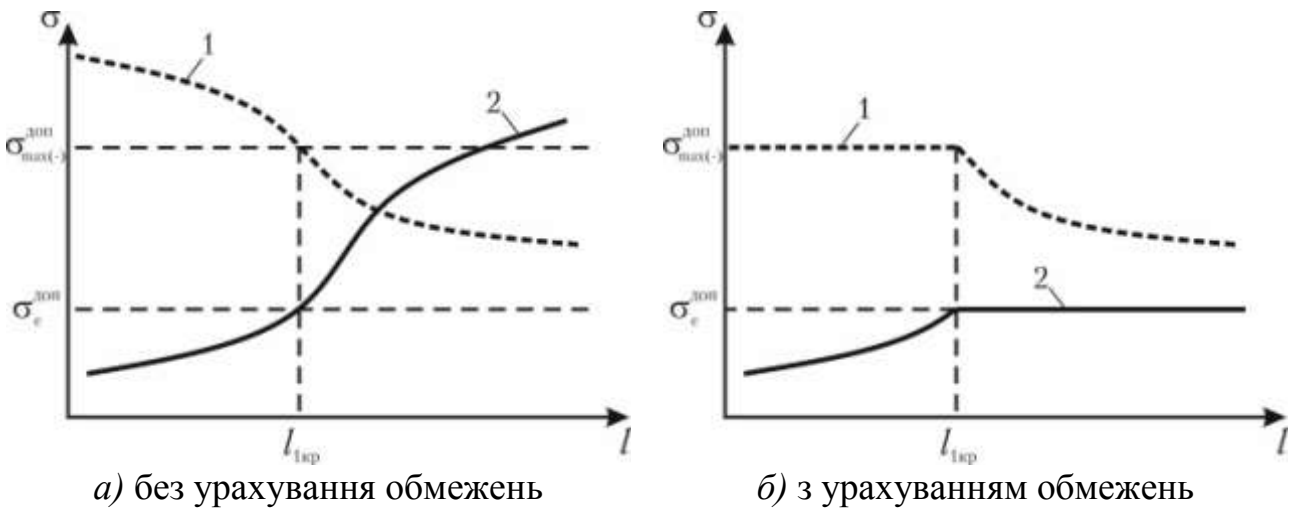


Рисунок 4.28 – Ілюстрація визначення першого критичного прогону

Для визначення першого критичного прогону до виразу (4.44) потрібно підставити параметри граничних режимів – мінімальних температур та експлуатаційного

$$l_{\text{кр}} \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} I \rightarrow t_-, \sigma_{\text{max}(-)}^{\text{доп}}, \gamma_1 \\ II \rightarrow t_e, \sigma_e^{\text{доп}}, \gamma_1 \end{array} \right\}.$$

Як результат отримуємо вираз для визначення першого критичного прогону

$$l_{\text{кр}} = \frac{\sigma_e^{\text{доп}}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{\sigma_e^{\text{доп}} - \sigma_{\text{max}(-)}^{\text{доп}} + \alpha E (t_e - t_{\text{ож}})}{\frac{E}{24} \left[1 - \left(\frac{\sigma_e^{\text{доп}}}{\sigma_{\text{max}(-)}^{\text{доп}}} \right)^2 \right]}}. \quad (4.45)$$

Порівняння довжини реального прогону з першим критичним дозволяє зробити такі висновки (рис. 4.29).

1. Якщо довжина прогону менша за перший критичний прогін, то механічне напруження в матеріалі проводу набуває свого гранично допустимого значення в режимі мінімальних температур і цей режим потрібно взяти як вихідний.

2. Якщо довжина прогону більша за перший критичний прогін, то механічне напруження в матеріалі проводу набуває свого гранично допустимого значення в експлуатаційному режимі і цей режим потрібно взяти як вихідний.

Необхідно зазначити, що відповідно до виразу (4.45) можливі такі співвідношення між параметрами проводу та кліматичними умовами в порівнюваних режимах, коли перший критичний прогін характеризується уявною величиною. У цьому разі як вихідний потрібно взяти експлуатаційний режим за будь-якої довжини реального прогону.

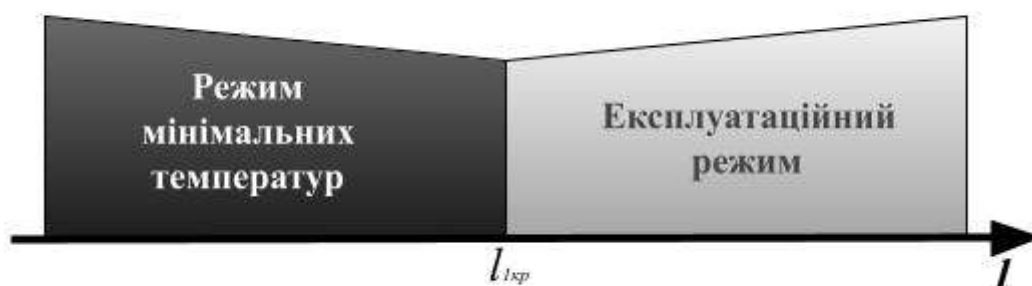


Рисунок 4.29 – Ілюстрація визначення вихідного режиму за першим критичним прогоном

Третім критичним прогоном називають прогін, в якому механічне напруження в матеріалі проводу досягає своїх гранично допустимих значень в експлуатаційному режимі та режимі максимальних навантажень (рис. 4.30). На рис. 4.30 криві 1 та 2 визначають залежності напруження в матеріалі проводу в експлуатаційному режимі та режимі максимальних навантажень від довжини прогону, відповідно. На рис. 4.30, а) проілюстровано визначення третього критичного прогону без урахування обмежень на гранично допустимі напруження в матеріалі проводу в порівнювальних режимах. Графіки залежності напруження від довжини прогону з урахуванням обмежень наведено на рис. 4.30, б).

Для визначення третього критичного прогону до виразу (4.44) потрібно підставити параметри граничних режимів – експлуатаційного та максимальних навантажень

$$l_{3кр} \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} I \rightarrow t_e, \sigma_e^{доп}, \gamma_1 \\ II \rightarrow t_{ож}, \sigma_{max(-)}^{доп}, \gamma_{6(7)} \end{array} \right\}.$$

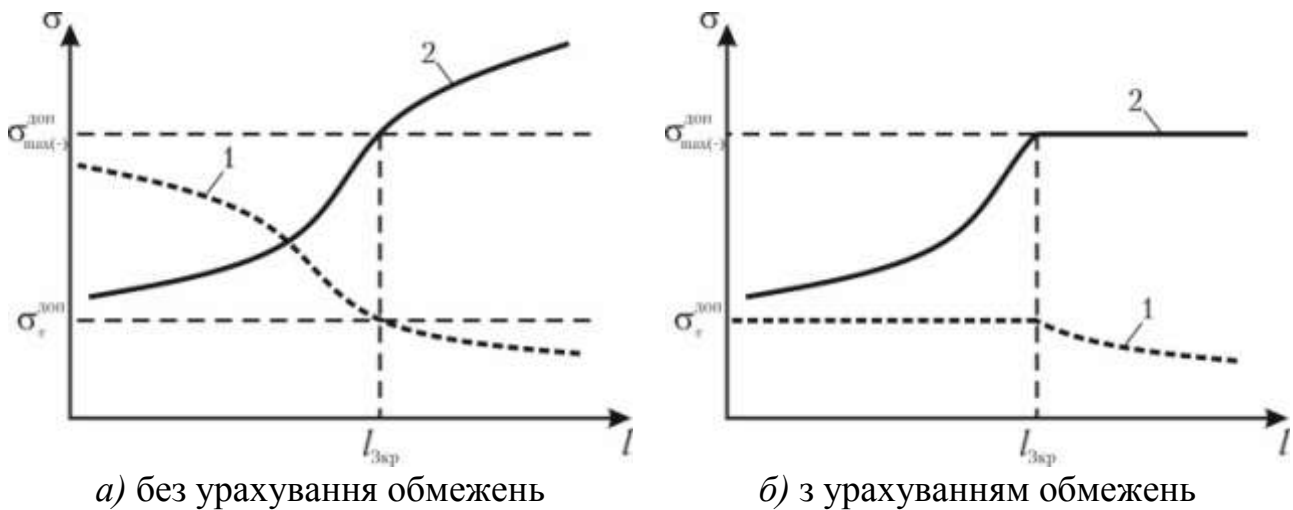


Рисунок 4.30 – Ілюстрація визначення третього критичного прогону

Як результат отримуємо вираз для визначення третього критичного прогону

$$l_{3кр} = \frac{\sigma_{max(-)}^{доп}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{\sigma_{max(-)}^{доп} - \sigma_e^{доп} + \alpha E (t_{ож} - t_e)}{\frac{E}{24} \left[\left(\frac{\gamma_{6(7)}}{\gamma_1} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{max(-)}^{доп}}{\sigma_e^{доп}} \right)^2 \right]}}. \quad (4.46)$$

Порівняння довжини реального прогону з третім критичним дозволяє зробити такі висновки (рис. 4.31).

