

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ
СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ**

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.В. Кирик
“ ___ ” _____ 2020 р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня бакалавра

зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код спеціальності)

на тему: «Вибір оптимальної конфігурації, розрахунок усталених режимів
енергосистеми 110кВ»

Виконав: студент III курсу, групи ЕС-зп71
(шифр групи)

Мазуренко Андрій Вячеславович
(прізвище, ім'я, по батькові)

_____ (підпис)

Керівник проекту: _____ доцент Баженов В. А.
(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Консультант:

_____ (назва розділу ДП)

_____ (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Рецензент: _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проекті немає
запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент _____
(підпис)

Київ – 2020 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Освітній ступінь «Бакалавр»
Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

Освітня програма – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

_____ В.В. Кирик
(підпис) (ініціали, прізвище)

«__» _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту
Мазуренко Андрій Вячеславович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Вибір оптимальної конфігурації, розрахунок усталених режимів енергосистеми 110кВ»
керівник проекту Баженов Володимир Андрійович, доцент,
затверджені наказом по університету від «28» квітня 2020 р. № 1048-с.
2. Строк подання студентом проекту «11» червня 2020 р.
3. Вихідні дані до проекту: додаток до завдання до ДП
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:
 - 4.1. Визначення дисконтованих витрат та їх апроксимація
 - 4.2. Визначення оптимальної конфігурації мережі методом по контурної оптимізації
 - 4.3. Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів РЕМ
1. Перелік графічного матеріалу:
 - 5.1. Функція оптимальних витрат
 - 5.2. Метод поконтурної оптимізації
 - 5.3. Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів РЕМ

2. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

3. Дата видачі завдання «04» квітня 2020 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Визначення дисконтованих витрат та їх апроксимація	13.04.20 – 19.04.20	
2	Визначення оптимальної конфігурації мережі методом по контурної оптимізації	20.04.20 – 10.05.20	
3	Розрахунок режимів роботи РЕМ	11.05.20 – 24.05.20	
4	Підготовка креслень	25.05.20 – 7.06.20	

Студент

Керівник проекту

підпис

підпис

Мазуренко А.В.

Баженов В.А.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:

4.1. Визначення дисконтованих витрат та їх апроксимація

4.2. Визначення оптимальної конфігурації мережі методом по контурної оптимізації

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: «Вибір оптимальної конфігурації, розрахунок ustalених режимів енергосистеми 110кВ»

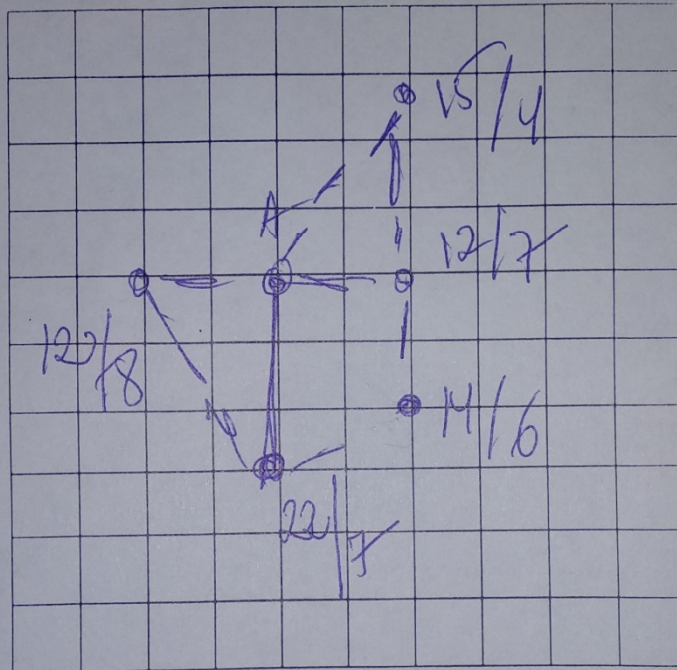
Київ – 2020 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/П	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	1	
2	A4	ДП7105.141.005 ПЗ	Пояснювальна записка	90	
3	A1	ДП7105.141.01.005 ТК	Функція оптимальних витрат	1	
4	A1	ДП7105.141.02.005 ТК	Метод поконтурної оптимізації	1	
5	A1	ДП7105.141.03.005 ТК	Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів РЕМ	1	

					ДП7105.141.005 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив	Мазуренко				Вибір оптимальної конфігурації, розрахунок усталених режимів енергосистеми	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевірив	Баженов В. А.						5	90
Н. Контр.	Паненко О.М				НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-зп71			
Затвердив	Кирик В.В							

Додаток до завдання на дипломний проект
(освітньо-кваліфікаційного рівня - "спеціаліст")
районної електричної мережі напругою 110 кВ
Ситуаційний план
(масштаб 1 см : 10 км)



Вихідні дані до дипломного проекту:

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці A.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) - за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{сн} = \underline{0,85}$, $\cos \varphi_{нн} = \underline{0,82}$, $T_{max} = \underline{5500}$ [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі _____
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень $\alpha = \underline{64}$ (%), р-н I - II.
- $M_{гран} =$ _____ [МВт·км], $\alpha_m =$ _____

Примітки:

1. На ситуаційному плані дроби означають активні навантаження:
числитель - навантаження на стороні С.Н.;
знаменник - навантаження на стороні Н.Н.
2. Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез п'яти-шести різних трикутних схем мережі.

Завдання
видане

Дата _____

Підпис викладача _____

РЕФЕРАТ

Обсяг – 90 сторінок машинописного тексту.

Ілюстрацій – 25. Таблиць – 53.

Дипломний проєкт складається із пояснювальної записки виконаї на 90 сторінках формату А4 та графічної частини до якої входить 53 таблиці та 25 рисунків. При розробці пояснювальної записки використано 4 джерела літератури. Графічна частина дипломного проєкту включає 3 аркуші формату А1.

Метою даної роботи є проектування оптимізації розвитку розподільчої електричної мережі напругою 110 кВ та розрахунок режимів роботи цієї мережі.

У цьому проєкті здійснено розрахунок функції дисконтованих витрат повітряної лінії електропередачі та віднайдено оптимальну конфігурацію розподільчої мережі району електричних мереж напругою 110 кВ. Для зазначеного району електричних мереж розраховано опорний режим роботи.

ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, СТРУМ, ПОТУЖНІСТЬ, НАПРУГА, РЕЖИМ РОБОТИ МЕРЕЖІ.

					ДП7105.141.005	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

The annotation

Volume – 90 pages typed.

Illustrations – 25. Tables – 53.

The diploma project consists of an explanatory note made on 90 A4 pages and a graphic part which includes 53 tables and 25 figures. 4 sources of literature were used in the development of the explanatory note. The graphic part of the diploma project includes 3 sheets of A1 format.

The purpose of this work is to design the optimization of the development of the distribution electrical network with a voltage of 110 kV and the calculation of the modes of operation of this network.

In this project, the function of the discounted costs of the overhead power line was calculated and the optimal configuration of the distribution network of the 110 kV electric networks area was found. The reference mode of operation is calculated for the specified area of electric networks.

FUNCTION OF DISCOUNT EXPENSES, ELECTRICITY LINE, ELECTRIC NETWORK, CURRENT, POWER, VOLTAGE, MODE OF NETWORK WORK.

					ДП7105.141.005	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Зміст

Вступ.....	10
1 МЕТОДИ ОПТИМІЗАЦІЇ РОЗВИТКУ ОСНОВНИХ МЕРЕЖ	13
1.1 Загальні положення.....	13
1.2 Функції оптимальних витрат для ліній електропередачі.....	15
1.3 Опроксімація функції оптимальних витрат у трансформаторній підстанції і лінії	26
2 МЕТОД ПОКОНТУРНОЇ ОПТИМІЗАЦІЇ	32
2.1 Загальні положення.....	32
2.2 Застосування методу до визначення оптимальної конфігурації електричної мережі.....	35
3 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ РЕМ.....	46
3.1 Вибір числа та типу силових трансформаторів.....	46
3.2 Знаходження поточкорозподілу за L-схемою мережі.....	47
3.3 Вибір перерізу проводів для ПЛ-110 кВ.....	51
3.4 Розрахунок параметрів Z-схеми мережі.....	57
3.5 Розрахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей.....	61
3.6 Розрахунок режиму максимальних навантажень.....	64
3.7 Розрахунок режиму мінімальних навантажень.....	79
3.8 Розрахунок післяаварійного режиму.....	86
ВИСНОВКИ.....	91
ВИКОРИСТАНА ЛІТЕРАТУРА.....	92

					ДП7105.141.005	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

ПЕРЕЛІК ТЕРМІНІВ, СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

КЗ – коротке замикання;

НН – низька напруга;

ВН – висока напруга;

ПБЗ – переключення без збудження;

РПН – регулювання під навантаженням;

ПЛ – повітряна лінія;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ПС – підстанція;

СН – середня напруга;

ПТЕ – правила технічної експлуатації;

РЕМ – район електричних мереж.

					ДП7105.141.005	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Сучасна електроенергетична галузь забезпечує електричною енергією усі сфери суспільного споживання у промисловості, комунальному господарстві населених пунктів, сільському господарстві, електрифікованому транспорті. Незалежно від відстані між виробниками електричної енергії та споживачами, електроенергетика являє собою єдину, нероздільну систему.

Головною особливістю електроенергетики є той факт, що її основу складають електроенергетичні системи. На сьогодні поняття електроенергетичної системи визначається, як поєднання електричних станцій та споживачів електроенергії, об'єднаних процесом виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії, за допомогою електричних мереж.

Електроенергетична система це складна сукупність високоавтоматизованого технологічного комплексу виробництва (генеруючих станцій) та споживання електроенергії, пов'язаних за допомогою електричних ліній (високовольтних, розподільчих) та режимом спільного, безперервного процесу виробництва, перетворення, розподілення та споживання електричної енергії, являючи собою єдине ціле, система, яка здійснює централізоване енергопостачання власних споживачів і взаємодіє з енергосистемами сусідніх країн (за умови їх об'єднання), забезпечуючи імпорт, експорт та транзит електроенергії відповідно до укладених угод, що координується диспетчерським управлінням яке здійснюється централізовано.

Сучасні електроенергетичні системи, у тому числі Об'єднана енергетична система України (ОЕС), є складними високотехнологічними структурами, що вимагають від держави спеціальних підходів до управління функціонуванням, проєктуванням та плануванням їх розвитку. Електроенергетична система повинна забезпечувати надійне, бездефіцитне та економічне постачання

					ДП7105.141.005	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

електричної енергії для всіх споживачів, розташованих на території де розміщена зазначена енергосистема. Високі вимоги до електроенергетичних систем викликані важливістю надійного і якісного електропостачання як для функціонування економіки в цілому так і для соціальної сфери держави зокрема.

Управління розвитком електроенергетичних систем здійснюється в процесі довгострокового прогнозування ймовірних темпів технічного прогресу в електроенергетиці та зміни потреби в електричній енергії шляхом проєктування енергосистем та енергетичних об'єктів.

Завданням проєктування розвитку електроенергетичних систем є обґрунтування рішень, що визначають склад, основні параметри та послідовність розвитку електричних станцій, електричних мереж і засобів їхньої експлуатації і управління, виходячи з умов оптимального розвитку електроенергетичної системи в цілому.

Будівництво енергетичних об'єктів розпочинається з розробки відповідного проєкту. Проєктування електропостачання включає в себе формування концепції проєкту, підготовка та збір необхідних відомостей та документації, розробку проєкту, узгодження з замовником основних проєктних рішень, узгодження проєкту з усіма зацікавленими сторонами, отримання всіх необхідних дозвільних документів.

Під час проєктування електричних мереж та систем виконується техніко-економічне обґрунтування рішень, які визначають їх розвиток та забезпечують постачання споживачам електроенергії за мінімальних витрат та виконанні необхідних технічних обмежень щодо якості електроенергії та надійності електропостачання.

