

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії  
та енергетики  
Кафедра електрифікації,  
автоматизації виробництва  
та інженерної екології

Кваліфікаційна робота  
на правах рукопису

ДАНИЛІВСЬКИЙ ВЯЧЕСЛАВ ВІКТОРОВИЧ

УДК -665.9

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

**Розвиток електричних мереж 35 - 110кВ**  
(тема роботи)

спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

**Подається на здобуття освітнього ступеня магістр.**

**Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень.**

**Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.**

\_\_\_\_\_ В. В. Данилівський

Керівник роботи

Борисов Федір Іванович

к.ф.-м.н., доцент

Житомир - 2020

## АНОТАЦІЯ

Данилівський В. В. Розвиток електричних мереж 35- 110 кВ.

Кваліфікаційна робота на правах рукопису.

Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістр за спеціальністю 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" Житомирський національний агроекологічний університет, Житомир, 2020.

Ключові слова: РОЗВИТОК, ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ, РОЗРАХУНОК, МЕТОД, ОПТИМІЗАЦІЯ, СХЕМА, ПРОГНОЗУВАННЯ, НАВАНТАЖЕННЯ.

Виконано розрахунки прогнозу навантаження існуючих електричних мереж. Оптимальна схема електричної мережі вибиралась на основі методів: поконтурній оптимізації, транспортної задачі, динамічного програмування

Представлена характеристика оптимального варіанту схеми розвитку електричної мережі.

## ANNOTATION

Danylivsky V. V. Development of electric networks 35-110 kV.

Qualification work on the rights of the manuscript.

Qualifying work for a master's degree

in specialty 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics" Zhytomyr National Agroecological University, Zhytomyr, 2020.

Keywords: DEVELOPMENT, ELECTRICAL NETWORKS, CALCULATION, METHOD, OPTIMIZATION, SCHEME, FORECASTING, LOADING.

The calculations of the load forecast of the existing electric networks are performed. The optimal scheme of the electric network was chosen on the basis of methods: contour optimization, transport problem, dynamic programming

The characteristics of the optimal variant of the electric network development scheme are presented.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
<b>РОЗДІЛ 1. ДОСЛІДЖЕННЯ ТА АНАЛІЗ</b>	
РОЗРАХУНКІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	6
1.1 Розрахунок прогнозу навантажень в діючій електричній мережі.....	6
1.2 Розрахунок і аналіз режиму вхідної електричної мережі.....	8
1.2.1 Дослідження та аналіз результатів програмних розрахунків.....	9
Висновки до першого розділу .....	10
<b>РОЗДІЛ 2. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ</b>	
<b>СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....</b>	<b>11</b>
2.1 Вибір та обґрунтування методу визначення оптимальної схеми .....	11
2.2 Застосування методу транспортної задачі	
до вибору оптимальної схеми розвитку електричної мережі.....	12
2.3 Застосування методу поконтурної оптимізації	
до вибору оптимальної схеми розвитку електричної мережі.....	21
2.4 Застосування методу динамічного	
програмування до вибору схеми електричної мережі.....	26
Висновки до другого розділу.....	34
<b>РОЗДІЛ 3. ПРИЙНЯТТЯ КІНЦЕВОГО</b>	
<b>ВАРІАНТУ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....</b>	<b>35</b>
3.1 Характеристика оптимального	
варіанту схеми розвитку електричної мережі.....	35
3.2 Розрахунок і аналіз усталеного	
режиму електричної мережі після розвитку.....	36
Висновки до третього розділу.....	37
ВИСНОВКИ.....	38
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	39
ДОДАТКИ.....	43

## ВСТУП

**Актуальність теми.** На сучасному етапі системи електропостачання та їх конфігурації не завжди відповідають вимогам електропостачання. Це пов'язано з перерозподілом розміщення об'єктів енергоспоживання та характеристиками електроспоживачів.

Дослідження та аналіз електричних мереж систем електропостачання показують не ефективність їх використання. Електрична енергія в процесі передачі її від генераторів до електроспоживачів має багато факторів для втрат, погіршення якості електроенергії при отриманні споживачами, що негативно впливає на роботу електроспоживачів, та на втрати.

Тому слід займатися питанням розвитку конфігурації електричних мереж, тобто вибору найбільш економічно та технічно досконалого варіанту будівництва і функціонування систем електропостачання в умовах сучасного енергетичного ринку і являється актуальним.

### **Мета і задачі дослідження.**

**Мета** - розробка розвитку електричних мереж для забезпечення підвищення надійності і якості електропостачання нових споживачів.

Відповідно до мети в роботі розв'язуються наступні основні задачі:  
визначено оптимальну схему електричної мережі за методами:  
покоптурної оптимізації; транспортної задачі, динамічного програмування;

**Об'єктом дослідження** є втрати потужності та електроенергії при розвитку електричних мереж.

**Предмет дослідження.** Визначення оптимальної схеми електричної мережі.

### **Методи дослідження**

Оптимальна схема розвитку електричної мережі вибиралась на основі методів дослідження: методом покоптурної оптимізації, методом транспортної

задачі, динамічного програмування, дає можливість визначається з оптимальною схемою за мінімальними приведеними витратами.

### **Наукова новизна одержаних результатів**

Вперше для прогнозування навантаження в існуючій мережі 110/35 кВ використовується метод найменших квадратів, який дає можливість замінити таблично-задану функцію  $P_{\max}(T)$  аналітичним виразом  $P'_{\max}(T)$  [4]:

### **Практичне значення одержаних результатів**

Можна використовуватися при проектуванні, розвитку електричних мереж, що дасть можливість забезпечення надійного електропостачання споживачів, зменшення втрат на передачу електричної енергії, покращення техніко-економічних показників електричної системи в цілому та визначення найбільш ефективної стратегії розвитку електричних мереж.

### **Перелік публікацій**

1. Данилівський В. В., Гаврилюк А. В., Прядко В.А., Розвиток електричних мереж напругою 35 110 кВ с. 20-22. Наукові читання–2020: Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики Житомир: ЖНАЕУ, 5-6 березня 2020 р..
2. Данилівський В. В., Дослідження моделей режимів роботи електроенергетичних систем с. 20 – 22. Збірник. Частина 2 IV Міжнародна науково-практична Конференція «Біоенергетичні системи» 28–29 травня 2020 року Поліський нац. університет.
3. Данилівський В. В, Гаврилюк А. В., Лось Р. В., Прядко В. А., Дослідження та аналіз схеми розподілу електроенергії для розвитку електричних мереж Житомир: ПНУ, 26 жовтня 2020 р. Матеріали науково-практичної конференції «Студенські читання 2020» Житомир: ПНУ, 26 жовтня 2020 р.

## РОЗДІЛ 1. ДОСЛІДЖЕННЯ ТА АНАЛІЗ РОЗРАХУНКІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

### 1.1 Розрахунок прогнозу навантажень в діючій електричній мережі

Прогнозування навантаження в діючих мережах 35 - 110/ кВ будемо проводити методом найменших квадратів. Цей метод дає можливість замінити таблично-задану функцію  $P_{\max}(T)$  аналітичним виразом  $P'_{\max}(T)$  [4]:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (1.1)$$

де  $a'$ ,  $b'$  – числові коефіцієнти;

$T$  – період прогнозу

Для розрахунку робочих характеристик в системі електропостачання (струму, напруги, частоти, робочої потужності будемо використовувати програмного комплексу “Втрати – High”

Розраховувати відповідні числові коефіцієнти  $a'$  та  $b'$  будемо виконувати у відповідності з методом найменших квадратів, за рахунок мінімізації виразу записаного

$$Q = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (1.2)$$

що досягається за допомогою розв'язання математичної системи рівнянь:

$$\frac{\partial Q}{\partial a'} = 0; \quad \frac{\partial Q}{\partial b'} = 0. \quad (1.3)$$

Продиференціювавши вхідну функцію згідно виразу (1.3) отримаємо кінцевий варіант системи лінійних рівнянь щоб визначати коефіцієнти регресійної залежності  $a'$  та  $b'$ :

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i; \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i. \end{cases} \quad (1.4)$$

В таблиці 1.1 наводяться ретроспективні дані навантажень в системі електропоста по рокам.

Таблиця 1.1 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження в системі електропоста.

Роки	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
$P_{\max}, \%$	85	87	89	91	93	94	96	98	99	100

Підставивши з табл.1.1 вхідні дані в систему (1.4) отримаємо систему у вигляді:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 55 \cdot b' = 932; \\ 55 \cdot a' + 385 \cdot b' = 5266. \end{cases}$$

В результаті будемо мати  $a' = 83,867$ ;  $b' = 1,697$ , відповідно регресійна функція матимеме вигляд:

$$P'_{\max} = 1,697 \cdot T + 83,867.$$

Графік наводиться на рисунку 1.1, додаток А.

