

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

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

Кваліфікаційна робота  
на правах рукопису

ГАВРИЛЮК АНДРІЙ ВІКТОРОВИЧ

УДК -665.9

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему «**Розвиток електричних мереж обленерго**»  
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

\_\_\_\_\_ А. В. Гаврилюк

Керівник роботи

Борисов Федір Іванович

к.ф.-м.н., доцент

Житомир - 2020

## АНОТАЦІЯ

Гаврилюк А. В. Розвиток електричних мереж обленерго.

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: ОПТИМІЗАЦІЯ, СХЕМИ, РОЗВИТОК, ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ, ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, НАДІЙНІСТЬ, ЯКІСТЬ.

Для прогнозування навантаження в робочій мережі 110 кВ було використано метод найменших квадратів

Оптимальна схема розвитку електричної мережі вибиралась на основі слідуєчих методів дослідження: методом динамічного програмування; поконтурної оптимізації

Користуючись цими методами за мінімальними приведеними витратами можна визначити оптимальну схему електропостачання споживачів.

## SUMMARY

Gavrilyuk A.V. Development of electric networks of regional power.

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: OPTIMIZATION, SCHEMES, DEVELOPMENT, ELECTRICAL NETWORKS, ELECTRICITY SUPPLY, RELIABILITY, QUALITY.

The least squares method was used to predict the load in the 110 kV operating network The optimal scheme of electric network development was chosen on the basis of the following research methods: the method of dynamic programming; contour optimization Using these methods at the minimum reduced cost, you can determine the optimal scheme of electricity supply to consumers.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
РОЗДІЛ 1. ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЕМ....	7
1.1 Методи прогнозування навантажень .....	7
1.2 Розрахунок та визначення прогнозних навантажень.....	8
1.3 Розрахунок режиму вхідної електричної мережі за втратами потужності та електроенергії.....	10
Висновки до першого розділу.....	12
РОЗДІЛ 2. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	14
2.1 Вибір та обґрунтування методу визначення оптимальної схеми .....	14
2.2 Використання методу динамічного програмування до вибору схеми розвитку електричної мережі.....	15
2.3 Визначення оптимальної схеми електричної мережі методом поконтурної оптимізації .....	24
2.4 Застосування методу поконтурної оптимізації до вибору схеми електричної мережі.....	29
2.4.1 Алгоритм використання методу поконтурної оптимізації.....	30
Висновки до другого розділу.....	31
РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ.....	32
Висновки до третього розділу.....	33
ВИСНОВКИ.....	33
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	34
ДОДАТКИ.....	37

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Однією з найважливіших задач розвитку, проектування і експлуатації систем електропостачання здійснюється для модернізації і розширення зон підключення нових електроспоживачів при допомозі електричних мереж, які проектуються відповідно правил монтажу і характеру споживачів.

На сучасному етапі в системах електропостачання використовуються мережі електропостачання напруги 0,4, 10, 35, 110, 220 кВ.

Дослідження та аналіз систем електропостачання показують, що як правило використовуються електричні мережі з слідуючими послідовностями подачі напруг через трансформатори на підстанціях: 110/35; 35/10; 10/0,4 кВ.

Крім того в райони де встановлені і використовуються великі потужності використовуються «глибокі вводи» тобто підводиться до районної підстанції 110 кВ а від підстанції відходять розподільні електричні мережі 10 кВ до місцевих ТП-10/0,4 кВ. Це дає можливість зменшити втрати електричної енергії і підвищення ефективності використання електричних мереж.

Вирішальне місце при проектуванні схемах розвитку електричних мереж 110/35/10 кВ має питання ефективного розвитку конфігурації мереж.

Завданням розвитку електричних мереж є забезпечення надійного електропостачання споживачів, зменшення втрат на передачу електричної енергії, покращення техніко-економічних показників електричної системи в цілому та визначення найбільш ефективної стратегії перспективного розвитку, що являється актуальним в умовах енергоринку.

### **Мета і задачі дослідження.**

**Мета** - розробка розвитку електричних мереж 110 - 35 кВ для забезпечать підвищення надійності і якісне електропостачання нових споживачів.

Відповідно до мети в роботі розв'язуються наступні основні задачі:

визначено оптимальну схему електричної мережі за методами:  
динамічного програмування;  
поконтурної оптимізації.

**Об'єктом дослідження.** Визначення оптимальної схеми електричної мережі.

**Предмет дослідження** - втрати потужності та електроенергії при розвитку електричних мереж.

#### **Методи дослідження**

Для прогнозування навантаження в робочій мережі 110 кВ будемо користуватися методом найменших квадратів.

Оптимальна схема розвитку електричної мережі вибиралась на основі методів дослідження: динамічного програмування та поконтурної оптимізації.

#### **Наукова новизна одержаних результатів**

Було здійснено розрахунки мінімального, максимального та після аварійного режимів за допомогою програмного комплексу «ВТРАТИ» для виявлення максимальних значень потоків потужності та значень напруг в характерних режимах. На підставі аналізу отриманих результатів для введення даних режимів у допустимі межі було запропоновано ряд заходів з регулювання напруги.

#### **Практичне значення одержаних результатів**

Практичне значення одержаних результатів може використовуватися при розвитку, проектуванні електричних мереж, що дасть можливість зменшити втрати при передачі електричної енергії, забезпечити надійне електропостачання споживачів, покращити техніко-економічні показники електричних мереж та визначити найбільш ефективної стратегії розвитку електричних мереж.

## **Перелік публікацій в збірниках тез конференцій в ЖНАЕУ**

1. Гаврилюк А. В., Данилівський В. В., Прядко В.А. с.20-22.

Розвиток електричних мереж напругою 110 – 35 кВ.

Наукові читання–5-6 березня 2020 р. Житомир: ЖНАЕУ, 2020. 218 с.

2. Гаврилюк А. В., с. 23-25. Діагностування високовольного обладнання. IV Міжнародна науково-практична конференція «Біоенергетичні системи» 28–29 травня 2020 року Поліський національний університет. Матеріали. Частина 2. Збірник.

3. Гаврилюк А. В., Данилівський В. В., Лось Р. В., Прядко В. А. Дослідження та аналіз схеми розподілу електроенергії для розвитку електричних мереж.

Студенські читання 2020 – 2020: Матеріали науково-практичної конференції факультету інженерії та енергетики «Студенські читання 2020».

26 жовтня 2020 р. Житомир: ПНУ, 2020. – 400 с.

## РОЗДІЛ 1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЕМ

### 1.1 Методи прогнозування навантажень

Прогнозування навантажень електричних мереж (ЕМ) застосовується при їх будівництві, модернізації та розвитку [1].