1. Якщо довжина прогону менша за третій критичний прогін, то механічне напруження в матеріалі проводу набуває свого гранично допустимого значення в експлуатаційному режимі і цей режим потрібно взяти як вихідний.

2. Якщо довжина прогону більша за перший критичний прогін, то механічне напруження в матеріалі проводу набуває свого гранично допустимого значення в режимі максимальних навантажень і цей режим потрібно взяти як вихідний.

Необхідно зазначити, що відповідно до виразу (4.46) можливі такі співвідношення між параметрами проводу в порівнюваних режимах, коли третій критичний прогін характеризується уявною величиною. У цьому разі як вихідний потрібно взяти експлуатаційний режим за будь-якої довжини реального прогону.

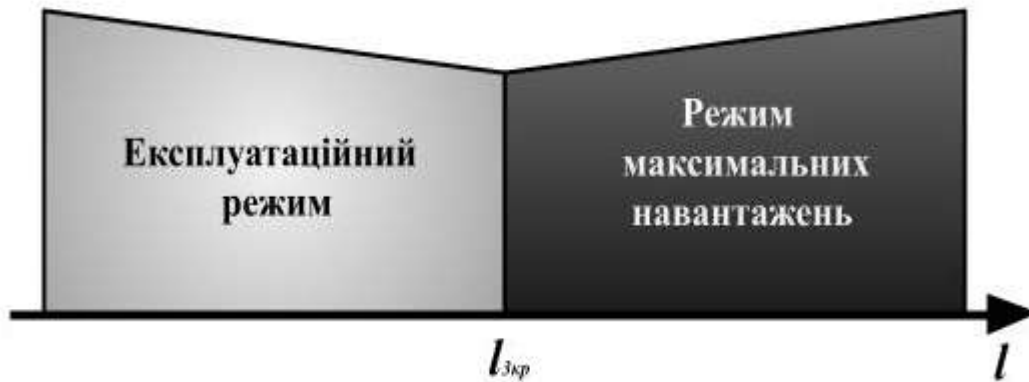


Рисунок 4.31 – Ілюстрація визначення вихідного режиму за третім критичним прогоном

В практиці проектування повітряних ліній електропередавання вибір вихідного режиму реалізують на підставі порівняння розрахованих значень трьох критичних прогонів між собою та з довжиною реального прогону. Тут розглядають п'ять характерних комбінацій.

1. $l_{1кр} < l_{2кр} < l_{3кр}$ (рис. 4.32).

За такого співвідношення між критичними прогонами реальний прогін лінії електропередавання необхідно порівнювати з першим і третім критичними прогонами. Якщо довжина реального прогону менша від першого критичного ($l < l_{1кр}$), за вихідний беруть режим мінімальних температур. Якщо довжина реального прогону перебуває в діапазоні між першим і третім критичними прогонами ($l_{1кр} < l < l_{3кр}$), за вихідний беруть експлуатаційний режим. Якщо довжина реального прогону більша за третій критичний ($l > l_{3кр}$), за вихідний беруть режим найбільших навантажень.

2. $l_{1кр} > l_{2кр} > l_{3кр}$ (рис. 4.33).

У цьому разі реальний прогін порівнюють з другим критичним прогоном. Якщо довжина реального прогону менша від другого критичного ($l < l_{2кр}$), за вихідний беруть режим мінімальних температур. Якщо довжина реального прогону більша за другий критичний ($l > l_{2кр}$), за вихідний беруть режим найбільших навантажень.

3. $l_{1кр}$ уявний, $l_{2кр} < l_{3кр}$ (рис. 4.34).

У цьому разі реальний прогін необхідно порівнювати із третім критичним прогоном. Якщо довжина реального прогону менша від третього критичного ($l < l_{3кр}$), за вихідний беруть експлуатаційний режим. Якщо довжина реального прогону більша за третій критичний ($l > l_{3кр}$), за вихідний беруть режим найбільших навантажень.

4. $l_{3кр}$ уявний, $l_{1кр} < l_{2кр}$ (рис. 4.35).

За таких співвідношень реальний прогін необхідно порівнювати з першим критичним прогоном. Якщо довжина реального прогону менша від першого критичного ($l < l_{1кр}$), за вихідний беруть режим мінімальних температур. Якщо довжина реального прогону більша за перший критичний ($l > l_{1кр}$), за вихідний беруть експлуатаційний режим.

5. $l_{1кр}$ та $l_{3кр}$ уявні (рис. 4.36).

У цьому разі за вихідний вибирають експлуатаційний режим за будь-якої довжини реального прогону.

Співвідношення щодо вибору вихідного кліматичного режиму зведено у табл. 4.11.

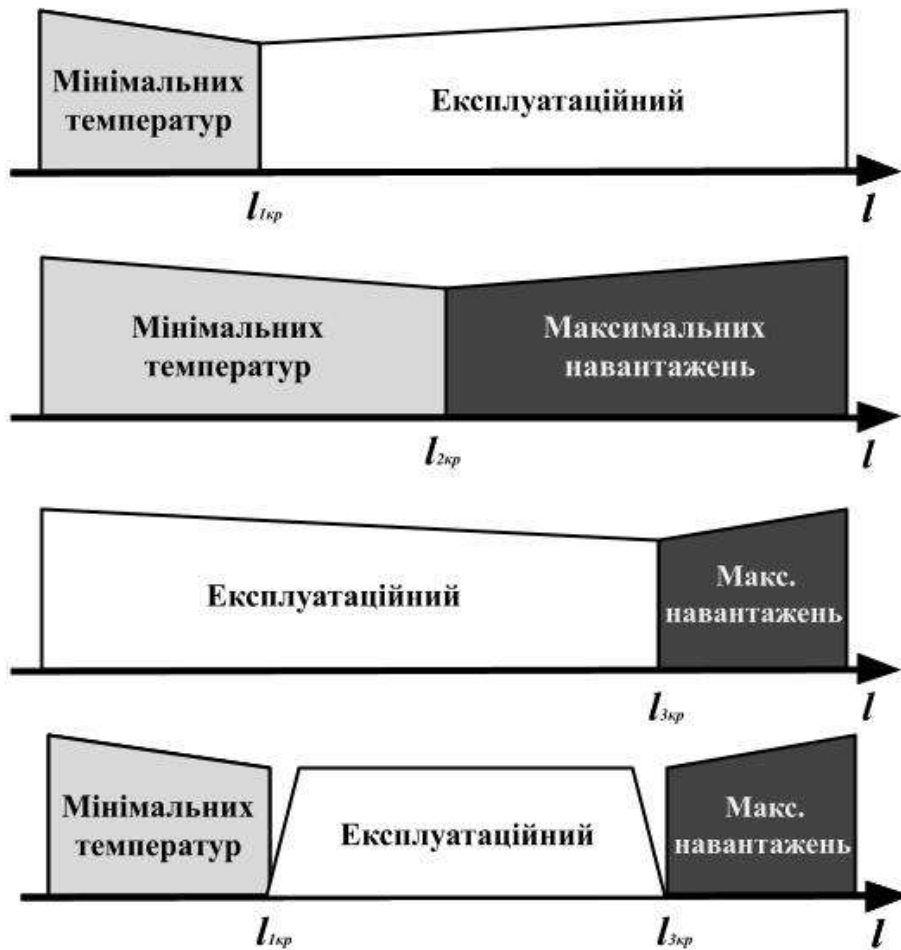


Рисунок 4.32 – Вибір вихідного кліматичного режиму за умови $l_{1кр} < l_{2кр} < l_{3кр}$

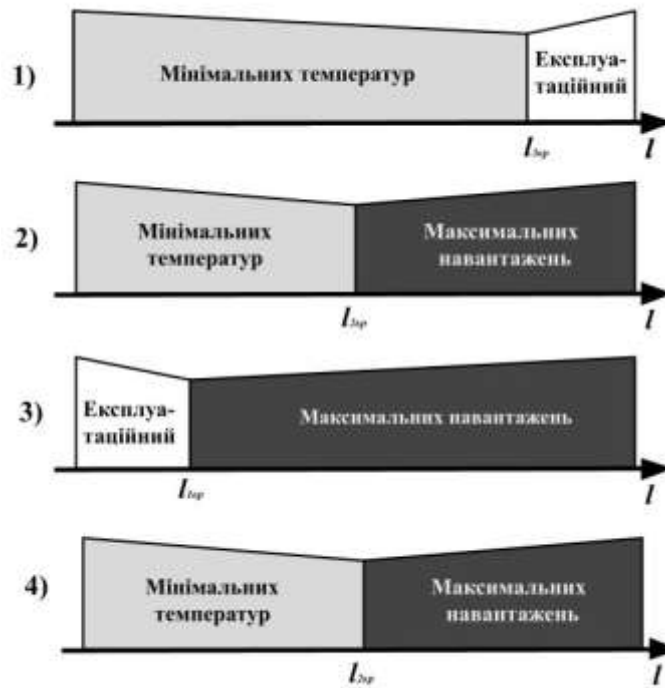


Рисунок 4.33 – Вибір вихідного кліматичного режиму за умови $l_{1кр} > l_{2кр} > l_{3кр}$