Отже, прогнозоване навантаження електричної мережі на наступні 5 років буде слідує

$$P'_{\max} = 1,697 \cdot 15 + 83,867 = 109,3 \%$$

По даних ретроспективи виконаємо прогнозування навантажень в електричній мережі по вузлах на майбутні 5 років.

В таблиця 1.2 додаток А розмістимо вихідні дані та результати розрахунків навантажень, які доказують що немає потреби встановлювати трансформатори більшої потужності на діючих підстанціях .

Результати прогнозування навантажень в мережі показують що, немає потреби на підстанціях міняти трансформатори на потужніші і даній робочій мережі.

Враховуючи прогнозовані результати навантажень мережі які становлять (109,3%) проводимо розрахунок усталеного режиму робочої мережі та проведемо аналіз розрахункових результатів.

## **1.2 Розрахунковий аналіз режиму вхідної електричної мережі**

З метою вибору з існуючої електричної мережі пріоритетних за відповідними критеріями вузлів живлення електроспоживачів для 5 нових вузлів проводимо розрахунок і аналіз режиму вхідної мережі.

Пріоритетними критеріями для вибору вузлів можуть бути:

- вища напруга електричної мережі;
- значно менша відстань до нових вузлів після розвитку мереж;
- менша відстань до джерел живлення району – вузлів 100, 200 і 300.

Розрахунок проведемо у програмному комплексі “Втрати – High” на базі Ямпільських електричних мереж. Це дозволяє на основі заданої характеристики віток: довжини мережі , марка та перерізу проводів; вузли номінальна напруга мережі, кількості та технічних характеристик



трансформаторів проводити розрахунок і аналіз усталеного режиму вхідної електричної мережі.

### **1.2.1 Дослідження та аналіз результатів програмних розрахунків**

Дослідження та аналіз розрахунків згідно даної програми дають можливість за їх результатами визначати втрати потужності та електроенергії в електричній мережі яку досліджуємо. Також в програмі одночасно проводиться і розрахунок усталеного режиму електричної мережі – розраховується і отримуємо інформацію про зміну параметрів в електричній мережі.

Результати режиму вхідної електричної мережі 110 кВ надаються в додатках роботи.

В таблиці 1.3 додаток Б приведено значення граничних економічних потужностей на одну мережу.

Провівши дослідження та аналіз результатів розрахунків можна прийти до слідуєчих висновків:

1. Вхідна електрична мережа має необхідний потенціал для подальшого розвитку, так як має незначні втратами потужності (4,44 МВт тобто 4,46%) та відповідні напруги у всіх вузлах.

2. Передача потужностей в усіх мережах системи електропостачання відповідають необхідним значенням економічних вимог для відповідних перерізів.

3. Основними джерелами електропостачання нових вузлів для споживачів електричної енергії (вузли 401, 402, 403, 404 та 405) можуть бути прийняті вузли –12, 13, 14, 15, 16, 17 так як вони розміщені на коротких відстанях до нових вузлів та мають відповідний рівень напруги.

Перетоки потужності до розвитку мережі, з врахуванням прогнозу навантаження представлений на рисунку 1.2 додаток А.

## **Висновки до першого розділу**

Проведено дослідження та аналіз розрахунків електричних мереж.

Виконано розрахунок прогнозу навантажень в діючій електричній мережі,

Прогнозування навантаження в діючих мережах 35 - 110/ кВ проведено методом найменших квадратів, який дає можливість замінити таблично-задану функцію  $P_{\max}(T)$  аналітичним виразом  $P'_{\max}(T)$  [4]:

Проведено розрахунковий аналіз режиму вхідної електричної мережі.

З метою вибору з існуючої електричної мережі пріоритетних за відповідними критеріями вузлів живлення електроспоживачів для 5 нових вузлів проводимо розрахунок і аналіз режиму вхідної мережі.

Розрахунок проведемо у програмному комплексі “Втрати – High” на базі Ямпільських електричних мереж.

Дослідження та аналіз розрахунків згідно даної програми дають можливість за їх результатами визначати втрати потужності та електроенергії в електричній мережі яку досліджуємо. Також в програмі одночасно проводиться і розрахунок усталеного режиму електричної мережі – розраховується і отримуємо інформацію про зміну параметрів в електричній мережі.

## РОЗДІЛ 2. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

### 2.1 Вибір та обґрунтування методу визначення оптимальної схеми

Для вирішення питань розвитку електричних систем, необхідно знайти спосіб, щоб одночасно виконувались необхідні технічні вимоги для забезпечення електроенергією споживачів. Тобто вибір не тільки за потужністю трансформаторних підстанцій, відповідних напруг мереж, їх конфігурацій, розташування, параметрів усіх комплектуючих елементів системи електропостачання, що забезпечують безаварійність електропостачання, необхідну якість електроенергії, відповідний запас стійкості та керування процесом управління мережами систем електропостачання.

Аналіз моделювання в системах електропостачання, розвитку мереж показав неможливість одночасного вирішення відповідних питань у вигляді однієї математичної моделі. Існує альтернатива розгляду ряду взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Тому за такі моделі приймаються моделі пошуку мінімуму затрат з врахуванням технічних та економічних обмежень. Виходячи із цього можна зробити висновок, що для вирішення задач оптимізації в системах електропостачання поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації можна використовувати метод поконтурної оптимізації.

**Розглянемо метод поконтурної оптимізації** – це метод нелінійного програмування. Метод полягає у пошуку оптимального рішення шляхом послідовного корегування окремих координат (параметрів) оптимізації задачі без урахування їх взаємовпливу.

Суть закладається у слідуючому на кожному кроці в роботі відшуковують необхідне керування, яке забезпечує відповідне продовження процесу відносно вже досягнутого на даний час рівня. В результаті знаходимо умовно-оптимальне керування на всіх кроках.

До вибору оптимальної схеми електричної мережі доцільно застосувати метод поконтурної оптимізації так як нова підстанція буде розташована в центрі нових навантажень.. Метод поконтурної оптимізації являється одним з багатьох розроблених методів математичного програмування, який отримав назву покоординатної оптимізації.

Проведемо вибір оптимальної схеми електричної мережі при допомозі слідуючих методів таких як, метод динамічного програмування та поконтурної оптимізації.

## **2.2 Використання методу транспортної задачі для вибору оптимальної схеми розвитку електричної мережі**

Для вирішення задач лінійного програмування застосуємо транспортну задачу, яка полягає в простоті тобто її коефіцієнти дорівнюють 0 або 1, що дозволяє використовувати спеціальні алгоритми для їх вирішення.

Проаналізувавши можна зробити висновок так як система рівнянь балансу потужностей для кожного вузла схеми електричної мережі має такий же коефіцієнти, які рівні 1 або 0, що являється відповідною умовою для класичної транспортної задачі і для задачі розвитку електричних мереж.

Аналіз показує, що метод транспортної задачі може бути використаний для пошуку оптимальних транзитів потужностей в схемі електропостачання. Для вирішення транспортної задачі стосовно електричної мережі, відповідне рівняння обмежень заносять в “транспортну” матрицю, в якій рядки відповідають рівнянням балансу джерел живлення, а стовпці – рівнянням балансу електроспоживачів.

Всі вузлові точки, незалежно від того, чи є вони джерелами живлення або споживачами, всі вони мають відповідну нумерацію  $j = 1, 2, 3, \dots, n$  ( $i = 1, 2, 3, \dots, n$ ) Важливо, що такої транспортної задачі з проміжними перевезеннями мають можливість з'явитися в транспортній матриці транзитних потоків [5]. Наприклад для  $i$ -го пункту джерела електропостачання рівняння обмеження має вигляд:

$$\sum_k x_{ik} - x_{ii} = a_i, \quad (1.5)$$

де  $i$  – індекс вузла-джерела у схемі ЕМ;  $a_i$  – потужність джерела;  $x_{ik}$  – потужності, що знаходиться між вузлами  $i$  та  $k$ ;  $k$  – індекс інших пунктів, у які передається потужність з вузла  $i$ ;  $x_{ii}$  – транзитний потік переміщення.

Таке рівняння обмеження  $j$ -го пункту запишемо у слідуючому вигляді

$$\sum_l x_{lj} - x_{jj} = b_j, \quad (1.6)$$

де  $b_j$  – вузла потужність споживання;

$l$  – індекс вузлів, з яких відбувається передача потужності в пункт  $j$ ;  $x_{jj}$  – відповідно транзитний потік.

Відповідно функція, що мінімізується, має наступний вигляд:

$$y(x) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n c_{ij} x_{ij}, \quad i \neq j. \quad (1.7)$$

Транспортна матриця у загальному вигляді представлена в додатку Б:

У відповідності з формулами (1.6) та (1.7) транзитні потоки потрапляють в таблицю з від'ємним знаком. У колонці для  $a_i$  розміщують значення потужності пунктів електропостачання, а в рядку для  $b_j$  – потужності пунктів електроспоживання.

