

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота

на правах рукопису

**Нагірняк Іванна Юріївна**

УДК 621.359.4

## **КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

Аналіз впливу температурної залежності активного опору проводів на  
усталені режими електроенергетичної системи  
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

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

Нагірняк І. Ю.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Гончаренко Юрій Павлович

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.т.н., доцент кафедри електрифікації,  
автоматизації виробництва та інженерної екології  
(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2023

## АНОТАЦІЯ

Нагірняк І. Ю. Аналіз впливу температурної залежності активного опору проводів на усталені режими електроенергетичної системи . Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2023.

Ціль роботи. Вдосконалення існуючих алгоритмів розрахунку режимів ЕЕС, що встановилися, з урахуванням температурної залежності активних опорів її елементів.

Предметом дослідження є методи розрахунку режимів електричної мережі, що встановилися, з урахуванням температурної залежності активних опорів.

**Ключові слова:** температура проводів, активний опір, електрична мережа.

## ABSTRACT

Nagirnyak I. Yu. Analysis of the influence of the temperature dependence of the active resistance of wires on the stable modes of the electric power system. Qualification work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polissya National University, Zhytomyr, 2023.

The purpose of the work. Improvement of the existing algorithms for calculating the modes of the UES that have been established, taking into account the temperature dependence of the active resistances of its elements.

The subject of the study is the methods of calculating the modes of the established electric network, taking into account the temperature dependence of active resistances.

**Key words:** wire temperature, active resistance, electrical network.

## ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1 СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ОБЛІКОМ ФАКТИЧНОЇ ТЕМПЕРАТУРИ ЇЇ ЕЛЕМЕНТІВ	7
1.1 Сучасний стан проблеми визначення допустимого струму ліній електропередачі	7
1.2 Температурна залежність активного опору повітряних ліній електропередачі	12
Висновки по розділу 1	16
РОЗДІЛ 2 МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ УСТАЛЕНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ І ТЕПЛОВИХ РЕЖИМІВ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ	17
2.1 Математичні моделі та методи розрахунку усталених режимів електричних мереж	17
2.2. Визначення рівнянь режиму енергосистеми у формі балансу потужностей	22
Висновки по розділу 2	29
РОЗДІЛ 3 ОБГРУНТУВАННЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ТЕПЛОВОГО РЕЖИМУ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ	31
Висновки по розділу 3	37
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	38
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	39

## ВСТУП

**Актуальність роботи.** У даний час в електроенергетиці України відбувається зростання попиту на електроенергію, що, у свою чергу, за ринкових відносинах наводить до зростання вимог, пред'явлених до економічності роботи електричних мереж. Дані вимоги породжують необхідність в вдосконалення теоретичних та практичних методів розрахунку параметрів режим електричних мереж. До таких параметрів належать: втрати активної потужності (електроенергії), уточнення рівня яких підвищить точність обґрунтування нормативів втрат під час передачі електричними мережами рівні напруги у вузлах мережі, а також допустимі струми, які протікають по елементам.

Розрахунок ustalених режимів мереж різних класів напруги необхідний при проектуванні та модернізації електричних мереж і є основою оперативно-диспетчерського управління в електроенергетиці.

При сучасному рівні розвитку комп'ютерної техніки та повсюдного впровадження програмного забезпечення, доцільно постійно удосконалювати методи розрахунку режимів електричних мереж, що встановилися. Вдосконалені алгоритми дозволяють підвищити точність моделювання фізичних процесів, що відбуваються в елементах електричної мережі і враховувати параметри, які раніше не враховувалися зовсім або враховувалися не в повної мірою.

До справжньому часу більшість програм розрахунку ustalених режимів ЕЕС не враховують фактор нагріву елементів електричних мереж, а саме, поточний температурний режим повітряних ліній і трансформаторів.

У розрізі даної проблеми, в представлений кваліфікаційній роботі, розроблені нові алгоритми, і на їх основі модифіковано вже існуючі алгоритми розрахунку ustalених режимів електроенергетичних систем. Для цього було розроблено три удосконалені методу розрахунку ustalених режимів електроенергетичних систем, заснованих на рішенні

систем рівнянь по методом вузлових напруг, записаних в формі балансу струмів і потужностей.

**Ціль роботи** - вдосконалення існуючих алгоритмів розрахунку режимів ЕЕС, що встановилися, з урахуванням температурної залежності активних опорів її елементів.

**Завдання дослідження .**

1. Виконати аналіз сучасного стану проблеми визначення параметрів встановленого режиму електричної мережі з урахуванням фактичної температури її елементів

2. Розробити математичну Модель теплового режиму силового олійного трансформатора.

3. Розробити удосконалений метод розрахунку усталених режимів ЕЕС з урахуванням температурної залежності активних опорів для розімкнених електричних мереж середнього класу напруги.

4. Розробити універсальні удосконалені методи розрахунку режимів ЕЕС, що встановилися, з урахуванням температурної залежності активних опорів.

5. Дослідити переваги запропонованих автором удосконалених методів розрахунку усталених режимів ЕЕС по порівнянні з існуючими методами.

**Об'єктом дослідження** є електрична мережа, працююча в стаціонарному режимі.

**Предмет дослідження** – методи розрахунку режимів електричної мережі, що встановилися, з урахуванням температурної залежності активних опорів.

**Перелік публікацій автора за темою дослідження :**

Бондарчук В. В., Нагірняк І. Ю. МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ ТА МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Матеріали VII Міжнародна науково-практичної конференції «Біоенергетичні системи» 15-17 листопада 2023 року. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 47-49.

Нагірняк І. Ю., Бондарчук В. В. МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ТЕПЛООВОГО РЕЖИМУ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ – 2023». 25 жовтня 2023 р. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 106-108.

Нагірнк І. Ю. ПРО ТЕМПЕРАТУРНУ ЗАЛЕЖНІСТЬ АКТИВНОГО ОПОРУ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Матеріали міжнародної науково-практичної конференції «Інженерні процеси та системи» 14-15 червня 2023 року. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 47-51.

## РОЗДІЛ 1

### СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ОБЛІКОМ ФАКТИЧНОЇ ТЕМПЕРАТУРИ ЇЇ ЕЛЕМЕНТІВ

#### 1.1 Сучасний стан проблеми визначення допустимого струму ліній електропередачі

У сучасних реаліях проблема уточнення параметрів режиму електроенергетичних систем є досить гострою. Було випущено значної кількості нормативних документів, вкладених у більш точне визначення параметрів повітряних ліній електропередачі.

Керівний документ [4] був уперше випущений в 1997 р., але анітрохи не втратив актуальності й у наш час. Цей документ є методикою з розрахунку граничних струмових навантажень за умовами нагрівання проводів. Згідно з цим документом, тривало допустиме струмове навантаження щодо нагрівання проводів ліній електропередач визначається двома умовами:

- збереженням механічної міцності проводу;
- збереженням нормованих вертикальних відстаней між проводом і землею або між проводом і об'єктом, що перетинається.

Чинним виданням ПУЕ допустиме струмове навантаження по нагріванню неізольованих проводів визначається з найвищої температури проводу, що дорівнює  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Однак, відповідно до [3], допустима температура для неізольованих проводів повітряних ЛЕП (ПЛЕП) може досягати  $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Це збільшення пов'язане з новими способами з'єднання будівельних довжин проводів, що дозволяє додатково підвищити пропускну здатність ПЛЕП з урахуванням кліматичних факторів.

Відповідно до [3] розрахунок граничних струмових навантажень, в районах з вищою температурою повітря нижче  $45\text{ }^{\circ}\text{C}$ , можна проводити без урахування впливу сонячної радіації. Поглинена дротом енергія від сонця, в помірних широтах, може підвищити температуру проводу, що працює в

діапазоні температур 60-70 °С і більше, всього на 2-3 °С, що лежить в межах точності розрахунку.

Струм у проводі, при заданому значенні перегріву по відношенню до повітря, визначається з рівняння теплового балансу:

$$I = \sqrt{\frac{W_L + W_K \cdot \Delta t}{R_t}}, \quad (1.1)$$

де  $W_L$  – коефіцієнт тепловіддачі випромінюванням, Вт / (м·°С) , який визначається за наступною формулою:

$$W_L = 7,24 \cdot \xi \cdot d \cdot \left( \frac{T_{cp}}{1000} \right)^3, \quad (1.2)$$

де  $\xi$  – постійна променевипускання, для проводів в експлуатації приймається рівною 0,6;  $d$  – діаметр проводу, см;  $W_K$  – коефіцієнт тепловіддачі конвекцією, Вт / (м·°С);  $T_{cp}$  - середнє значення між температурою проводу та температурою повітря, К;

$$T_{cp} = \frac{t_n + t_в}{2} + 273. \quad (1.3)$$

Коефіцієнт тепловіддачі конвекцією з поверхні проводу визначається відповідно до [7]:

$$W_K = 0,16 \cdot d \cdot \Delta t^{0,3} \quad \text{при } v \leq 1,2 \text{ м/с,}$$

$$W_K = 1,1 \cdot \sqrt{v \cdot d} \quad \text{при } v \geq 1,2 \text{ м/с}$$

$v$  – швидкість вітру, спрямованого перпендикулярно до проводу, м/с.

При швидкості вітру понад 1,2 м/с та напрямку потоку вздовж проводу тепловіддача конвекцією зменшується на 50%.

У формулі (1.1)  $R_t$  опір проводу при температурі  $t$  Ом/м.

$$R_t = \frac{R_{20} \cdot (1 + \alpha' \cdot t)}{1,08} \quad (1.4)$$



$R_{20}$ — опір проводу при температурі 20 °С, Ом/м;  $\alpha'$ - температурний коефіцієнт опору матеріалу проводу.

У районах з температурою повітря 45 °С і вище, при розрахунку граничних струмових навантажень слід враховувати вплив сонячної радіації. Однак, у [7] є досить важливе зауваження, пов'язане з тим, що взимку сонячну радіацію можна не враховувати при розрахунку граничних струмових навантажень у зв'язку зі слабким впливом.

У мережах використовується стандарт, що регламентує розрахунок граничних струмових навантажень, за умов збереження механічної міцності проводів та допустимих габаритів повітряних ліній [1,10].