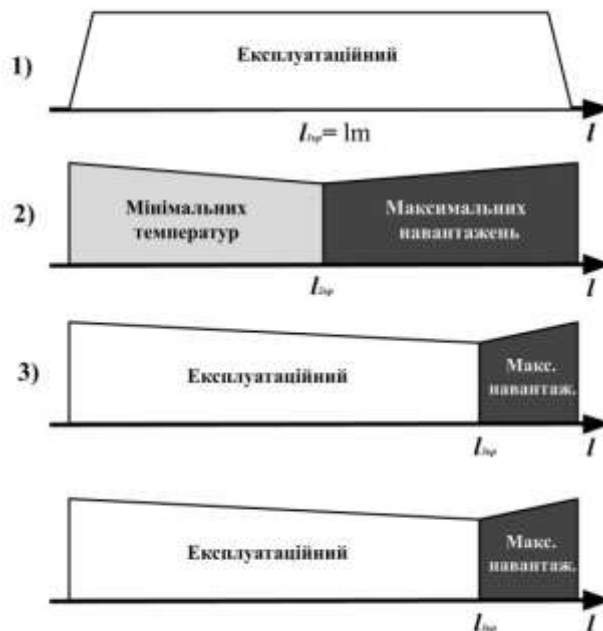


Рисунок 4.34 – Вибір вихідного кліматичного режиму за умови $l_{1кр}$ уявний, $l_{2кр} < l_{3кр}$

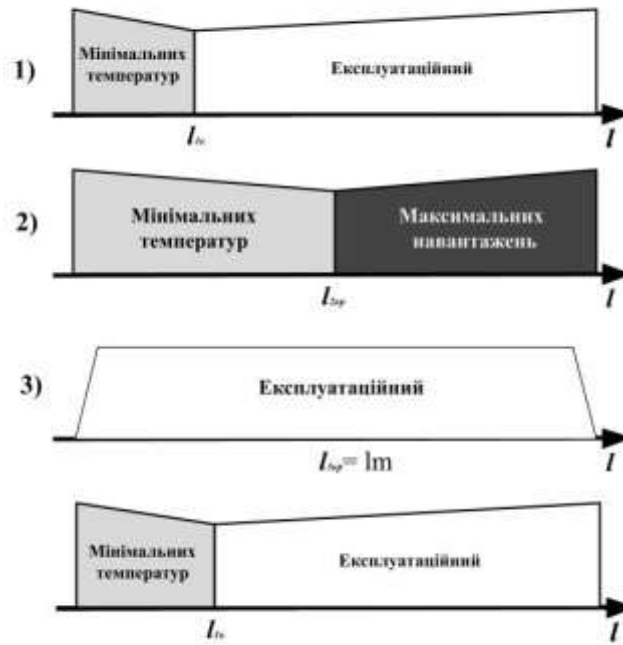


Рисунок 4.35 – Вибір вихідного кліматичного режиму за умови $l_{3кр}$ уявний, $l_{1кр} < l_{2кр}$

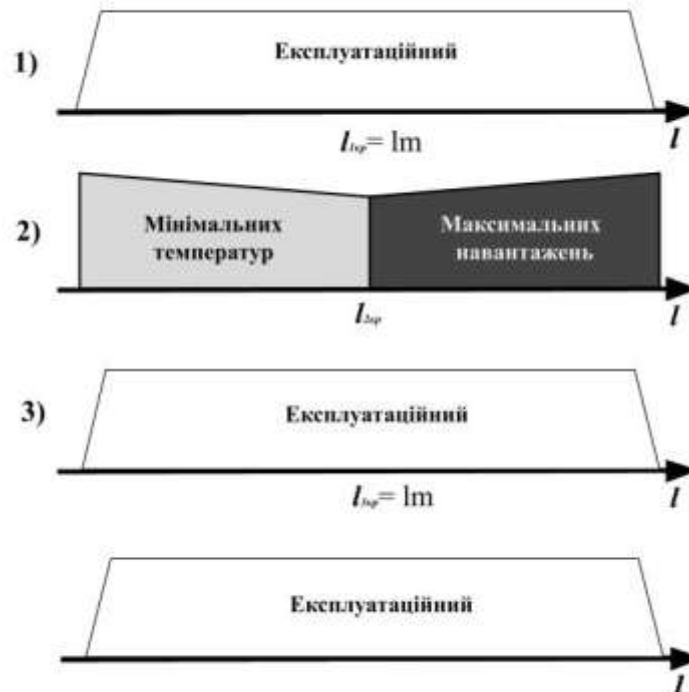


Рисунок 4.36 – Вибір вихідного кліматичного режиму за умови $l_{1кр}, l_{3кр}$ уявні

Таблиця 4.11 – Співвідношення щодо вибору вихідного режиму

№	Співвідношення прогонів	Розрахунковий критичний прогін	Критерій	Вихідний режим
1	$l_{1кр} < l_{2кр} < l_{3кр}$	$l_{1кр}$ і $l_{3кр}$	$l < l_{1кр}$	мінімальних температур
			$l_{1кр} < l < l_{3кр}$	експлуатаційний
			$l > l_{3кр}$	максимальних навантажень
2	$l_{1кр} > l_{2кр} > l_{3кр}$	$l_{2кр}$	$l < l_{2кр}$	мінімальних температур
			$l > l_{2кр}$	максимальних навантажень
3	$l_{1кр}$ уявний, $l_{2кр} < l_{3кр}$	$l_{3кр}$	$l < l_{3кр}$	експлуатаційний
			$l > l_{3кр}$	максимальних навантажень
4	$l_{3кр}$ уявний, $l_{1кр} < l_{2кр}$	$l_{1кр}$	$l < l_{1кр}$	мінімальних температур
			$l > l_{1кр}$	експлуатаційний
5	$l_{1кр}, l_{3кр}$ уявний	–	–	експлуатаційний

4.13 Систематичний розрахунок проводів повітряної лінії

Систематичний розрахунок проводів та тросів виконують з метою контролю технологічних вимог до конструкцій повітряних ліній електропередавання у всіх можливих кліматичних умовах.

Загалом можна виявити нескінченну кількість можливих сполучень кліматичних умов. Проте в практиці розрахунків механічних навантажень на проводи та троси повітряних ліній зазвичай розглядають кліматичні режими, подані в табл. 4.12.

I. *Режим вітру під час ожеледі.* Навантаження від вітру відповідає режиму вітру під час ожеледі, навантаження від ожеледі становить 90% від максимального, температура навколишнього повітря відповідає температурі утворення ожеледі. У цьому режимі механічне напруження в матеріалі проводів і тросів може досягати свого найбільшого значення. Режим розраховують з метою контролю тяжіння в проводах та тросах лінії, а також для перевірки ізоляційних проміжків між металевими частинами опор та проводами лінії у відхиленому стані.

II. *Режим ожеледі в безвітряну погоду.* Навантаження від ожеледі максимальне, вітер відсутній, температура навколишнього повітря відповідає

температурі створення ожеледі. У цьому режимі можливе максимальне вертикальне навантаження і мінімальна габаритна відстань від проводу до землі або перехрещуваних інженерних споруд. Цей режим розраховують для контролю габариту лінії.

III. *Вітровий режим*. Навантаження від ожеледі відсутнє, навантаження від тиску вітру максимальне, температура навколишнього повітря відповідає температурі найбільшої швидкості вітру. У цьому режимі можливе виникнення максимального напруження в матеріалі проводів та тросів. Тут також здійснюють перевірку відстаней від проводів до конструктивних елементів опори.

IV. *Режим максимальної температури*, вітер відсутній. У цьому режимі можлива максимальна стріла провисання і мінімальний габарит. Режим розраховують для контролю габариту лінії.

V. *Режим мінімальної температури*, вітер та ожеледь відсутні. Режим розраховують для визначення мінімальної стріли провисання і максимального напруження в проводі. Одночасно в цьому режимі здійснюють перевірку гірлянд ізоляторів на підсікання проводів.

VI. *Експлуатаційний режим*, ожеледь і вітер відсутні, температура дорівнює середньорічній. Режим розраховують для перевірки допустимості механічного напруження в матеріалі проводу в довготривалому експлуатаційному режимі. У цьому режимі також здійснюють контроль захисту від вібрації проводів.

VII. *Режим грозового періоду*. Температура дорівнює +15 °С, вітер відсутній. Режим розраховують для перевірки проводів і тросів за умовами захисту від можливих атмосферних перенапруг.