Прогнозування потрібно виконувати комплексно тобто повинні розглядатися питання майбутнього навантаження проєктованих ЕМ, відповідно розглядатися потужності генераторів, які будуть забезпечувати роботу мереж, працюючі і які потрібно встановити, планування ремонту живильних та розподільних мереж, визначати необхідну кількість і потужності трансформаторів на підстанціях і їх комплектування, варіанти підключення сонячних електростанцій або інших АДЕ. На основі прогнозу будуються плани розвитку електричних мереж, розробляються проєкти будівництва, розвитку ЕМ, відповідно розробляються і затверджуються кошториси, проводиться техніко економічне обґрунтування проєктів і ефективність капіталовкладень [2].

Прогнози по будівництву, розвитку ЕМ бувають короткостроковими, середніми (3-10 років) та довгостроковими.

Методи прогнозування навантажень в ЕМ можна розділити на три групи:

- кореляція;
- екстраполяція;
- змішана, яка об'єднує дві попередні.

Кореляція – зв'язок між декількома явищами, при умов, що одне з них входить в список цих явища.

Екстраполяція – це якщо значення функції знаходиться за межами значень аргументів. Для екстраполяції можна використовувати різноманітні екстраполяційні методи. Екстраполяційні методи пов'язані з підбиранням апроксимувальної залежності зміни навантаження.

Для апроксимації навантаження використовуються функції:

$$y = a + bx - \text{пряма};$$

$$y = a + bx + cx^2 - \text{парабола};$$

$$y = a + bx + cx^2 + dx^3 - \text{S-подібна крива};$$

$$y = ce^{dx} - \text{експонента};$$

$$y = \ln^{-1}(a + ce^{dx}) - \text{крива Гомперца}.$$

Коефіцієнти апроксимації (наближена заміна одних математичних операцій іншими) можна підбирати методами підставлення та найменших квадратів.

## 1.2 Розрахунок та визначення прогнозних навантажень

Для прогнозування навантаження в робочій мережі 110 кВ будемо користуватися методом найменших квадратів. Цей метод дозволяє замінити таблично-задану функцію  $P_{\max}(T)$  аналітичним виразом  $P'_{\max}(T)$ :

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

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

$T$  – час періоду прогнозу.

Прогнозування навантажень будемо використовувати при допомозі електронного процесора EXCEL.

Розрахунок числових коефіцієнтів  $a'$  та  $b'$  виконується у відповідності з методом найменших квадратів:

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

що виконується шляхом розв'язання системи рівнянь:



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

Після виконання диференціювання вхідної функції у відповідності з (1.3) отримуємо кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для розрахунку та визначення коефіцієнтів регресійної залежності  $a'$  та  $b'$ :

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

Ретроспективні дані навантажень по рокам зведено в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Дані для прогнозування максимального навантаження на 5 років

Роки	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2022	2023	2024	2025
$P_{\max}, \%$	80	82.4	85.6	87.2	93.6	88.8	87.2	90.4	95	100

Після підстановки вхідних даних з табл.1.1 в систему (1.4) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 55 \cdot b' = 890.2; \\ 55 \cdot a' + 385 \cdot b' = 5039.8. \end{cases}$$

Звідки  $a' = 79.44$ ,  $b' = 1.74$ , тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1.74 \cdot T + 79.44.$$

Результати розрахунків показують, що прогнозоване навантаження на майбутні п'ять років буде мати значення:

$$P'_{\max} = 1.74 \cdot 15 + 79.44 = 106 \%$$

За даними з таблиці 1.1 виконуємо прогноз навантажень по вузлах

В таблицю 1.2 внесемо вихідні дані та результати роботи програми EXCEL .

Таблиця 1.2 – Для вузлів існуючої мережі: вихідні дані та результати прогнозування навантаження

Назва вузла	$n_{\text{вузла}}$	$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВАр	$S_n$ , МВА	$P_n$ прог., МВт	$Q_n$ прог., МВАр	$S_n$ прог., МВА	$n_{\text{тр}}$	$S_{\text{номтр}}$ , МВА	$K_{\text{перев}}$
Степанівка	101	3,5	2,17	4,12	3,71	2,30	4,36	1	6,3	0,69
Липовець	102	10	6,20	11,76	10,60	6,57	12,47	2	10	1,25
Іллінці	103	4,4	2,37	5,00	4,66	2,52	5,30	2	6,3	0,84
Іллінці КС	104	14,7	8,33	16,90	15,58	8,83	17,91	2	63	0,28
Сороки	105	3,4	1,74	3,82	3,60	1,85	4,05	1	6,3	0,64
Дашів	106	4,8	2,32	5,33	5,09	2,46	5,65	2	10	0,57
Гайсин	107	7,5	4,05	8,52	7,95	4,29	9,03	1	16	0,56
Немирів	108	5,4	2,91	6,14	5,72	3,09	6,50	2	16	0,41

Результати прогнозу навантажень показують, що непотрібно ставити більші трансформатори за потужністю на діючих підстанціях.

Враховуючи результати прогнозування навантажень електричних мереж (106. %) праведно дослідження, розрахунок усталеного режиму робочих ліній електропередач та розглянемо отримані результати.

### 1.3 Розрахунок режиму вхідної електричної мережі за втратами потужності та електроенергії.

Проводимо розрахунок і аналіз режиму вхідної мережі для вибору найефективніших за відповідним критерієм вузлів електропостачання для нових п'яти вузлів електричних мереж за критеріями:

менша відстань до джерел живлення району – вузла 100;

менша відстань до нових вузлів;

вища напруга;

Розрахунок проведемо на основі підприємства Гайсенських РЕМ у програмному комплексі “Втрати – High”. Програмний комплекс дає можливість провести розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі на основі заданої інформації про вітки.

В електричній мережі при допомозі відповідної програми знаходяться основні розрахункові дані по втратах електроенергії та потужності, видається їх величини в вузлах і вітках, стан усталеного режиму результати яких записуються в 1, 2, 3 додаток В.

Значення граничних економічних потужностей на один ланцюг мереж для різних перерізів приведені в таблиці 1.3, а на далі проводиться дослідження перетоків потужностей, що протікають в цих мережах.