Допустимий струм ПЛЕП, відповідно до [10], визначається за формулою

$$I_{\text{д}} = \sqrt{\frac{P_{\text{В}} - P_{\text{С}}}{k_{\text{М}} \cdot k_{\text{П}} \cdot R_{20} (1 + \beta_r (\vartheta_{\text{д}} - 20))}} \quad (1.5)$$

де  $I_{\text{д}}$  – допустимий струм (довго допустимий струм при 70 °С або аварійно допустимий струм при 90 °С, для неізолюваних алюмінієвих проводів марок відповідно до [7]), А;  $\vartheta_{\text{д}}$  – допустима температура проводу, °С;  $P_{\text{В}}$  – потужність, що віддається проводом у повітря за рахунок конвективного теплообміну та випромінювання, Вт;  $P_{\text{С}}$  – потужність сонячного випромінювання, поглиненого проводом, Вт;  $k_{\text{П}}$  - коефіцієнт, що враховує поверхневий ефект;  $k_{\text{М}}$  - коефіцієнт, що враховує магнітні втрати в сталевому сердечнику (для сталеалюмінієвих проводів). Коефіцієнт, що враховує поверхневий ефект для постійного струму та проводів без сталевго осердя, дорівнює 1,0. Коефіцієнт, що враховує поверхневий ефект для змінного струму, залежить від конструкції дроту та співвідношення перерізів сталевго сердечника та алюмінієвої частини, що змінюється в межах 5%. Значення коефіцієнта, що враховує магнітні втрати, рекомендується приймати:

$k = 1,15$  – для 1-го шару алюмінію;

$k_{\text{М}} = 1,04$  – для 2-го шару алюмінію;

$k_{\text{М}} = 1,1$  – для 3-го шару алюмінію.

Докладніше, розрахунок тепловіддачі з поверхні проводу, облік сонячної радіації при розрахунку допустимого струму наведено у стандарту [6]. Розглянемо основні моменти під час розрахунків.

Стандарт [6], у розділі розрахунку тепловіддачі з поверхні проводу, регламентує, що необхідно враховувати спільну дію вільної та вимушеної конвекції. Облік сонячної радіації наводиться для трьох можливих ситуацій:

- для чистого повітря – ясно;
- для повітря середньої забрудненості – хмарно;
- для забрудненого повітря – похмуро.

Для вимірювання у вечірній час розрахунок допустимого струму слід проводити без урахування сонячної радіації.

Серед зарубіжних методів розрахунку допустимого струму з урахуванням фактичної температури дроту варто згадати стандарт IEEE 738-2012 [26] (переглянута версія стандарту 738-2006) та методика, запропоновану робочою групою CIGRE [25].

Основною метою стандарту IEEE є визначення методу розрахунку температурної залежності опорів повітряних ліній електропередачі.

Згідно з методом розрахунку IEEE, рівняння теплового балансу для повітряних ліній містить чотири складові. Першою складовою є тепло, що виділяється у проводах при передачі електричної енергії ( $I^2R$ ), другий – сонячне випромінювання ( $q_s$ ), третьої – випромінювання з поверхні проводу в навколишнє середовище ( $q_r$ ), і нарешті четвертою є конвекція навколо ПЛ ( $q_c$ ), яка може бути вимушеною чи природною. Сонячне випромінювання і струм, що передається, нагрівають повітряну лінію, в той час, як і випромінювання в навколишнє середовище і конвекція мають охолоджувальний ефект на ЛЕП. Рівняння теплового балансу для теплового режиму, що встановився, можна представити наступним рівнянням

$$q_c + q_r = q_s + I^2R(T_c) , \quad (1.6)$$

або для обчислення величини допустимого струму,

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_c)}}, \quad (1.7)$$

Параметри, що стоять у чисельнику, докладно описані в стандарті IEEE. Основну увагу заостримо на опорі проводу. Відповідно до представленого стандарту, електричний опір неізолюваних багатожильних проводів змінюється із частотою, середньою щільністю струму та температурою. Розрахункові значення електричних опорів для більшості стандартних алюмінієвих проводів для змінного струму частотою 60 Гц при температурі 25-75 °С наведені в довіднику алюмінієвих електричних проводів [2]. Для змінного струму частотою 50 Гц довідкові дані вказуються у відповідному державному стандарті України [8].

Математична модель оцінки температури проводу у встановленому режимі відповідно до методики CIGRE [25] враховує безліч метеорологічних параметрів. До метеорологічним параметрам, що впливають на тепловий стан провідника, відносяться: середня швидкість вітру, напрямок та турбулентність, температура навколишнього середовища та сонячна радіація. За умови незмінності цих параметрів та незначних коливань електричного навантаження температура провідника змінюється в незначних межах.

У цій ситуації тепло, отримане провідником, врівноважене кількістю розсіяної теплоти (теплова енергія не накопичується), тому тепловий стан проводу визначається стаціонарним режимом. Рівняння теплового балансу у разі може бути представлено

$$P_j + P_M + P_s + P_i = P_c + P_r + P_w, \quad (1.8)$$

де  $P_j$  - Джоулів нагрівання;  $P_M$  - магнітне нагрівання;  $P_s$  - сонячне нагрівання;  $P_i$  - нагрівання на корону;  $P_c$  - конвективне охолодження;  $P_r$  - охолодження розсіюванням;  $P_w$  - охолодження випаровуванням.

Стандарт IEEE та методика CIGRE, загалом, мають схожості та відмінності. Досить докладно різницю між цими двома стандартами викладено у роботі [24,25]. Проте, варто зазначити основні відмінності, які можна проаналізувати за формулами (1.6) і (1.8).

Методи і IEEE, і CIGRE засновані на рівнянні теплового балансу в тепловому режимі, згідно з яким отримане тепло дорівнює розсіяному теплу. Також обидві методики беруть до уваги метеорологічні параметри, що впливають на тепловий стан проводів, такі як середня швидкість вітру, напрям (кут атаки вітру), температура навколишнього повітря та сонячне випромінювання. Тим не менш, дані методи є різними способами вирішення рівняння теплового балансу. Порівнюючи формулу, використовувану CIGRE, представлену виразом (1.8), і рівняння теплового балансу представлене в стандарті IEEE виразом (1.6) можна помітити, що в методі IEEE опущені три елементи: магнітне нагрівання, нагрівання на корону та охолодження випаровуванням, оскільки зазвичай вони надають незначний вплив на визначення здатності навантаження.

## **1.2 Температурна залежність активного опору повітряних ліній електропередачі**

Питомий активний опір одна із основних параметрів, визначальних режим електроенергетичних систем (ЕЕС). Важливим завданням при розрахунку теплових режимів електричних мереж усіх класів напруги є облік температури провідника. Це зумовлено тим, що температура провідників визначає технічну допустимість того чи іншого режиму електричної мережі.

Активний опір неізолюваного проводу повітряної лінії електропередачі з урахуванням температурної залежності активного опору можна представити відповідно до відомого виразу:

$$R(\Theta) = R_{20} \cdot (1 + \alpha \Delta \Theta) = R_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot (\Theta_{\text{пров}} - 20)), \quad (1.9)$$

де  $R_{20}$  – паспортне значення активного опору при температурі 20 °С;  $\alpha$  – лінійний температурний коефіцієнт активного опору металевго провідника;  $\Theta_{\text{пров}}$  – фактична температура провідника повітряної лінії електропередачі.

Проте, останнім часом має місце використання проводів підвищеної пропускної спроможності (високотемпературних проводів). Робоча температура цих типів проводів значно вища за 90 °С. Для таких проводів спостерігається більш складна залежність активного опору від температури, при температурі вище 130 °С, і тоді вираз (1.9) перетворюється на такий вид [24]:

$$R(\Theta) = R_{20} \cdot \left( 1 + \alpha (\Theta_{\text{пров}} - 20) + \zeta \cdot (\Theta_{\text{пров}} - 20)^2 \right), \quad (1.10)$$

де  $\zeta$  – квадратичний температурний коефіцієнт активного опору металевих провідників.

Значення лінійного та квадратичного температурних коефіцієнтів активного опору та інших теплових параметрів металів, що застосовуються в електроенергетиці наведені в таблиці 1.1 (таблиця 6 [2]).

Таблиця 1.1 – Теплові параметри матеріалів для проводів

	$\rho \cdot 10^{-9}$ , Ом·м	$c$ , Дж/кг·К	$\alpha$ , 1/К	$\zeta$ , 1/К <sup>2</sup>	$\lambda$ , Вт/м·К
Алюміній	28,264	897	$4,03 \times 10^{-3}$	$8 \times 10^{-7}$	240
Алюмінієвий сплав АВЕ	32,7	909	$3,6 \times 10^{-3}$	$8 \times 10^{-7}$	210
Мідь	17,241	383	$3,9 \times 10^{-3}$	$5 \times 10^{-8}$	400
Оцинкована сталь	287,36(*)	481	$4,5 \times 10^{-3}$	$6 \times 10^{-6}$	24
	191,57(**)				
	215,5(***)				

(\*) 6% провідність за міжнародним стандартом для відпаленої міді (IACS); (\*\*) 9% провідність з IACS; (\*\*\*) 8% провідність за IACS.

Порівняємо вплив лінійного та квадратичного температурних коефіцієнтів на активний опір проводів повітряних ліній виконаних проводами, АС 150/24

– рисунок 1.1 та АССР 297-Т16 – рисунок 1.2 (високотемпературний провід із робочою температурою до 240 °С).



Рисунок 1.1 – Провід марки АС 150/24

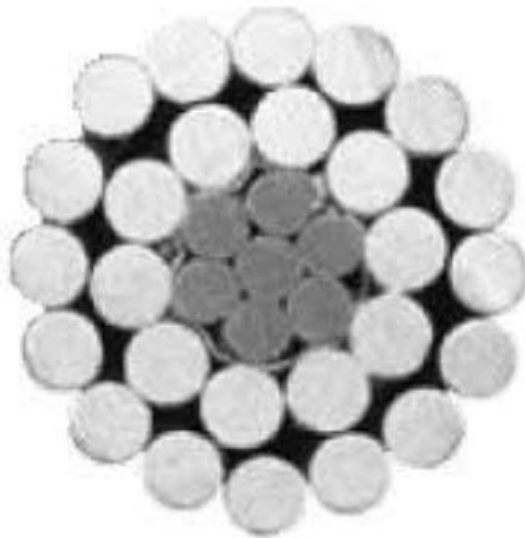


Рисунок 1.2 – Провід марки АССР 297-Т16

*Провід марки АС 150/24*

$$R(\Theta)_{\alpha} = 0,239 \cdot (1 + 0,00403 \cdot (90 - 20)) = 0,2614$$

$$R(\Theta)_{\zeta} = 0,239 \cdot (1 + 0,00403 \cdot (90 - 20) + 8 \cdot 10^{-7} \cdot (90 - 20)^2) = 0,2622$$

$$\Delta = \frac{R(\Theta)_{\zeta} - R(\Theta)_{\alpha}}{R(\Theta)_{\zeta}} \cdot 100 = \frac{0,2622 - 0,2614}{2622} \cdot 100 = 0,305 \%$$

### ***Провід марки ACCR 297-T16***

$$R(\Theta)_{\alpha} = 0,1826 \cdot (1 + 0,00403 \cdot (240 - 20)) = 0,3532$$

$$R(\Theta)_{\zeta} = 0,1826 \cdot (1 + 0,00403 \cdot (240 - 20) + 8 \cdot 10^{-7} \cdot (240 - 20)^2) = 0,3605$$

$$\Delta = \frac{R(\Theta)_{\zeta} - R(\Theta)_{\alpha}}{R(\Theta)_{\zeta}} \cdot 100 = \frac{0,3605 - 0,3532}{3605} \cdot 100 = 2,009 \%$$

Як видно за результатами розрахунку, для проводів АС 150/24 та ACCR 297-T16 при обліку та не врахуванні квадратичного коефіцієнта різниця у визначенні активного опору становить 0,305 % та 2,009 %, відповідно. Даний факт дозволяє розраховувати опір класичних проводів марки АС, що визначається за виразом (1.9), не беручи до уваги квадратичну складову, що враховується у виразі (1.10). Для високотемпературних проводів за фактичної температури вище 130 °С неврахування квадратичної складової може внести похибку визначення активного опору лише на 2,009%. Цей рівень похибки лежить у межах точності визначення активного опору за допомогою наявних засобів вимірювання. Тому надалі, при розробці методів розрахунку встановленого режиму ЕЕС для визначення активного опору користуватимемося виразом (1.9). Вираз (1.10) доцільно застосовувати лише високотемпературних проводів і лише за наявності в схемі.