Проєкт розвитку електричної мережі виконується, як самостійна робота або як складова частина розвитку загальної схеми енергосистеми. На різних етапах виконання проєкту електричної мережі необхідно вирішувати різні

					ДП7105.141.005	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

завдання, серед яких можна виділити наступні: аналіз існуючих електромереж щодо завантаженості, можливості регулювання напруги, розрахунок активного навантаження споживачів і складання балансів активної та реактивної потужності для обґрунтування необхідності будівництва нових підстанцій, розрахунок різних режимів роботи електричних мереж і обґрунтування схеми будівництва нової мережі, перевірка статичної та динамічної стійкості паралельної роботи електростанцій, розрахунок умов регулювання рівнів напруги, обґрунтування необхідності розміщення установок компенсації, їхньої потужності та типу, розрахунок струмів короткого замикання в проєктованій електричній мережі та обґрунтування технічних вимог до комутаційних апаратів, узагальнення даних необхідних для планування обсягів розвитку мереж, економічне обґрунтування, планування етапів будівництва енергооб'єктів.

У відповідності до вимог державних стандартів та класу наслідків які відповідають об'єкту, що споруджується визначають його категорію складності. Всі об'єкти будівництва поділяються на об'єкти I, II, III, IV і V категорії складності.

Категорію складності об'єкта визначають у завданні на проєктування і враховують при розробці проєктної документації та при визначенні послідовності виконання проєктних робіт.

В даному проєкті розглядається питання оптимізації розвитку мережі району електричних мереж з номінальною напругою 110 кВ.

					ДП7105.141.005	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 Методи розвитку та оптимізації мереж енергосистем

1.1 Загальні положення

Під час розрахунку електричної системи підбирають напругу та систему мереж, визначають послідовність будівництва об'єктів

Проект створюють по згенерованій потужності. Основною умовою при оптимізації навантажень електричної мережі на всіх стадіях її роботи; розрахункова схема електричної мережі, в якій розраховано як споруджені так і планові лінії електропередач та підстанції; характеристики технічного характеру та.

Вирішення такої задачі, як оптимізація електричних мереж енергосистем, можна виконати лише при розділенні основної задачі, яка здійснюється не залежно від отриманих результатів, на приклад: розділення може, бути розділення задачі по територіальним ознакам , що ґрунтується на поділі ЕЕС районі а об'єднані енергосистеми.

Представлені способи оптимізації напруги й конфігурації мережі можуть бути поділені на дві групи.

В першу групи входять методи, у яких розрахунок оптимальної енергосистеми відбувається за допомогою розрахунку поточкорозподілу. Основа методів даної групи закладається в наступному: створюють вихідну розрахункову схему мережі, до якої входять як планові так і існуючі елементи. Найкращу мережу виявляють у результаті розрахунку поточкорозподілу, що дає мінімум дисконтних витрат. При розрахунку відкидають вітки , потужність яких мала або дорівнює нулю . Оптимальну мережу утворюють елементи що залишились.

В другу групу входять методи, при результати яких послідовне порівняння дисконтних витрат обмежені кількістю варіантів розвитку мереж.

При оптимізації мереж надійності енергопостачання враховується навантаження вузлів, до конфігурації мережі враховуються додаткові вимоги. Для забезпечення надійності енергосистеми мережу будують так, щоб число

					ДП7105.141.005	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

K_{io} - капіталовкладення на одиницю довжини лінії перетину S_v ; U_n - номінальна напруга; $\cos\varphi$ - середнє значення коефіцієнта потужності для даного класу напруги; r_{io} - погонний опір лінії перетином S_v ; Z_3 - питома вартість втрат електроенергії; τ - число годин максимальних втрат. Якщо $P=0$, витрати в лінію приймаються рівними нулю.

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000})^2 8760,$$

$T_{MAX} = 5500$ (год/рік) - кількість годин при максимальному навантаженні ;

$$\tau = (0,124 + \frac{5500}{10000})^2 8760 = 3979 \text{ год/рік}$$

Функція (10) може бути представлена у вигляді:

$$Z_{vo} = a_{vo} + b_{vo} \cdot P^2,$$

де a й b - коефіцієнти параболи.

Функції аналогічного типу можуть бути записані $V= 1, 2, \dots, V$ допустимих перетинів лінії вказаного типу й напруги. В такому разі лінію від потужності відображає собою нижню, функція оптимальних витрат, що обгинає сімейства парабол, всі розраховані відповідно до одного з припустимих.

Потужність лінії - аргумент функції оптимальних дисконтних витрат. В такому разі використання цієї функції при покращенню розвитку мережі можна прибрати перетин лінії із числа незалежних змінних. Тому за допомогою економічних інтервалів перетин можна знайти по заданій потужності. Так само прибирається число паралельних ланцюгів ПЛ із складу незалежних змінних.

					ДП7105.141.005	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

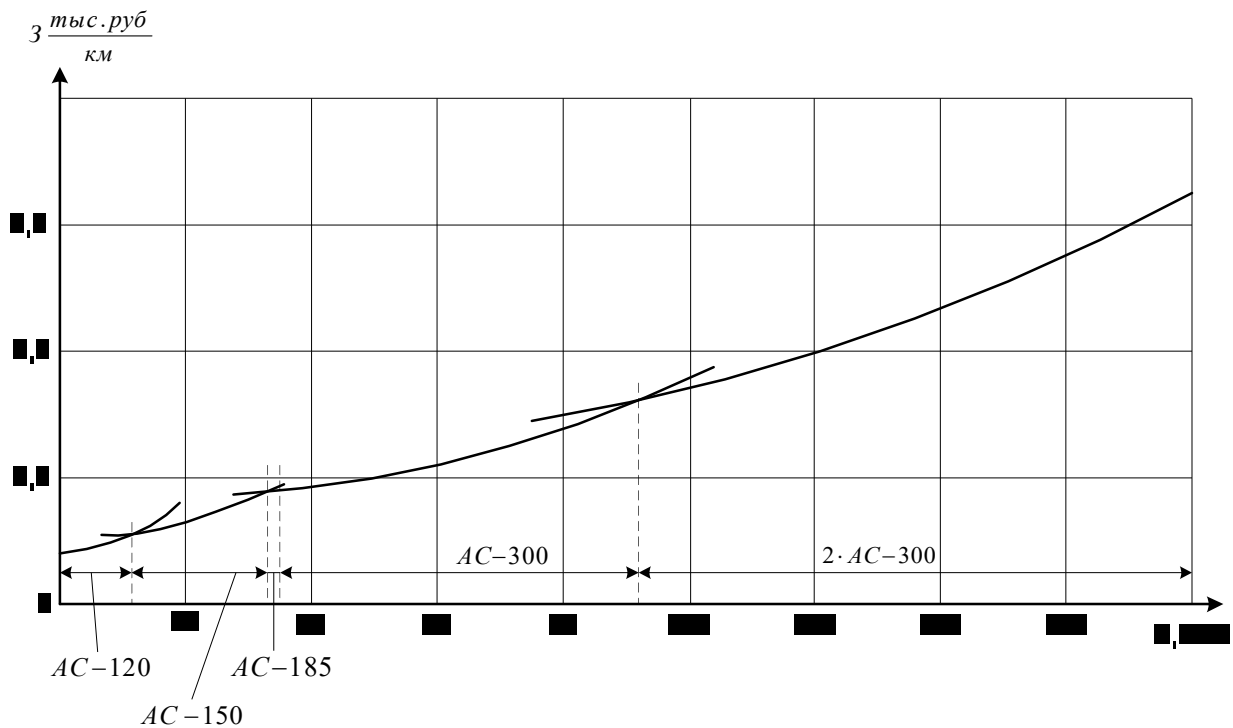


Рисунок 1.1 - Функція дисконтних витрат на будівництво та використання лінії 110 кВ

Розрахуємо функцію дисконтних витрат на будівництво й експлуатацію лінії 110 кВ із параметрами (таблиця 1).

Таблиця 1.1

Середня експлуатаційна напруга, U_n , кВ	110
Число часів максимальних втрат, τ , ч	3979
Середнє значення коефіцієнта потужності для даного класу напруги, $\cos \varphi$	0,82
Питома вартість втрат електроенергії, Z_3 , грн./кВтч	0,304
Нормативний коефіцієнт порівняльної ефективності капітальних вкладень, E_n .	0,2
Щорічні витрати на амортизацію та обслуговування, P_a , %	0,028

$$3_{70/11} = K_{70/11} + \frac{1}{E_H} \cdot \left(\frac{P^2}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi} \right) \cdot r_{70/11} \cdot 3_{\vartheta} \cdot \tau =$$

$$275 + \frac{1}{0,12} \cdot \left(\frac{0^2}{110^2 \cdot 0,8^2} \right) \cdot 0,422 \cdot 0,304 \cdot 3979 = 283,333 \left(\frac{\text{тис.грн}}{\text{км}} \right);$$

$$3_{70/11} = K_{70/11} + \frac{1}{E_H} \cdot \left(\frac{P^2}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi} \right) \cdot r_{70/11} \cdot 3_{\vartheta} \cdot \tau =$$

$$275 + \frac{1}{0,12} \cdot \left(\frac{6^2}{110^2 \cdot 0,8^2} \right) \cdot 0,422 \cdot 0,304 \cdot 3979 = 285,592 \left(\frac{\text{тис.грн}}{\text{км}} \right);$$

$$3_{70/11} = K_{70/11} + \frac{1}{E_H} \cdot \left(\frac{P^2}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi} \right) \cdot r_{70/11} \cdot 3_{\vartheta} \cdot \tau =$$

$$275 + \frac{1}{0,12} \cdot \left(\frac{10^2}{110^2 \cdot 0,8^2} \right) \cdot 0,422 \cdot 0,304 \cdot 3979 = 289,607 \left(\frac{\text{тис.грн}}{\text{км}} \right);$$

$$3_{70/11} = K_{70/11} + \frac{1}{E_H} \cdot \left(\frac{P^2}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi} \right) \cdot r_{70/11} \cdot 3_{\vartheta} \cdot \tau =$$

$$275 + \frac{1}{0,12} \cdot \left(\frac{20^2}{110^2 \cdot 0,8^2} \right) \cdot 0,422 \cdot 0,304 \cdot 3979 = 308,429 \left(\frac{\text{тис.грн}}{\text{км}} \right);$$

$$3_{70/11} = K_{70/11} + \frac{1}{E_H} \cdot \left(\frac{P^2}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi} \right) \cdot r_{70/11} \cdot 3_{\vartheta} \cdot \tau =$$

$$275 + \frac{1}{0,12} \cdot \left(\frac{30^2}{110^2 \cdot 0,8^2} \right) \cdot 0,422 \cdot 0,304 \cdot 3979 = 339,8 \left(\frac{\text{тис.грн}}{\text{км}} \right);$$

					ДП7105.141.005	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

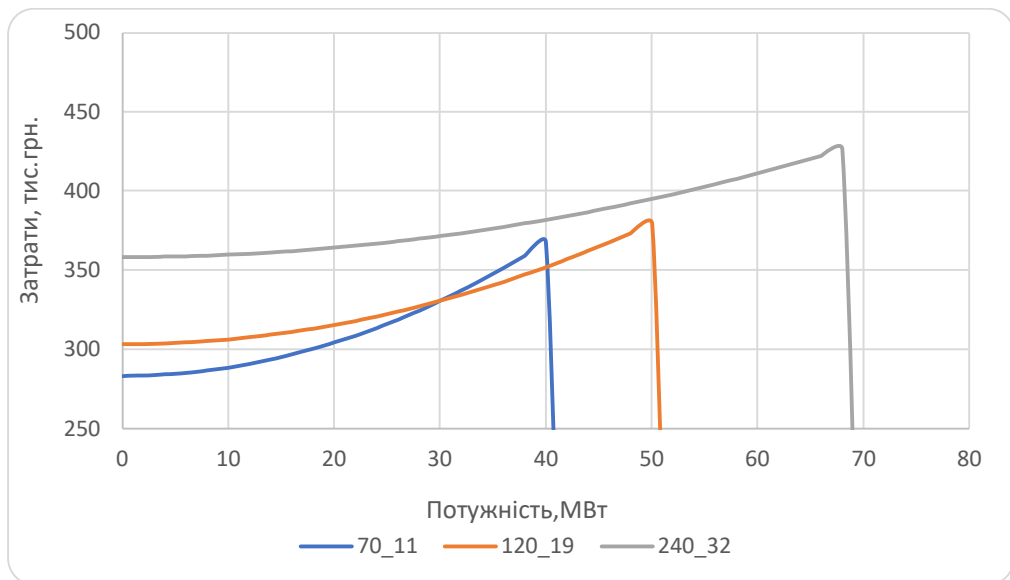


Рисунок 1.2 - Сімейство парабол допустимих перетинів 70/11, 120/19, 240/32

На рис1.3 показана функція оптимальних витрат для лінії, після використання методу економічних інтервалів, тобто відпали ті допустимі перетини які не відповідають умові