Приклад. В таблиці 1.5 запропонована матриця із них пункти 1 та 3 є пунктами електропостачання, а пункт 2 – пунктом електроспоживання. Ці рядки і стовпці відповідають рівнянням (1.13) для пунктів живлення та рівнянням (1.14) для споживачів.

У всіх клітинках транспортної матриці розташуємо коефіцієнти  $c_{ij}$ , при цьому,  $c_{ij} = c_{ji}$ . Слід відмітити, що симплекс-коефіцієнти однакові за

абсолютним значенням, але мають різні знаки.

Ці коефіцієнти називають потенціалами вузлових точок і позначають –  $\pi$ , а для базисних змінних величин буде підходити рівняння

$$\bar{c}_{ij} = c_{ij} + \pi_i - \pi_j; \quad \bar{c}_{ij} = 0. \quad (1.8)$$

При попаданні в базис потрапляє транзитний потік  $x_{ii}$  ( $x_{jj}$ ), то для нього можна записати рівняння

$$\bar{c}_{ij} = \pi_i - \pi_j = 0; \quad (i = j). \quad (1.9)$$

Заборонені лінії зв'язку зазначають в таблиці. Базисне рішення вибирають довільно або за методом найменших значень  $c_{ij}$ . За умовою формули (1.5) для базисних змінних визначають потенціали  $\pi$  та обчислюють  $\bar{c}_{ij}$  для всіх небазисних змінних за формулою [6]:

$$\bar{c}_{ij} = c_{ij} - (-\pi_i) - \pi_j = c_{ij} + \pi_i - \pi_j. \quad (1.10)$$

При умові, якщо всі  $\bar{c}_{ij}$  для небазисних змінних позитивні, то отримане рішення і є відповідним найкращим рішенням, але якщо хоч один з коефіцієнтів  $\bar{c}_{ij} < 0$ , для небазисних змінних, то рішення – не оптимальне і тому в базис необхідно включити потік  $x_{st}$  виходячи із умови:

$$\bar{c}_{st} = \min(\bar{c}_{ij}), \quad \text{причому } \bar{c}_{st} < 0. \quad (1.11)$$

Після чого визначають величину  $x_{st} = \theta$  виходячи із умови, що поправка в

усякій базисній величині доводить її до нульового значення, виключаючи її з базису. Як правило за умовою знаходять потенціали за умовою (1.11) перераховують  $\bar{c}_{ij}$  для нових небазисних змінних. Процес оптимізації можна вважати закінченим, якщо всі  $\bar{c}_{ij}$  для небазисних змінних позитивні. Це показує, що такий результат показує про отримання оптимального рішення. Таким чином можна зробити висновок, що з умов балансу потужностей, за методом модифікованої транспортної задачі може бути отримана схема потоків потужності між заданими вузлами. Як правило схема може бути графічно інтерпретована.

#### Схема №1

При визначенні схеми електричної мережі за рисунком 1.3, схеми максимального графа створюється модель щоб застосувати метод транспортної задачі.

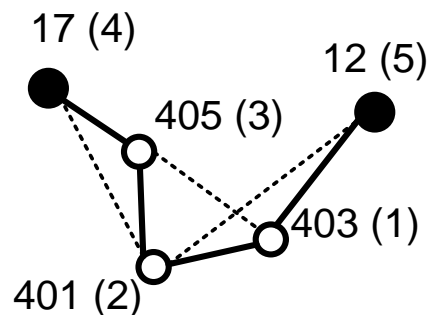


Рисунок 1.3 – Фрагмент графа схеми №1 електричної мережі

Щоб скласти математичну модель визначаємо границі. Аналізуємо На головну ділянку електричної мережі з перерізом проводів АС-120/19, то відповідно питомі капіталовкладення будуть становити 13,1 тис. у. о. /км. Коефіцієнт  $a_i$  з урахуванням  $E=0,12$  та  $\alpha=0,0594$  вибираємо відповідне значення 2,583 (всі одноланцюгові).

Крім того, гранична потужність для прийнятих перерізівпроводів має бути: 70,1 МВт для АС-120/19. Коефіцієнт  $c_{bi}$ , визначається за формулою [6]:

$$c_{bi} = \frac{r_{0i} \cdot \tau \cdot b_0}{U_H^2 \cdot (\cos \varphi)^2}, \quad (1.12)$$

де  $U_H$  - номінальна напруга мережі 110 кВ;

$\cos \varphi$  - коефіцієнт потужності 0,9;

$\tau$  - кількість часу втрат, 4219 год;

$b_0$  - вартість електроенергії за 1 кВт·год.

Втраченої електроенергії прийнято  $6,4 \cdot 10^{-2}$  у. о. / кВт · год.;

$r_{0i}$  - активний опір, який залежить від перерізу проводу АС-120/19  $\rightarrow 0,249$  (Ом/км);

Величина  $c_{bi}$  приймає відповідні значення: АС-120/19  $\rightarrow c_{bi}=6,9 \cdot 10^{-3}$ ;

Коефіцієнти  $c_{ij}$ , визначаємо за формулою

$$c_{ij} = c_{bi} \cdot l_{ij}, \quad (1.13)$$

де  $l_{ij}$  - довжина відповідної ділянки графа.

Для визначення довжини можливих ділянок мережі використовуємо формулу:

$$l = 1,1 \cdot m_1 \cdot L, \quad (1.14)$$

де  $m_1$  – масштаб, км/см;

$L$  – довжина на карті, см;

1,1 – являється коефіцієнтом нелінійності траси мережі.

Проводимо розрахунок довжини ліній для відповідних варіантів електричних мереж. Для мережі на ділянці 300-101 довжину визначаємо згідно формули (1.14) підставивши відповідні значення

$$L_{17-405} = 1,1 \cdot 7 \cdot 1 = 7,7 \text{ (км)}.$$



Розрахунок всіх інших мережпроводимо аналогічно. Результати розрахунків зводимо в таблицю 1.4 додаток В.

Максимальна транспортна матриця для заданого прикладу має вигляд який показано в таблиці 1.5 додаток В з якого видно, що в кутках клітинок записані коефіцієнти  $c_{ij}$ , а клітинки, що відповідають забороненим зв'язкам містять -1.

Визначаємо значення симплекс коефіцієнтів по рисунку 1.4 додаток В.

Для розв'язку графа потрібно скласти систему рівнянь. Для розв'язку даної системи рівнянь використаємо припущення  $\pi_5=0$ .

$$\begin{cases} \pi_2 - \pi_3 = C_{23} \\ \pi_3 - \pi_4 = C_{34} \\ \pi_2 - \pi_1 = C_{21} \\ \pi_1 - \pi_5 = C_{15} \\ \pi_5 = 0 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \pi_5 = 0 \\ \pi_1 = 0,085 \\ \pi_2 = 0,154 \\ \pi_3 = 0,09 \\ \pi_4 = 0,037 \end{cases}$$

Визначаємо нові вагові коефіцієнти, відносно знайдених симплекс коефіцієнтів:

$$\begin{aligned} \overline{C}_{12} &= C_{12} + \pi_1 - \pi_2 = 0,069 + 0,085 - 0,154 = 0; \\ \overline{C}_{21} &= C_{21} + \pi_2 - \pi_1 = 0,069 - 0,085 + 0,154 = 0,138; \\ \overline{C}_{15} &= C_{15} + \pi_1 - \pi_5 = 0,085 + 0,085 - 0 = 0,170 > 0; \\ \overline{C}_{51} &= C_{51} + \pi_5 - \pi_1 = 0,085 - 0,085 + 0 = 0; \\ \overline{C}_{23} &= C_{23} + \pi_2 - \pi_3 = 0,064 + 0,154 - 0,09 = 0,128 > 0; \\ \overline{C}_{32} &= C_{32} + \pi_3 - \pi_2 = 0,064 - 0,154 + 0,09 = -0,18 < 0; \\ \overline{C}_{34} &= C_{34} + \pi_3 - \pi_4 = 0,053 + 0,09 - 0,037 = 0,106 > 0; \\ \overline{C}_{43} &= C_{43} + \pi_4 - \pi_3 = 0,053 - 0,09 + 0,037 = 0; \end{aligned}$$

Аналіз досліджень показує, що деякі нові значення вагових коефіцієнтів вийшли менші за 0, лінії які визначаються цими коефіцієнтами необхідно вилучити ці лінії з даної мережі. Новий граф представлено на рисунку 1.6 додаток В.