Активний опір проводу досить сильно впливає на результати розрахунків режимів ЕЕС (виключенням є мережі напругою 330 кВ та вище, так як в мережах зазначених напруг відношення  $X/R \gg 7$ , і режим, значною мірою визначається індуктивним опором повітряних ліній електропередачі). Однак, при розрахунку режимів активний опір з урахуванням температури враховується лише приблизно. Цей факт викликаний тим, що врахувати безліч факторів, що впливають на фактичну температуру провідника, досить

складно, хоча ведуться роботи зі створення спрощених формул, які враховували б температуру, але з меншою кількістю факторів [9,19]. Іншими словами, фактична температура є функцією безлічі змінних: струм, що протікає по проводу, температура навколишнього середовища, атмосферний тиск повітря, швидкість та напрям вітру, інтенсивність сонячної радіації та інші параметри [8, 11, 15]. Температура навколишнього повітря є одним з основних факторів, що значно впливає на температуру провідників при певному завантаженні лінії, швидкості та кута атаки вітру.

На основі результатів множинних досліджень теоретичного та практичного характеру [12, 17, 22] необхідно в максимально повному обсязі врахувати різноманітність кліматичних факторів.

Однак, облік кліматичних факторів має значний ряд складнощів, викликаних слабкою забезпеченістю інформацією про поточний стан проводу та кліматичні фактори. Основна складність полягає у досить "бідній" оснащеності датчиками температури навколишнього повітря [17]. Якщо недостатньо інформації про температуру проводу повітряної лінії електропередачі, її слід приймати рівною середньому за розрахунковий період значення (добу, місяць, рік).

### **Висновки по першому розділу**

1. Проведено огляд сучасних стандартів та методик визначення фактичної температури проводів повітряних ліній електропередачі. Здійснено оцінку впливу квадратичного коефіцієнта температурної залежності на активний опір проводу повітряної лінії електропередачі. Встановлено, що вплив квадратичного коефіцієнта на активний опір становить не більше 2,009%, на відміну від випадку, коли цей коефіцієнт не враховується.

2. На основі літературного огляду було встановлено, що розрахунок тривалодопустимого струму зазвичай проводиться за найгірших умов охолодження проводу ПЛЕП.



## РОЗДІЛ 2

## МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ УСТАЛЕНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ І ТЕПЛОВИХ РЕЖИМІВ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

## 2.1 Математичні моделі та методи розрахунку усталених режимів електричних мереж

Усталені режими роботи електроенергетичних систем змінного струму описуються системами нелінійних рівнянь алгебри. Широким поширенням користується запис нелінійних рівнянь алгебри встановився режиму на основі методу вузлових напруг. Для формалізації задачі розрахунку режимів, що встановилися, застосовуються методи алгебри матриць у поєднанні з окремими положеннями теорії графів [7, 14, 18]. Equation Chapter (Next)

Методам розрахунку режимів, що встановилися, приділено досить велику увагу як у вітчизняній так і в зарубіжній технічній літературі [5, 10, 23]. Існують десятки різних методів розрахунку та їх модифікацій.

Розглянемо застосування рівнянь вузлових напруг щодо одного вузла  $i$  відповідно до рисунка 2.1 [21].

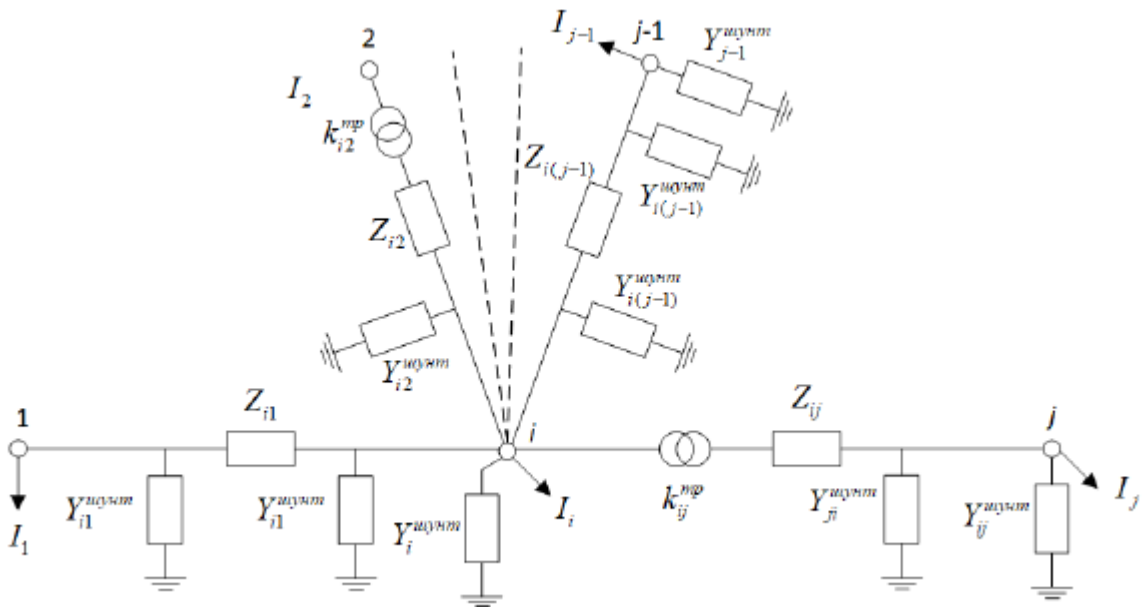


Рисунок 2.1 – Схема заміщення мережі відносно вузла  $i$

Рівняння режиму для вузла і схеми заміщення мережі, представленої на малюнку 2.1 записано за методом вузлових напруг і виглядатиме наступним чином [15, 18]

$$\dot{Y}_{ii}\dot{U}_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^k \dot{Y}_{ij}\dot{U}_j = \dot{I}_i, \quad (2.1)$$

де  $\dot{U}_i$  та  $\dot{U}_j$  – напруга  $i$ -го та  $j$ -го вузлів;  $\dot{Y}_{ii}$  – власна провідність  $i$ -го вузла, що дорівнює сумі провідностей гілок, що сходяться в цьому вузлі;  $\dot{Y}_{ij}$  – взаємна провідність  $i$ -го та  $j$ -го вузлів, що дорівнює сумі провідностей гілок безпосередньо з'єднують ці вузли;  $\dot{I}_i$  – струм струму  $i$ -го вузла,  $k$  – загальна кількість вузлів з невідомими напругами, балансує і базисних. У разі відсутності трансформаторних гілок власні та взаємні провідності набувають досить простого вигляду [14].

Подібним чином можна записати такі ж рівняння для інших вузлів.

Враховуючи, що взаємна провідність  $\dot{Y}_{ij}$  між несуміжними вузлами дорівнює нулю ( $i \neq j$ ), в мережі, де кількість вузлів становить  $k$  (з урахуванням базисних вузлів та вузлів, що баланшують за реактивною потужністю), рівняння (2.1) можна представити в вигляді [14]

$$\sum_{j=1}^k \dot{Y}_{ij}\dot{U}_j = \dot{I}_i. \quad (2.2)$$

Відмінності, щодо виразів, поданих у [25, 38, 88], обумовлені прийнятими знаками власних та взаємних провідностей; причому індуктивні провідності вважаються позитивними.

Таку систему рівнянь (2.2) зазвичай називають системою рівнянь вузлових напруг, яку в матричному вигляді можна записати як

$$\begin{bmatrix} \dot{Y}_{1,1} & -\dot{Y}_{1,2} & \cdots & -\dot{Y}_{1,n} \\ -\dot{Y}_{2,1} & \dot{Y}_{2,2} & \cdots & -\dot{Y}_{2,n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -\dot{Y}_{n,1} & -\dot{Y}_{n,2} & \cdots & \dot{Y}_{n,n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \vdots \\ \dot{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \vdots \\ \dot{I}_n \end{bmatrix}, \quad (2.3)$$

або в блочному вигляді

$$[\dot{Y}] \dot{U} = \dot{I} \quad (2.4)$$

де  $\dot{U}$  та  $\dot{I}$  – вектори комплексів напруги та струму;  $[\dot{Y}]$  – матриця вузлових провідностей.

На основі розв'язання даної системи рівнянь можна визначити напруги у вузлах мережі, а також струми, що протікають елементами. Струм, який протікає елементом з провідністю  $Y$  від вузла  $i$  до вузла  $j$ , можна визначити за відомим виразом

$$i_{ij} = \frac{(\dot{U}_i - \dot{U}_j) \cdot \dot{Y}_{ij}}{\sqrt{3}} . \quad (2.5)$$

Варто відзначити, що, при вирішенні системи рівнянь (2.4), матриця провідностей є виродженою, що призводить до безлічі рішень, а саме, напруги у вузлах, при одних і тих же значення струму у гілках, можуть мати значення, що не відповідають технічному змісту задачі і, відповідно, немає практичного значення, тобто. рішень буде безліч, а з практичної точки зору це все одно що жодного. Насправді при розрахунку режиму не вдасться навіть скласти систему рівнянь, тому що невідома потужність, що видається вузлом, який мав бути базисним. Іншими словами, цю систему рівнянь неможливо вирішити через лінійну залежність цих рівнянь, яка полягає в тому, що одне з рівнянь системи може бути виражене через решту [17]. Для того, щоб усунути невизначеність рішення та отримати практичне рішення завдання необхідно встановити значення напруги в одному з вузлів, тим самим вивівши його зі складу змінних [25]. Кількість невідомих стане на одну меншу, відповідно, із системи рівнянь можна виключити рівняння для даного вузла, і матриця провідностей вже не буде вироджена, і можливе отримання практичного рішення. Вузол, в якому задається напруга, називається базисним, а вузол, рівняння якого не входить у систему рівнянь вузлових напруг називається

балансуючим, струм цього вузла перебуває з балансу струмів всієї системи. Зазвичай той самий вузол задається як базисного і балансуючого [88].