Таблиця 4.12 – Характеристика розрахункових кліматичних режимів

Режим	Навантаження від вітру	Навантаження від ожеледі	Температура
I. Вітру під час ожеледі	максимальне під час ожеледі	90% від максимального	$t_{ож}$
II. Максимальної ожеледі	–	максимальне	$t_{ож}$
III. Максимального вітру	максимальне	–	$t_{ож}$
IV. Максимальної температури	–	–	t_+
V. Мінімальної температури	–	–	t_-
VI. Експлуатаційний	–	–	t_e
VII. Грозового періоду	–	–	+15 °С

Систематичний розрахунок проводів та тросів повітряної лінії полягає у розрахунку напруження в матеріалі проводу або троса за основним рівнянням

стану проводу у прогоні для всіх розрахункових кліматичних режимів за виразом (4.39) та контролю неприпустимості порушення їх гранично допустимих значень. Також тут розраховують та контролюють стріли провисання проводів та тросів у розрахункових кліматичних режимах за виразом (4.21).

4.14 Розрахунок грозозахисних тросів

Розрахунок грозозахисного троса виконують, виходячи з вимог забезпечення нормованих відстаней між тросом та проводами в середині прогонів. Тут для забезпечення надійного грозозахисту як вихідний розглядають режим грозового періоду.

Розглянемо схему розташування троса та проводу, наведено на рис. 4.37. Тут $f_{\text{т}}$, $f_{\text{п}}$ – стріли провисання проводу та троса відповідно; $h_{\text{т}}$ – висота закріплення троса над проводом на опорі; $z_{\text{т}}$ – нормована відстань між тросом та проводом в середині прогону.

Відповідно до схеми, наведеної на рис. 4.37:

$$f_{\text{т}} = f_{\text{п}} + h_{\text{т}} - z_{\text{т}}. \quad (4.47)$$

Якщо висоти закріплення тросів над проводами на суміжних опорах відрізняються, то до виразу (4.47) потрібно підставляти їх середньоарифметичне значення

$$h_{\text{т}} = 0,5(h'_{\text{т}} + h''_{\text{т}}),$$

де $h'_{\text{т}}$, $h''_{\text{т}}$ – висоти закріплення тросів над проводами на суміжних опорах.

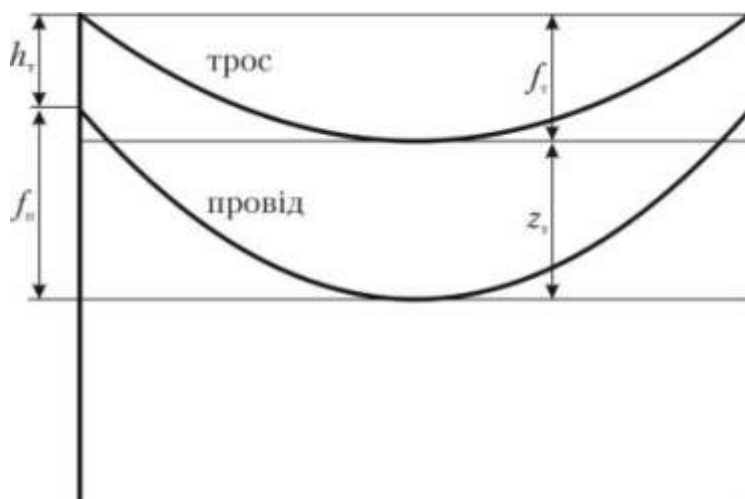


Рисунок 4.37 – Схема розташування проводу та грозозахисного троса в прогоні

На підставі визначеної стріли провисання в режимі грозового періоду визначають відповідне напруження в матеріалі проводу

$$\sigma_{+15} = \frac{\gamma_1 l^2}{8 f_T}. \quad (4.48)$$

Отримане за виразом (4.48) значення підставляють в основне рівняння стану проводу у прогоні (4.39) та реалізують систематичний розрахунок троса для всіх кліматичних режимів.

4.15 Критична температура

Однією з цілей проектування механічної частини повітряної лінії електропередавання є забезпечення конструкцією лінії в будь-яких можливих кліматичних умовах нормованих габаритних відстаней між проводами лінії і землею або перехрещуваними інженерними спорудами. Тут особливої уваги заслуговує режим, у якому спостерігається найбільша стріла провисання проводу в прогоні. Очевидно, якщо в цьому режимі не буде порушуватися нормований габарит, то в будь-якому іншому можливому кліматичному режимі допустимі габаритні відстані будуть також дотримані.

Найбільша стріла провисання може спостерігатися або за малих значень механічної напруги в матеріалі проводу (режим максимальних температур), або за найбільших механічних навантажень (режим ожеледі).

Критерієм визначення кліматичного режиму, у якому спостерігається найбільша стріла провисання, слугує критична температура. Остання відповідає температурі навколишнього повітря, за якої стріла провисання проводу в прогоні під впливом власної ваги, досягає такого ж значення, що і за наявності ожеледі. Очевидно, що якщо максимальна температура перевищить критичну, то максимальна стріла провисання спостерігається саме в режимі максимальної температури. Навпаки, у разі, якщо максимальна температура не досягає критичної, то максимальна стріла провисання спостерігається в режимі максимальної ожеледі.

Умова однакових стріл провисання визначає рівняння

$$\frac{\gamma_1 l^2}{8 \sigma_{кр}} = \frac{\gamma_3 l^2}{8 \sigma_{ож}}, \quad (4.49)$$

де $\sigma_{ож}$, $\sigma_{кр}$ – напруження в матеріалі проводу в режимах максимальної ожеледі та критичної температури відповідно.

Рівняння (4.49) визначає співвідношення

$$\sigma_{\text{кр}} = \frac{\gamma_1}{\gamma_3} \sigma_{\text{ож}}. \quad (4.50)$$

Після підстановки співвідношення (4.50) в основне рівняння стану проводу у прогоні (4.39) отримуємо

$$\sigma_{\text{ож}} \frac{\gamma_1}{\gamma_3} - \frac{\gamma_1^2 E l^2}{24 \sigma_{\text{ож}}^2} \left(\frac{\gamma_3}{\gamma_1} \right)^2 = \sigma_{\text{ож}} - \frac{\gamma_3^2 E l^2}{24 \sigma_{\text{ож}}^2} - \alpha E (t_{\text{кр}} - t_{\text{ож}}).$$

Звідки

$$t_{\text{кр}} = t_{\text{ож}} + \frac{\sigma_{\text{ож}}}{\alpha E} \left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3} \right). \quad (4.51)$$

Аналіз виразу (4.51) свідчить, що для проводу з визначеними параметрами, критична температура є постійною величиною і не залежить від довжини прогону.

Із зіставлення обчисленої критичної температури з максимальною температурою можна зробити такі висновки:

- 1) якщо максимальна температура більша критичної, то найбільша стріла провисання спостерігається за максимальної температури;
- 2) якщо максимальна температура нижче критичної, то найбільша стріла провисання спостерігається за максимальної ожеледі.

Контрольні питання до 4 розділу

1. Поясніть поділ повітряних ліній електропередавання за класами безвідмовності.
2. Поясніть фізичний зміст впливу температури повітря на проводи повітряної лінії.
3. Перелічіть та дайте означення характеристичних значень температури повітря в розрахунках механічних навантажень на конструктивні елементи повітряної лінії.
4. Дайте означення ожеледних опадів та поясніть фізичний зміст їх впливу на конструктивні елементи повітряних ліній електропередавання.
5. Дайте означення характеристичних значень ожеледі в розрахунках механічних навантажень на конструктивні елементи повітряної лінії.

6. Поясніть фізичний зміст впливу вітру на конструктивні елементи повітряних ліній електропередавання.
7. Дайте означення характеристичних значень вітрових навантажень в розрахунках механічних конструкцій повітряних ліній електропередавання.
8. Перелічіть види коливань проводів, пов'язані з дією вітру.
9. Перелічіть види коливань проводів, не пов'язані з дією вітру.
10. Поясніть фізичний зміст виникнення та дайте коротку характеристику вібрації проводів повітряних ліній електропередавання.
11. Поясніть фізичний зміст виникнення та дайте коротку характеристику галоупування проводів повітряних ліній електропередавання.
12. Поясніть фізичний зміст виникнення та дайте коротку характеристику субколивання проводів повітряних ліній електропередавання.
13. Поясніть фізичний зміст виникнення та дайте коротку характеристику коливань проводів повітряних ліній, пов'язаних із скиданням ожеледі.
14. Поясніть фізичний зміст виникнення та дайте коротку характеристику коронного галоупування проводів повітряних ліній електропередавання.
15. Перелічіть основні заходи боротьби з коливанням проводів повітряних ліній.
16. Дайте означення критичної температури.
17. Поясніть, яким чином визначають режим максимальної стріли провисання.
18. Зазначте фізичні явища, які визначають механічні характеристики проводів повітряних ліній електропередавання.
19. Дайте означення тяжіння та механічного напруження в матеріалі проводу.
20. Сформулюйте закон Гука щодо проводів повітряних ліній.
21. Сформулюйте закон теплового розширення речовин щодо проводів повітряних ліній.
22. Поясніть фізичний зміст фіктивних фізико-механічних властивостей сталевих проводів.
23. Поясніть особливості розподілу тяжіння між сталевими та алюмінієвими дротами? сталевих проводів.
24. Поясніть зв'язок фіктивного коефіцієнта теплового видовження сталевих проводів з модулями пружності сталевих та алюмінієвих дротів.
25. Наведіть рівняння ланцюгової лінії для моделювання кривої провисання проводу у прогоні.