Для розв'язку графа складемо систему рівнянь. Для розв'язку цієї системи рівнянь припускаємо що  $\pi_5=0$ .

$$\begin{cases} \pi_3 - \pi_4 = C_{34} \\ \pi_1 - \pi_3 = C_{13} \\ \pi_1 - \pi_5 = C_{15} \\ \pi_1 - \pi_2 = C_{12} \\ \pi_5 = 0 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \pi_5 = 0 \\ \pi_1 = 0,085 \\ \pi_2 = 0,16 \\ \pi_3 = -0,005 \\ \pi_4 = -0,058 \end{cases}$$

Проводимо розрахунки і вибір нових вагових коефіцієнтів, відносно знайдених симплекс коефіцієнтів:

$$\begin{aligned} \overline{C}_{43} &= C_{43} + \pi_4 - \pi_3 = 0,053 + 0,005 - 0,058 = 0; \\ \overline{C}_{34} &= C_{34} + \pi_3 - \pi_4 = 0,053 - 0,005 + 0,058 = 0,106; \\ \overline{C}_{15} &= C_{15} + \pi_1 - \pi_5 = 0,085 + 0,085 - 0 = 0,17 > 0; \\ \overline{C}_{51} &= C_{51} + \pi_5 - \pi_1 = 0,085 - 0,085 + 0 = 0; \\ \overline{C}_{31} &= C_{31} + \pi_3 - \pi_1 = 0,09 - 0,005 - 0,085 = 0; \\ \overline{C}_{13} &= C_{13} + \pi_1 - \pi_3 = 0,09 + 0,005 + 0,085 = 0,18; \\ \overline{C}_{12} &= C_{12} + \pi_1 - \pi_2 = 0,069 + 0,085 - 0,016 = 0,138 > 0; \\ \overline{C}_{21} &= C_{21} + \pi_2 - \pi_1 = 0,069 - 0,085 + 0,016 = 0. \end{aligned}$$

Варіант №2 схеми №1 є розв'язком за методом транспортної задачі. Мережа

1-2 повинна бути змонтована дволанцюговою лінією, для забезпечення умов надійності електропостачання.

### Схема №2

Максимальний граф зображено на рисунку 1.7.

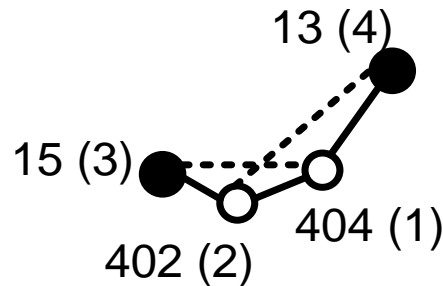


Рисунок 1.6 – Фрагмент графа схеми №2 електричної мережі

Максимальна транспортна матриця для заданого графа знаходиться в таблиці 1.6, додаток В.

Схема №2 максимального графа електричної мережі на рисунку 1.7, додаток В.

Визначаємо значення симплекс коефіцієнтів, для цього складемо систему рівнянь. Для розв'язку цієї системи рівнянь використаємо припущення  $\pi_4=0$ .

$$\begin{cases} \pi_2 - \pi_1 = C_{21} \\ \pi_1 - \pi_4 = C_{14} \\ \pi_2 - \pi_3 = C_{23} \\ \pi_4 = 0 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \pi_1 = 0,094 \\ \pi_2 = 0,173 \\ \pi_3 = 0,126 \\ \pi_4 = 0 \end{cases}$$

Визначаємо нові вагові коефіцієнти, відносно знайдених симплекс коефіцієнтів:

$$\overline{C}_{12} = C_{12} + \pi_1 - \pi_2 = 0,079 + 0,094 - 0,173 = 0;$$

$$\overline{C}_{21} = C_{21} - \pi_1 + \pi_2 = 0,079 - 0,094 + 0,173 = 0,158 > 0;$$

$$\overline{C}_{14} = C_{14} + \pi_1 - \pi_4 = 0,094 + 0,094 - 0 = 0,188 > 0;$$

$$\begin{aligned}\overline{C}_{41} &= C_{41} - \pi_1 + \pi_4 = 0,094 - 0,094 + 0 = 0; \\ \overline{C}_{23} &= C_{23} + \pi_2 - \pi_3 = 0,047 + 0,173 - 0,126 = 0,092 > 0; \\ \overline{C}_{32} &= C_{32} - \pi_2 + \pi_3 = 0,047 - 0,173 + 0,126 = -0,252 < 0.\end{aligned}$$

Після проведення розрахунків видно, що деякі нові значення вагових коефіцієнтів вийшли менші за 0, лінії які визначаються цими коефіцієнтами вилучаємо ці лінії з даної мережі. Новий граф зображено на рисунку 1.8 додаток В.

Визначаємо значення симплекс коефіцієнтів, для цього складемо систему рівнянь. Для розв'язку слідкуючої системи рівнянь використаємо припущення  $\pi_3=0$ .

$$\begin{cases} \pi_3 - \pi_1 = C_{31} \\ \pi_1 - \pi_2 = C_{12} \\ \pi_1 - \pi_4 = C_{14} \\ \pi_4 = 0 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \pi_1 = 0,094 \\ \pi_2 = -0,015 \\ \pi_3 = 0,204 \\ \pi_4 = 0 \end{cases}$$

Визначаємо нові вагові коефіцієнти, відносно знайдених симплекс коефіцієнтів:

$$\begin{aligned}\overline{C}_{12} &= C_{12} + \pi_1 - \pi_2 = 0,079 + 0,094 - 0,173 = 0; \\ \overline{C}_{21} &= C_{21} - \pi_1 + \pi_2 = 0,102 - 0,094 + 0,173 = 0,158 > 0; \\ \overline{C}_{14} &= C_{14} + \pi_1 - \pi_4 = 0,094 + 0,094 - 0 = 0,188 > 0; \\ \overline{C}_{41} &= C_{41} - \pi_1 + \pi_4 = 0,094 - 0,094 + 0 = 0; \\ \overline{C}_{13} &= C_{13} + \pi_1 - \pi_3 = 0,110 + 0,094 - 0,126 = 0,078 > 0; \\ \overline{C}_{31} &= C_{31} - \pi_1 + \pi_3 = 0,110 - 0,094 + 0,126 = 0,142.\end{aligned}$$

Варіант №2 схеми №2 є розв'язком за методом транспортної задачі. Лінія

1-2 повинна бути виконана дволанцюговою лінією, для забезпечення умов надійності.

Загальний вигляд графа розв'язаного за допомогою методу транспортної задачі буде мати вигляд, який зображено на рисунку 1.9, додаток В.:

### **2.3 Використання методу поконтурної оптимізації для вибору відповідної схеми розвитку електричної мережі**

Використаємо алгоритм методу поконтурної оптимізації

- 1) Максимальний граф розбиваємо на декілька незалежних контурів  $n$ ;
- 2) Для вибору першого поточного контуру записується відповідна математична модель, а для всіх інших контурів електрична схема задається у вигляді радіальних;
- 3) Користуючись цією моделлю розглядаються відповідні варіанти схем і на основі вибраного критерію визначається оптимальна електрична схема контуру.

Таким чином можна провести вибір схем і для всіх інших контурів. В результаті ми отримуємо загальну схему всієї електричної мережі.

Є ситуації коли результат наступного контуру впливає на результат рішення попереднього контуру, то необхідно ввести додатковий контур, який об'єднує відповідні контури і являється контрольним контуром для якого проводиться додатковий перевіркового розрахунок.

Які ж переваги та недоліки має метод поконтурної оптимізації?

Для лінійних моделей та нелінійних функцій витрат і обмежень можна використовувати метод поконтурної оптимізації.

Крім того цей метод дозволяє використовувати комп'ютерну техніку так як має ознаки формалізації та наочності.

Недоліками методу являються неможливе використання так як має ряд обмежень:

має певну схематичність і унеможливає працювати з декількома джерелами

електропостачання;

працює тільки з одним джерелом і то тільки при умові, що буде знаходитися в центрі навантажень.

Розглянемо вибір оптимальної схеми мережі електропостачання методом поконтурної оптимізації.

Розвиток електричної мережі краще здійснювати користуючись базою максимального графу, який зображений в додатку В нарисунк 1.10.

Залежності затрат на побудову повітряних електричних мереж нелінійні.

$$Z_i = f(P_i)$$

Проаналізувавши залежності затрат, які відтворюють процес розвитку електричної мережі, можна зробити висновок, що вона може бути надана у вигляді нелінійної функції з лінійними обмеженнями на змінні фактори. Тому для кожної і-тої мережі електропередач приведені затрати  $Z_i$  будуть записані у вигляді

$$Z_i = (a_i + b_i P_i^2) \cdot l_i, \quad (1.15)$$

$$\text{де} \quad a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha), \quad (1.16)$$

$K_{0i}$  - питомі капіталовкладення на монтаж 1 км електричної мережі, по попередньо заданому перерізу проводу на і-тій лінії;

$E$  - сталий коефіцієнт, який знаходиться в межах  $E = 0,12$ ;

$\alpha$  - коефіцієнт відрахувань повітряних ЛЕП;

$b_i$  - питомі затрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від  $P_i^2$ ;

$l$  - довжина  $i$ -ї мережі в км (відповідно до масштабу довжини ліній мають своє значення  $l_i$ );

$P_i$  - потужність  $i$ -ї мережі.