Однак, існує інший спосіб отримання практично значущого результату під час вирішення системи (2.4). Даний спосіб полягає в тому, що в систему рівняння вводиться додаткова невідома змінна частота змінного струму та додаткове рівняння, що відображає зв'язок небалансу активної потужності в системі з частотою. Докладніше про цей спосіб викладено в [19].

Виходячи з цього, можна записати рівняння вузлових напруг у вигляді

$$[\dot{Y}]\dot{U} = \dot{i} - [\dot{Y}]_{BBB} \cdot \dot{U}_{BBB}, \quad (2.6)$$

де  $[\dot{Y}]$  – матриця вузлових провідностей без стовпця та рядка, що відповідають базисно-балансуючого вузла;  $\dot{U}_{BBB}$ , – встановлене значення напруга базисно-балансуючого вузла  $n$ ;  $[\dot{Y}]_{BBB}$  – стовпець матриці вузлових провідностей, що відповідає базисно-балансуючого вузла  $n$ .

Історично склалося, що рівняння встановленого режиму записуються, як правило, в 4 формах:

- баланс струмів у полярній системі координат;
- баланс струмів у декартовій системі координат;
- баланс потужностей у полярній системі координат;
- баланс потужностей у декартовій системі координат.

Кожна з представлених форм запису рівнянь режиму має свої переваги та недоліки. Однак, докладно зупинимося на розгляді лише двох форм запису рівнянь: баланс струмів і потужностей у полярній системі координат.

Для зручності формування рівнянь УР, вузли зазвичай поділяють на три типи [5, 18]:

1. Навантажувальні вузли типу PQ – вузли, у яких відсутній пристрій регулювання напруги. До таких вузлів можуть належати нерегульовані навантажувальні вузли, транзитні вузли тощо. Зазвичай, у вузлах даного типу активна та реактивна потужності задаються постійними або у вигляді СХН.

2. Генераторні (регульовані) вузли типу PV - вузли із заданим модулем напруги, в яких є пристрої регулювання напруги або будь-які інші пристрої підтримки модуля напруги. Для таких вузлів задається активна потужність, модуль напруги та діапазон регулювання реактивної потужності, в якому підтримуватиметься заданий модуль напруги.

3. Базисно-балансуючі вузли типу V $\delta$  – вузли, у яких задані модуль і фазовий кут напруги. Саме для вузлів даного типу не складається рівняння режиму, що входять до системи рівнянь вузлових напруг.

Відомі та невідомі параметри для даних типів вузлів, спрощено, представлені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Типи вузлів для формування рівнянь режиму

Тип вузла	Дано	Найти
PQ	P, Q	U, $\delta$
PV	P, U	$\delta$ , Q
V $\delta$	U, $\delta$	P, Q

Наприклад, для форми запису рівнянь у вигляді балансу струмів має місце недолік, пов'язаний з необхідністю введення додаткового рівняння для PV вузлів для зв'язку комплексу напруги у вузлі з його модулем. Однак, крім комплексів напруг, до числа невідомих входить реактивна потужність цих вузлів, яка для PV вузлів розраховується вже після основних операцій розрахунку ітераційного процесу. Недоліком цього є збільшення розмірності системи нелінійних рівнянь на число PV вузлів [5]. Варто згадати, що в роботі [18] автори тестували різні обчислювальні моделі розрахунку поточкорозподілу, і саме струмова модель у полярній системі координат виявилася найбільш надійною та швидкодією на всіх тестованих схемах. У роботі [19], тих самих авторів, розглядалися різні аспекти обчислювальних моделей при розрахунку граничних режимів ЕЕС на заданій траєкторії обтяження.

Запис рівнянь у формі балансу потужностей дозволяє зручніше враховувати PV вузли. Ця зручність викликана необхідністю записувати лише рівняння балансу активної потужності. Оскільки для PQ вузлів необхідно записувати рівняння балансу за активною та реактивною потужностями, загальний порядок системи дорівнює кількості вузлів плюс кількість вузлів типу PQ. Таким чином, розмірність форми запису рівнянь режиму в потужностях у полярній системі менше, ніж у декартовій системі на кількість PV вузлів.

Якщо в мережі є вузли, які є балансуєчими за реактивною потужністю, систему рівнянь режимів, що встановилися, необхідно доповнити рівняннями, що зв'язують комплекс напруги з його модулем [18]

$$\begin{aligned}\Delta I_i(\dot{U}, P_i, Q_i) &= -\frac{P_i + jQ_i}{U_i^*} - \sum_{j=1}^k \dot{Y}_{ij} \dot{U}_j = 0, \quad i \in PV + PQ; \\ \Delta E_i(|\dot{U}_i|, \dot{U}_i) &= |\dot{U}_i|^2 - \dot{U}_i^* \dot{U}_i = 0, \quad i \in PV;\end{aligned}\tag{2.7}$$

де  $\Delta E_i$  – небаланс квадрата модуля напруги.

Недоліком даної системи є збільшення її розмірності на кількість вузлів, що задаються постійною активною потужністю та модулем напруги. Для усунення цього недоліку існують форми подання рівнянь вузлових напруг у полярній системі координат. При даному способі розрахунку УР система вирішується щодо небалансів активної та реактивної потужностей, що дозволяє розділити знаходження рішення для вузлів, що задаються постійною активною та реактивною потужностями, та вузлів, які задаються активною потужністю та модулем напруги, тим самим зменшуючи кількість необхідних рівнянь.

Для того, щоб уявити рівняння вузлових напруг у формі балансу потужностей необхідно кожне  $i$ -е рівняння помножити на відповідний пов'язаний комплекс напруги  $U_i^*$ , отримавши наступну систему рівнянь

$$\Delta S^* = S_i^* - \dot{Y}_{ii}^* \dot{U}_i^* U_i - U_i \sum_{j \neq i} \dot{Y}_{ij}^* \dot{U}_j^*, \quad i = 1, n. \quad (2.8)$$

У системі рівнянь (2.8) величини записані в комплексному вигляді та можуть бути переписані в декартовій або полярній системах координат, відповідно з рисунком 2.2.

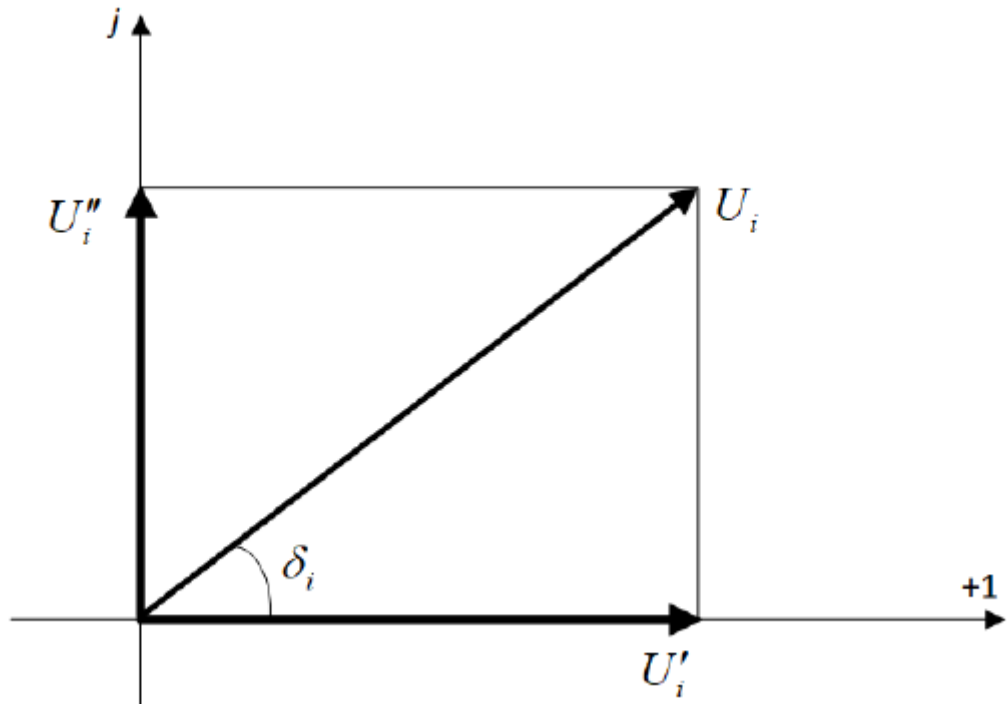


Рисунок 2.2 – Подання комплексу напруги у прямокутних та полярних системах координат

Для представлення рівнянь у вигляді балансу струмів і потужностей у полярній системі координат необхідно комплекс напруг  $\dot{U}_k$  представити через його модуль  $|U|_i$  фазовий кут зсуву  $\delta_i$  щодо напруги базового вузла. Тоді, за теоремою Ейлера, комплекс напруги  $\dot{U}_k$  можна записати через косинусні та синусні складові:

$$\dot{U}_i = |\dot{U}_i| e^{j\delta_i} = |\dot{U}_i| (\cos \delta_i + j \sin \delta_i). \quad (2.9)$$

На основі виразу (2.9) рівняння вузлових напруг у вигляді балансу потужностей можна представити в наступному вигляді

$$\begin{aligned}
\Delta S_i &= S_i^* - \dot{Y}_{ii} \dot{U}_i U_i^* - U_i \sum_{j \in i} \dot{Y}_{ij} \dot{U}_j = \Delta P_i - j \Delta Q_i = \\
&= P_i - j Q_i - (G_{ii} + j B_{ii}) |\dot{U}_i| e^{-j \delta_i} |\dot{U}_i| e^{j \delta_i} - \sum_{j \in i} (G_{ij} + j B_{ij}) |\dot{U}_i| e^{-j \delta_i} |\dot{U}_j| e^{j \delta_j} = \\
&= P_i - j Q_i - (G_{ii} + j B_{ii}) |\dot{U}_i|^2 - |\dot{U}_i| \sum_{j \in i} (G_{ij} + j B_{ij}) |\dot{U}_j| e^{-j(\delta_i - \delta_j)} = \\
&= P_i - j Q_i - (G_{ii} + j B_{ii}) |\dot{U}_i|^2 - |\dot{U}_i| \sum_{j \in i} |\dot{U}_j| (G_{ij} + j B_{ij}) (\cos \delta_{ij} - j \sin \delta_{ij})
\end{aligned} \tag{2.10}$$

де  $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$ .