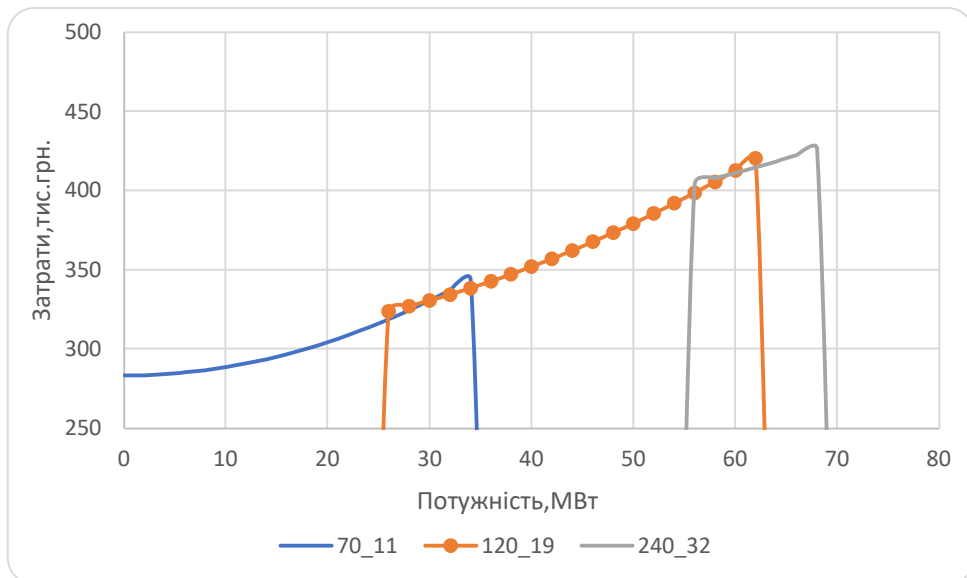


Рисунок 1.3 - Функція дисконтних затрат на спорудження та експлуатацію лінії 110 кВ

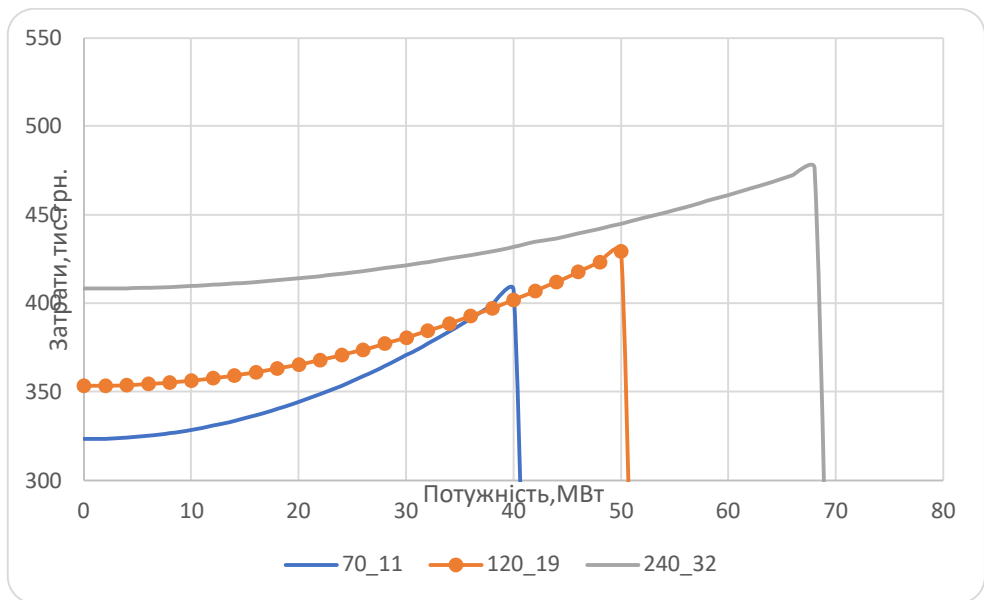


Рисунок 1.4 - Сімейство парабол допустимих перетинів 70/11, 120/19, 240/32

На Рисунок 1.5 показана функція оптимальних витрат для лінії, після використання методу економічних інтервалів.

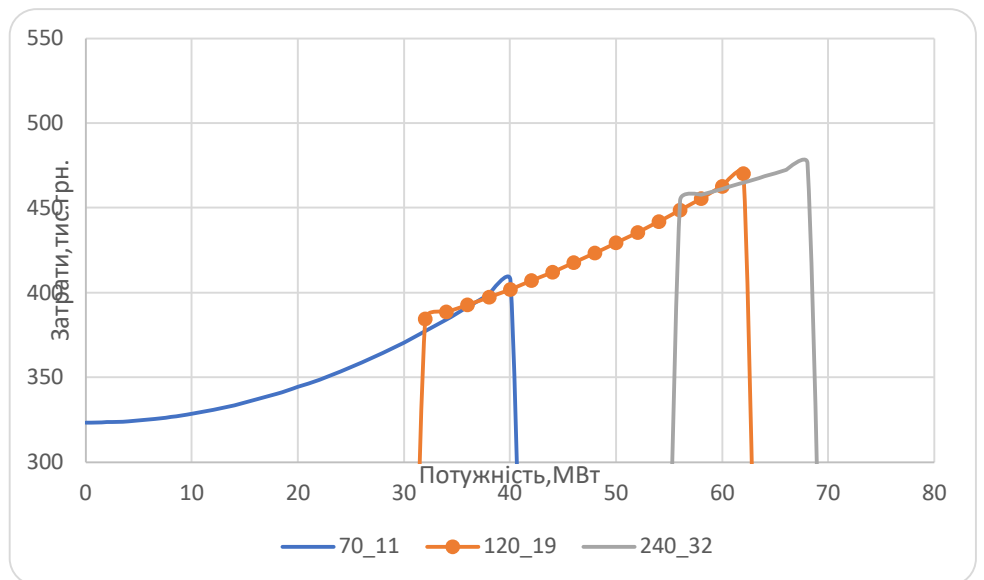


Рисунок 1.5 - Функція дисконтних затрат на будівництво та використання лінії 110 кВ

$$a_1 = \frac{\sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^N x_i^2} = \frac{1,65 \cdot 10^5}{1,908 \cdot 10^4} = 8,6 \left(\frac{\text{тис.грн}}{\frac{\text{кМ}}{\text{МВт}}} \right)$$

Для існуючої лінії 110 кВ із сталевими опорами, маємо апроксимовану функцію дисконтних витрат виду: $y'(x) = 8,6 \cdot x$

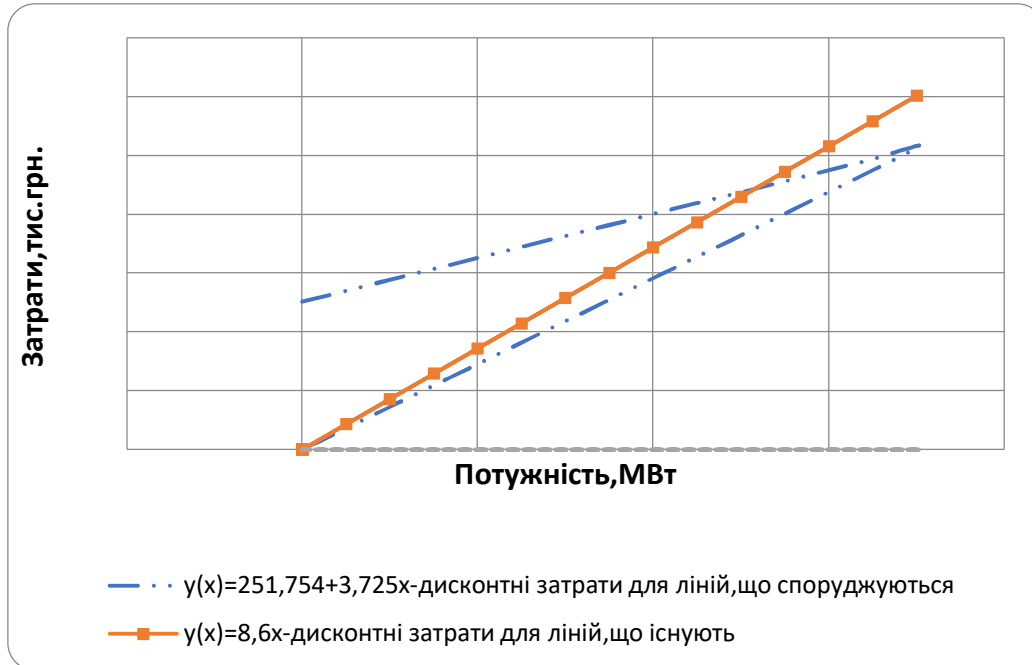


Рисунок 1.6 – Функція апроксимована дисконтних витрат для ліній, що будуються і вже експлуатуються

Аналогічно ведемо розрахунки для лінійної апроксимації функції дисконтних витрат на будівництво та обслуговування лінії 110 кВ із залізобетонними опорами.

Для ліній, що споруджують маємо апроксимовану функцію дисконтних витрат виду: $y(x) = 235,717 + 2,767 \cdot x$.

Для існуючої лінії 110 кВ із залізобетонними опорами, маємо апроксимовану функцію дисконтних витрат виду: $y'(x) = 7,317 \cdot x$.

2 Розрахунок мережі методом поконтурної оптимізації

2.1 Загальні положення

Метод поконтурної оптимізації використовується для вирішення задач з визначення найкращої схеми проєктованої мережі як в статичному, так і у динамічних випадках. Модифікація методу, необхідна для вирішення динамічної задачі оптимізації розвитку мереж.

Зазначений метод відноситься до групи методів покоординатної оптимізації, який полягає в наступному.

Припустимо, що визначено певну кількість (n) одинарних векторів напрямків координат e_1, e_2, \dots, e_n . Пропонований метод циклічного по координатного спуску застосовується по черзі щодо кожного із зазначених напрямків координат.

Якщо точка $x^{(0)}$, то точка $x^{(1)}$ отримується з $x^{(0)}$ зменшенням цільової функції в напрямку e_1 , а точку $x^{(2)}$ визначаємо з $x^{(1)}$ зменшенням у напрямку e_2 і тому подібне. Наприкінці, точка $x^{(n)}$ визначається мінімізацією у напрямку e_n . У результаті всі зазначені операції починаючи з точки $x^{(n)}$ повторюються. Результатом циклу покращень за всіма координатами має бути забезпечено виконання наступної умови:

$$\left| \Phi(x^{(n)}) - \Phi(x^{(0)}) \right| < \varepsilon$$

Де $\Phi(x^{(0)})$ і $\Phi(x^{(n)})$ - значення цільової функції у початковій $x^{(0)}$ та кінцевій $x^{(n)}$ точках циклів оптимізації;

ε - точність розрахунку.

У випадку виконання умови процес пошуку можна вважати завершеним. При цьому слід зазначити, що мінімізація у напрямку однієї координатної вісі за звичай виконується або методом прямого пошуку, в якому змінювана координата точки X по чергово приймає можливі фрагментарні значення, або за допомогою одного з методів одномірного відшукування.