Для складання математичної моделі обумовлюють границі. Якщо виконати монтаж на ділянках проводом марки АС перерізом -120/19, то питомі капітальні вкладення будуть дорівнювати 13,1 тис. у. о./км. Коефіцієнти  $a_i$  (1.16) з урахуванням  $E = 0,12$  та  $\alpha = 0,0594$  приймають відповідно значення:  $a_i = 2,351$  (всі лінії одноланцюгові). Значення коефіцієнта  $b_i$  (1.15) визначається за формулою:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau b_0}{U_H^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (1.17)$$

величина  $b_i$  приймає відповідне значення для мережі з проводом АС-120/19:

$$b_i = \frac{0,249 \cdot 4219 \cdot 604 \cdot 10^{-2}}{110^2 \cdot 0,9^2} = 0,0069;$$

Враховуючи всі припущень запишемо вирази питомих витрати для одноланцюгових мереж які мають переріз АС 120/19:

$$Z_i = (2,351 + 6,9 \cdot 10^{-3} P_i^2) \cdot l_i;$$

### Рішення

Аналіз показує, що у зазначенму максимальному графу виділяємо 2 незалежних контури. Будкемо їх на основі хорд, і будемо мати слідуочі контури:

17-405-401-403-12;

17-405-401-403-13;

16-405-401-403-12;

15-402-404-13;

15-402-404-14.

Так як ці контури складаються з 4 та 3 віток, то для кожного відповідно можуть бути вибрані варіанти схем 4 та 3. Якщо почергово віднімати кожну з віток, то на основі I-го закону Кірхгофа отримаємо поточкорозподіл для кожного варіанта схеми 1-го контуру, який зрозміщено в таблиці 1.7, додаток В, а відсутня вітка має нульву потужність.

Отримавши розрахунковий поточкорозподіл перераховуємо питомі витрати для радіальних мереж та хорди за відповідними формулами.

Розраховуємо приведені витрати для відповідних випадків помноживши отримані питомі витрати на відповідні довжини ліній:

$$Z_{1п405-401} = (2,351 + 6,9 \cdot 10^{-3} \cdot 10,7^2) \cdot 9,24 = 29,02;$$

$$Z_{1п401-403} = (2,351 + 6,9 \cdot 10^{-3} \cdot 17,1^2) \cdot 10,01 = 43,73;$$

$$Z_{1п403-12} = (2,351 + 6,9 \cdot 10^{-3} \cdot 29,3^2) \cdot 12,32 = 101,94;$$

$$Z_{2п17-405} = (2,351 + 6,9 \cdot 10^{-3} \cdot 10,7^2) \cdot 7,7 = 24,32;$$

$$Z_{2п401-403} = (2,351 + 6,9 \cdot 10^{-3} \cdot 6,4^2) \cdot 10,01 = 26,36;$$

$$Z_{2п403-12} = (2,351 + 6,9 \cdot 10^{-3} \cdot 18,6^2) \cdot 12,32 = 58,37;$$

$$Z_{3п17-405} = (2,351 + 6,9 \cdot 10^{-3} \cdot 17,7^2) \cdot 7,7 = 34,88;$$

$$Z_{3п405-401} = (2,351 + 6,9 \cdot 10^{-3} \cdot 6,4^2) \cdot 9,24 = 24,33;$$

$$Z_{3п403-12} = (2,351 + 6,9 \cdot 10^{-3} \cdot 12,2^2) \cdot 12,32 = 41,62;$$

$$Z_{4п17-405} = (2,351 + 6,9 \cdot 10^{-3} \cdot 29,3^2) \cdot 7,7 = 57,9;$$

$$Z_{4п405-401} = (2,351 + 6,9 \cdot 10^{-3} \cdot 18,6^2) \cdot 9,24 = 43,78;$$

$$Z_{4п401-12} = (2,351 + 6,9 \cdot 10^{-3} \cdot 12,2^2) \cdot 10,01 = 33,81.$$



Додавши приведені затрати ліній відповідних варіантів, маємо:

$$Z_1 = 29,022 + 43,73 + 101,94 = 174,7;$$

$$Z_2 = 24,32 + 26,36 + 58,37 = 109,05;$$

$$Z_3 = 34,88 + 24,33 + 41,62 = 100,83;$$

$$Z_4 = 57,9 + 43,78 + 33,81 = 135,49.$$

Найкращим варіантом схеми 1-го контуру є варіант з радіальними електричними мережами, де немає вітки 401-403 (витрат надаються в умовних одиницях). Для решти контурів розрахунки проведемо аналогічно та результати розміщуємо в таблиці 1.8 – 1.11, додаток В.

За найменшими затратами вибираємо з приведених контурів найкращі, порівнюємо графи, отримані від різних джерел живлення. На рисунку 1.11. зображений отриманий граф.

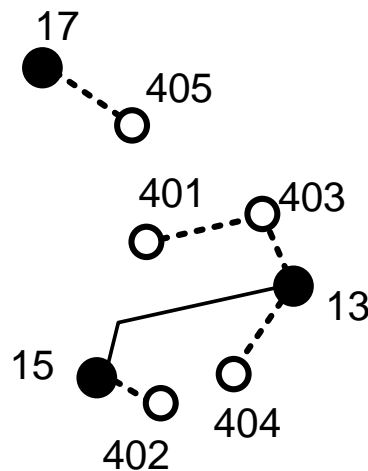


Рисунок 1.11 – Фрагмент графа схеми електричної мережі, яка розв’язана за допомогою методу по контурній оптимізації.

Але така схема не буде задовольняти умови надійності. Необхідно додати дві мережі 405-401 та 402-404. Провідники для мереж вибиремо аналогічно до розділу 1.3.2.

## 2.4 Застосування методу динамічного програмування до вибору схеми розвитку електричної мережі

Для схеми системи електропостачання потрібно виконати розвиток розвитку електричних мереж для постачання нових електроспоживачів, що будуть введені протягом 3 років.

Розглянувши функцію мети можна побачити, що потребам і умовам задачі найкраще відповідає функція затрат з врахуванням динамічного принципу:

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^n Z^{(t)}; \quad (1.18)$$

або

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^2 [E \times K^{(t)} + \Delta B^{(t)}] \times (1 + E_{н.п})^{1-t}, \quad (1.19)$$

де  $K^{(t)}$  – капітальні витрати для t-го року на монтаж відповідних ліній окремих варіантів;

$E = 0,12$  - нормативний коефіцієнт ефективності (коефіцієнт дисконтування);

t - поточний рік розвитку системи електропостачання;

$\Delta B^{(t)}$  - щорічні витрати, пов'язані з відрахуваннями, а також з втратами потужності в лініях;

$E_{н.п.} = 0,08$  - норматив приведення різночасових витрат.

Капіталовкладення для будь-якого варіанту можна визначити за формулою:

$$K^{(t)} = K_{п.} \cdot \Delta L_t, \quad (1.20)$$

а щорічні капіталовкладення:

$$\Delta B^{(t)} = 0,0594 \cdot K^{(t)} + \left( \frac{P}{U_H \cdot \cos \phi} \right)^2 \cdot r_0 \cdot \tau \cdot \Delta L_t \cdot c, \quad (1.21)$$

де  $K^{(t)}$  - капітаовкладення, тис. грн;

$P$  - активна потужність лінії, МВт;

$U_H$  - номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі існуючої мережі, тобто 110 кВ);

Практика показує, що задача може бути сформульована для розвитку схеми електричних мереж при допомозі динамічного програмування якщо мінімізувати, обмежити  $Z_{\Sigma}$  на будівництво ліній - 40 км на рік та балансі потужностей.

Враховуючи обмеження вказуємо можливі лінії електропередачі для існуючої схеми (рис. 1.12, додаток В).

Практично визначимо сумарні витрати для одного з варіантів. Сумарні витрати інших варіантів розраховуються як попередні.. Результати наведені в таблиці 1.13, додаток В.

На протязі трьох років потрібно забезпечити енергопостачанням споживачів пунктів 401, 402, 403, 404 та 405. За один рік прокладається не більше ніж 40 км лінії, тому протягом першого року розвитку можливо виконати монтаж мереж електропередачі тільки для двохелектро- споживачів, а на другий рік для одного або двох споживачів, а протягом третього року – всі інші. На рисунку 1.13 додаток В показані варіанти розвитку електричної мережі.

Виконаємо розрахунки для варіанту №1, схема мережі зображена на рисунку 1.13, а.

1-ий рік - будуємо лінії 17-405, 12-403, 15-402 та 13-404. Отже сумарне збільшення довжини ліній електромережі за 1 рік складатиме:

$$\Delta L_1 = 7,7 + 12,32 + 4,62 + 9,24 = 33,88 \text{ (км)} < 40 \text{ км.}$$

Умова буде виконуватися.