Таблиця 1.3 – Граничні потужності на один ланцюг в мережах

Напруга	Тип опор	Матеріал	Район по ожеледі	Гранична економічна потужність на один ланцюг, МВт, для перерізів, мм <sup>2</sup>					
				70	95	120	150	185	240
110	Одноланцюгові	Залізобетон	III-VI	–	–	21,5	25,7	39,5	63,5

Дослідивши результати розрахунків можна зробити наступні висновки:

1. Вхідна мережа характеризується малими втратами потужності (3,228 МВт або 6.0%) , достатнім рівнем напруги у всіх вузлах, потенціал для подальшого розвитку.
2. Потоки потужності в лініях 101-102 та 102-103 не ефективні для проходження струму з економічної точки зору для їх перерізів.

Тому потрібно міняти на провідники більшого перерізу

лінія 101-102 з АС 150 на АС 185;

лінія 102-103 з АС 120 на АС 150.

Враховуючи заміну провідників був проведений робочий режим роботи мережі, результати знаходяться в додатках . На основі цього, можна зробити наступні висновки:

- вхідна електрична мережа має втрати потужності (3,012 МВт або 5.6%) та характеризується достатнім рівнем напруги у всіх вузлах;
- за вимогами нагріву провідники електричних мереж найбільш завантажені ділянок 110 кВ: 100-101 – 39,029 МВт, 101-102 – 34,635 МВт, 102-103 – 23,377 МВт, 100-108 – 20,573 МВт;
- нові вузли споживання електричної енергії: 201, 202, 203, 204 та 205 можуть бути основними джерелами живлення до яких можуть бути прийняті вузли: 101, 102, 103, 104, 105, 106 та 108 так як вони розміщені на найближчих відстанях до нових вузлів і мають відповідний рівень напруги.

Схеми вузлів живлення на районних підстанціях мають вигляд:

- 101 – шини без вимикачів;
- 102 – подвійна система шин з обхідною;
- 103 – місток без вимикачів;
- 104 – подвійна система шин з обхідною;
- 105 – блок лінія-трансформатор без вимикачів;
- 106 – місток без вимикачів на трансформатори;
- 108 – місток без вимикачів на трансформатори.

### **Висновки до першого розділу**

Розглянуто методи прогнозування навантажень, електричних мереж, які застосовується при їх будівництві, модернізації, розвитку та виборі потужностей генераторів, які будуть забезпечувати роботу мереж.

Для прогнозування навантаження в робочій мережі 110 кВ було використано метод найменших квадратів.

Цей метод дозволяє замінити таблично-задану функцію  $P_{\max}(T)$  аналітичним виразом  $P'_{\max}(T)$ :

Проведено розрахунок і аналіз режиму вхідної мережі за критеріями: менша відстань до джерел живлення району – вузла 100; менша відстань до нових вузлів; вища напруга;

Розрахунок проведено у програмному комплексі “Втрати – High”.

## РОЗДІЛ 2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

### 2.1 Вибір та обґрунтування методу визначення оптимальної схеми

Для розвитку систем електропостачання необхідно знайти спосіб, щоб водночас виконувались різні технічні вимоги до електро споживачів. Такий підхід означає вибір не тільки потужності станцій, їх розташування, напруги, конфігурацій мереж, але й параметрів усіх елементів електричних мереж, що забезпечують відповідну якість електроенергії, безаварійну роботу та надійний процес управління.

Досвід показує, що неможливо при допомозі однієї моделі разом розв'язувати такі задачі. Виходячи із цього краще розглядати ряд взаємопов'язаних підзадач синтезу системи електропостачання на основі комплексу математичних моделей.

Як правило за такі моделі приймаються моделі пошуку мінімуму капіталовкладень з врахуванням економічних обґрунтувань. В системах електропостачання для вирішення задач оптимізації також використовується метод динамічного програмування.

Динамічне програмування - метод нелінійного програмування. Він оптимізує для функції багатьох змінних багатокрокову операцію. Використовуючи динамічне програмування потрібно всю операцію розділити на послідовне виконання кроків з оптимізуванням кожної функції однієї змінної, але це важко. Краще відшукати відповідне управління по кроково, отримуючи тільки одну змінну на кожному кроці. Результат оптимізації задачі це підсумок оптимального управління на окремих кроках.

Виходячи із того, що нова підстанція розташована в центрі навантажень, краще використати метод поконтурної оптимізації, який являється одним з загальних методів математичного програмування, який отримав назву покоординатної оптимізації.

Виходячи із вище проведених досліджень вибір оптимальної схеми електричної мережі проведемо за методами динамічного програмування та по контурної оптимізації.

## 2.2 Використання методу динамічного програмування до вибору схеми розвитку електричної мережі

Для електричної схеми системи електропостачання потрібно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових електроспоживачів, що будуть підключені на протязі 3 років.

Для вибору схеми розвитку електричної мережі застосуємо функцію мети, яка показує затрати з врахуванням динамічного принципу користуючись формулою

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^n Z^{(t)}; \quad (2.1)$$

або

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^2 [E \times K^{(t)} + \Delta B^{(t)}] \times (1 + E_{н.п})^{1-t}; \quad (2.2)$$

де  $K^{(t)}$  - капіталовкладення для t-го року на монтаж відповідних мереж кожного із варіантів;

$E = 0.12$  – коефіцієнт нормативної ефективності;

$t$  – робочий рік розвитку;

$\Delta B^{(t)}$  - щорічні затрати, які пов'язані з втратами потужності в мережах;

$E_{н.п.} = 0.08$  – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрат.

Капіталовкладення для любого варіанту визначаються за виразом:

$$K^{(t)} = K_{п} \cdot \Delta L_t, \quad (2.3)$$

щорічні витрати

$$\Delta B^{(t)} = 0.0594 \cdot K^{(t)} + \left( \frac{P}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_0 \cdot \tau \cdot \Delta L_t \cdot c, \quad (2.4)$$

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

$P$  - активна потужність електричних мереж, МВт;

$U_H$  - номінальна напруга системи електропостачання, кВ, приймаємо 110 кВ;

$r_0$  - питомий опір проводу електричної мережі, Ом/км;

$\tau$  - час найбільших втрат, год:

$$\tau = (0.124 + T_{\text{нб}} / 10000)^2 \cdot 8760 = (0.124 + 5200 / 10000)^2 \cdot 8760 = 3633 \text{ (год)};$$

$\Delta L_t$  - збільшення довжини електричної мережі, км;

$c$  - 0.54 грн, що відповідає  $6.75 \cdot 10^{-2}$  у. о. / кВт·год це вартість  
1 кВт·год. втраченої енергії

Розглянемо задачу динамічного програмування для розвитку схеми електричних мереж .

Потрібно мінімізувати  $Z_{\Sigma}$  при обмеженні на монтаж мережі - 65 км на рік та балансі потужностей.