26. Поясніть можливість застосування рівняння параболі для моделювання кривої провисання проводу у прогоні.
27. Зазначте обмеження застосування рівняння параболі для моделювання кривої провисання проводу у прогоні.
28. Дайте означення стріли провисання проводу у прогоні.
29. Наведіть вираз для визначення стріли провисання проводу.
30. Дайте означення малого та великого еквівалентних прогонів.
31. Поясніть переміщення координати нижньої точки провисання проводу у прогоні протягом року.
32. За яких умов координата нижньої точки провисання проводу протягом року не буде змінюватися?
33. Поясніть некоректність визначення стріли провисання за ПУЕ.
34. Дайте означення тяжіння в матеріалі проводу.
35. Поясніть фізичний зміст горизонтальної та вертикальної складових тяжіння в матеріалі проводу.
36. В якій точці проводу тяжіння набуває свого найбільшого значення?
37. Наведіть вираз для визначення тяжіння проводу в точці його закріплення на опорі.
38. Поясніть допустимість проведення механічних розрахунків тільки за горизонтальною складовою тяжіння проводу.
39. Наведіть вирази для визначення довжини проводу у прогоні, довжина якого не перевищує 800 м.
40. Наведіть вирази для визначення довжини проводу у прогоні, довжина якого перевищує 800 м.
41. Поясніть коректність допущення про рівномірний розподіл ваги проводу вздовж прогону.
42. Поясніть причини зміни механічних характеристик проводу в прогоні внаслідок зміни кліматичних умов в районі траси лінії.
43. Наведіть вираз основного рівняння стану проводу у прогоні.
44. Поясніть призначення основного рівняння стану проводу у прогоні.
45. Поясніть суть методу допустимих напружень.
46. Які елементи повітряної лінії розраховують за методом допустимих напружень?
47. У чому полягає особливість застосування методу допустимих напружень для розрахунку проводів та тросів повітряних ліній?
48. Поясніть суть методу руйнівних навантажень.

49. Які елементи повітряної лінії розраховують за методом руйнівних навантажень?
50. Поясніть суть методу граничних станів.
51. Які стани відносять до першої групи граничних станів?
52. Які стани відносять до другої групи граничних станів?
53. Які елементи повітряної лінії розраховують за методом граничних станів?
54. Дайте означення одиничних та питомих навантажень на проводи повітряних ліній електропередавання.
55. Перелічіть вертикальні, горизонтальні та сумарні навантаження на проводи повітряних ліній.
56. Поясніть зміст коефіцієнтів надійності у визначенні вітрових та ожеледних навантажень
57. Поясніть особливості визначення ожеледних навантажень на проводи повітряних ліній.
58. Поясніть особливості визначення вітрових та вітрових під час ожеледі навантажень на проводи повітряних ліній.
59. Дайте означення режиму найбільших навантажень.
60. Наведіть вираз для визначення висоти розташування центра ваги проводу у прогоні.
61. Наведіть вираз для визначення середньозваженої висоти розташування центрів ваги проводів на анкерованій ділянці.
62. Перелічіть та охарактеризуйте розрахункові кліматичні режими.
63. У чому полягає систематичний розрахунок проводів та тросів повітряної лінії.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Кацадзе Т. Л., Янковська О. М. Регулювання режимів електричних систем: Дальня електропередача змінного струму. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського. 2022.
2. Кучанський В. В. Критерій виникнення резонансних перенапруг в аномальних режимах ліній електропередач надвисокої напруги. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2016. №4. С. 51–54.
3. Кучанський В.В. Резонансні перенапруги у несинусоїдальних режимах ліній електропередач надвисокої напруги. *Електроніка та зв'язок*. 2017. № 4. С. 25–29.
4. Кучанський В. В., Лиховид Ю. Г., Мельничук В. А. Попередження резонансних перенапруг при несиметричних режимах ліній електропередач з поперечною компенсацією. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2015. № 164. С. 42–43.
5. Лебединський В. І. Електричні системи та мережі : навчальний посібник. Харків : ХНУМГ, 2014. 328 с.
6. Лиховид Ю. Г. Моделювання усталеного двофазного режиму роботи ліній електропередач надвисокої напруги. *Wschodnioeuropejskie Czasopismo Naukowe*. 2018. Vol. 7(35). P. 34–39.
7. Лиховид Ю. Г., Мельничук В. А., Тугай І. Ю. Використання неповнореакторних режимів ліній електропередач. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2017. № 186. С. 12–13.
8. Електричні системи і мережі. Частина 1 : навчальний посібник / Малогулко Ю. В. та ін. ; за ред. П. Д. Лежнюка. Вінниця : ВНТУ, 2020. 200 с.
9. Електричні системи і мережі. Частина 2 : навчальний посібник / Малогулко Ю. В. та ін. ; за ред. П. Д. Лежнюка. Вінниця : ВНТУ, 2021. 159 с.
10. Електричні системи і мережі. Частина 3: електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання / Малогулко Ю. В. та ін. ; за ред. П. Д. Лежнюка. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.
11. Собчук В. С., Собчук Н. В., Бурикін О. Б. Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах : навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2011. 145 с.
12. Сулейманов В. М. Регулювання режимів електричних систем. Київ : НТУУ «КПІ», 2011. 80 с.

13. Сулейманов В. М. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем : навчальний посібник. Київ : НМК ВО, 1992. 208 с.
14. Сулейманов В. М., Кацадзе Т. Л. Електричні мережі та системи : підручник. Київ : НТУУ «КПІ», 2007. 456 с.
15. Сулейманов В. М., Кацадзе Т. Л. Регулювання режимів електричних систем : тестові завдання. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 66 с.
16. Miller R., Malinowski J. *Power System Operation*. McGraw-Hill, 1994. 514 p.
17. Kothari D. P., Nagrath I. J. *Modern Power System Analysis*. Tata McGraw-Hill Education, 2011. 720 p.
18. El-Hawary M. E. *Electrical Energy Systems*. CRC Press, 2000. 408 p.
19. Christensen G. S., El-Hawary M. E. *Optimal Operation of Electric Power Systems*. Academic Press, 1979. 280 p.
20. El-Hawary M. E. *Introduction to Electrical Power Systems*. Wiley-IEEE Press, 2008. 400 p.
21. Kothari D. P., Nagrath I. J. *Power System Engineering*. Tata McGraw-Hill Education, 2007. 704 p.