2-ий рік - будуємо лінії 405-401 та 402-404. Сумарне збільшення довжини ліній електромережі за 2 рік складатиме:

$$\Delta L_2 = 9,24 + 7,7 = 16,94 \text{ (км)} < 40 \text{ км.}$$

Умова буде виконуватися.

3-ий рік - будуємо лінії 401-403. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електромережі за 3 рік складатиме:

$$\Delta L_3 = 10,01 \text{ (км)} < 40 \text{ км.}$$

Умова буде виконуватися.

Повна потужність нових споживачів буде становити:

$$S_{401} = P_{401} / \cos \varphi = 6,4 / 0,89 = 7,19 \text{ МВА};$$

$$S_{402} = 11,3 / 0,88 = 12,84 \text{ МВА};$$

$$S_{403} = 12,2 / 0,9 = 13,56 \text{ МВА};$$

$$S_{404} = 8,7 / 0,87 = 10 \text{ МВА};$$

$$S_{405} = 10,7 / 0,88 = 12,16 \text{ МВА.}$$

Визначаємо реактивну потужність нових споживачів:

$$Q_{401} = \sqrt{S_{401}^2 - P_{401}^2} = \sqrt{7,19^2 - 6,4^2} = 3,28 \text{ МВАр};$$

$$Q_{402} = \sqrt{12,84^2 - 11,3^2} = 6,1 \text{ МВАр};$$

$$Q_{403} = \sqrt{13,56^2 - 12,2^2} = 5,92 \text{ МВАр};$$

$$Q_{404} = \sqrt{10^2 - 8,7^2} = 4,93 \text{ МВАр};$$

$$Q_{405} = \sqrt{12,16^2 - 10,7^2} = 5,78 \text{ МВАр.}$$

Електропостачання для всіх варіантів можна знаходити або як для радіальної мережі, або як для ділянки з двостороннім живленням (приймаємо однакову напругу у вузлах живлення). В таблиці 1.12, додаток В зведені результати знаходження електропостачання. Усі варіанти розвитку представлені на рисунку 1.13, додаток В.

Виконаємо розрахунок та вибор марки та площі перерізу проводів ліній електропередач по контуру 17-405-401-403-12. Проводимо розрахунок перетоків потужності по схемі для замкнутої мережі.

Розраховуючи поточкорозподілу на ділянці 17-405-401-403-12 будемо вважати, що напруги у вузлах 17 та 12 однакові між собою і тому можна розглянути цю замкнену мережу як схему з двостороннім живленням, яка представлена на рисунку 1.14, додаток В.

Проводимо аналогічні розрахунки потужностей для інших ділянок та вибираємо марки проводів для інших ділянок, які наведені в таблиці 1.12, додаток В.

Беручи дані з таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

- тип опор – одноланцюгові;
- номінальна напруга мережі – 110 кВ;
- довжина введених ліній за рік  $\Delta L_1 = 33,88$  (км) < 40 (км),  
 $\Delta L_2 = 17,71$  (км) < 40 (км),  $\Delta L_3 = 9,24$  (км) < 40 (км);
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – III;
- марка та переріз проводу – АС-120/19.

Ціни на монтаж повітряних ліній напругою 110 кВ – 13,1 (тис.у.о/км)  
беремо з галузевих норм.

За 1 рік будівництва виконуємо монтаж ділянки лінії:

- 17-405;
- 12-403;
- 15-402;
- 13-404.

Розраховуємо перетоки потужності по ділянках мережі.

Визначаємо потужність ділянки 17-405 за формулою

$$\begin{aligned}\dot{S}_{17-405} &= \frac{\dot{S}_{405} \cdot (l_{405-401} + l_{401-403} + l_{403-12}) + \dot{S}_{401} \cdot (l_{401-403} + l_{403-12}) + \dot{S}_{403} \cdot (l_{403-12})}{l_{17-405} + l_{405-401} + l_{401-403} + l_{403-12}} = \\ &= 16,409 + j8,361 = 18,114(MVA).\end{aligned}$$

Потужність ділянки 12-403 дорівнює:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{12-403} &= \frac{\dot{S}_{403} \cdot (l_{17-405} + l_{405-401} + l_{401-403}) + \dot{S}_{401} \cdot (l_{17-405} + l_{405-401}) + \dot{S}_{405} \cdot (l_{17-405})}{l_{17-405} + l_{405-401} + l_{401-403} + l_{403-12}} = \\ &= 13,231 + j6,602 = 14,787(MVA).\end{aligned}$$

Потужність ділянки 15-402 дорівнює:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{15-402} &= \frac{\dot{S}_{402} \cdot (l_{402-404} + l_{404-13}) + \dot{S}_{404} \cdot (l_{404-13})}{l_{15-402} + l_{402-404} + l_{404-13}} = \\ &= 12,607 + j6,905 = 14,374(MVA).\end{aligned}$$

Потужність ділянки 13-404 дорівнює:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{13-404} &= \frac{\dot{S}_{404} \cdot (l_{15-402} + l_{402-404}) + \dot{S}_{402} \cdot (l_{15-402})}{l_{15-402} + l_{402-404} + l_{404-13}} = \\ &= 7,393 + j4,124 = 8,466(MVA).\end{aligned}$$

Визначаємо струми в лініях:

$$I_{розр17-405} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{18,11 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 99,83 \text{ (A)};$$

$$I_{розр12-403} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{14,79 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 81,49 \text{ (A)};$$

$$I_{розр15-402} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{14,37 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 79,22 \text{ (A)}.$$

$$I_{розр13-404} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{8,47 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,65 \text{ (A)}.$$

Капіталовкладення для даних ділянок ліній розраховуємо у відповідності з формулою (1.20):

Для ділянок 17-405, 12-403, 15-402, 13-404:

$$K_{17-405} = 13,1 \cdot 7,7 = 100,87 \text{ (тис. у.о)};$$

$$K_{12-403} = 13,1 \cdot 12,32 = 161,3 \text{ (тис. у.о)};$$

$$K_{15-402} = 13,1 \cdot 4,62 = 60,52 \text{ (тис. у.о)};$$

$$K_{13-404} = 13,1 \cdot 9,24 = 121,04 \text{ (тис. у.о)};$$

Щорічні витрати розраховуємо у відповідності з формулою (1.21):

$$\Delta B_{17-405} = 0,0594 \cdot 100,87 + 4219 \cdot 8 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{18,11}{110}\right)^2 \cdot 0,249 \cdot 7,7 = 22,66 \text{ (тис. у.о)};$$

$$\Delta B_{12-403} = 0,0594 \cdot 161,39 + 4219 \cdot 8 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{14,79}{110}\right)^2 \cdot 0,249 \cdot 12,32 = 27,36 \text{ (тис. у.о)};$$

$$\Delta B_{15-402} = 0,0594 \cdot 60,52 + 4219 \cdot 8 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{14,37}{110}\right)^2 \cdot 0,249 \cdot 4,62 = 9,89 \text{ (тис. у.о)};$$

$$\Delta B_{13-404} = 0,0594 \cdot 121,04 + 4219 \cdot 8 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{8,47}{110}\right)^2 \cdot 0,249 \cdot 7,7 = 11,56 \text{ (тис. у.о)};$$

Для інших ділянок проводимо аналогічний розрахунок, результати зводимо в таблицю 1.13.

Сумарні витрати першого року розраховуємо у відповідності з формулою (1.19):

$$\begin{aligned} Z^1 &= (0,12 \cdot (100,87 + 161,39 + 60,52 + 121,04) + 22,66 + 27,36 + 9,89 + 11,56) \cdot (1,08^{(3-1)}) \\ &= 129,73 \text{ (тис.у.о)}. \end{aligned}$$

2 рік. Для варіанту 1 у другому році будуємо одноланцюгові лінії 401-403 та 402-404 відповідно довжиною 10,01 та 7,7 км.

Розраховуємо поточкорозподіл для ліній 401-403 та 402-404:

$$\dot{S}_{401-403} = \dot{S}_{12-403} - \dot{S}_{403} = 1,031 + j0,693 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{402-404} = \dot{S}_{15-402} - \dot{S}_{402} = 1,307 + j0,806 \text{ (МВА)};$$

Капіталовкладення для даних ділянок ліній:

$$K_{401-403} = 13,1 \cdot 10,01 = 132,13 \text{ (тис. у.о)};$$

$$K_{402-404} = 13,1 \cdot 7,7 = 100,87 \text{ (тис. у.о)};$$

Щорічні витрати розраховуємо у відповідності з формулою (1.21):

$$\Delta B_{401-403} = 0,0594 \cdot 132,13 + 4219 \cdot 8 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{1,24}{110}\right)^2 \cdot 0,249 \cdot 10,01 = 7,95 \text{ (тис. у.о)};$$

$$\Delta B_{402-404} = 0,0594 \cdot 100,87 + 4219 \cdot 8 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{1,54}{110}\right)^2 \cdot 0,249 \cdot 7,7 = 6,11 \text{ (тис. у.о)};$$

Сумарні витрати другого року:

$$Z^2 = (0,12 \cdot (132,13 + 100,87) + 7,95 + 6,11) \cdot (1,08^{(3-2)}) = 45,38 \text{ (тис.у.о)}.$$

3 рік. Для варіанту 1 на третій рік виконуємо монтаж одноланцюгової лінії 405-401 відповідно довжиною 9,24 км. Розрахунки проводяться аналогічно по відомим формулам і методам.