З врахуванням обмеження вказуємо можливі мережі електропередачі для існуючої схеми (рис. 2.1, додаток Б):

Проводимо розрахунок довжини ділянок електричної мережі за формулою:

$$l = 1,1 \cdot m_1 \cdot L, \quad (2.5)$$

де  $m_1$  - масштаб в км/мм;

$L$  - довжина мережі на плані, мм;

1,1 - коефіцієнт нелінійності траси електричної мережі.



Проводимо розрахунок довжини мереж можливих варіантів мереж електропередач. Для ділянки мережі 101-201 довжина мережі має:

$$L_{101-201} = 1,1 \cdot 8,0 \cdot 1,8 = 15,84 \text{ км.}$$

Аналогічно визначаємо ділянки інших мережі а результати розрахунків зводимо в додаток Б, таблиця 2.1, а сумарні витрати інших варіантів в таблицю 2.2.

За 3 роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 201, 202, 203, 204 та 205. За один можна вводити не більше 65 км електричних мереж то протягом першого року розвитку можливо виконати монтаж ліній для двох електроспоживачів, на другий рік для одного або двох електроспоживачів, а протягом третього року - до останнього електроспоживача. На рисунку 2.2. є варіанти розвитку електричної мережі.

Варіант №1:

1-ий рік - будуємо лінії 101-201, 102-201 та 105-202. Розраховуємо збільшення довжини ліній електромережі

$$\Delta L = 15.84 + 9.68 + 19.36 = 44.88 \text{ (км)} \leq 65 \text{ (км)},$$

що в межах обмежень по монтажу електричних мереж.

Проведемо розрахунки повної потужності нових споживачів

за виразом  $S = P/\cos \varphi$ :

$$S_{201} = 5.9/0.87 = 6.78 \text{ МВА};$$

$$S_{202} = 6.2/0.94 = 6.6 \text{ МВА};$$

$$S_{203} = 8.6/0.98 = 8.78 \text{ МВА};$$

$$S_{204} = 4.4/0.89 = 4.94 \text{ МВА};$$

$$S_{205} = 6./0.86 = 6.98 \text{ МВА};$$

Проведемо розрахунки реактивна потужностей нових споживачів за виразом

$$Q_{201} = \sqrt{S_{201}^2 - P_{201}^2} = \sqrt{6.78^2 - 5.9^2} = 3.34 \text{ МВАр};$$

$$Q_{202} = \sqrt{6.6^2 - 6.2^2} = 2.25 \text{ МВАр};$$

$$Q_{203} = \sqrt{8.78^2 - 8.6^2} = 1.75 \text{ МВАр};$$

$$Q_{204} = \sqrt{4.94^2 - 4.4^2} = 2.25 \text{ МВАр};$$

$$Q_{205} = \sqrt{6.98^2 - 6.2^2} = 3.56 \text{ МВАр}.$$

Розподіл потоків потужностей для всіх варіантів може бути, як для ділянки з двостороннім живленням так і для радіальної мережі.

Результати розподілу потоків потужностей занесені в таблиці 2.2. Усі варіанти розвитку представлені на рисунку 2.2. – 2.3 , додаток Б. По вибору марки та площі перерізу ліній 101-201, 102-201 та 105-202 проводимо відповідні розрахунки.

Розраховуємо перетік потужності радіальної лінії 105-202:

$$\dot{S}_{105-202} = \dot{S}_{н202} = 6.2 + j2.25 = 6.6 \text{ МВА}.$$

Розраховуємо перетоки потужності інших ділянок як для замкнутої мережі.

При розрахунку поточкорозподілу в ділянці 101-201-102 будемо вважати, що напруги у вузлах 101 та 102 перетоки однакові між собою і тому цю замкнену мережу можна розглядати як схему з двостороннім живленням. Виконаємо розрахунок потужності головних ділянок за формулами:

$$\dot{S}_{101-201} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i102}}{l_{\Sigma}}; \quad (2.6)$$

$$\dot{S}_{102-201} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i101}}{l_{\Sigma}}, \quad (2.7)$$

де  $S_i$  - повна потужність  $i$ -ого навантаження електричної мережі по шляху від 101 вузла до 102 вузла або навпаки;

$l_{i102}, l_{i101}$  - довжини ділянок від  $i$ -го вузла до 102 і 101 відповідно;

$l_{\Sigma}$  - сума довжин ділянок кільцевої мережі.

Таким чином, потужність ділянки мережі 101-201 дорівнює:

$$\dot{S}_{101-201} = \frac{\dot{S}_{201} \cdot l_{102-201}}{l_{101-201} + l_{102-201}} = \frac{(5.9 + j3.34) \cdot 9.68}{15.84 + 9.68} = 2.24 + j1.27 = 2.57 \text{ МВА.}$$

Для ділянки мережі 102-201 маємо:

$$\dot{S}_{102-201} = \frac{\dot{S}_{201} \cdot l_{101-201}}{l_{102-201} + l_{101-201}} = \frac{(5.9 + j3.34) \cdot 15.84}{9.68 + 15.84} = 3.66 + j2.08 = 4.21 \text{ МВА.}$$

Виконаємо перевірку:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{101-201} + \dot{S}_{102-201} &= \dot{S}_{201}; \\ 2.24 + j1.27 + 3.66 + j2.08 &= 5.9 + j3.34; \\ 5.9 + j3.35 &= 5.9 + j3.34. \end{aligned}$$

Отже розрахунок проведений вірно.

Розрахунковий струм буде таким:

$$I_{\text{розр}} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot I_{\Sigma(5)} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (2.8)$$

де  $I_{\Sigma(5)}$  – загальний розрахунковий струм в лінії на п'ятий рік її експлуатації;

$\alpha_I = 1.05$  – коефіцієнт, що враховує зміну навантаження по рокам експлуатації лінії;

$\alpha_T$  – коефіцієнт максимального навантаження лінії  $T_{нб}$ . Оскільки  $4000 < T_{нб} = 5200 < 6000$  годин, то  $\alpha_T = 1$ .

$$I_{розрл05-202} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{л}} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{6.6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 36.35 \text{ А};$$

$$I_{розрл01-201} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{2.57}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 14.18 \text{ А};$$

$$I_{розрл02-201} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{4.21}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 23.2 \text{ А}.$$

Згідно довідникової таблиці вибираємо переріз проводів та параметри: номінальна напруга відповідної мережі– 110 кВ;

тип опор електричної мережі – одноланцюгові;

довжина введених електричних мереж за рік  $\Delta L = 44.88 \text{ (км)} \leq 65 \text{ (км)}$ ;

матеріал опор – залізобетон;

район ожеледі – VI;

характеристика проводу мережі: марка та переріз– АС-120/19.