					ДП7105.141.005	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. Здійснюємо оптимізацію k -го контуру. У результаті цього знаходять:

$$V_k^*(P_{l'} = 0) = \min \{V_k^*(P_l = 0) / l \in M_k\}$$

У випадку якщо $V_k^*(P_{l'} = 0) < V_k^*(P_k = 0)$, то наступним кроком оптимізації буде прийняття дуги l' у якості хорди, та включення k -ї хорди до дерева мережі. У інших випадках система незалежних змінних залишається незмінною. Задають $P_k = 0$.

3. У наступному етапі перевіряють чи всі контури мережі розглянуті $k = K$? У випадку підтвердження, переходять до п.4 алгоритму, у випадку не підтвердження, змінюємо поточний індекс контуру $k = k + 1$ та переходимо до пункту 2 алгоритму.

4. Якщо у циклі процесу відбулися зміни дерева і хорд мережі, приймають $k = 1$ та здійснюють розрахунки за пунктом 2 алгоритму, якщо ні, то за пунктом 5.

5. Кінець розрахунку.

У зазначеному алгоритмі критерієм закінчення процесу оптимізації є постійність хорд і дерева мережі після завершення циклу оптимізації. Крім цього, за загальних умов ітераційний процес можна закінчити при виконанні умови наступного виду:

$$|V^{*(V-1)} - V^{*(V)}| \leq \varepsilon,$$

де V - позначення номеру циклу оптимізації.

2.2 Застосування методу до визначення оптимальної конфігурації електричної мережі

Визначимо оптимальну конфігурацію електричної мережі, розрахункова схема якої зображена на рис.2.1.

					ДП7105.141.005	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Виконаємо оптимізацію першого контуру. Для цього прирівнюємо до нуля навантаження кожної лінії у суворій послідовності. Для кожного з варіантів схеми мережі знаходимо поточкорозподіл і дисконтні витрати на побудову мережі.

1. Приймаємо, що навантаження лінії $P_{0-1} = 0$. За цих умов зазначаємо результати розрахунку поточкорозподілу на схемі у вигляді рисунку 2.2

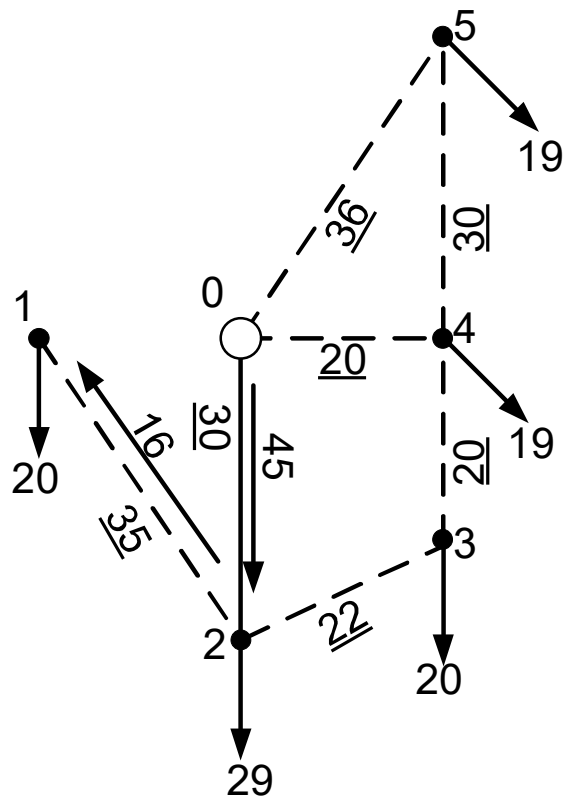


Рисунок 2.2 - Схема, отримана при відключенні гілки 0-1.

$$\begin{aligned}
 Z_1(\overline{0-1}) &= (8,6 \cdot P_{1-2}) \cdot L_{1-2} + (251,754 + 3,725 \cdot P_{0-2}) \cdot L_{0-2} = \\
 &= (8,6 \cdot 16) \cdot 35 + (251,754 + 3,725 \cdot 30) \cdot 30 = 16678 \text{ (тис.грн.)}
 \end{aligned}$$

2. Приймаємо, що навантаження лінії $P_{1-2} = 0$. За цих умов зазначаємо результати розрахунку поточкорозподілу на схемі у вигляді рисунку 2.3

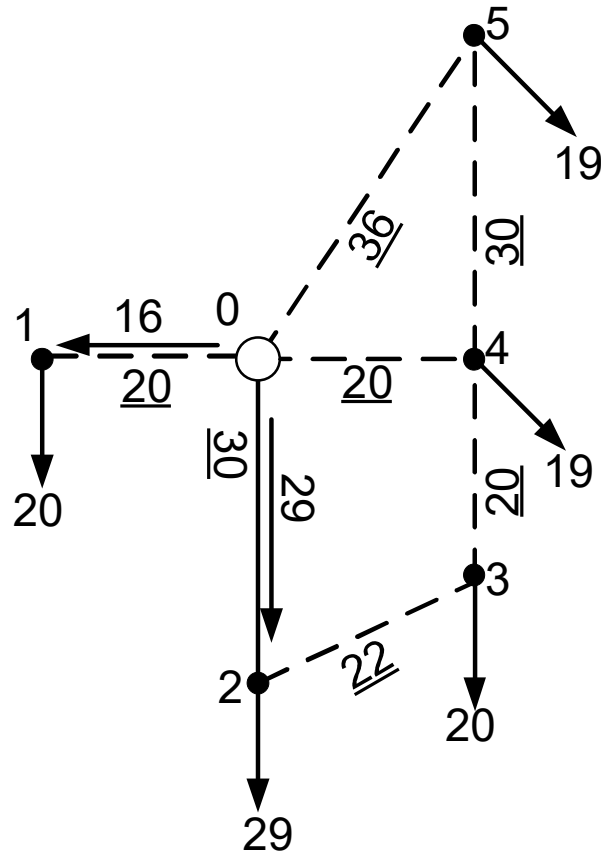


Рисунок 2.3 - Схема, отримана при відключенні гілки 1-2.

За знайденим поточкорозподілом визначаються витрати на спорудження та експлуатацію електричної мережі:

$$\begin{aligned} Z_1(\overline{1-2}) &= 8,6 \cdot P_{0-1} \cdot L_{0-1} + (251,754 + 3,725 \cdot P_{0-2}) \cdot L_{0-2} = \\ &= 8,6 \cdot 16 \cdot 20 + (251,754 + 3,725 \cdot 29) \cdot 30 = 13134 \text{ (тис.грн.)} \end{aligned}$$

3. Приймаємо навантаження лінії $P_{0-2} = 0$. За цих умов зазначаємо результати розрахунку поточкорозподілу на схемі у вигляді рисунку 2.4

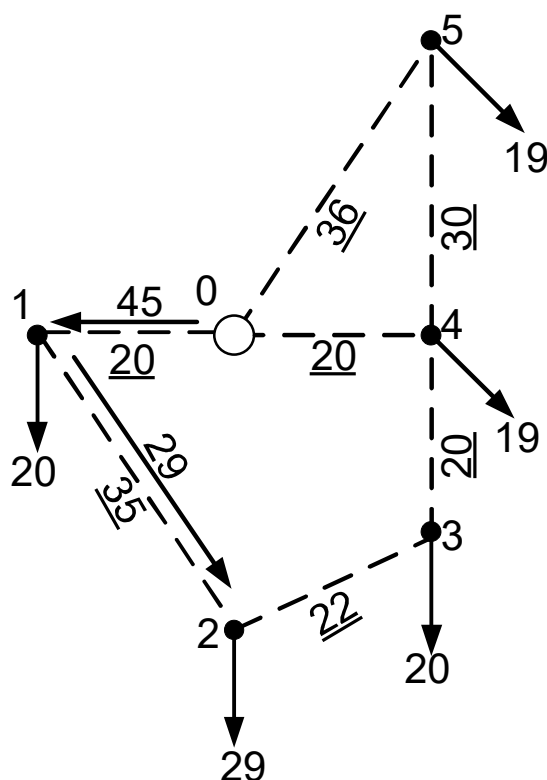


Рисунок 2.4 Схема, отримана при відключенні гілки 0-2.

За знайденим поточкорозподілом визначаються витрати на спорудження та експлуатацію електричної мережі:

$$Z_1(0-2) = 8,6 \cdot P_{0-1} \cdot L_{0-1} + (251,754 + 3,725 \cdot P_{0-2}) \cdot L_{0-2} = 8,6 \cdot 45 \cdot 20 + (251,754 + 3,725 \cdot 29) \cdot 35 = 19177 \text{ (тис.грн.)}$$

Таблиця 2.1 - Результати оптимізації першого контуру

Лінії	Потужність лінії, МВт		
	Режим 1	Режим 2	Режим 3
0-1	0	16	45
1-2	16	0	29
0-2	45	29	0
Затрати, тис.грн.	16678	13134	19177

Таким чином найменші затрати забезпечує відключення лінії 1-2.

4. Приймаємо навантаження лінії $P_{0-4} = 0$. За цих умов зазначаємо результати розрахунку поточкорозподілу на схемі у вигляді рисунку 2.9

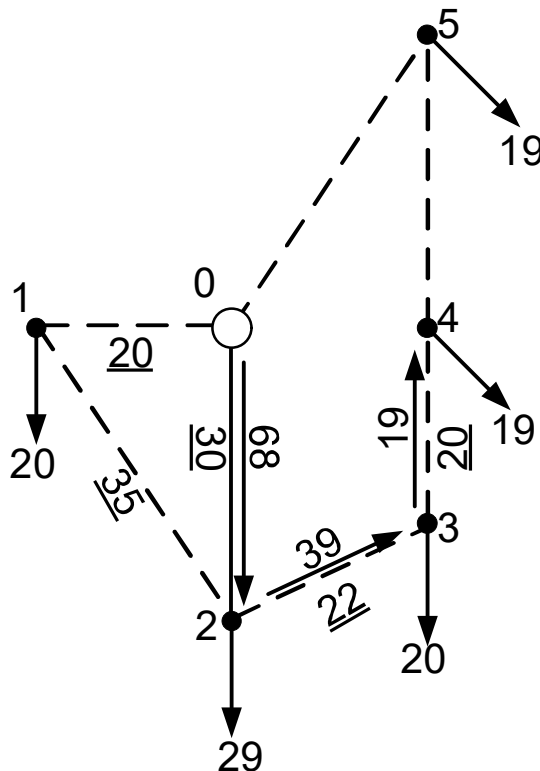


Рисунок 2.9 - Схема, отримана при відключенні гілки 0-4.

За знайденим поточкорозподілом визначаються витрати на спорудження та експлуатацію електричної мережі:

$$\begin{aligned} Z_1(\overline{0-4}) &= (251,754 + 3,725 \cdot P_{0-2}) \cdot L_{0-2} + (251,754 + 3,725 \cdot P_{2-3}) \cdot L_{2-3} + \\ &+ (251,754 + 3,725 \cdot P_{3-4}) \cdot L_{3-4} = (251,754 + 3,725 \cdot 68) \cdot 30 + \\ &+ (251,754 + 3,725 \cdot 39) \cdot 22 + (251,754 + 3,725 \cdot 19) \cdot 20 = 30336 \text{ (тис.грн.)} \end{aligned}$$

Таблиця 2.2 Результати оптимізації другого контуру

Лінії	Потужність лінії, МВт			
	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
0-2	0	29	49	68
2-3	29	0	20	39
3-4	49	20	0	19
0-4	68	39	19	0
Затрати, тис.грн.	26701	25259	26656	30336

Найменші затрати забезпечує відключення лінії 0-4.

2. Приймаємо навантаження лінії $P_{3-4} = 0$. За цих умов зазначаємо результати розрахунку поточкорозподілу на схемі у вигляді рисунок 2-11.