Для ділянки 405-401 маємо:



$$\dot{S}_{405-401} = \dot{S}_{17-405} - \dot{S}_{405} = 5,369 + j2,586 = 5,96 \text{ (МВА)};$$

Капіталовкладення для даних ділянок ліній:

$$K_{405-401} = 13,1 \cdot 9,24 = 121,04 \text{ (тис. у.о)};$$

Щорічні кталоовкладення розраховуємо у відповідності з формулою (1.21):

$$\Delta B_{401-403} = 0,0594 \cdot 121,04 + 4219 \cdot 8 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{5,96}{110}\right)^2 \cdot 0,249 \cdot 9,24 = 9,36 \text{ (тис. у.о)};$$

Сумарні витрати третього року

$$Z^3 = (0,12 \cdot (121,04) + 9,36) \cdot (1,08^{(3-3)}) = 23,88 \text{ (тис.у.о)}.$$

На рисунку 1.13 представлено розрахунок витрат для інших варіантів розвитку ЕС який виконується аналогічно. Результати розрахунків подано в таблиці 1.13.

Сумарні витрати для першого варіанту схем розраховуєм як суму затрат за три роки:

$$Z_{\Sigma I} = Z^1 + Z^2 + Z^3 = 129,73 + 45,38 + 23,88 = 199 \text{ (тис.у.о)}.$$

Розрахунок інших варіантів проводиться аналогічно, розрахунки запишемо в таблиці 1.13, додатки. В.

Проаналізувавши результати розрахунків з таблиці 1.13 можна зробити висновок, що варіант №3 має найменші сумарні витрати. Цей варіант є доцільним з точки зору надійності та економічності, тут присутні одноланцюгові лінії, по яких здійснюється живлення від двох джерел. Таким чином видно, що варіант 1 за даним методом є оптимальним.

Використовуючи схему за таким варіантом розвитку електромережі, зможемо подати електроенергією на протязі першого року споживачам чотирьох вузлів 405, 403, 402, 404, протягом другого року – вузлів 401, та протягом третього виконаємо вимоги щодо постачання 1 групи.

Згідно варіанту схеми №3 в перший рік будуються лінії 17-405, 12-403, 15-402, 13-404; другого року – лінії 401-403, 404-402 третього року - лінія 405-401. Всі лінії одноланцюгові і виконані проводами АС-120/19.

### **Висновки до другого розділу**

Оптимальна схема електричної мережі вибиралась на основі слідуєчих методів: поконтурної оптимізації, транспортної задачі, динамічного програмування. На базі цих методів оптимальна схема визначається за мінімальними приведеними втратами.

За методом поконтурної оптимізації було розглянуто кілька варіантів можливих під'єднань нових споживачів. Як виявилось частина мереж співпала за вибором з методом динамічного програмування. Тому остаточно було обрано схему варіанта №3, яка розглядалась у методах динамічного програмування та по контурної оптимізації, оскільки має найменші затрати і більшу надійність.

## РОЗДІЛ 3. ПРИЙНЯТТЯ КІНЦЕВОГО ВАРІАНТУ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

### 3.1 Характеристика оптимального варіанту схеми розвитку електричної мережі

Виконаємо вибір оптимальної схеми електричної мережі за трьома попередніми методами: динамічного програмування, методу поконтурної оптимізації та методом транспортної задачі, яка представлена на рисунку 1.11. Схема була вибрана за методом динамічного програмування та по контурної оптимізації, тому що електричні мережі вибрані за даним методом мають меншу довжину.

Розглянемо характеристику оптимального варіанта електричної мережі:

1. Номінальна напруга електричної мережі 110 кВ.
2. Використані марка та перерізи проводів мережі – АС-120/19.
3. Лінії одноланцюгові, опори залізобетонні.

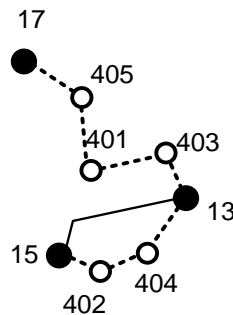


Рисунок 1.15 – Фрагмент схеми електричної мережі, розв’язаної за допомогою методу динамічного програмування.

Проаналізувавши результати розрахунків було проведено вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі.

### **3.2 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі після розвитку**

Вихідні дані з врахуванням розвитку представлений у додатках. Розрахувавши усталений режим, у результаті було отримано, що немає необхідності змінювати переріз проводів, так як активні потужності, що протікають по них, не перевищують граничні значення економічних потужностей для даних перерізів.

Результати розрахунків усталеного режиму електричних мережі 110/35/10 кВ після розвитку з врахуванням уточнення перерізів представлені в додатках.

Були збільшені перерізи таких ліній:

- лінія 100-101 на АС 240;
- лінія 100-102 на АС 240;
- лінія 102-4 на АС 240;
- лінія 4-5 на АС 240;
- лінія 17-107 на 2хАС 185;
- лінія 107-18 на 2хАС 185;
- лінія 5-103 на АС 185;
- лінія 103-6 на АС 185;
- лінія 405-17 на АС 185;
- лінія 2-101 на АС 185;
- лінія 103-6 на АС 150;
- лінія 401-405 на АС 150;
- лінія 3-2 на АС 150.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга в усіх вузлах на стороні НН 10 кВ є допустимою. Тому було проводити регулювання рівнів напруги за допомогою зміни коефіцієнтів трансформації трансформаторів немає необхідності. Результати розрахунку усталеного режиму з врахуванням регулювання приведені в додатках. Електрична мережа

після розвитку характеризується низькими втратами потужності 12,306 МВт або 8,17% від потужності генерації.

Перетоки потужності при максимальному, мінімальному та після аварійному режимах показані на рисунках 1.17 – 1.19, додаток В..

### **Висновки до третього розділу**

Вибрана оптимальна схема електричної мережі за трьома попередніми методами: динамічним програмуванням, методом поконтурної оптимізації та методом транспортної задачі. Вибрано схему за методом динамічного програмування та по контурної оптимізації, тому що ЛЕП вибрані за даним методом мають меншу довжину.

Представлена характеристика оптимального варіанту схеми розвитку електричної мережі

## ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі було розглянуте питання розробка розвитку електричних мереж 35 - 110кВ для забезпечать підвищення надійності і якісне електропостачання нових споживачів.

Відповідно були вирішені наступні основні задачі:

визначено оптимальну схему електричної мережі за методами:

найменших квадратів;

динамічного програмування;

методу поконтурної оптимізації;

методом транспортної задачі.

Була звернута увага на передбачення врат потужності електроенергії при розвитку електричних мереж, визначена оптимальна схема електричної мережі.

Оптимальна схема розвитку електричної мережі вибиралась на основі трьох методів дослідження: методом динамічного програмування, методом поконтурної оптимізації та методом транспортної задачі. На базі цих методів оптимальна схема визначається за мінімальними приведеними витратами.

Вперше для прогнозування навантаження в існуючій мережі 35 – 110 кВ вибрано метод найменших квадратів.