Розрахунки для інших ділянок розміщені в таблиці 2.3, додаток Б.

Капітальні вкладення розраховуємо у відповідності з формулою (2.3).

За довідником визначаємо капіталовкладення (тис.у.о / км) при спорудженні повітряних мережі напругою 110 кВ.

Наприклад для електричної мережі ділянки 101-201:

$$K_{101-201} = 14.4 \cdot 15.84 = 228.1 \text{ тис. у. о.}$$

За з формулою (2.4) розраховуємо щорічні витрати

$$\begin{aligned}\Delta B_{101-201} &= 0.0594 \cdot 228.1 + 3633 \cdot 6.75 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{2.57}{110}\right)^2 \cdot 0.249 \cdot 15.84 = \\ &= 14.08 \text{ тис. у. о.}\end{aligned}$$

Аналогічно проводимо розрахунки для інших ділянок, результати зводимо в таблиці 2.3.

Загальні витрати першого року розраховуємо у відповідності з формулою (2.2):

$$Z^1 = 0.12 \cdot (228.1 + 139.39 + 278.78) + 14.08 + 9.15 + 20.81 = 121.59 \text{ тис. у. о.}$$

Другий рік. У другому році для варіанту 1 будемо одноланцюгові електричні мережі 103-204 – 20,24 км та 108-205 довжиною та 36,08 км.

Розраховуємо потужність радіальних ліній 103-204 та 108-205:

$$\dot{S}_{103-204} = \dot{S}_{н204} = 4.4 + j2.25 = 4.94 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{108-205} = \dot{S}_{н205} = 6. + j3.56 = 6.98 \text{ МВА.}$$

Аналогічно проводимо розрахунки на інших ділянках мережі а результати зводимо у таблицю 2.3.

Також аналогічно проводимо розрахунки капіталовкладень та щорічних витрати так як і розрахунки у першому році.

Розрахунок сумарних витрат по другому року проводимо по формулі (2.2):

$$Z^2 = (0.12 \cdot 156.85 + 59.53)(1+0.08)^{-1} = 145.23 \text{ тис. у. о.}$$

Третій рік. Монтаж електричних мереж для 1 варіанту виконуємо одноланцюговими мережами 203-204, 203-205 довжиною 10.56, 20.24 км та 104-202 довжиною 28.16 км.

Проводимо розрахунок перетоки потужностей у відповідних мережах.. В першу чергу розраховуємо перетоки на основних ділянках.

Отже, потужність ділянки 103-204 дорівнює:

$$\dot{S}_{103-204} = \frac{\dot{S}_{204} \cdot (I_{203-204} + I_{203-205} + I_{108-205}) + \dot{S}_{203} \cdot (I_{203-205} + I_{108-205}) + \dot{S}_{205} \cdot I_{108-205}}{I_{103-204} + I_{203-204} + I_{203-205} + I_{108-205}},$$

$$\dot{S}_{103-204} = \frac{(4.4 + j2.25) \cdot (10.56 + 20.24 + 36.08) + (8.6 + j1.75) \cdot (20.24 + 36.08) + (6 + j3.56) \cdot 36.08}{20.24 + 10.56 + 20.24 + 36.08} = 11.42 + j4.33 \text{ МВА.}$$

Для ділянки 108-205 маємо:

$$\dot{S}_{108-205} = \frac{\dot{S}_{205} \cdot (I_{203-205} + I_{203-204} + I_{103-204}) + \dot{S}_{203} \cdot (I_{203-204} + I_{103-204}) + \dot{S}_{204} \cdot I_{103-204}}{I_{108-205} + I_{203-205} + I_{203-204} + I_{103-204}},$$

$$\dot{S}_{108-205} = \frac{(6 + j3.56) \cdot (20.24 + 10.56 + 20.24) + (8.6 + j1.75) \cdot (10.56 + 20.24) + (4.4 + j2.25) \cdot 20.24}{36.08 + 20.24 + 10.56 + 20.24} = 7.58 + j3.23 \text{ МВА.}$$

Виконаємо перевірку:

$$\dot{S}_{103-204} + \dot{S}_{108-205} = \dot{S}_{203} + \dot{S}_{204} + \dot{S}_{205};$$

$$11.42 + j4.33 + 7.58 + j3.23 = 8.6 + j1.75 + 4.4 + j2.25 + 6. + j3.56;$$

$$19. + j6.56 = 19. + j6.56.$$

Можна зробити підсумок, що розрахунок проведений вірно.

Значення перетоку потужності у вітці 204-203 можна визначити, якщо скласти рівняння користуючись першим законом Кірхгофа для вузла 204:

$$\dot{S}_{204-203} = \dot{S}_{103-204} - \dot{S}_{204} = 11.42 + j4.33 - 4.4 - j2.25 = 7.02 + j2.08 \text{ МВА.}$$

Знайдемо аналогічно перетоки на інших ділянках:

$$\dot{S}_{203-205} = \dot{S}_{204-203} - \dot{S}_{203} = 7.02 + j2.08 - 8.6 - j1.75 = -1.58 + j0.33 \text{ МВА.}$$

Знайдемо також перетік потужності на ділянці 104-202:

$$\dot{S}_{104-202} = \frac{\dot{S}_{202} \cdot I_{105-202}}{I_{104-202} + I_{105-202}} = \frac{(6.2 + j2.25) \cdot 19.36}{28.16 + 19.36} = 2.53 + j0.92 = 2.69 \text{ МВА.}$$

Результати розрахунків решта варіантів представлені у таблиці 2.3.

Аналогічно проводимо до розрахунку у першому році проводимо розрахунок капіталовкладень та щорічних витрати

Згідно формули (2.2) розраховуємо сумарні витрати третього року

$$Z^3 = (0.12 \cdot 156.46 + 54.58)(1+0.08)^{-2} = 134.14 \text{ тис. у. о.}$$

Підсумкові витрати будуть наступними:

$$Z = 121.59 + 145.23 + 134.14 = 400.96 \text{ (тис.у.о).}$$

Для інших варіантів розвитку електричних мереж виконується, результати розрахунків наводяться в таблиці 2.4, додаток Б.

Розглянувши результати представлені в таблиці 2.4 можна зробити висновки, що найменші сумарні витрати має варіант №1. Такий варіант є ефективним з точки зору економічності та надійності, так як тут присутні одноланцюгові мережі, по яких здійснюється живлення від двох джерел. Таким чином 1 варіант є оптимальним.