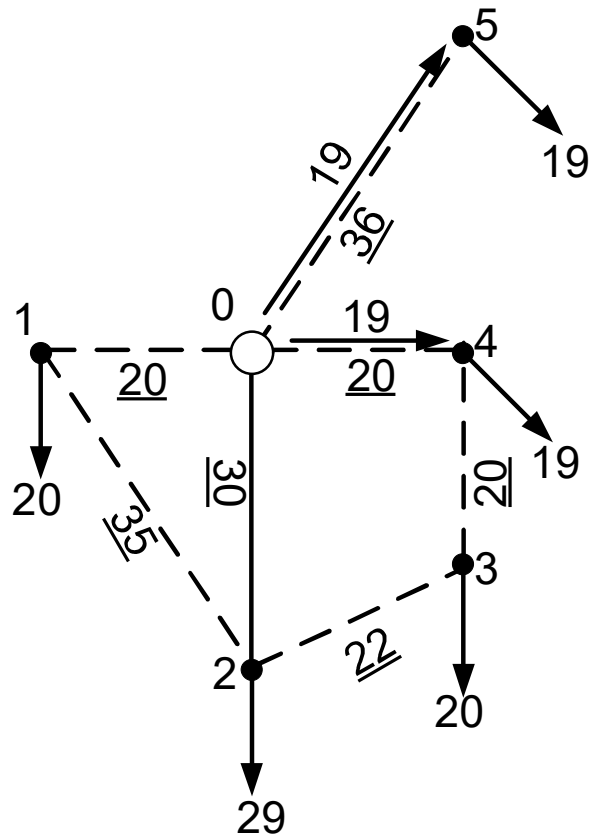


Рисунок 2.11 - Схема, отримана при відключенні гілки 5-4.

За знайденим поточкорозподілом визначаються витрати на спорудження та експлуатацію електричної мережі:

$$\begin{aligned} 3_1(\overline{5-4}) &= (251,754 + 3,725 \cdot P_{0-4}) \cdot L_{0-4} + (251,754 + 3,725 \cdot P_{0-5}) \cdot L_{0-5} = \\ &= (251,754 + 3,725 \cdot 19) \cdot 36 + (251,754 + 3,725 \cdot 19) \cdot 20 = 18061 \text{ (тис.грн.)} \end{aligned}$$

3. Приймаємо навантаження лінії $P_{0-4} = 0$. За цих умов зазначаємо результати розрахунку поточкорозподілу на схемі у вигляді рисунку 2.12.

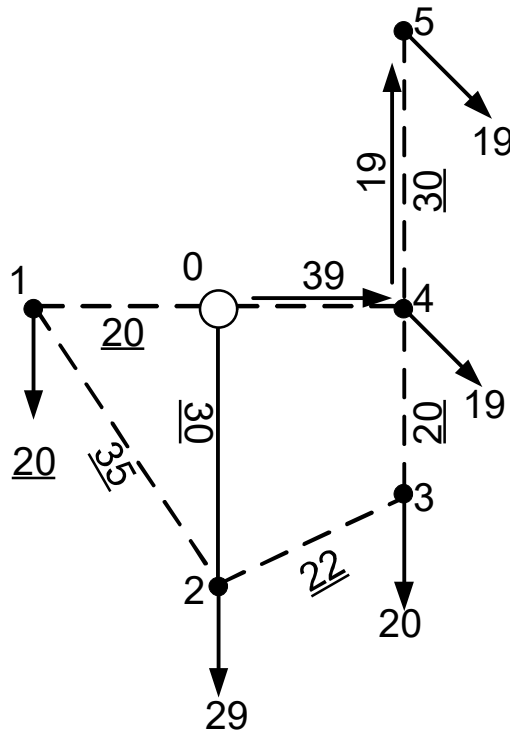


Рисунок 2. 12 - Схема, отримана при відключенні гілки 0-5.

За знайденим поточкорозподілом визначаються витрати на спорудження та експлуатацію електричної мережі:

$$Z_1(\overline{0-5}) = (251,754 + 3,725 \cdot P_{0-4}) \cdot L_{0-4} + (251,754 + 3,725 \cdot P_{4-5}) \cdot L_{4-5} =$$

$$= (251,754 + 3,725 \cdot 38) \cdot 20 + (251,754 + 3,725 \cdot 19) \cdot 30 = 17541 \text{ (тис.грн.)}$$

Таблиця 2.3 Результати оптимізації третього контуру

Лінії	Потужність лінії, МВт		
	Режим 1	Режим 2	Режим 3
0-4	0	19	38
4-5	19	0	19
0-5	38	19	0
Затрати, тис.грн.	23834	18061	17541

Таким чином найменші затрати забезпечує відключення лінії 0-4. Так як на першому кроці оптимізації хорди незалежних контурів змінили своє

положення, можна зробити висновок, що необхідно перейти до другого кроку оптимізації.

Другий крок.

Так як при другому кроці не змінилася система контурів, то результатом запропонованої оптимізації, як і під час виконання першого кроку, буде відключення ліній 0–2, 2–4 і 0–5. Це свідчить про вирішення поставленої задачі з досягнення оптимізації розвитку мережі. Оптимальна конфігурація мережі зображена на рисунку 2.13.

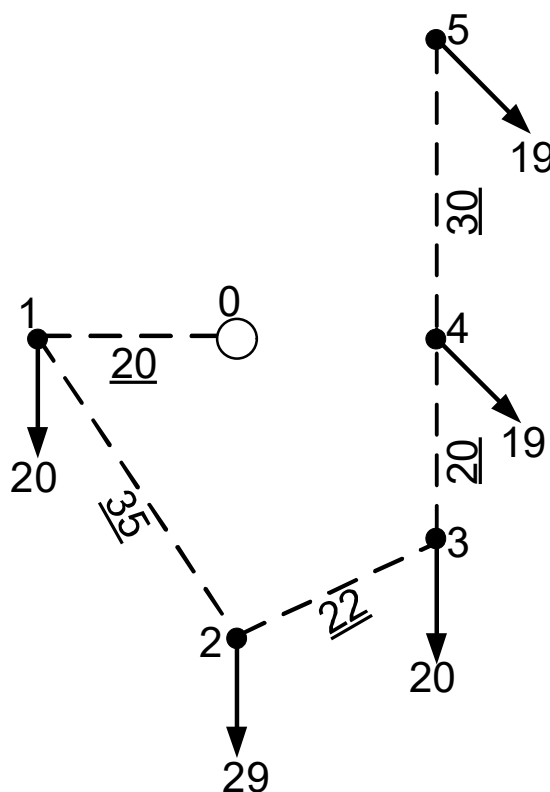


Рисунок 2.13 - Оптимальна конфігурація електричної мережі.

Висновки до розділу

У цьому розділі за використання методу впорядкованого виключення відгалужень визначено оптимальну конфігурацію районної електричної мережі 110 кВ.

					ДП7105.141.005	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

3 Вибір числа та типу силових трансформаторів

При виборі кількості та потужності силових трансформаторів на ПС 110 кВ припускаймо, що до шин НН та СН підключені споживачі першої та другої категорії. Тому для кожної ПС вибираємо два трансформатори однакового типу та потужності.

Силові трансформатори слід видирати з оглядом на допустимі перевантаження, які складають 40 % в післяаварійному режимі (згідно ПТЕ).

Приклад вибору трансформаторів для ПС №2.

Порахуємо визначення реактивного навантаження на шинах ПС 2:

$$\varphi_{\text{НН}} = \arccos(\cos(\varphi_{\text{НН}})) = \arccos(0.82) = 36.2^\circ;$$

$$\varphi_{\text{СН}} = \arccos(\cos(\varphi_{\text{СН}})) = \arccos(0.85) = 33.16^\circ;$$

$$Q_{\text{ННЗ}} = -P_{\text{ННЗ}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{НН}} = 6 \cdot \text{tg}(36.2^\circ) = -4.39 \text{ МВар};$$

$$Q_{\text{СНЗ}} = -P_{\text{СНЗ}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{СН}} = 14 \cdot \text{tg}(33.16^\circ) = -9.14 \text{ МВар}.$$

Розмір приєднаного до ПС №3 повного навантаження буде:

$$\dot{S}_{\text{макс3}} = P_{\text{ННЗ}} + P_{\text{СНЗ}} + j(Q_{\text{ННЗ}} + Q_{\text{СНЗ}}) = 6 + 14 + j(-4,39 - 9,14) = 20 - j13,53 \text{ МВА}.$$

Визначимо, які будуть встановлені на ПС №3, значення потужності силових трансформаторів:

$$S_{\text{ТЗ}} = 0.7 \cdot |\dot{S}_{\text{макс3}}| = 0,7 \cdot 23,74 = 16,62 \text{ МВА}.$$

Встановимо на ПС №3 два силові трансформатори типу ТДТН-16000/110.

					ДП7105.141.005	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1 – Трансформатори для розрахованих ПС 110 кВ

ПС	\dot{S}_{\max} , МВА	S_T , МВА	Тип трансформаторів
1	20-j13.69	16.2	2×ТДТН-16000/110
2	29-j19.49i	24.43	2×ТДТН-25000/110
3	20-j13.53	16.62	2×ТДТН-16000/110
4	19-j12.96	17.05	2×ТДТН-25000/110
5	19-j12	17.98	2×ТДТН-25000/110

3.2 Знаходження поточкорозподілу за L-схемою мережі

Проведемо підрахунок поточкорозподілу потужності за L-схемою в режимі максимальних навантажень електричної мережі. Використаємо метод контурних рівнянь.

Із мережі умовно усунемо перемички 1-2, 2-3 та 4-5 визначаємо поточкорозподіл за першим закону Кірхгофа в розімкненій мережі:

$$\dot{S}_{0-1}^{\text{роз}} = \dot{S}_1 = 39 - j25.69$$

$$\dot{S}_{0-2}^{\text{роз}} = \dot{S}_2 = 29 - j19.49 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-3}^{\text{роз}} = \dot{S}_3 = 20 - j13.53 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-5}^{\text{роз}} = \dot{S}_5 = 19 - j12 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-4}^{\text{роз}} = \dot{S}_{4-3}^{\text{роз}} + \dot{S}_4 = 20 - j13.53 + 19 - j12.96 = 39 - j26.49 \text{ МВА}.$$