Більшість програм з розрахунку встановлених режимів використовують форму запису рівнянь у потужностях у полярних системах координат (EnergyCS, RastrWin, Etap та ін.), проте є і винятки – Анарес, в даному програмному продукті використовується запис рівнянь режиму в декартовій системі координат.

## 2.2. Визначення рівнянь режиму енергосистеми у формі балансу потужностей

Зупинимося докладніше на записи рівнянь режиму у формі балансу потужностей у полярній системі координат і в цілому на алгоритмі розрахунку режиму, що встановився, який використовується в програмних комплексах.

Запишемо рівняння режиму, що встановився, у формі балансу потужностей у полярній системі координат:

$$\Delta P_i(P_i, U, \delta) = P_i + U_i^2 g_{ii} - U_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^k U_j (g_{ij} \cos(\delta_{ij}) - b_{ij} \sin(\delta_{ij})) = 0, \tag{2.11}$$

$$\Delta Q_i(Q_i, U, \delta) = P_i + U_i^2 b_{ii} - U_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^k U_j (b_{ij} \cos(\delta_{ij}) - g_{ij} \sin(\delta_{ij})) = 0. \tag{2.12}$$

де  $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$ ;  $U_i$ ,  $\delta_i$ ,  $U_j$ ,  $\delta_j$  – модулі та фази напруг у вузлах, кВ та град;  $P_i$ ,  $Q_i$  – потужності споживачів, МВт та Мвар;  $g_{ii}$ ,  $b_{ii}$  – дійсна та уявна частини власної провідності вузла;  $g_{ij}$ ,  $b_{ij}$  – дійсна та уявна частини взаємної провідності вузлів,  $k$  – загальна кількість вузлів з невідомими напругами, балансуєчих та базисних.



Аналогічні рівняння наведені у [20]; відмінності обумовлені прийнятими знаками власних та взаємних провідностей.

Власні та взаємні провідності обчислюються на основі матриці вузлових провідностей:

$$Y = M \cdot \text{diag}(Z^{-1}) \cdot M^T, \quad (2.13)$$

де  $M$  – перша матриця інцидентів;  $\text{diag}(Z^{-1})$  - матриця провідностей поздовжніх гілок (матриця є квадратною та неособливою), причому індуктивні провідності вважаються позитивними.

У виразі (2.13)  $M$  – матриця з'єднання гілок у вузлах, яка за своєю формою є прямокутною, у якій число рядків відповідає кількості вузлів  $n$ , а число стовпців – числу гілок  $m$ :

$$M_{\Sigma} = (m_{ij}); i = 1, \dots, n; j = 1, \dots, m. \quad (2.14)$$

При цьому номери рядків і відповідають номерам вузлів, а номери стовпців  $j$  – номерам гілок [14]. Елементи матриці  $M$  можуть приймати одне з трьох значень:

1.  $m_{ij} = +1$ , якщо вузол  $i$  є початковим вузлом гілки  $j$ ;
2.  $m_{ij} = -1$ , якщо вузол  $i$  є кінцевим вузлом гілки  $j$ ;
3.  $m_{ij} = 0$ , якщо вузол який входить в гілки  $j$ ;

Для коригування матриці вузлових провідностей з урахуванням поперечних гілок схем заміщення елементів вираз (2.13) можна перетворити на такий вид

$$Y_{\text{корек}} = Y - jB_{\text{лін}} + G_{\text{лін}} + G_{\text{тр}} + jB_{\text{тр}}, \quad (2.15)$$

де  $B_{\text{лін}}$  - матриця, складена з ємнісних провідностей схем заміщення ліній;  $G_{\text{лін}}$  - матриця, складена з активних провідностей схем заміщення ліній;  $G_{\text{тр}}$  - матриця, складена з поперечних активних провідностей схем заміщення трансформаторів;  $B_{\text{тр}}$  - матриця, складена з поперечних індуктивних

провідностей схем заміщення трансформаторів; перераховані діагональні матриці і складаються з невід'ємних елементів.

Активні провідності ліній дозволяють врахувати втрати коронний розряд. У мережах 110 кВ і нижче (а часто і в мережах 220 кВ) цими втратами можна знехтувати, і тоді  $G_{\text{лин}} = 0$ . Таким чином, облік активних провідностей ліній дозволяє розширити сферу застосування методів розрахунку УР на класи напруги 330 кВ та вище. При цьому, якщо довжини ліній перевищують 300 км, то опори та провідності обчислюються з урахуванням розподілу параметрів [21].

При розрахунку режимів електричних мереж зазвичай використовують різні варіації методу Ньютона. Даний метод має низку переваг. Насамперед, це мала кількість наближень, необхідне визначення шуканих амплітуд і фаз напруг із заданою точністю. Представлена перевага обумовлена квадратичною збіжністю методу Ньютона. Як правило, у звичайному випадку ітераційний процес сходиться за 5–10 наближень.

При розрахунку режиму методом Ньютона відбувається лінеаризація нелінійної функції (рівняння режиму) у точці. Для лінеаризації необхідно розкласти потрібну функцію в ряд Тейлора. Зазвичай обмежуються лише складовою першого порядку.

Тому при розрахунку режиму необхідно визначити матрицю Якобі (матрицю перших похідних). Матриця Якобі для рівнянь встановленого режиму, записаних у формі балансу потужностей у полярній системі координат, можна уявити, як

$$J = \begin{vmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \delta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial U} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \delta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial U} \end{vmatrix}. \quad (2.16)$$

Матриця Якобі, представлена (2.16), має блокову структуру. У деяких специфічних завданнях, таких як пошук небезпечного перерізу,

використовується аналіз властивостей матриці Якобі [22]. Кожен із блоків матриці Якобі визначається наступним чином:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta P_i}{\partial \delta_j} &= \begin{cases} -\sum_{j=1}^k U_i \cdot U_j \cdot (g_{ij} \cdot \sin(\delta_{ij}) + b_{ij} \cdot \cos(\delta_{ij})), & i \neq j \\ \sum_{j=1}^k U_i \cdot U_j \cdot (g_{ij} \cdot \sin(\delta_{ij}) + b_{ij} \cdot \cos(\delta_{ij})), & i = j \end{cases} \\ \frac{\partial \Delta P_i}{\partial U_j} &= \begin{cases} \sum_{j=1}^k U_i \cdot (-g_{ij} \cdot \cos(\delta_{ij}) + b_{ij} \cdot \sin(\delta_{ij})), & i \neq j \\ 2 \cdot U_i \cdot g_{ii} + \sum_{j=1}^k U_j (-g_{ij} \cdot \cos(\delta_{ij}) + b_{ij} \cdot \sin(\delta_{ij})), & i = j \end{cases} \\ \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial \delta_j} &= \begin{cases} -\sum_{j=1}^k U_i \cdot U_j \cdot (b_{ij} \cdot \sin(\delta_{ij}) - g_{ij} \cdot \cos(\delta_{ij})), & i \neq j \\ \sum_{j=1}^k U_i \cdot U_j \cdot (b_{ij} \cdot \sin(\delta_{ij}) - g_{ij} \cdot \cos(\delta_{ij})), & i = j \end{cases} \\ \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial U_j} &= \begin{cases} -\sum_{j=1}^k U_i \cdot (b_{ij} \cdot \cos(\delta_{ij}) + g_{ij} \cdot \sin(\delta_{ij})), & i \neq j \\ 2 \cdot U_i \cdot b_{ii} - \sum_{j=1}^k U_j (b_{ij} \cdot \cos(\delta_{ij}) + g_{ij} \cdot \sin(\delta_{ij})), & i = j \end{cases} \end{aligned} \quad (2.17)$$

Після визначення матриці Якобі відбувається рішення лінеаризованої системи методами розв'язання лінійних рівнянь алгебри. Зазвичай, як нього виступає метод Гауса.

Спрощена схема розрахунку режиму, що встановився, на ЕОМ представлена на малюнках 2.3 і 2.4.

Нині існує безліч варіацій методу Ньютона. За кордоном широке застосування набули розділені методи Ньютона [20, 22]. У вітчизняній практиці розрахунку УР вони не знайшли широкого поширення через наявність схем з великим співвідношенням R/X, для яких розділені методи мають найгіршу збіжність, щодо класичного методу [13, 21].

Розділений метод Ньютона вперше був запропонований у 70-х роках 20 століття [12, 18]. Основна його суть полягає у «розподілі» системи лінійних рівнянь. Тобто. всі елементи підматриці  $\frac{\partial \Delta P}{\partial U}$  і  $\frac{\partial \Delta Q}{\partial \delta}$  приймаються рівними нулю.

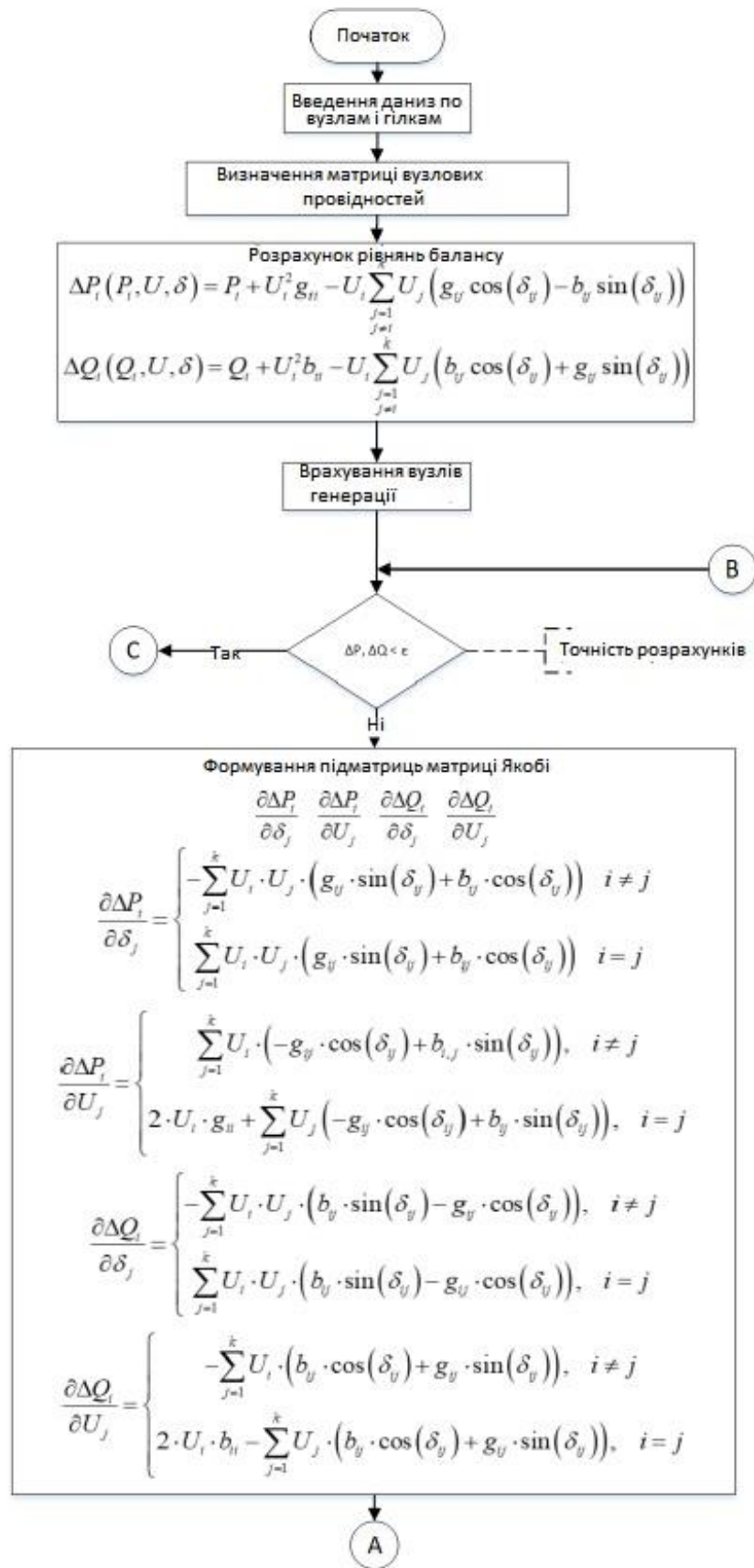


Рисунок 2.3 – Блок-схема алгоритму рішення системи рівнянь усталеного режиму методом Ньютона (частина 1)