Можна зробити висновок, що користуючись схемою першого варіанту можемо забезпечити електропостачанням протягом першого року споживачів відразу двох вузлів 201 та 202, протягом другого року – вузли 204 та 205, та протягом третього – вузол 203; також дана схема дозволяє підвищити надійність електропостачання споживачів через можливість живлення від 6-х вузлів 101, 102, 103, 104, 105 та 108.

В цій схемі першого року будуються лінії 101-201, 102-201 та 105-202, другого року - лінії 103-204 та 108-205, третього року - лінії 203-205, 203-204 та 104-202. Всі лінії одноланцюгові і виконані проводом АС-120/19.

### **2.3 Розрахунок та вибір схеми розвитку електричної мережі методом поконтурної оптимізації**

На базі максимального графу будемо здійснювати розвиток електричної мережі (рисунок 3.1).

Залежності затрат на монтаж ПЛ  $Z_i = f(P_i)$  нелінійні. Тому цільова функція мети, яка показує процес розвитку електричної мережі, може бути з лінійними обмеженнями на змінні фактори у вигляді нелінійної функції. Для цього для кожної  $i$ - ПЛ приведені затрати  $Z_i$  можна записати:

$$Z_i = (a_i + b_i P_i^2) \cdot l_i, \quad (2.9)$$

де

$$a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha), \quad (2.10)$$

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

$E$  - сталий коефіцієнт, який знаходиться в межах  $E = 0,1 \div 0,2$ ;

$\alpha$  - коефіцієнт відрахувань ПЛ;



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

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

$P_i$  - потужність і-ї ПЛ.

Щоб скласти математичну модель потрібно визначитись з границями. Прийняти на ділянках переріз проводів АС-120/19, то будемо мати питомі капіталовкладення будуть рівні 14,4 тис. у. о. / км. Коефіцієнти  $a_i$  за формулою (3.1) з урахуванням  $E = 0,12$  та  $\alpha = 0,0594$  будуть мати значення: 2,583 (всі мережі одноланцюгові) а граничні потужності для прийнятих перерізів дорівнюють: 70,1 МВт для АС-120/19. А значення коефіцієнта  $b_i$  визначається за формулою:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau b_0}{U_n^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (2.11)$$

за умовами, що  $U_n$  – номінальна напруга мереж = 110 кВ та 35 кВ;

$\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності прийнято 0,9;

$\tau$  – час втрат, 3633 годин;

$b_0$  – ціна за 1 кВт·год. втраченої електроенергії прийнято  $6,75 \cdot 10^{-2}$  у. о. кВт·год.;

$r_{0i}$  – активний опір електричної мережі, який залежить від поперечного перерізу проводу і для АС-120/19 = 0,249 Ом/км;

величина  $b_i$  приймає відповідно значення для АС-120/19  $b_i = 6,2 \cdot 10^{-3}$ .

Таким чином з урахуванням припущень запишемо вирази питомих витрати для одноланцюгових ПЛ з перерізом проводів АС 120/19:

$$Z_i = 2.583 + 6.2 \cdot 10^{-3} P_i^2.$$

Розв'язок:

Для зазначеного максимального графу можна виділити 3 окремі контури.

Провівши побудові їх на основі хорд, будемо мати слідуючі контури:

103-204-203-205-108;

104-204-203-205-108;

105-204-203-205-108;

103-204-205-203-104;

104-204-205-203-104;

101-201-102;

104-202-105;

104-202-106;

105-202-106.

Оскільки дані контури складаються з 4 та 2 віток, то можна розглянути для кожного з них можливі 4 та 2 варіанти схем. Якщо відкидати почергово кожен з віток, то будемо мати розподіл потоку потужності користуючись першим законом Кірхгофа для кожного варіанта схеми першого контуру, таблиця 3.4 (вітка з 0 потужністю відсутня).

Таблиця 2.5 – Потокорозподіл варіантів схем 1-го контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
103-204	0	4,4	13	19
203-204	4,4	0	8,6	14,6
203-205	13	8,6	0	6
108-205	19	14,6	6	0
Витрати, у.о	276,51	257,46	207,04	195,94

Отримавши потокорозподіл, можна порахувати питомі витрати для

радіальних ЛЕП та хорди за приведеними формулами:

$$Z_{1п204-203} = 2.583 + 6.2 \cdot 10^{-3} \cdot 4.4^2 = 2.704;$$

$$Z_{1п203-205} = 2.583 + 6.2 \cdot 10^{-3} \cdot 13^2 = 3.636;$$

$$Z_{1п108-205} = 2.583 + 6.2 \cdot 10^{-3} \cdot 19^2 = 4.832;$$

$$Z_{2п103-204} = 2.583 + 6.2 \cdot 10^{-3} \cdot 4.4^2 = 2.704;$$

$$Z_{2п203-205} = 2.583 + 6.2 \cdot 10^{-3} \cdot 8.6^2 = 3.044;$$

$$Z_{2п108-205} = 2.583 + 6.2 \cdot 10^{-3} \cdot 14.6^2 = 3.911;$$

$$Z_{3п103-204} = 2.583 + 6.2 \cdot 10^{-3} \cdot 13^2 = 3.636;$$

$$Z_{3п204-203} = 2.583 + 6.2 \cdot 10^{-3} \cdot 8.6^2 = 3.044;$$

$$Z_{3п108-205} = 2.583 + 6.2 \cdot 10^{-3} \cdot 6^2 = 2.808;$$

$$Z_{4п103-204} = 2.583 + 6.2 \cdot 10^{-3} \cdot 19^2 = 4.832;$$

$$Z_{4п204-203} = 2.583 + 6.2 \cdot 10^{-3} \cdot 14.6^2 = 3.911;$$

$$Z_{4п203-205} = 2.583 + 6.2 \cdot 10^{-3} \cdot 6^2 = 2.808.$$

Помноживши отримані питомі витрати на відповідні довжини ліній, знайдемо приведені витрати для відповідних випадків:

$$Z_{1\_204-203} = 2.704 \cdot 10.56 = 28.55;$$

$$Z_{1\_203-205} = 3.636 \cdot 20.24 = 73.6;$$

$$Z_{1\_108-205} = 4.832 \cdot 36.08 = 174.35;$$

$$Z_{2\_103-203} = 2.704 \cdot 20.24 = 54.73;$$

$$Z_{2\_203-205} = 3.044 \cdot 20.24 = 61.61;$$

$$Z_{2_{108-205}} = 3.911 \cdot 36.08 = 141.12;$$

$$Z_{3_{103-204}} = 3.636 \cdot 20.24 = 73.6;$$

$$Z_{3_{204-203}} = 3.044 \cdot 10.56 = 32.15;$$

$$Z_{3_{108-205}} = 2.808 \cdot 36.08 = 101.3;$$

$$Z_{4_{103-204}} = 4.832 \cdot 20.24 = 97.81;$$

$$Z_{4_{204-203}} = 3.911 \cdot 10.56 = 41.3;$$

$$Z_{4_{203-205}} = 2.808 \cdot 20.24 = 56.83.$$

При складанні приведених затрат мереж відповідних варіантів, отримаємо:

$$Z_1 = 28.55 + 73.6 + 174.35 = 276.51;$$

$$Z_2 = 54.73 + 61.61 + 141.12 = 257.46;$$

$$Z_3 = 73.6 + 32.15 + 101.3 = 207.4;$$

$$Z_4 = 97.81 + 41.3 + 56.83 = 195.94.$$

Найкращим варіантом схеми 1-го контуру є варіант з радіальними ПЛ, де відсутня вітка 108-205.