ДОДАТОК А

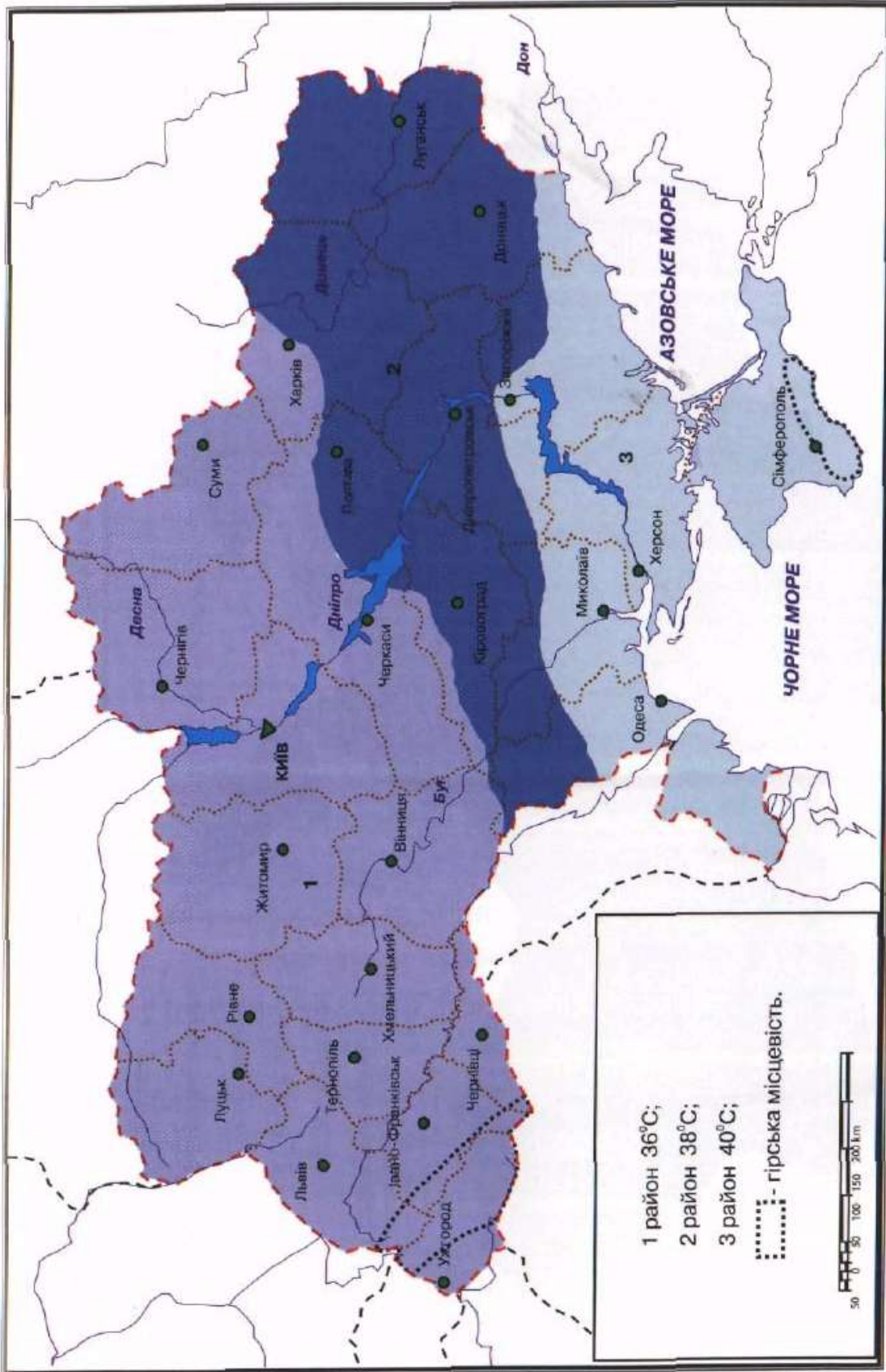


Рисунок А.1 – Територіальне районування України за максимальною температурою повітря

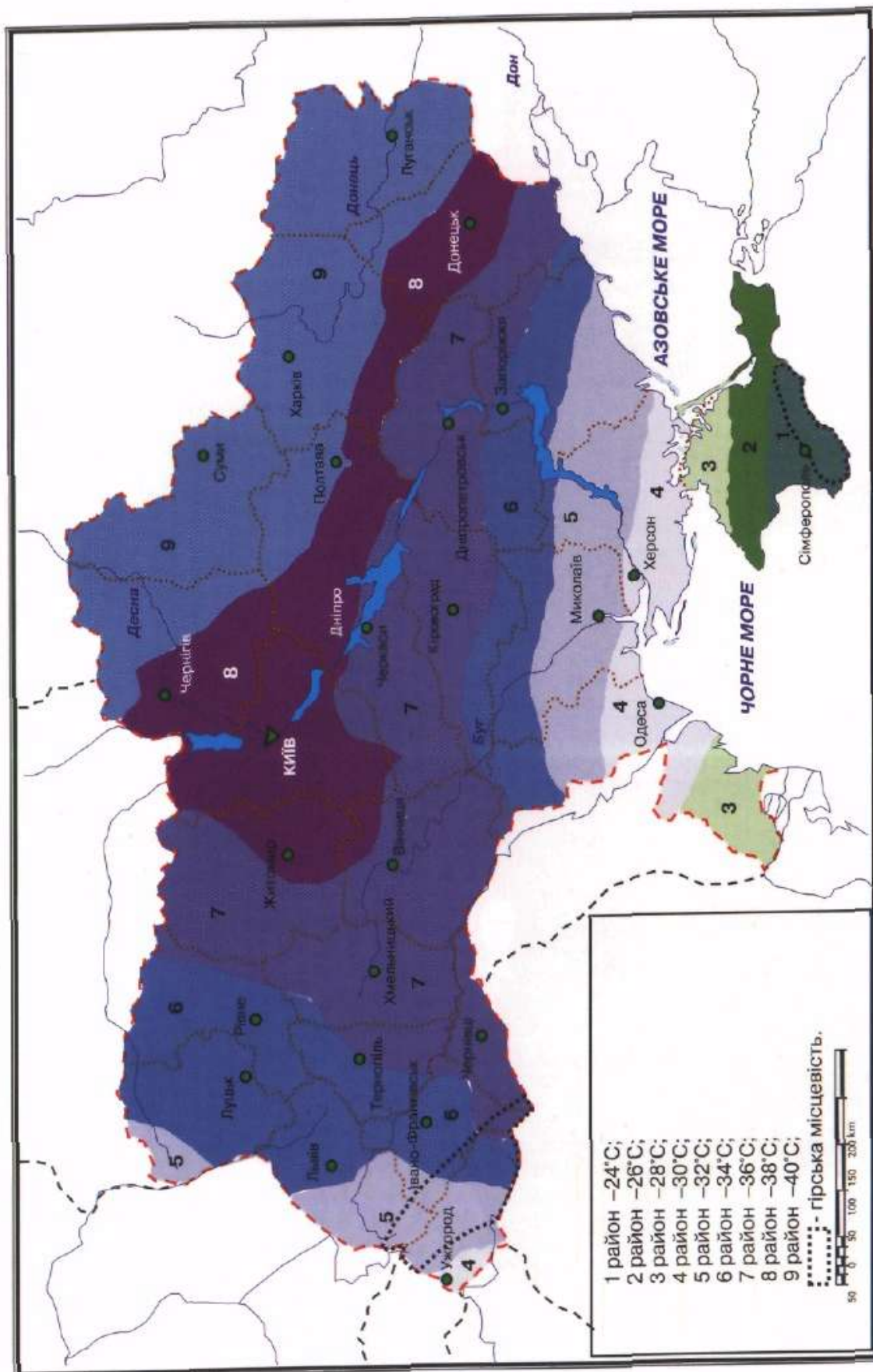


Рисунок А.2 – Територіальне районування України за мінімальною температурою повітря

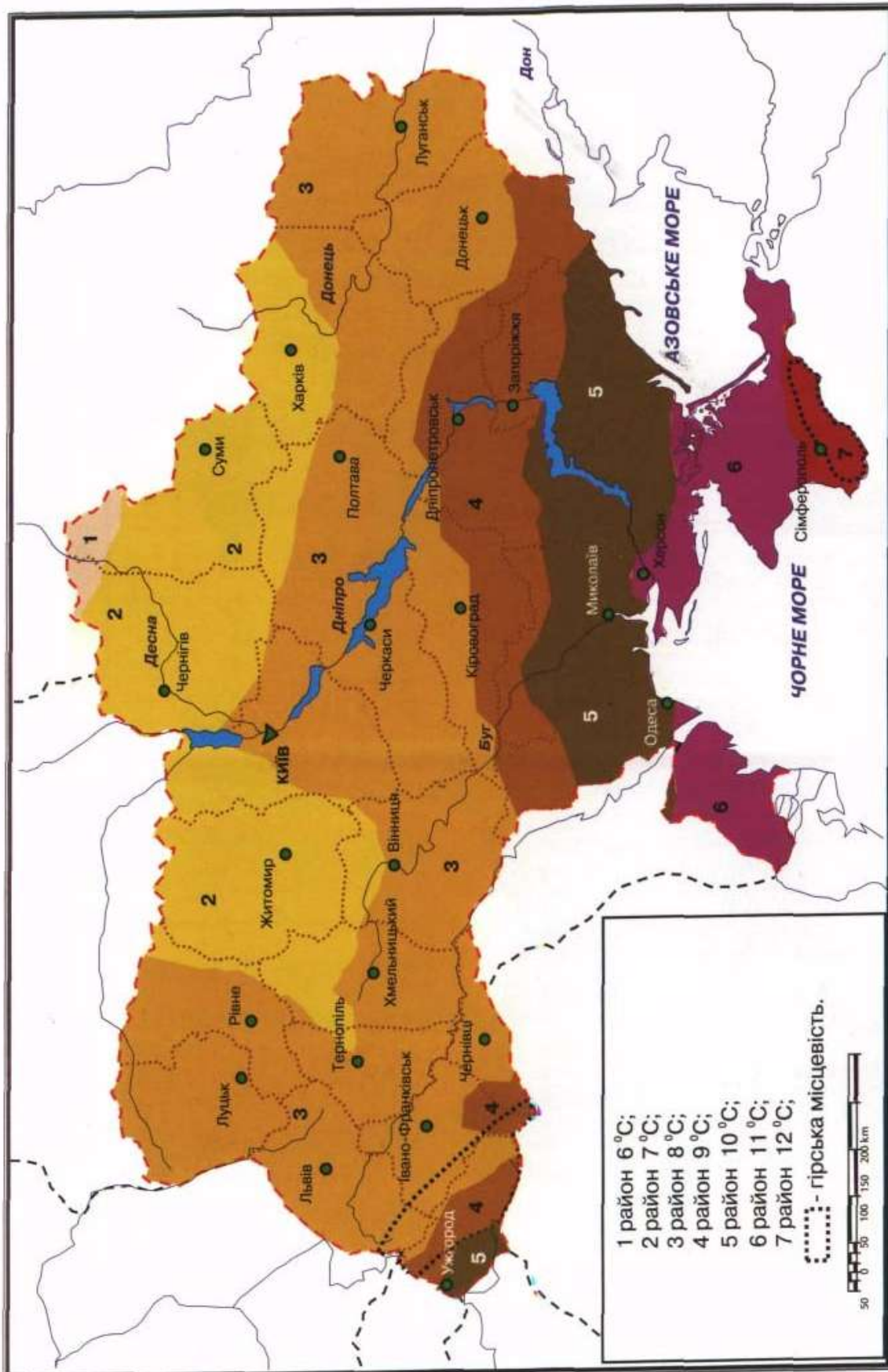


Рисунок А.3 – Територіальне районування України за середньорічною температурою повітря