Практична цінність одержаних результатів може використовуватися при проектуванні, розвитку електричних мереж, що дасть можливість забезпечення надійного електропостачання споживачів, зменшення втрат на передачу електричної енергії, покращення техніко-економічних показників електричної системи в цілому та визначення найбільш ефективної стратегії розвитку електричних мереж.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кириленко О. Інформатизація та інтелектуалізація систем керування в електроенергетиці: деякі підсумки за останні роки / Олександр Кириленко, Артур Праховник // Технічна електродинаміка: спеціальний випуск. – 2010. – С. 10–17.
2. Лежнюк П. Оптимальне керування режимами електроенергетичних систем з застосуванням нечіткого моделювання / Петро Лежнюк, Олена Рубаненко // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету імені Михайла Остроградського. – 2014. – № 4. – С. 129–133.
3. Железко Ю. С. Расчёт и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчётов / Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. – М. : ЭНАС, 2011. – 280 с.
4. Лежнюк П. Д. Оцінювання чутливості оптимального керування режимами електроенергетичних систем критеріальним методом: монографія / Лежнюк П. Д., Остра Н. В., Зелінський В. Ц. – Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 20. – 131 с.
5. Дьяков А.Ф. Противаварийная микропроцессорная автоматика электроэнергетических систем / А. Ф. Дьяков. – М. : Издательство вузов МЭИ, 2009. – 386 с.
6. Литвинов В. В. Модель фаззи-контролера для обеспечения статической устойчивости промышленного узла нагрузки энергосистемы / В. В. Литвинов, Н. В. Костерев, П. Л. Денисюк // Наукові праці ДонНТУ. Електротехніка і енергетика. – 2008. – № 8(140). – С. 51–54.
29. Шумилова Г. П. Прогнозирование нагрузки ЭЭС на базе новых информационных технологий [Электронный ресурс] / Г. П. Шумилова, Н. Э. Готман, Т. Б. Старцеві – Режим доступа: <http://energy.komisc.ru/seminar/Glava5.pdf>
7. Бодянский Е. В. Краткосрочное прогнозирование потребления электроэнергии на основе искусственной многослойной нейро-фаззи сети / [Е. В. Бодянский, С. В. Попов, Т. В. Рыбальченко, Н. Н. Титов] // Энергетика та електрифікація. – 2008. – № 9. – С. 37–43.

8. Лежнюк П. Д. Визначення стану РПН трансформаторів з використанням апарату нейронних мереж / П. Д. Лежнюк, М. І. Пиріжок, О. Є. Рубаненко // Вісник Хмельницького національного технічного університету. – 2007. – № 2. – С. 172–179.

9. Приймак Б. І. Нечітке керування електромеханічними об'єктами [Електронний ресурс] / Б. І. Приймак, О. М. Бондаренко, О. М. Халімовський. Режим доступу: <http://paep2007.abacus.ua/default.aspx>.

10. Штовба С. Д. Введение в теорию нечетких множеств и нечеткую логику [Електронний ресурс] / С. Д. Штовба. – Режим доступу: [http://www.nnspsu.ru/Matlab\\_RU/fuzzylogic/book1/4\\_2.asp.htm](http://www.nnspsu.ru/Matlab_RU/fuzzylogic/book1/4_2.asp.htm).

11. Нечёткие алгоритмы оценки технического состояния и прогнозирования остаточного ресурса электрооборудования / [Н. В. Костерев, Е. И. Бардик, Р. В. Вожаков и др.] // Наукові праці ДонНТУ – Електротехніка і енергетика. – 2009. – № 8. – С. 65-70.

12. Галушкин А. И. Применение нейрокомпьютеров в энергетических системах [Електронний ресурс] / А. И. Галушки. – Режим доступу: [http://www.ragniteman.narod.ru/study/expert\\_system/22.htm](http://www.ragniteman.narod.ru/study/expert_system/22.htm)

13. Петрова И. Ю. Прогнозирование электропотребления с помощью нейро-нечеткой системы ANFIS. Алгоритм отбора входных переменных [Електронний ресурс] / И. Ю. Петрова, А. А. Глебов. – Режим доступу: <http://techno.edu.ru:16001/db/msg/29605.html>.

14. Петрова И. Ю. Прогнозирование электропотребления с помощью нейро-нечеткой системы ANFIS. [Електронний ресурс] / И. Ю. Петрова, А. А. Глебов. – Режим доступу: <http://techno.edu.ru:16001/db/msg/29594.html>.

15. Кириленко О. В. Визначення пошкоджень на лініях електропередачі з використанням штучних нейронних мереж / О. В. Кириленко, І. В. Блінов // Наукові праці ДонНТУ. – Електротехніка і енергетика. – 2008. – № 8. – С. 9–12.

16. Варецкий Ю. Е. Архитектура интеллектуальной системы мониторинга несинусоидальных режимов электрической сети [Електронний ресурс] / [Ю. Е. Варецкий, Т. И. Наконечный, Н. Д. Федонюк, В. А. Комар] // Збірник наукових



праць ВНТУ. – 2010. – № 1. – Режим доступу до журналу:

[http://www.nbu.gov.ua/e-journals/vntu/2010-1/2010\\_4.files/uk/10pdfm\\_uk.pdf](http://www.nbu.gov.ua/e-journals/vntu/2010-1/2010_4.files/uk/10pdfm_uk.pdf)

17. Визначення поточних параметрів режиму ЕЕС в умовах неповноти початкових даних із застосуванням засобів нейронного моделювання [Електронний ресурс] / Петро Лежнюк, Олена Рубаненко // Збірник наукових праць ВНТУ. – 2008. – № 2. – Режим доступу до журналу: [http://www.nbu.gov.ua/e-journals/vntu/2008-4/2008.files/uk/08pdf\\_m\\_uk.pdf](http://www.nbu.gov.ua/e-journals/vntu/2008-4/2008.files/uk/08pdf_m_uk.pdf)

18. Лежнюк П. Д. Інформаційне забезпечення розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, А. Л. Поліщук // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства. Вип. 57. «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». Том 1. – Харків : ХНТУСХ, 2007. – С. 67–74.

19. Вороновський Г. К. Проблемы и перспективы использования нейронных сетей в энергетике. Часть 2. Управление. / Г. К. Вороновський, К. В. Махотило, С. А. Сергеев // Проблемы загальної енергетики. – 2007. – № 16. – С. 54–67.

20. Кириленко А. В. Разработка иерархического оперативно-управляющего комплекса и внедрение его в энергообъединении Украины / А. В. Кириленко, В. Л. Прихно, П. А. Черненко // Наука та інновації.– 2008. – № 6. – Т. 4. – С. 12–25.

21. Стогній Б. С. Сталий розвиток енергетики та інтелектуальні енергетичні системи / Б. С. Стогній // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Збірник наукових праць. Спеціальний випуск. – 2012. – С. 6–9.

22. Кириленко О. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови / Олександр Кириленко, Артур Праховник // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Збірник наукових праць. Спеціальний випуск. – 2010. – С. 10–16.

23. Авраменко В. М. Проблеми моделювання та керування режимами електроенергетичних систем / В. М. Авраменко, В. О. Крилов, В. Л. Прихно // Технічна електродинаміка. – 2013. – № 3. – С. 59–64.

24. R. Teodorescu, F. Blaabjerg, U. Borup, and M. Liserre, “A new control structure for grid-connected LCL PV inverters with zero steady-state error and selective harmonic compensation,” in *Proc. IEEE APEC 2004*, vol. 1, pp. 580–586.

25. Лежнюк П. Усовершенствование управления с целью оптимизации режимов работы электроэнергетического оборудования / Петр Лежнюк, Елена Рубаненко // *Металлы и литьё Украины*. – 2007. – № 8. – С. 40.
26. Neuro-Fuzzy Modeling of Superheating System of a Steam Power Plant [Электронный ресурс] / [Morteza Mohammadzaheri, Ali Mirsepahi, Orang Asef-afshar, Hamidreza Koohi] // *Artificial intelligence and applications Innsbruck: International Association Of Science And Technology For Development. 24th IASTED international conference, Austria, 2006: Proceedings*. – 2007. – P. 347–352. Режим доступа: <http://portal.acm.org/citation.cfm>
27. Литвинов В. В. Модель фаззи-контролера для обеспечения статической устойчивости промышленного узла нагрузки энергосистемы / В. В Литвинов, Н. В. Костерев, П. Л. Денисюк // *Наукові праці ДонНТУ*. – Електротехніка і енергетика. – 2008. – № 8. – С. 51–54.
28. Козирев С. С. Методика синтезу засобами fuzzy-апроксимації інверсної моделі електровибухового перетворення енергії в умовах невизначеності / С. С. Козирев // *Наукові праці ДонНТУ*. – Електротехніка і енергетика. – 2008. – № 8. – С. 78–81.
29. Варецький Ю. О. Моделювання несинусоїдних режимів електричної мережі як засіб для побудови нейронної мережі / Ю. О. Варецький, Т. І. Наконечний // *Вісник Національного університету «Львівська політехніка»*. – 2007. – № 597: *Електроенергетичні та електромеханічні системи*. – С. 114–123.
30. Варецкий Ю. Е. Архитектура интеллектуальной системы мониторинга несинусоидальных режимов электрической сети [Электронный ресурс] / [Ю. Е. Варецкий, Т. И. Наконечный, Н. Д. Федонюк, В. А. Комар] // *Збірник наукових праць ВНТУ*. – 2010. – № 1. – Режим доступа до журналу: [http://www.nbu.gov.ua/e-journals/vntu/2010-1/2010\\_4.files/uk/10pdufm\\_uk.pdf](http://www.nbu.gov.ua/e-journals/vntu/2010-1/2010_4.files/uk/10pdufm_uk.pdf)
31. Субботін С. О. Подання й обробка знань у системах штучного інтелекту та підтримки прийняття рішень / Субботін С. О. – *Запоріжжя : ЗНТУ*, 2008. – 341 с.