Підсумок підрахунку поточкорозподілу розімкненій мережі наведено на рисунок 3.1

Розрахуємо довжини контурів: власні та взаємні:

$$l_I = l_{0-1} + l_{1-5} + l_{5-4} + l_{0-4} = 20 + 50 + 30 + 20 = 120 \text{ км};$$

$$l_{II} = l_{0-1} + l_{1-2} + l_{2-3} = 20 + 35 + 30 = 85 \text{ км};$$

					ДП7105.141.005	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$l_{III} = l_{0-2} + l_{2-3} + l_{3-4} + l_{0-4} = 30 + 22 + 20 + 20 = 92 \text{ км};$$

$$l_{I-II} = l_{II-I} = l_{0-1} = 20 \text{ км};$$

$$l_{II-III} = l_{III-II} = l_{0-2} = 30 \text{ км};$$

$$l_{I-III} = l_{III-I} = l_{0-4} = 20 \text{ км}.$$

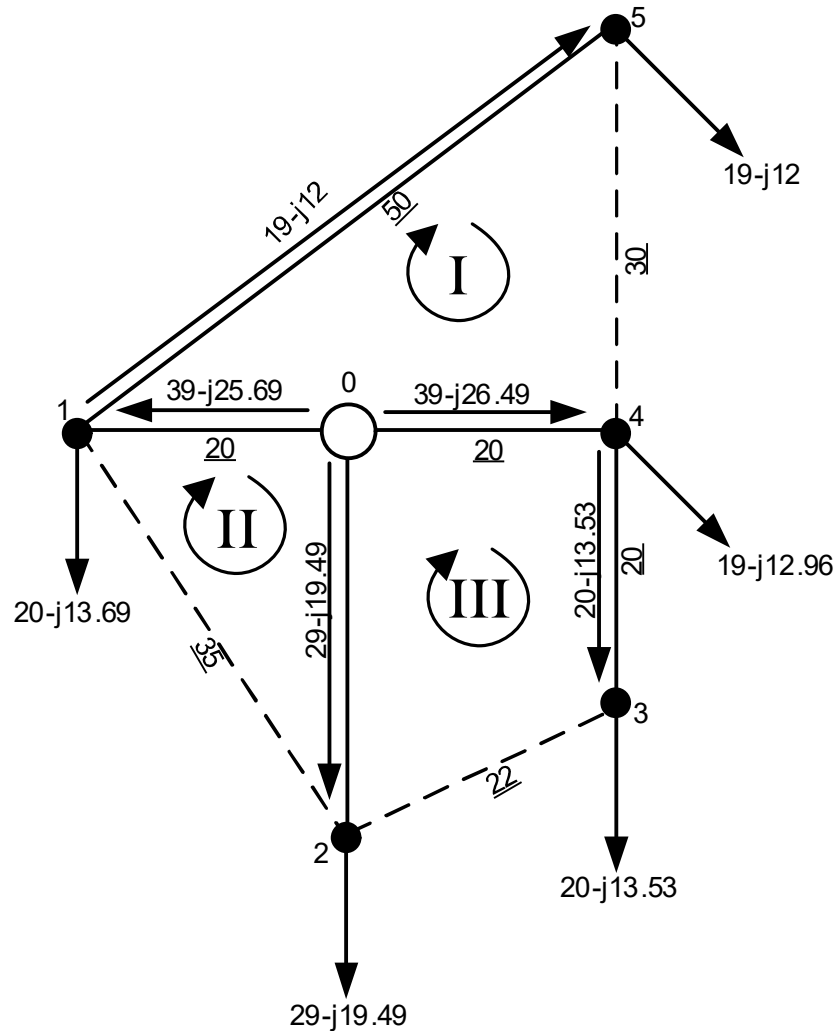


Рисунок 3.1 – Потокорозподіл потужності в розімкненій мережі

Для даної схеми РЕМ система контурних рівнянь матиме вигляд:

$$\begin{cases} \dot{S}_{0-1}^{\text{роз}} \cdot l_{0-1} + \dot{S}_{0-5}^{\text{роз}} \cdot l_{1-5} - \dot{S}_{0-4}^{\text{роз}} \cdot l_{0-4} = -\dot{S}_I \cdot l_I + \dot{S}_{II} \cdot l_{I-II} + \dot{S}_{III} \cdot l_{I-III}; \\ \dot{S}_{0-1}^{\text{роз}} \cdot l_{0-1} - \dot{S}_{0-2}^{\text{роз}} \cdot l_{0-2} = -\dot{S}_{II} \cdot l_{II} + \dot{S}_I \cdot l_{II-I} + \dot{S}_{III} \cdot l_{II-III}; \\ \dot{S}_{0-4}^{\text{роз}} \cdot l_{0-4} + \dot{S}_{4-3}^{\text{роз}} \cdot l_{4-3} - \dot{S}_{0-2}^{\text{роз}} \cdot l_{0-2} = -\dot{S}_{III} \cdot l_{III} + \dot{S}_I \cdot l_{III-I} + \dot{S}_{II} \cdot l_{III-II}. \end{cases}$$

Підставивши відомі значення, отримаємо:

$$\begin{cases} 950 - j584 = -120 \cdot \dot{S}_I + 20 \cdot \dot{S}_{II} + 20 \cdot \dot{S}_{III}; \\ -90 + j170.9 = -85 \cdot \dot{S}_{II} + 20 \cdot \dot{S}_I + 20 \cdot \dot{S}_{III}; \\ 310 + j215.7 = -92 \cdot \dot{S}_{III} + 20 \cdot \dot{S}_{II} + 20 \cdot \dot{S}_I. \end{cases}$$

Знаходимо корені даної системи рівнянь:

$$\dot{S}_I = -8,3 + j4,7 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{II} = -1,2 + j0,53 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{III} = -1,3 - j1,09 \text{ МВА}.$$

За L-схемою в замкненій мережі поточкорозподіл потужності складе:

$$\dot{S}_{0-1} = \dot{S}_{0-1}^{\text{роз}} + \dot{S}_I - \dot{S}_{II} = 27,1 - j17,86 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-2} = \dot{S}_{0-2}^{\text{роз}} + \dot{S}_{III} + \dot{S}_{II} = 31,5 - j21,11 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-4} = \dot{S}_{0-4}^{\text{роз}} - \dot{S}_{II} + \dot{S}_I = 37,7 - j25,4 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{1-5} = \dot{S}_{1-5}^{\text{роз}} - \dot{S}_I = 8,3 - j4,7 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{1-2} = \dot{S}_{II} = 1,2 - j0,53 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-3} = \dot{S}_{II} = 1,3 - j1,09 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-3} = \dot{S}_{3-4}^{\text{роз}} - \dot{S}_{II} = 18,7 - j12,44 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-5} = \dot{S}_{III} = 6,01 - j3,81 \text{ МВА}.$$

Результат розрахунку поточкорозподілу потужності в замкненій мережі наведено на рисунок 3.2

					ДП7105.141.005	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

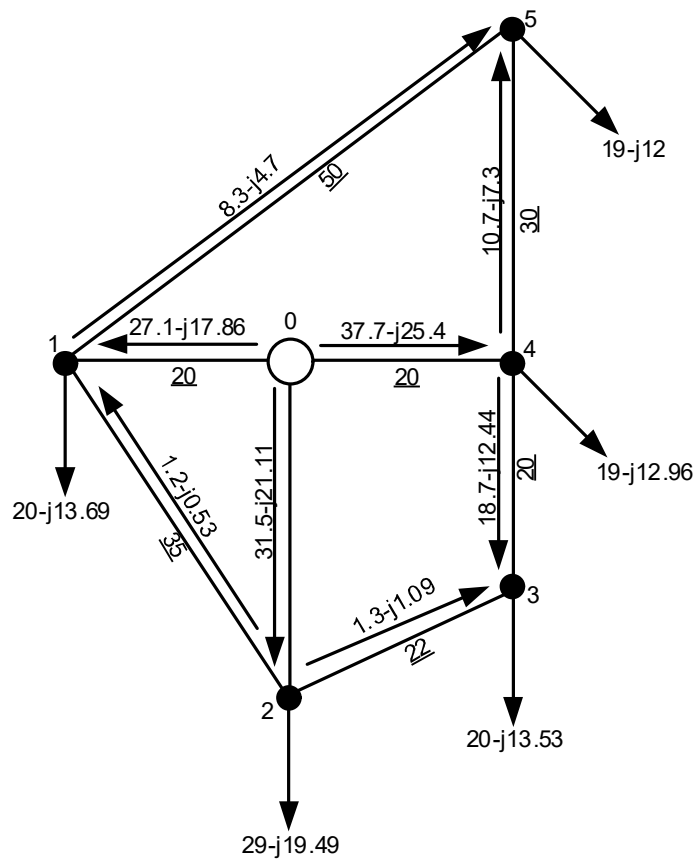


Рисунок 3.2– Потокорозподіл потужності в замкненій мережі

Перевіримо виконання другого закону Кірхгофа:

$$\dot{S}_{0-1} \cdot l_{0-1} - \dot{S}_{1-5} \cdot l_{1-5} - \dot{S}_{0-4} \cdot l_{0-4} - \dot{S}_{4-5} \cdot l_{4-5} = (27,1 - j17,86) \cdot 20 - (8,3 - j4,7) \cdot 50 - (37,7 - j25,4) \cdot 20 - (10,7 - j7,3) \cdot 30 = 0;$$

$$\dot{S}_{0-1} \cdot l_{0-1} - \dot{S}_{1-2} \cdot l_{1-2} - \dot{S}_{0-2} \cdot l_{0-2} = (27,1 - j17,86) \cdot 20 - (1,2 - j0,53) \cdot 35 - (31,5 - j21,11) \cdot 30 = 0;$$

$$\dot{S}_{0-4} \cdot l_{0-4} + \dot{S}_{0-2} \cdot l_{0-2} + \dot{S}_{4-3} \cdot l_{4-3} = (36,8 - j24,9) \cdot 20 + (31,6 - j20,95) \cdot 30 - (19,1 - j11,89) \cdot 30 = 0.$$

Отже, розрахунок потокорозподілу потужності в замкненій мережі виконано правильно

3.3 Вибір перерізу проводів для ПЛ-110 кВ

Щоб знайти переріз проводів ділянок розподільчої системи 110 кВ застосуємо функцію апроксимовану дисконтованих затрат порахована раніше.

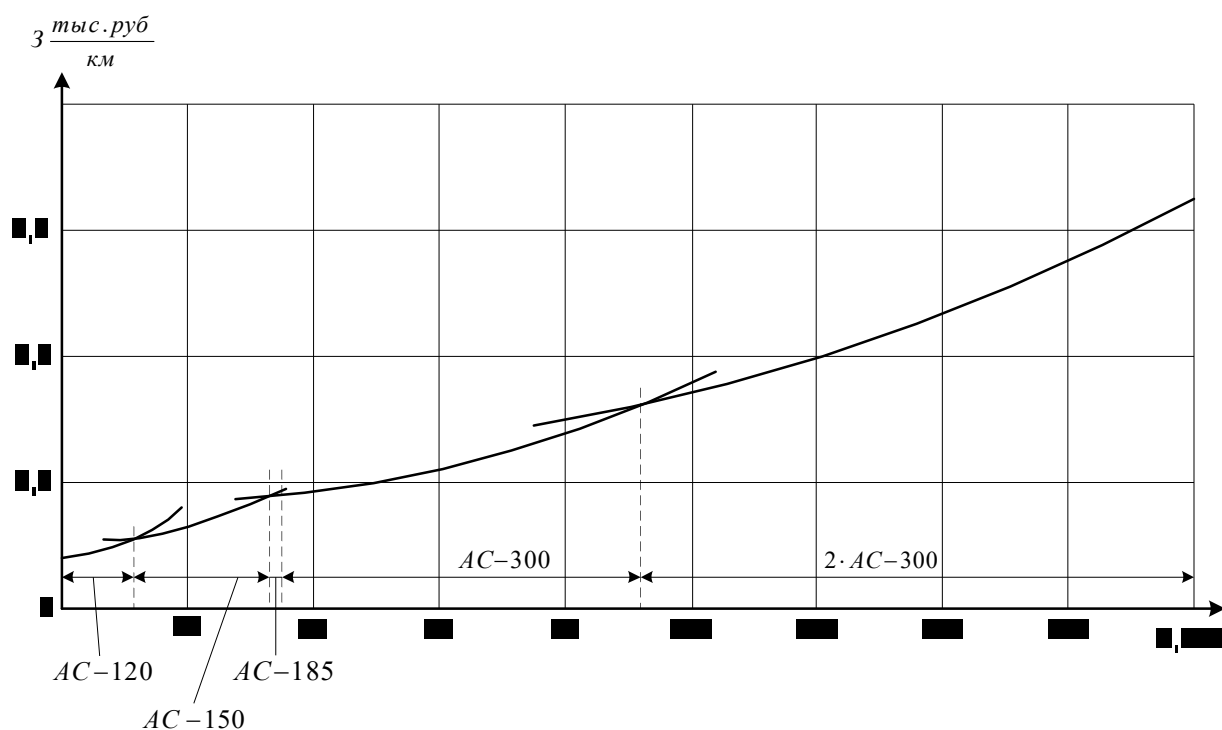


Рисунок 3.3 – Апроксимована функція дисконтованих витрат

За допомогою визначеного поточкорозподілу за L-схемою мереж порахуємо переріз ділянки РЕМ. Результати вибору проводів наведені в таблиця 3.2