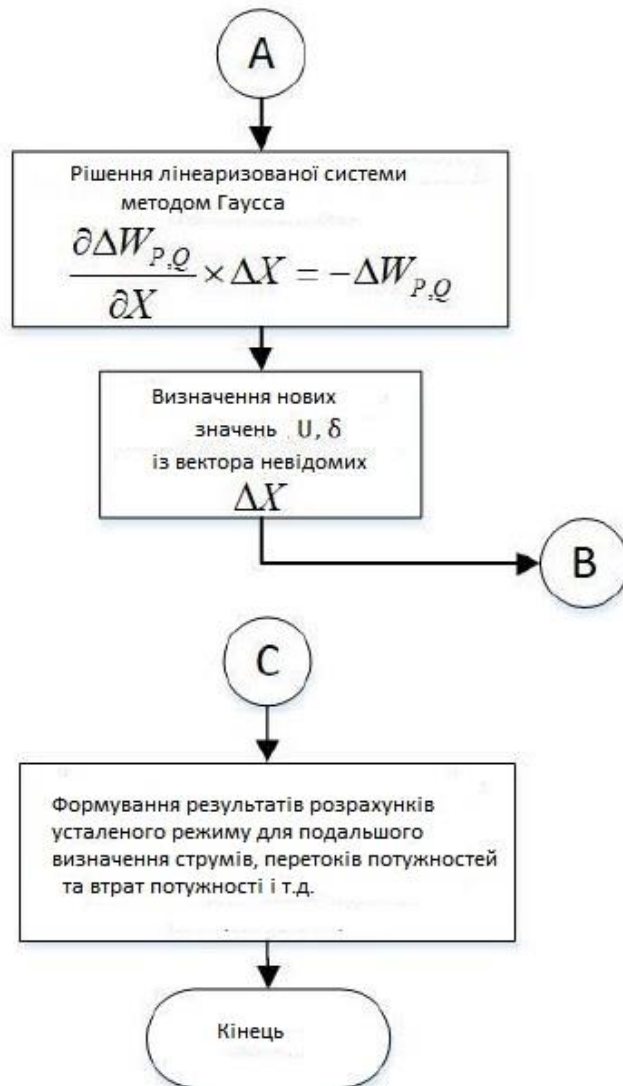


Рисунок 2.4 – Блок-схема алгоритму розв'язання системи рівнянь усталеного режиму методом Ньютона (частина 2)

Дане припущення за своєю суттю не є грубим і пов'язане з тим, що в реальних мережах високої та ультрависокої напруги активний опір значно менше реактивного, а кути по лініях за нормальних умов рідко перевищують 20-25°. Потокорозподіл активних потужностей визначається переважно фазовими кутами і слабо залежить від напруг.

### Висновки по другому розділу

1. Зроблено огляд основних методів розрахунку усталених процесів в ЕЕС, що використовуються в даний час. Виділено переваги та недоліки найбільш поширених методів розрахунку УР.

2. Використання прямих та чисельних методів вирішення рівняння теплового балансу повітряних ліній електропередачі з достатньою для практичних розрахунків точністю може бути застосоване як спосіб визначення фактичної температури.

### РОЗДІЛ 3

## ОБГРУНТУВАННЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ТЕПЛОВОГО РЕЖИМУ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

У загальному випадку рівняння теплового балансу для повітряної лінії електропередач можна записати у вигляді [21]

$$\Delta P_0 (1 + \alpha \Theta_{жс}) = d_{пр} \cdot \left[ \pi \alpha_{вим.} (\Theta_{зовн.} - \Theta_{навк.}) + \pi \varepsilon_n C_0 (T_{зовн.}^4 - T_{навк.}^4) - A_s q_{сон.} \right], \quad (3.1)$$

де  $\Delta P_0$  – втрати активної потужності за 0 °С на одиницю довжини, Вт;  $\alpha$  – температурний коефіцієнт опору, 1/°С;  $\Theta_{жс}$  – температура струмопровідної жили, °С;  $d_{пр}$  – діаметр проводу, м;  $\alpha_{вим.}$  – коефіцієнт тепловіддачі проводу (вимушеної конвекцією), Вт/(м<sup>2</sup>·°С);  $\Theta_{зовн.}$ ,  $\Theta_{навк.}$  – температури зовнішньої поверхні проводу та навколишнього середовища, °С;  $T_{зовн.}$ ,  $T_{навк.}$  – абсолютні температури зовнішньої поверхні проводу та навколишнього середовища, К;  $\varepsilon_n$  та  $A_s$  – ступінь чорноти поверхні проводу та поглинальна здатність поверхні для сонячної радіації;  $C_0 = 5,67 \cdot 10^{-8}$  Вт/(м<sup>2</sup>·К<sup>4</sup>) – постійна Стефана-Больцмана;  $q_{сон.}$  – щільність потоку сонячної радіації на поверхню проводу, Вт/м

Для неізолюваних проводів можна прийняти  $\Theta_{зовн.} = \Theta_{жс}$ . В цьому випадку, рівняння (3.1) являє собою є алгебраїчним рівнянням четвертої ступеня, щодо температури жили, і може бути вирішено не тільки чисельними, а й прямими методами. Нижче наведено опис лише рішення прямим методом. Якщо проводи ізолювані, то рівняння (2.18) доповнюється формулою зв'язку температур жили та зовнішньої поверхні проводу [14] і після перетворень також зводиться до рівня алгебри четвертого ступеня.

Рівняння (3.1) справедливе лише для стаціонарного теплового режиму лінії. Типова тривалість теплових перехідних процесів у неізолюваних дротах становить не більше однієї години.

Розділимо обидві частини рівняння на  $\pi d_{np} \varepsilon_n C_0 (1 = \alpha \Delta P_0 S_{випр.})$  та перенесемо всі складові в праву частину з урахуванням співвідношення  $T_{зовн.} = \Theta_{зовн.} + 273,15$ . Тоді після приведення подібних рівнянь (3.1) набуде наступного вигляду:

$$T_{зовн.}^4 + A_1 T_{зовн.} + A_0 = 0. \quad (3.2)$$

Тут введено такі позначення, отримані в результаті перетворень:

$$A_1 = \frac{\alpha_{взм}}{\varepsilon_n C_0} - \frac{\alpha \Delta P_0}{\pi d_{np} \varepsilon_n C_0}, \quad (3.3)$$

$$A_0 = \frac{(273,15\alpha - 1)\Delta P_0}{\pi d_{np} \varepsilon_n C_0} - \frac{A_s q_{кон.}}{\pi \varepsilon_n C_0} - \frac{\alpha_{взм} T_{навок}}{\varepsilon_n C_0} - T_{навок}^4. \quad (3.4)$$

Видно, що вираз (3.2) є алгебраїчним рівнянням четвертого ступеня щодо температури зовніш  $T$ . Вирішення цього рівняння знайдемо з допомогою методу Феррарі [19]. Однак, варто згадати, що вираз (3.2) можна вирішити на основі методу найменших квадратів, як це виконано у роботі [22].

Доданок, що містить третій ступінь невідомого, відсутній. Тоді першим кроком вирішення рівняння методом Феррарі є перетворення з за допомогою допоміжного параметра  $\beta$ :

$$T_{зовн.}^4 + A_1 T_{зовн.} + A_0 = (T_{зовн.}^2 + \beta)^2 - [2\beta T_{зовн.}^2 - A_1 T_{зовн.} + \beta^2 - A_0] = 0. \quad (3.5)$$

Параметр  $\beta$  вибирається таким чином, щоб вираз у квадратних дужках було повним квадратом. Це відповідає умові

$$\beta^3 - A_0 \beta - \frac{A_1^2}{8} = 0. \quad (3.6)$$

Вирішуючи кубічне рівняння (3.6) за формулою Кардано, отримаємо вираз для  $\beta$ :

$$\beta = \sqrt[3]{\frac{A_1^2}{16} + \sqrt{\frac{A_1^4}{256} - \frac{A_0^3}{27}}} + \sqrt[3]{\frac{A_1^2}{16} - \sqrt{\frac{A_1^4}{256} - \frac{A_0^3}{27}}} \quad (3.7)$$



При такому значенні  $\beta$  рівняння (3.5) зводиться до двох квадратних рівнянь:

$$T_{\text{зовн.}}^2 + \beta = \pm \sqrt{2\beta} \left( T_{\text{зовн.}} - \frac{A_1}{4\beta} \right). \quad (3.8)$$

Як видно, вираз (3.4) має 4 корені. Очевидно, що реальному (з фізичної точки зору) відповідає лише один із них, а решта є лише математичною абстракцією. У роботі [22] проведені математичні викладки, що дозволяють вибрати корінь рівняння, який відповідає реальному режиму. Тому в роботі дані математичні викладки вказувати не будемо, зупинимося лише на їхньому результаті. Розрахункова формула для температури зовнішньої поверхні проводу має вигляд:

$$\Theta_{\text{зовн.}} = -\sqrt{\frac{\beta}{2}} + \sqrt{\frac{A_1}{\sqrt{8 \cdot \beta}} - \frac{\beta}{2}} - 273,15. \quad (3.9)$$

Зробимо порівняння точності результатів, одержуваних при вирішенні рівняння теплового балансу проводу, представленим аналітичним методом з чисельним рішенням даного рівняння, та моделювання у програмному комплексі Ansys. Розрахунок температури проводу марки АС 120/19 наведемо тільки для аналітичного методу вирішення рівняння теплового балансу, чисельне рішення (виробимо за допомогою програми [18]) та визначення температури в програмі Ansys наведемо лише як кінцеві результати. Впливом сонячної радіації знехтуємо, тому що її точне визначення достатньо важко і залежить від безлічі факторів, описаних у [12, 16].