для решти контурів проведемо аналогічні розрахунки та результати зводимо в додаток Б, таблиці 2.6 – 2.13.

Вибираємо найкращі з приведених контурів за найменшими затратами. Порівнюємо графи, які отримані від різних джерел живлення, отримаємо граф, який зображений на рисунку 2.4.

Аналіз показує що така одноланцюгова схема мережі не буде надійною. Виходячи із аналізу ненадійності схеми тому добавимо вітки 101-201, 104-202 та 108-205, що дає можливість отримати замкнуті контури 103-204-203-205-108, 101-201-102 та 104-202-105.

Аналогічно так як у попередньому розділі проводимо вибір марки та площі перерізу нових мереж.

Згідно методу поконтурної оптимізації оптимальна схема показана на рис. 2.4. Така схема буде надійною для споживачів першої і другої категорії. В той же час перетікаючи потужності задовольять економічні інтервали потужностей для одноланцюгових мереж, при монтажі мереж проводами з перерізом жил проводів АС 120/19.

В додатку Б, на рисунку 2.5 представлена оптимальна схема електричної мережі за двома попередніми методами: динамічного програмування та поконтурної оптимізації .

Характеристика оптимального варіанту схеми електричної мережі

1. Номінальна напруга мережі - 110 кВ.
2. Провід перерізом – АС 120/19.
3. Опори залізобетонні.
4. Електричні мережі одноланцюгові.

Проведено вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі.

#### **2.4 Використання методу поконтурної оптимізації до вибору схеми електричної мережі**

Ідею методу по контурної оптимізації розглядаємо на прикладі задачі.

Є незалежні параметри, координати  $x_1$  і  $x_2$  і задана опукла функція  $\Psi(x_1, x_2)$ . Потрібно знайти такі оптимальні  $x_1$  і  $x_2$ , при яких  $\Psi = \Psi_{\min}$ .

Щоб відшукати ці координати необхідно прийняти за початкове наближення яке небусть значення функції  $\Psi = \Psi^{\Pi}$ , яке визначиться при початкових параметрах  $x_1^{\Pi}, x_2^{\Pi}$ . Потім зафіксуємо значення  $x_2^{\Pi}$  та шляхом зміни  $x_1$  знайдемо нове значення функції  $\Psi_1$  координатами  $x_1^1, x_2^{\Pi}$ , яке буде найменше з усіх інших на лінії  $x_2^{\Pi} = \text{const}$ . Перехід від значень  $\Psi^{\Pi}$  до  $\Psi^1$

досліджуваної функції назвемо кроком по координаті  $x_1$ . Тепер зафіксуємо  $x_1^1 = \text{const}$  та, змінюючи  $x_2$ , знайдемо наступне значення функції  $\Psi^2 = f(x_1^1, x_2^1)$ , менше від усіх інших на прямій  $x_1^1 = \text{const}$ . Перехід від  $\Psi^1$  до  $\Psi^2$ , яке складається з двох кроків по обох координатах, назвемо кроком в просторі параметрів або просто кроком.

Далі кроки аналогічні. Основою методу являється пошук найменшого значення  $\Psi$  за допомогою окремо кроків по кожній координаті при фіксованому значенні іншої координати, це і дало назву методу.

#### **2.4.1 Дослідження та аналіз алгоритму використання методу поконтурної оптимізації**

Послідовність виконання методу поконтурної оптимізації

- максимальний граф необхідно розбити на  $n$  незалежних контурів;
- вибирати початковий перший поточний контур, для якого записується математична модель, всіх інших контурів схема задається як радіальна;
- на базі моделі вибраного контуру пропонуються відповідні варіанти схем і за результатами визначення критерію вибирається найефективніша схема контуру.

Виконуються операції для всіх наступних контурів аналогічно і в результаті проходження всіх контурів утворюється оптимальна схема всієї мережі.

Якщо при отриманні рішення з'являються ситуації, коли рішення наступного контуру впливає на рішення попереднього контуру, то вводиться один додатковий контрольний контур, який об'єднує відповідні контури і для нього проводиться перевірочний розрахунок.

Переваги методу поконтурної оптимізації:

- метод поконтурної оптимізації має ознаки наочності та формалізації, що дозволяє використовувати комп'ютерну техніку;
- метод може бути застосований як для нелінійних функцій витрат і обмежень,

так і для лінійних моделей.

Недоліки методу поконтурної оптимізації :

- метод майже не використовується для кількох джерел електропостачання;
- метод має певну схематичність і обмеженість, тому найкраще його застосовувати для схем з одним джерелом живлення, яке розташоване у центрі навантажень.

### **Висновки до другого розділу**

Розглянуто питання визначення оптимальної схеми, проведено вибір та обґрунтування методу її визначення.

Зроблений висновок, що краще розглядати ряд взаємопов'язаних підзадач синтезу системи електропостачання на основі комплексу математичних моделей. Проведений вибір оптимальної схеми електричної мережі саме за допомогою методів динамічного програмування та по контурної оптимізації.

Застосований методу поконтурної оптимізації до вибору схеми електричної мережі.

Розглянуто алгоритм використання методу поконтурної оптимізації.

### **РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ**

Дослідження та аналіз розрахунку усталеного режиму показали, що на частині електричних мереж потрібно замінити переріз проводів, так як активні потужності, що протікають по цих мережах, перевищують гранично допустимі значення економічних потужностей для цих перерізів [2].

Виходячи із цього необхідно змінити перерізи проводів слідуєчих мереж електропередач:

мережа 100-101 з АС 185 на АС 240;

мережа 102-103 з АС 150 на АС 185;

мережа 103-104 з АС 120 на АС 185;

мережа 201-101 з АС 120 на АС 185.