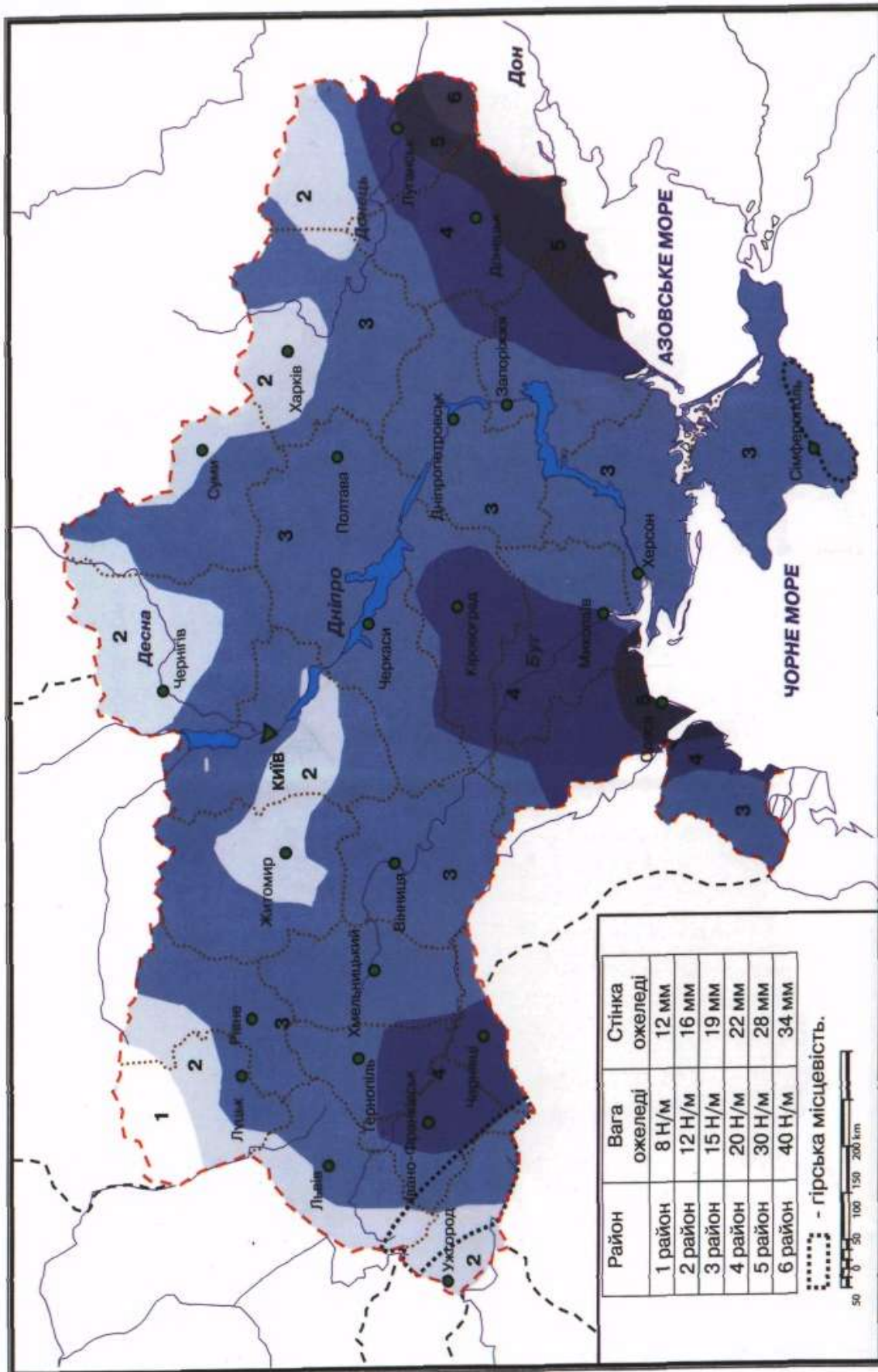


Рисунок А.4 – Територіальне районування України за характеристичними значеннями ожеледі

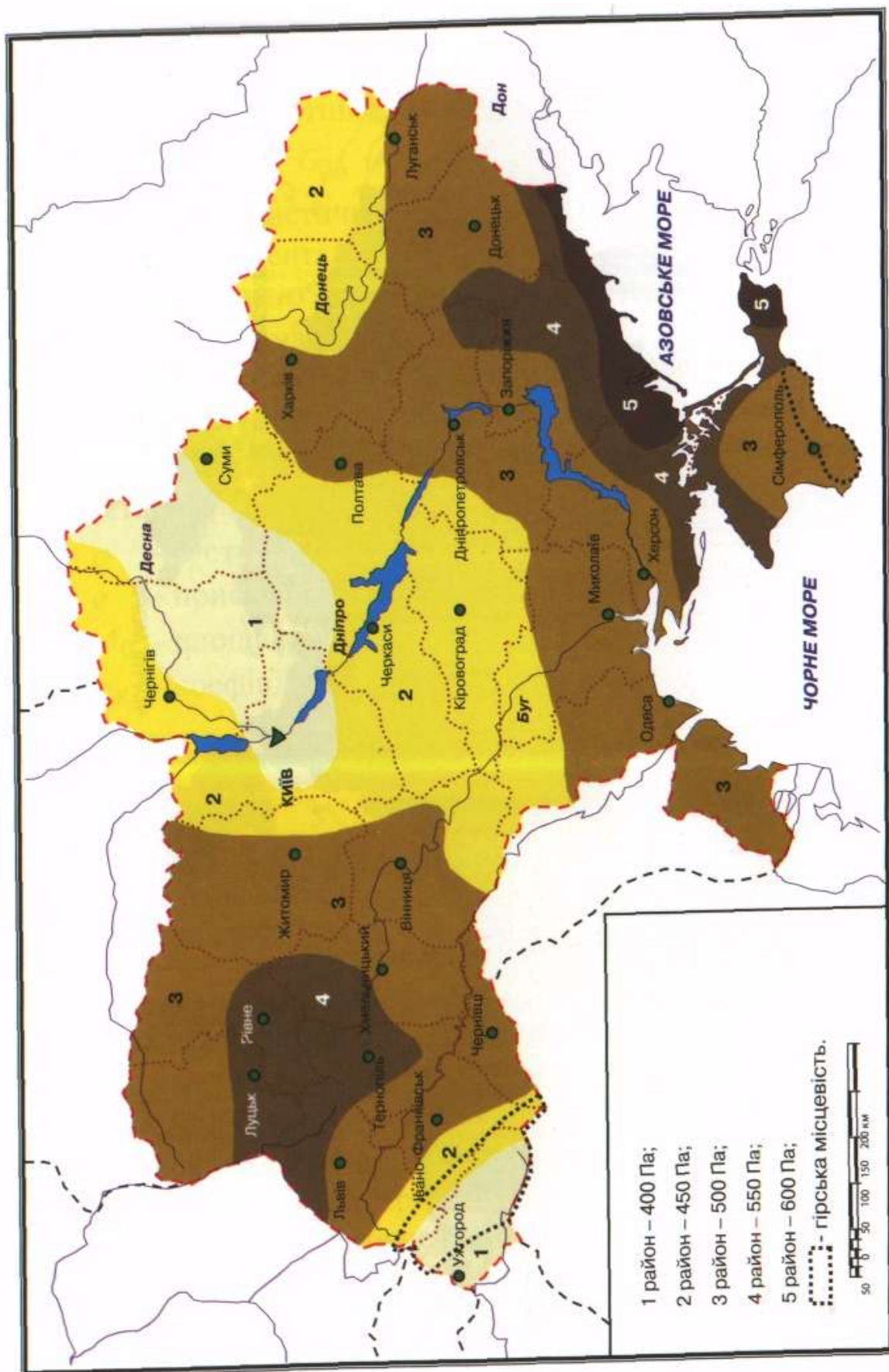


Рисунок А.5 – Територіальне районування України за характеристичними значеннями тиску вітру