Вихідні дані для розрахунку наведено у таблиці 2.2.

Для початку необхідно визначити втрати активної потужності на одиницю довжини під час опору, приведену до 0 С.

$$\Delta P_0 = I^2 \frac{r_{20}}{1 + 20\alpha} = 350^2 \cdot \frac{0,000244}{1 + 20 \cdot 0,00403} = 27,661 \text{ Вт/м.}$$

Далі визначимо коефіцієнти  $A_1$  та  $A_0$  по формулам (3.3) та (3.4) відповідно:

$$A_1 = \frac{\alpha_{\text{вим}}}{\varepsilon_n C_0} - \frac{\alpha \Delta P_0}{\pi d_{\text{пр}} \varepsilon_n C_0} = \frac{17,937}{0,6 \cdot 5,67 \cdot 10^{-8}} - \frac{0,00403 \cdot 27,661}{\pi \cdot 0,015 \cdot 20,6 \cdot 10^{-8}} = 4,586 \cdot 10^8 \text{ K}^3.$$

$$A_0 = \frac{(273,15\alpha - 1)\Delta P_0}{\pi d_{\text{пр}} \varepsilon_n C_0} - \frac{A_s q_{\text{кон.}}}{\pi \varepsilon_n C_0} - \frac{\alpha_{\text{вим}} T_{\text{навок}}}{\varepsilon_n C_0} - T_{\text{навок}}^4 = \frac{(273,15 \cdot 0,00403 - 1) \cdot 27,661}{\pi \cdot 0,0152 \cdot 0,6 \cdot 5,67 \cdot 10^{-8}} - \frac{0,6 \cdot 0}{\pi \cdot 0,6 \cdot 5,67 \cdot 10^{-8}} - \frac{17,937 \cdot 288,15}{0,6 \cdot 5,67 \cdot 10^{-8}} - 288,15^4 = -1,571 \cdot 10^{11}$$

Таблиця 2.2 - Вихідні дані для розрахунку температури дроту АС 120/19

Параметр	Значення
Активний опір при 20 °С	0,000244 Ом/м
Температурний коефіцієнт опору	0,00403 °С <sup>-1</sup>
Діаметр проводу	0,0152 м
Коефіцієнт вимушеної конвекції при швидкості вітру $v = 0,6 \text{ м/с}$	17,937
Степінь чорноти поверхні проводу	0,6
Температура навколишнього середовища	10 °С
Струм	350

Визначимо параметр  $\beta$  по виразу (3.7)

$$\beta = \sqrt[3]{\frac{A_1^2}{16} + \sqrt{\frac{A_1^4}{256} - \frac{A_0^3}{27}}} + \sqrt[3]{\frac{A_1^2}{16} - \sqrt{\frac{A_1^4}{256} - \frac{A_0^3}{27}}} =$$

$$\sqrt[3]{\frac{(4,586 \cdot 10^8)^2}{16} + \sqrt{\frac{(4,586 \cdot 10^8)^4}{256} - \frac{(-1,471 \cdot 10^{11})}{27}}} +$$

$$+ \sqrt[3]{\frac{(4,586 \cdot 10^8)^2}{16} - \sqrt{\frac{(4,586 \cdot 10^8)^4}{256} - \frac{(-1,471 \cdot 10^{11})}{27}}} = 1,471 \cdot 10^5 \text{ K}^2$$

Тоді температура проводу буде визначатися по (3.9) та дорівнює

$$\Theta_{\text{зовн}} = -\sqrt{\frac{\beta}{2}} + \sqrt{\frac{A_1}{\sqrt{8 \cdot \beta}} - \frac{\beta}{2}} - 273,15 = \sqrt{\frac{1,471 \cdot 10^5}{2}} + \sqrt{\frac{4,586 \cdot 10^8}{\sqrt{8 \cdot 1,471 \cdot 10^5}} - \frac{1,471 \cdot 10^5}{2}} - \text{Як}$$

$$-273,15 = 46,60684 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Чисельне рішення рівняння теплового балансу (3.1) скористаємося ідеологією, описаною у роботах колективу авторів [15,19, 28] та реалізованих у програмі для ЕОМ [18].

Результати розрахунку температури різними методами зведемо до таблиці 2.3. Картина теплового поля (температури) дроту марки АС 120/19, отримана у ПК Ansys, представлена рисунку 2.5. Граничні умови для ПК Ansys прийняті відповідно до таблиці 2.2. За еталонний метод взято метод кінцевих елементів, які довели свою достовірність щодо різних фізичних параметрів [24,28].

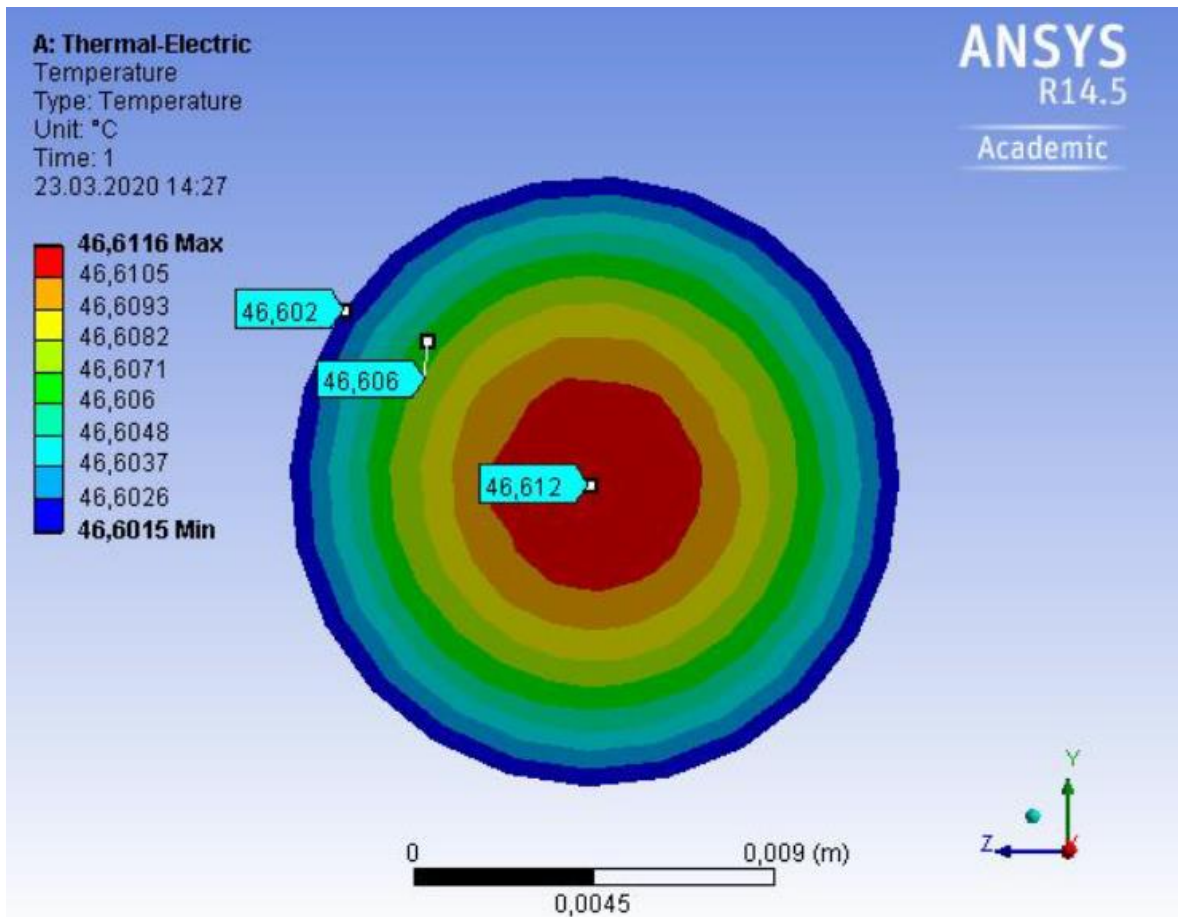


Рисунок 2.5 – Результати розрахунку температури за допомогою МКЕ в ПК Ansys

Визначимо об'ємну щільність тепловиділення для аналізованих методів розрахунку (для МКЕ результати наведено рисунку 2.6):

$$Q_{\text{тепл}} = \frac{I^2 R_0 (1 + \alpha \Theta_{\text{пров}})}{S \cdot 10^{-6}} = \frac{350^2 \cdot 0,0002258 \cdot (1 + 0,00403 \cdot 46,60681)}{181,458 \cdot 10^{-6}} = 181065,86 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^3}.$$

Таблиця 2.3 – Результати розрахунків температури

Метод	$\Theta_{\text{зовн}}, ^\circ\text{C}$	$\Delta\Theta_{\text{зовн}}^{\text{МКЕ}}, ^\circ\text{C}$	$\varepsilon_{\text{зовн}}^{\text{МКЕ}}, \%$
Аналітичний	46,60684	0,00029	0,00062
Чисельний [42, 65]	46,60681	0,00026	0,00056
Метод кінцевих елементів	46,60655	-	-