Враховуючи зміну перерізів провідників, вхідними даними для розрахунку усталеного режиму потрібно користуватися інформацією з додатку В.

Результати розрахунку усталеного режиму після розвитку показано відповідно наведені в додатку В.

#### **Висновки до третього розділу**

Проведено розрахунок і аналіз усталеного режиму і електричної мережі після розвитку.

Отримана інформація дає можливість впевнитись, що напруга у деяких вузлах на стороні НН 10 кВ не допустима. Тому проводяться регулювання рівнів напруги за допомогою зміни коефіцієнтів трансформації трансформаторів.

Після розвитку електрична мережа характеризується середніми втратами потужності 4.642 МВт або 5.6% від потужності генерації.



## ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі була вирішена проблема розвитку електричних мереж обленерго для покращення роботи систем електропостачання нових електроспоживачів.

Для цього було використано математичні методи лінійної та нелінійної оптимізації з використанням комплексу програм оптимізації схем електричних мереж.

Проведено аналіз робочих режимів існуючої мережі з урахуванням прогнозу електроспоживання. Було зроблено висновок, що у деяких вузлах напруга є заниженою, чим підтверджено необхідність розробки заходів з регулювання напруги

Використовуючи комп'ютерне моделювання сформовано варіанти схеми приєднання нових споживачів за методом транспортної задачі, симплекс-методом та методом динамічного програмування. Співпадіння варіантів, отриманих різними методами підтвердило адекватність рішення.

Для електричної схеми, що відповідала оптимальному варіанту виконано розрахунки основних режимів. Було здійснено розрахунки мінімального, максимального та післяаварійного режимів за допомогою програмного комплексу «ВТРАТИ» для виявлення максимальних значень потоків потужності та значень напруг в характерних режимах. На підставі аналізу отриманих результатів для введення даних режимів у допустимі межі було запропоновано ряд заходів з регулювання напруги.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Коваленко О. І. Основи електропостачання сільського господарства : Навчальний посібник / О.І. Коваленко, Л.Р. Коваленко, В.О. Мунтян, І.П. Радько. – Мелітополь : ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. – 462с.
2. Єрмолаєв С.О. Проектування систем електропостачання в АПК/ С.О. Єрмолаєв, В.Ф. Яковлєв, В.О. Мунтян та ін. – Мелітополь.: Люкс, 2009. – 568 с.
3. Практикум по електропостачанню сільського господарства /под ред. І.А. Будзко. – М.: Колос, 1982. – 319с.
4. Каганов И. Л. Курсовое и дипломное проектирование/И.Л. Каганов. – М.: Агропромиздат, 1990. – 351с.
5. Терешкевич Л. Б. АСУ режимами систем електропостачання. Навчальний посібник / Вінниця:ВДТУ, 1998. – 119 с.
6. Милосердов В.О. Алгоритмізація оптимізаційних задач енергетики. Навчальний посібник / . Милосердов В.О., Терешкевич Л.Б.– Вінниця: ВНТУ, 2004. – 120 с.
7. Применение цифровых вычислительных машин в электроэнергетике: Учебное пособие для вузов/О.В.Щербачев, А.Н.Зейлигер, К.П.Кадомская и др.- Л.: Энергия. Ленингр.отд-е, 1980.- 240 с., ил.
8. Электрические системы. Электрические сети: Учебник для электроэнергетических специальностей вузов. Под ред. В.А. Строева. 1998 год.
9. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ Под общей редакцией профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.-9-е изд.- М .: Издательство МЭИ, 2004. -964 с.
10. Холмский В.Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей (специальные вопросы). Учеб. пособие для вузов. М., Высш. школа, 1975.
11. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ В.В.Ершевич, А.Н.Зейлигер, Г.А.Илларионов и др.; Под ред. С.С.Рокотяна и И.М.Шапиро.- 3-е изд. перераб. и доп.-М.:Энергоатомиздат,1985.-322 с.

- 12 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов: Учеб. пособие для студентов электроэнергетических спец. вузов, 2-е изд., перер. и доп. /В.М.Блок и др. Под ред. В.М.Блок. -М.: Высш. шк.,1990.- 383 с.: ил.
- 13 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие.-Новосибирск: Изд-во НГТУ,2002.-248 с.
- 14 Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях: Учебное пособие для электроэнергетических специальностей вузов. Под ред. В.А.Строева. 1999 год.
15. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 1. Контроль качества электрической энергии. – М., 2000.
16. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 2. Анализ качества электрической энергии. – М., 2002.
17. Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005 г. № 21
18. Электрические системы. т.3. Передача энергии переменным и постоянным током. Учебн. пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1985 и постоянным током высокого напряжения. Под ред. В.А.Веникова. Учебн. пособие для энергет. вузов. М.: Высш. школа, 1972. – 368 с.
19. Веников В.А., Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи. – 272 с.
20. Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике (с типовыми примерами). Официальное издание. Книга 3. Практические примеры расчета эффективности инвестиционных проектов ГЭС и ЛЭП. — М.: Научный центр
21. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. - М.: Энергоатомиздат, 1988.- 288 с.: ил.

- А.В.Липес, С.К.Окуловский. Расчеты установившихся режимов электрических систем на ЦВМ: Учебное пособие. -Свердловск: изд. УПИ, 1986.- 88 с.
22. Надежность систем электроснабжения. Зорин В.В., Тисленко В.В. и др.- К. Вища школа.1984 .-199 с.
23. ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;
24. Пелисье Рене Энергетические системы/Пер. с франц.( Предисл. и ком. В. А. Веникова )- М.: Высш. школа,1982. – 568 с.
- 25 Положения о взаимоотношениях ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС в области управления режимами ЕЭС от 17.03.04 г.
26. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277.
27. Окин А.А. Противоаварийная автоматика энергосистем. М.Изд-во МЭИ, 1995.
28. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. Руководство для практических расчетов. -М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.: ил.
28. Потери электроэнергии в электрических сетях / В.Э.Воротницкий, Ю.С.Железко, В.Н.Казанцев и др.; Под ред. В.Н.Казанцева.- М.: Энергоатомиздат,1983.-368 с., ил.
29. ГОСТ 1516.3 -96. Межгосударственный стандарт. Электрооборудование переменного тока на напряжение от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции. М: Издательство стандартов, 1998.
30. Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике (с типовыми примерами). Официальное издание. Книга 1. Методические особенности оценки эффективности проектов в электроэнергетике. — М.. Научный центр прикладных исследований (НЦПИ), 1999.