Таблиця 3.2 – Обрані перерізи проводів ЛЕП 110 кВ

Ділянка	Навантаження, МВА	Струмове навантаження, А	Марка проводу
0-1	29.18	159	АС-240/32
0-4	39.83	176	АС-240/32
0-2	34.43	171	АС-240/32
1-2	1.6	7	АС-70/11
2-3	1.8	8	АС-70/11
3-4	23.1	119	АС-120/19
4-5	18.35	105	АС-120/19
1-5	5.3	21	АС-70/11

Визначасмо регульовальний діапазон силових трансформаторів. На ПС №3 плануються до встановлення два трансформатора типу ТДТН-16000/110. Розраховуємо значення фіктивної напруги КЗ обмоток:

$$U_{\text{кн3}} = 0.5 \cdot (U_{\text{к(в-н)3}} + U_{\text{к(с-н)3}} - U_{\text{к(в-с)3}}) = 0,5 \cdot (17,5 + 6 - 10,5) = 6.25 \%;$$

$$U_{\text{кс3}} = 0.5 \cdot (U_{\text{к(в-с)3}} + U_{\text{к(с-н)3}} - U_{\text{к(в-н)3}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0.25 \% \rightarrow U_{\text{кс3}} = 0;$$

$$U_{\text{кв3}} = 0.5 \cdot (U_{\text{к(в-с)3}} + U_{\text{к(в-н)3}} - U_{\text{к(с-н)3}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10.75 \%.$$

Втрати напруги в обмотках силового трансформатора на ПС №3 складуть:

$$\Delta U_{\text{ТВ3}} = \frac{P_3}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз3}} \cdot U_{\text{ТВ3}}}{2 \cdot S_{\text{н3}}^2} - \frac{Q_3}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ3}} \cdot U_{\text{кв3}}}{100 \cdot S_{\text{н3}}} = \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 20^2} - \frac{12}{1} \cdot \frac{115 \cdot 9,73}{100 \cdot 20} = 9,8 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{ТС3}} = \frac{P_{\text{сн3}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз3}} \cdot U_{\text{ТВ3}}}{2 \cdot S_{\text{н3}}^2} - \frac{Q_{\text{сн3}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ3}} \cdot U_{\text{кс3}}}{100 \cdot S_{\text{н3}}} = \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 20^2} - \frac{7,8}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 20} = 0,27 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{ТН3}} = \frac{P_{\text{нн3}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз3}} \cdot U_{\text{ТВ3}}}{2 \cdot S_{\text{н3}}^2} - \frac{Q_{\text{нн3}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ3}} \cdot U_{\text{кн3}}}{100 \cdot S_{\text{н3}}} = \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 20^2} - \frac{4,4}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,2}{100 \cdot 20} = 2,09 \text{ кВ}.$$

					ДП7105.141.005	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо регульовальний діапазон силового трансформатора встановленого на ПС №3:

$$U_{\min 3} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв3}}}{U_{\text{тн3}}} \cdot (1 - \omega_{\text{в3}}) + \Delta U_{\text{тв3}} + \Delta U_{\text{тн3}} = \frac{10 \cdot 114}{11} (1 - 0,17) + 2,09 = 105,02 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 1} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_1}{U_{\text{тн1}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в1}}) + \Delta U_{\text{тв1}} = \frac{10 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 9,7 + 2,04 = 108,25 \text{ кВ}.$$

Підрахунок для інших силових трансформаторів ідентичний .
Результати приведені в таблиця 3.3

Таблиця 3.3 – Регульовальний діапазон напруги силових трансформаторів

№ пункт у	Тип трансформатора	Обмотка	$U_{\text{ном}}$, кВ	ΔU , кВ	U_{\min} , кВ	U_{\max} , кВ
1	ТДТН-16000/110	ВН	115	7.98	101.47	136.63
		СН	38.5	0.03		
		НН	11	1.30		
2	ТДТН-25000/110	ВН	115	7.41	103.17	136.34
		СН	38.5	0.07		
		НН	11	1.57		
3	ТДТН-16000/110	ВН	115	9.75	104.02	139.19
		СН	38.5	0.27		
		НН	11	2.09		
4	ТДТН-25000/110	ВН	115	7.15	101.14	136.31
		СН	38.5	0.08		
		НН	11	1.79		
5	ТДТН-25000/110	ВН	115	9.36	102,24	137.17
		СН	38.5	0.13		
		НН	11	1.79		

Визначимо задані величини рівня напруги у вузлах мережі що розраховується. Реактивний опір для всіх ділянок системи приймаємо рівний 0,4 Ом/км.

При розрахунку рівня напруги в точках мережі візьмемо значення про потокорозподіл максимальних навантажень потужності за L-схемою

Порахуємо величину напруги в пункті 1:

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-4} \cdot r_{04} - Q_{0-4} \cdot x_{04})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (20 \cdot 5,89 - (-17,93) \cdot 11,9)} = 113,42 \text{ кВ.}$$

В інших пунктах районної мережі розрахунок аналогічно виконуються рівня напруги. Результати розрахунку наведені в таблиця 3.4

Таблиця 3.4 – Перша група післяаварійних режимів

№ пункту	Регулювальний діапазон		Рівень напруги, кВ
	U_{\min} , кВ	U_{\max} , кВ	
1	102.74	126	112.08
2	102.75	126	112.36
3	101.15	126	112.56
4	99.47	126	112.28
5	99.72	126	112.31

Рівняння напруги знайдена за L-схемою в пунктах системи знаходиться в допустимих нормах .

Друга пункт післяаварійних режимів.

Порахуємо для повітряних ліній струмові навантаження.

Для ПЛ 0-4 струмові навантаження:

$$I_{0-4} = \frac{\sqrt{P_{0-4}^2 + Q_{0-4}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{\sqrt{31,47^2 + (-21,94)^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 162,99 \text{ А.}$$

Розрахунки струмових навантажень для всіх ПЛ виконуються аналогічно.

Результати наведені в табл. 3.5

Таблиця 3.5 – Перевірка перерізу проводів за струмовим навантаженням

ПЛ	Марка та переріз проводу, мм ²	$I_{\text{доп}}$, А	I_i , А
0-1	АС-240	610	155.95
0-4	АС-240	610	163.94
0-2	АС-240	610	200.62
1-2	АС-120	390	51.84
2-3	АС-70	265	15.77
3-4	АС-120	390	65.88
4-5	АС-70	265	201.75
1-5	АС-120	390	200.62

Проведемо перевірку допустимих відхилень напруги на вводі силових трансформаторів. Перевірку проведемо для ПС №1, яка в післяаварійному режимі обумовлюються найменшим значенням напруги. Порахуємо регульовальний діапазон силових трансформаторів, які встановлені на ПС №1: аналогічно до попередніх розрахунків

$$\Delta U_{\text{ТБ5}} = \frac{P_5}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз5}} \cdot U_{\text{ТБ5}}}{2 \cdot S_{\text{H5}}^2} - \frac{Q_5}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТБ5}} \cdot U_{\text{кв5}}}{100 \cdot S_{\text{H5}}} = \frac{22}{2} \cdot \frac{200 \cdot 115}{2 \cdot 40^2} - \frac{-22,54}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,84}{100 \cdot 50} = 3,41 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{Тс5}} = \frac{P_{\text{ч5}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз5}} \cdot U_{\text{ТБ5}}}{2 \cdot S_{\text{H5}}^2} - \frac{Q_{\text{ч5}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТБ5}} \cdot U_{\text{кв5}}}{100 \cdot S_{\text{H5}}} = \frac{20}{2} \cdot \frac{200 \cdot 115}{2 \cdot 30^2} - \frac{-15,5}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 30} = 0,09 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{ТН5}} = \frac{P_{\text{нн5}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз5}} \cdot U_{\text{ТБ5}}}{2 \cdot S_{\text{H5}}^2} - \frac{Q_{\text{нн5}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТБ5}} \cdot U_{\text{кв5}}}{100 \cdot S_{\text{H5}}} = \frac{200 \cdot 115}{2 \cdot 30^2} - \frac{-5,38}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,41}{100 \cdot 30} = 0,56 \text{ кВ}.$$

$$U_{\text{min5}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{ТБ5}}}{U_{\text{ТН5}}} \cdot (1 - \omega_{\text{в5}}) + \Delta U_{\text{ТБ5}} + \Delta U_{\text{ТН5}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 3,41 + 0,55 = 96,14 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{max5}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{ТБ5}}}{U_{\text{ТН5}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в5}}) + \Delta U_{\text{ТБ5}} + \Delta U_{\text{ТН5}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 3,41 + 0,55 = 131,31 \text{ кВ}.$$

Розрахуємо величину рівня напруги в пункті 5:

$$U_5 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-4} \cdot r_{04} - Q_{0-4} \cdot x_{04} + P_{4-5} \cdot r_{45} - Q_{4-5} \cdot x_{45})} = \\ = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (30,83 \cdot 4,38 - (-22,03) \cdot 14,5 + 30 \cdot 14,8 - (-22,05) \cdot 13,1)} = 104,54 \text{ кВ}.$$

Рівень напруги в пункті 5 знаходиться в допустимих межах.

обрані перерізи проводів усіх повітряних ліній відповідають технічним обмеженням.

					ДП7105.141.005	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.4 Розрахунок параметрів Z-схеми мережі

Розрахуємо параметри схем заміщення силових трансформаторів та повітряних ліній електропередачі.

Під час спорудження повітряних ліній використовуватимемо за перерізом 70, 120 та 240 мм². Знайдемо погонний реактивний опір проводів:

$$x_{(70)0} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{70}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,3}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,442 \text{ Ом/км};$$

$$x_{(240)0} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{240}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,5}\right) + 0,016 = 0,402 \text{ Ом/км}.$$

Знаходимо погонну ємнісну реактивну провідність даних проводів:

$$b_{(70)0} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{70}}\right)} = \frac{7,59 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,3}\right)} = 2,58 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$b_{(240)0} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{240}}\right)} = \frac{7,59 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,5}\right)} = 2,85 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Для повітряної лінії 0-5 активний та реактивний опір складе:

$$r_{0-1} = r_{(240)0} \cdot l_{0-5} = 0,118 \cdot 20 = 2,16 \text{ Ом};$$

$$x_{0-1} = x_{(240)0} \cdot l_{0-5} = 0,403 \cdot 20 = 10,08 \text{ Ом}.$$

Знаходимо комплексний опір лінії 0-5:

$$Z_{0-1} = r_{0-1} + j \cdot x_{0-1} = 2,36 + j8,06 \text{ Ом}.$$

					ДП7105.141.005	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ємнісна провідність повітряної лінії 0-5 складе:

$$b_{0-1} = b_{(240)0} \cdot l_{0-5} = 2,84 \cdot 10^{-6} \cdot 30 = j56.82 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$$

Величину активної провідності повітряних ліній усієї мережі 110 кВ приймаємо за нуль.

$$Y_{0-1} = g_{0-1} + j \cdot b_{0-1} = 0 + j56.82 \cdot 10^{-5} = j56.82 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$$

Схем заміщення виконується так само для всіх повітряних ліній.