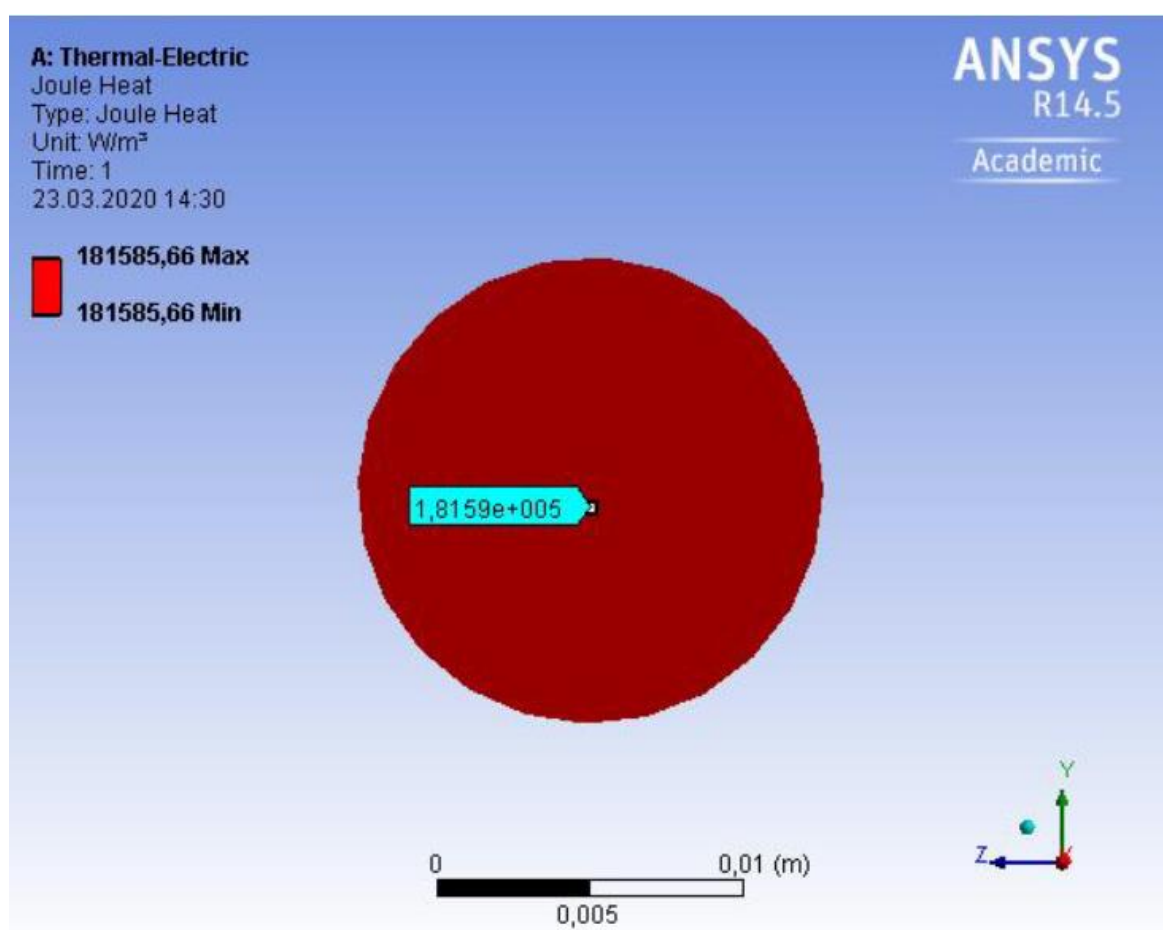


Рисунок 2.6 – Результати розрахунку об’ємної густини тепловиділення за допомогою МКЕ в ПК Ansys

За результатами проведених обчислень можна дійти невтішного висновку у тому, що аналітичний та чисельний методи вирішення рівняння теплового балансу мають хорошу точність щодо методу кінцевих елементів.

### **Висновки по третьому розділу**

Використання прямих і чисельних методів вирішення рівняння теплового балансу повітряних ліній електропередачі, з достатньою для практичних розрахунків точністю, може бути застосовано як спосіб визначення фактичної температури проводу при розрахунку режимів ЕЕС, що встановилися.

## ВИСНОВКИ

1. Проведено огляд сучасних українських та зарубіжних стандартів та методик визначення фактичної температури проводів повітряних ліній електропередачі. Здійснено оцінку впливу квадратичного коефіцієнта температурної залежності на активний опір проводу повітряної лінії електропередачі. Встановлено, що вплив квадратичного коефіцієнта на активний опір становить трохи більше 2,009%, на відміну випадку, коли цей коефіцієнт не враховується.

2. На основі літературного огляду було визначено, що розрахунок довготривалого струму зазвичай проводиться за найгірших умов охолодження дроту ПЛЕП. Сучасні дослідження, які проводяться вітчизняними та зарубіжними авторами, показують високий ступінь опрацьованості у темі створення математичних моделей теплових режимів повітряних ліній електропередачі, виконаних як неізольованими, так і ізольованими проводами. Однак, ступінь опрацьованості теми впровадження теплових моделей елементів електричної мережі при розрахунку поточкорозподілу залишається досить низьким.

3. Використання прямих і чисельних методів вирішення рівняння теплового балансу повітряних ліній електропередачі, з достатньою для практичних розрахунків точністю, може бути застосовано як спосіб визначення фактичної температури проводу при розрахунку режимів ЕЕС, що встановилися. Абсолютна похибка визначення температури прямим та спрощеними чисельними методами порівняно з методом кінцевих елементів, закладеним у програмному продукті Ansys, не перевищує 0,0003 °С.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Пекур П.П., Новак А.С. Еквівалентна розрахункова схема ввімкнення ВЕС електросистеми// Міжнародний науково-технічний журнал молодих вчених і аспірантів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики».-16.-с.436-437.
2. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети : учеб. для вузов / В. И.Идельчик. – М. :Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
3. Правила улаштування електроустановок/ МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ/ Наказ №476 від 21.07.2017р.- Київ, 2017.
4. Закон України Про електроенергетику від 16.10.1997 № 575/97-ВР Докладніше: [https://kodeksy.com.ua/pro\\_elektroenergetiku.htm](https://kodeksy.com.ua/pro_elektroenergetiku.htm)
- 5.Надійність електричних систем і мереж: навч. посіб. / А. В. Журахівський, Б. М. Кінаш, О. Р. Пастух ; М-во освіти і науки, молоді та спорту України, Нац. ун-т «Львів. політехніка». — Л. : Вид-во Львів. політехніки, 2012. — 280 с. : іл., табл. — Бібліогр.: с. 272—273 (29 назв). — ISBN 978-617-607-293-5
- 6.Методика М00013184.5.023-01 Визначення теплових потоків крізь огорожувальні конструкції// Нормативний документ Державного комітету України з енергозбереження та Державного комітету України з будівництва та архітектури. - Київ: Логос, 2002. - 131 с.
7. Якість електричної енергії. Терміни та визначення: ДСТУ 3466-96. – [Чинний від 1998-01-01].: Держстандарт України, 1996. – 41с. – (Національні стандарти України).
8. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила (ГКД 34.20.507-2003) Затверджено наказом Мінпаливенерго України від 13 червня 2003 р. №296
- 9 Поспелов, Г.Е. Влияние температуры проводов на потери электроэнергии в активных сопротивлениях проводов воздушных линий электропередачи /

Г.Е. Поспелов, В.В. Ершевич. – Текст : непосредственный // Электричество. – 1973. – № 10. С. 81-83.

10. [https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/feeem/9kulyk\\_modelyuvannya\\_zadacha\\_h\\_rozvytku\\_elektrsystem/4\\_3.htm](https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/feeem/9kulyk_modelyuvannya_zadacha_h_rozvytku_elektrsystem/4_3.htm)

11. Буляндра О.Ф. Технічна термодинаміка: Підруч. для студентів енерг. спец.– К.:Техніка,2001.-320 с.:іл.

12.Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям нагрева проводов для действующихлинийэлектропередачи./СПО Союзтехэнерго –М: 1987, 20с.

13.Петрова Т.Е., Фигурнов Е.П. Защита от перегрузки по току проводов воздушныхлинийэлектропередачи // Электричество. 1991. – № 8. – С. 29 – 34

14. Денисенко М.А. Спеціальні питання електропостачання: навч. посіб. -: НТТУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського», 2009-Ч.І.:Вибір елементів електропостачальних систем на основі стохастичного моделювання процесів, що відбуваються в них.-288 с.

15. Поспелов Г. Е. Влияние температуры проводов на потери электроэнергии в активных сопротивлениях проводов воздушных линий электропередачи / Г. Е. Поспелов, В. В. Ершевич // Электричество. – 1973. – № 10. – С. 81-83.

16. Веников, В.А. Энергетические системы. Математические задачи электроэнергетики: Учебник для студентов вузов / Под ред. В.А. Веникова – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. Школа, 1981. – 288 с.

17. Влияние режимных и климатических факторов на потери энергии при нестационарных тепловых режимах линий электропередачи / А. Я. Бигун [и др.] . – Текст : непосредственный // Динамика систем, механизмов и машин. – 2017. – Т. 5. – № 3. – С. 8-17.

18. Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах / Б. И. Аюев, В. В. Давыдов, П. М. Ерохин, В. Г. Неуймин; под ред. П. И. Бартоломея. – М.: Флинта: Наука, 2008. – 256 с.



19. Гиршин, С.С. Разработка усовершенствованных методов расчёта установившихся режимов электроэнергетических систем с учётом температурной зависимости активных сопротивлений ВЛ / С.С. Гиршин, А.О. Шепелев. – Текст : непосредственный // Электрические станции. – 2019. – № 11. – С. 44–54.

20. Левченко, И.И. Нагрузочная способность и мониторинг воздушных линий электропередачи в экстремальных погодных условиях / И.И. Левченко, Е.И. Сацук. – Текст : непосредственный // Электричество. – 2008. – № 4. – С. 2-8.

21. Петрова, Е.В. Аналитическое решение уравнения теплового баланса провода воздушной линии в условиях вынужденной конвекции / Е. В. Петрова, С.С. Гиршин, А.А. Ляшков, А.Я. Бигун. – Текст : электронный // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1. – С. 218.

22. Сацук, Е.И. Электротепловые и механические процессы в воздушных линиях электропередачи / Е.И. Сацук. – Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ), 2010. – 106 с.

23. [https://moodle.znu.edu.ua/pluginfile.php/976322/mod\\_resource/content/1/%D0%9E%D0%95%D0%9F%20%D0%9B%D0%B5%D0%BA%D1%86%D1%96%D1%8F%205.pdf](https://moodle.znu.edu.ua/pluginfile.php/976322/mod_resource/content/1/%D0%9E%D0%95%D0%9F%20%D0%9B%D0%B5%D0%BA%D1%86%D1%96%D1%8F%205.pdf)

24. A finite element model of magnetic systems for multipole disc electromechanical devices with permanent magnets / V.N. Goryunov [et al.] // Electrical Engineering. – 1994. – № 12. – pp. 54-58.

25. CIGRE. Guide for thermal rating calculations of overhead lines / Working group B2.43. – 2014.

26. IEEE Std. 738-2012. (Revision of IEEE Std 738-2006 - Incorporates IEEE Std 738-2012 Cor 1-2013). Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors. – NY, The USA: IEEE, 2012. – 72 p.

27. Simplified formula for the load losses of active power in power lines taking into account temperature / S.S. Girshin [et al.]. – DOI: 10.15199/48.2019.07.10 // Przegląd Elektrotechniczny. – 2019. – № 7. pp. 42-46.

28. Thermal analysis of underground power cables using two dimensional finite element method / A. Kr. Naskar [et al.]. – DOI: 10.1109/CATCON.2013.6737480 // Condition Assessment Techniques in Electrical Systems (CATCON): 1st Int. Conf. – 6-8 December 2013, India. – Kolkata, 2013. – pp. 6737480-1–6737480-6.