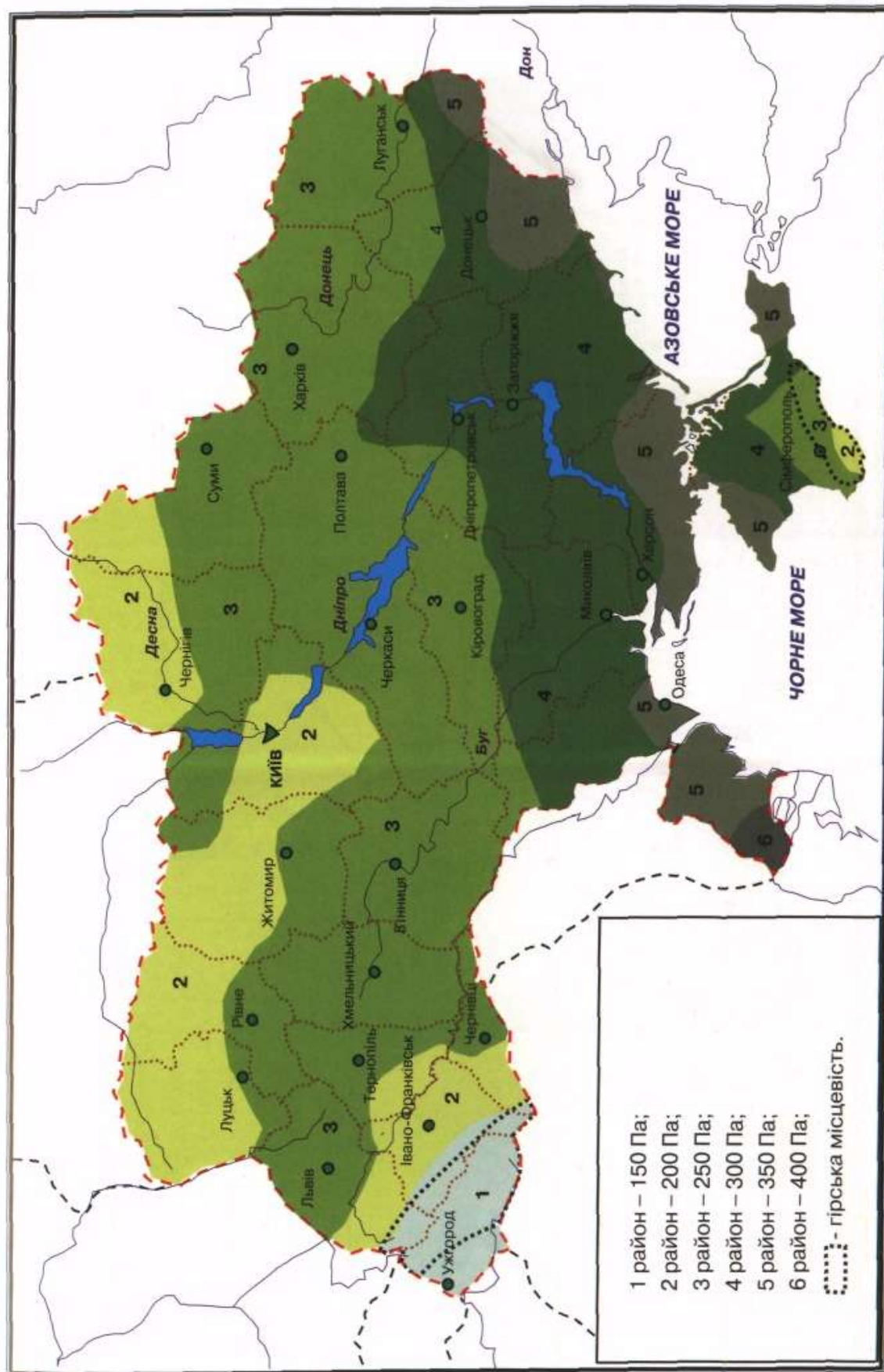


Рисунок А.6 – Територіальне районування України за характерними значеннями тиску вітру під час ожеледі

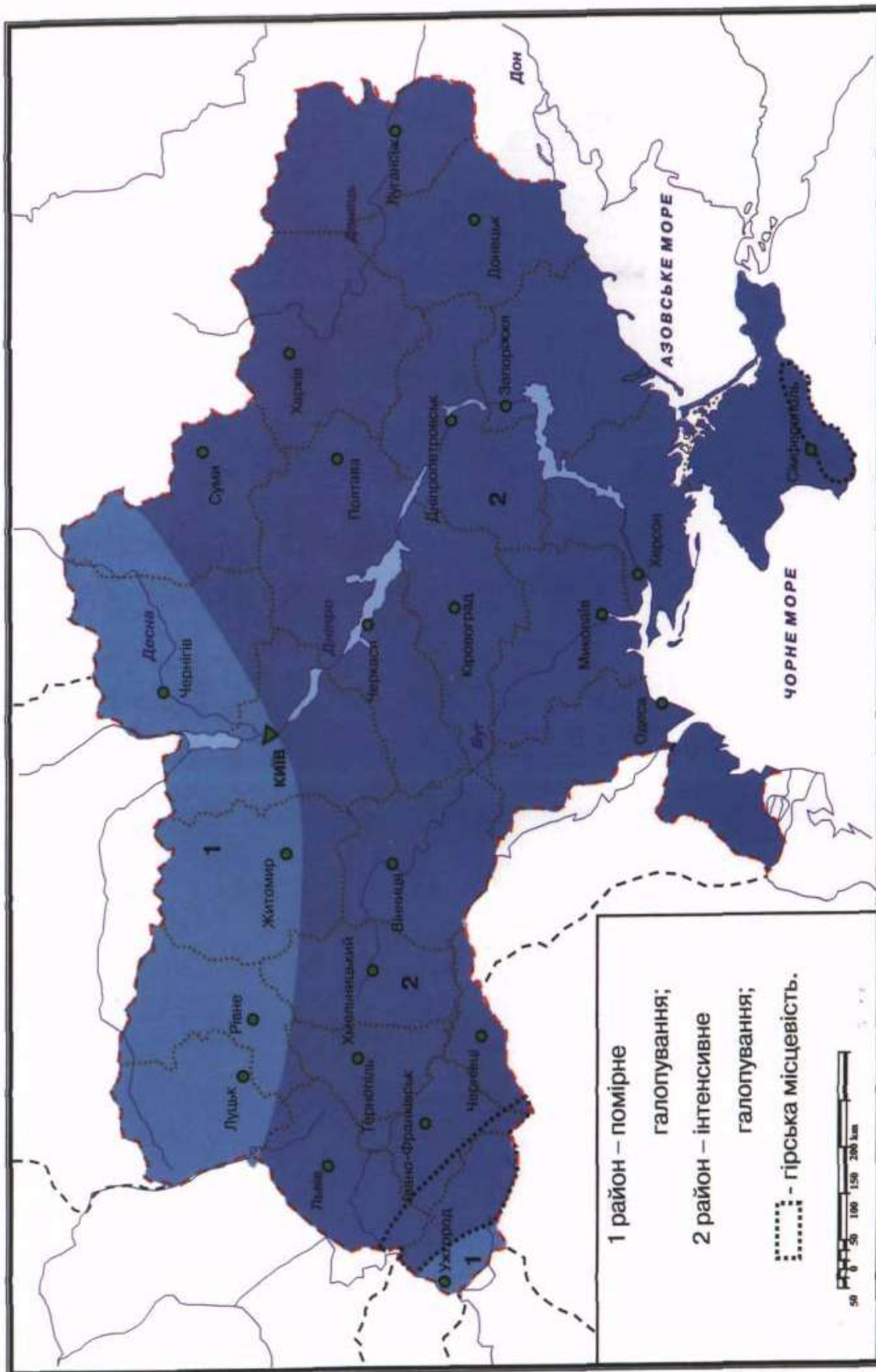


Рисунок А.7 – Територіальне районування України за частотою та інтенсивністю галопування проводів

Електронне навчальне видання

Юлія Володимирівна Малогулко
Теймураз Луарсабович Кацадзе
Володимир Васильович Нетребський

ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ І МЕРЕЖІ

Частина IV

Навчальний посібник

Рукопис оформлено *Ю. Малогулко*

Редактор *Т. Старічек*

Оригінал-макет виготовлено *Т. Старічек*

Підписано до видання 10.07.2025 р.

Гарнітура Times New Roman.

Зам. № P2025-104.

Видавець та виготовлювач
Вінницький національний технічний університет,
Редакційно-видавничий відділ.

ВНТУ, ГНК, к. 114.

Хмельницьке шосе, 95, м. Вінниця, 21021.

press.vntu.edu.ua;

E-mail: irvc.vntu@gmail.com.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.