Таблиця 3.6 – Параметри схем заміщення повітряних ліній

Ділянка	Довжина, км	Перетин, мм ²	$Z_{ПЛ}$, Ом	$Y_{ПЛ}$, Ом
1	2	3	4	5
0-1	20	240	2.36+j8.06	$j56.82 \cdot 10^{-5}$
0-4	20	240	2.36+j8.06	$j56.82 \cdot 10^{-5}$
0-2	30	240	3.54+j12.09	$j85.31 \cdot 10^{-5}$
1-2	35	120	8.54+j14.84	$j94.15 \cdot 10^{-5}$
2-3	22	70	5.36+j9.32	$j56.54 \cdot 10^{-5}$
3-4	20	120	4.88+j8.48	$j53.81 \cdot 10^{-5}$
4-5	30	70	12.66+j13.28	$j77.27 \cdot 10^{-5}$
1-5	50	120	21.2+j12.2	$j134.55 \cdot 10^{-5}$

Для ПС №1 підрахуємо параметри схем заміщення силових трансформаторів:

Комплексна провідність блоків трансформаторів складе:

$$Y_1 = g_{T1} + j \cdot b_{T1} = (2,13 - j10,7) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$Y_2 = g_{T2} + j \cdot b_{T2} = (3,49 - j24,3) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Таблиця 3.7 – Параметри схем заміщення блоків силових трансформаторів

ПС	Трансформатори	Опір, Ом					Провідність, См
		r_T	x_T	x_B	x_C	x_H	
1	ТДТН-16000/110	1.29	68.43	-	-	-	$(2.13-j10.7) \cdot 10^{-6}$
2	ТДН-25000/110	2,58	-	44.43	0	28,33	$(3.49-j24.3) \cdot 10^{-6}$
3	ТДТН-16000/110	1.29	68.43	-	-	-	$(2.12-j10.6) \cdot 10^{-6}$
4	ТДН-25000/110	2,58	-	44.43	0	25.83	$(3.48-j24.2) \cdot 10^{-6}$
5	ТДТН-25000/110	2,58	-	44.43	0	25.83	$(3.48-j24.2) \cdot 10^{-6}$

3.5 Розрахунок еквівалентних провідностей та приведених навантажень

Для ПС №3 наведемо розрахунок приведених навантажень .

Визначимо коефіцієнт завантаження трансформаторів, які встановлені

Коефіцієнт завантаження силових трансформаторів на ПС №3 складе:

$$\beta_{\text{ВН3}} = \frac{S_{\text{ВН3}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{Н3}}} = \frac{\sqrt{18^2 + (-12,09)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,68;$$

$$\beta_{\text{СН3}} = \frac{S_{\text{СН3}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{Н3}}} = \frac{\sqrt{12^2 + (-7,75)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,45;$$

$$\beta_{\text{НН3}} = \frac{S_{\text{НН3}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{Н3}}} = \frac{\sqrt{6^2 + (-4,34)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,23.$$

$$\beta_{\text{ВН2}} = \frac{S_{\text{ВН2}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{Н2}}} = \frac{\sqrt{18^2 + (-19,44)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,52;$$

$$\beta_{\text{СН2}} = \frac{S_{\text{СН2}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{Н2}}} = \frac{\sqrt{12^2 + (-8,69)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,29;$$

$$\beta_{\text{НН2}} = \frac{S_{\text{НН2}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{Н2}}} = \frac{\sqrt{6^2 + (-10,75)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,24.$$

Розраховуємо втрати потужності в блоку силових трансформаторів, які встановлені на ПС №2:

$$\Delta P_{\text{тз2}} = \frac{n \cdot \Delta P_{\text{кз2}}}{2} \cdot (\beta_{\text{ВН2}}^2 + \beta_{\text{СН2}}^2 + \beta_{\text{НН2}}^2) = \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,52^2 + 0,29^2 + 0,24^2) = 41,21 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{тз2}} = -n \cdot S_{\text{Н2}} \cdot (\beta_{\text{ВН2}}^2 \cdot U_{\text{кВ2}} + \beta_{\text{СН2}}^2 \cdot U_{\text{кВ2}} + \beta_{\text{НН2}}^2 \cdot U_{\text{кВ2}}) \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 25000 \cdot (0,52^2 \cdot 10,75 + 0,29^2 \cdot 0 + 0,24^2 \cdot 6,25) \cdot 10^{-2} = -1600,03 \text{ кВар}.$$

					ДП7105.141.005	Арк. 58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розраховуємо втрати потужності в блоку силових трансформаторів, які встановлені на ПС №3:

$$\Delta P_{tz3} = \frac{n \cdot \Delta P_{кз3}}{2} \cdot (\beta_{вн3}^2 + \beta_{сн3}^2 + \beta_{нн3}^2) = \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,68^2 + 0,45^2 + 0,23^2) = 71,22 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{tz3} = -n \cdot S_{н2} \cdot (\beta_{вн3}^2 \cdot U_{кв3} + \beta_{сн3}^2 \cdot U_{кз3} + \beta_{нн3}^2 \cdot U_{кн3}) \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 16000 \cdot (0,69^2 \cdot 10,75 + 0,44^2 \cdot 0,4 + 0,24^2 \cdot 6,26) \cdot 10^{-2} = -1687,05 \text{ кВар}.$$

Отже, значення приведенного навантаження на ПС №2 та ПС №3 складе:

$$\dot{S}_{пр2} = \dot{S}_{зад2} + \Delta \dot{S}_{tz2} \cdot 10^{-3} = 29 - j19,49 + (41,21 - j1600,03) \cdot 10^{-3} = 29,04 - j21,09 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{пр3} = \dot{S}_{зад3} + \Delta \dot{S}_{tz3} \cdot 10^{-3} = 20 - j13,45 + (72,04 - j1347,05) \cdot 10^{-3} = 20,07 - j15,23 \text{ МВА}.$$

Розрахунок приведених навантажень інших підстанцій виконується аналогічно. Результати розрахунку наведені в таблиця 4.8.

Таблиця 3.8 – Приведенні навантаження ПС

ПС	$\dot{S}_{зад}$, МВА	$\Delta \dot{S}_{tz}$, МВА	$\dot{S}_{пр}$, МВА
1	20-j13.69	0.07-j1.5	20.07-j15.19
2	29-j19.49i	0.04-j1.6	29.04-j21.09
3	20-j13.53	0.07-j1.68	20.07-j15.23
4	19-j12.96	0.04-j1.5	19.04-j14.56
5	19-j12	0.04-j1.5	19.04-j13.05

Порахуємо для пунктів мережі еквівалентні провідності.

$$Y_{-1} = 0.5 \cdot (Y_{0-1} + Y_{1-2} + Y_{1-3}) + Y_{-T1} = 0,5 \cdot (j75,3j104j93,5) + (3,29j25,25) = (3,48 + j116,3) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

Таблиця 3.9 – Результат розрахунку еквівалентних провідностей

№ пункту	$Y_{\bar{1}}$, См
1	2
1	$(3.48+j116.3) \cdot 10^{-6}$
2	$(2.12+j40.92) \cdot 10^{-6}$
3	$(3.48+j106.3) \cdot 10^{-6}$
4	$(2.12+j120.4) \cdot 10^{-6}$
5	$(6.5+j47.57) \cdot 10^{-6}$
0	$j182 \cdot 10^{-6}$

Розрахункова схема мережі наведена на рис. 4.5.

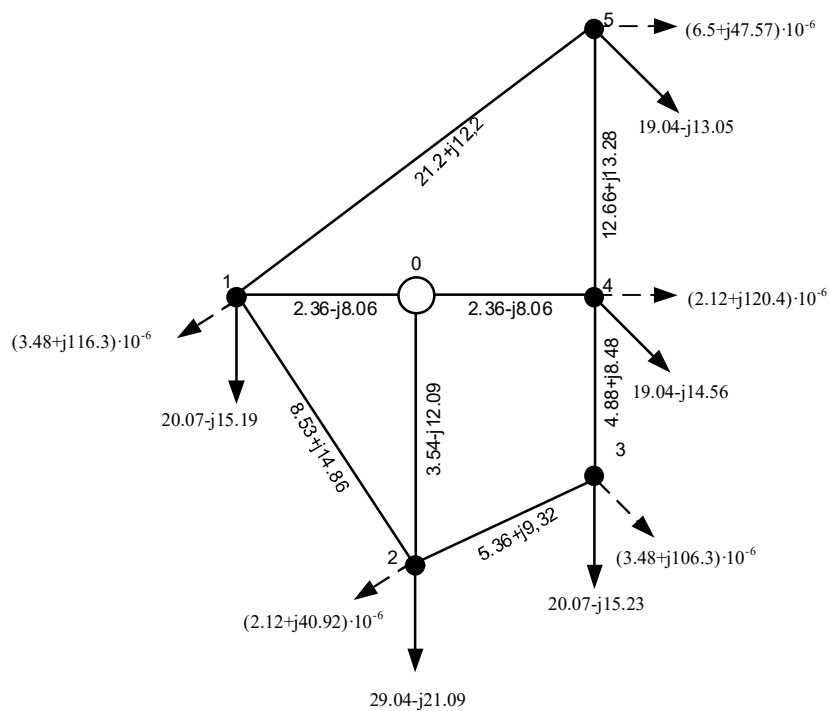


Рисунок 3.4 – Розрахункова схема мережі

3.7 Розрахунок режиму максимальних навантажень

За допомогою методу Ньютона виконаємо розрахунок режимних параметрів мережі при максимальних навантаженнях.

Скористаємось розрахунком ненульових взаємних провідностей:

$$\underline{y}_{0-1} = \frac{1}{z_{0-1}} = \frac{1}{2,36 + j8,08} = 0,043 - j0,124 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{0-2} = \frac{1}{z_{0-2}} = \frac{1}{3,54 + j12,09} = 0,028 - j0,082 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{0-4} = \frac{1}{z_{0-4}} = \frac{1}{2,36 + j8,06} = 0,043 - j0,124 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{1-5} = \frac{1}{z_{0-5}} = \frac{1}{21,2 + j12,2} = 0,047 - j0,081 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{4-5} = \frac{1}{z_{1-2}} = \frac{1}{12,66 + j13,28} = 0,079 - j0,075 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{1-2} = \frac{1}{z_{1-2}} = \frac{1}{8,53 + j14,86} = 0,012 - j0,067 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{3-4} = \frac{1}{z_{3-4}} = \frac{1}{4,88 + j8,48} = 0,021 - j0,11 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{4-5} = \frac{1}{z_{4-5}} = \frac{1}{12,66 + j13,28} = 0,078 - j0,075 \text{ См.}$$

Виконуємо розрахунок власних провідностей:

$$\begin{aligned} \underline{y}_{11} &= -(\underline{y}_{0-1} + \underline{y}_{0-4} + \underline{y}_{1-5}) = -(0,043 - j0,124 + 0,043 - j0,124 + 0,047 - j0,081) = \\ &= -0,167 + j0,228 \text{ См}; \end{aligned}$$

$$\underline{y}_{22} = -(\underline{y}_{1-2}) = -0,114 + j0,119 \text{ См};$$

					ДП7105.141.005	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\underline{y}_{33} = -(\underline{y}_{0-3} + \underline{y}_{1-3} + \underline{y}_{3-4}) = -(0,023 - j0,074 + 0,033 - j0,035 + 0,038 - j0,5) = -0,10 + j0,145 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{44} = -(\underline{y}_{0-4} + \underline{y}_{3-4} + \underline{y}_{4-5}) = -(0,018 - j0,066 + 0,038 - j0,038 + 0,034 - j0,034) = -0,091 + j0,15 \text{ См};$$

Ітерація перша.

Для розрахункової схеми незалежних вузлів застосуємо початкові наближення:

$$U_1^{(0)} = 110 \text{ кВ}; \quad \delta_1 = 0;$$

$$U_2^{(0)} = 110 \text{ кВ}; \quad \delta_2 = 0;$$

$$U_3^{(0)} = 110 \text{ кВ}; \quad \delta_3 = 0;$$

$$U_4^{(0)} = 110 \text{ кВ}; \quad \delta_4 = 0;$$

$$U_5^{(0)} = 110 \text{ кВ}; \quad \delta_5 = 0.$$

Визначимо попарні різниці фазових кутів векторів напруги:

$$\delta_{10}^{(0)} = \delta_1^{(0)} - \delta_0^{(0)} = 0 - 0.$$

Так як на першій ітерації фазові кути векторів напруги дорівнюють нулі, то всі попарні різниці те ж рівні нулю.

Визначимо розрахункові навантаження у вузлах на першій ітерації:

$$\dot{S}_{p1} = \dot{S}_{np1} + \underline{Y}_1 \cdot U_1^2 = 14,06 - j10,3 + (3,5 + j117,4) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 14,19 - j8,96 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p2} = \dot{S}_{np2} + \underline{Y}_2 \cdot U_2^2 = 8,09 - j6,4 + (2,21 + j41,02) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 7,98 - j5,83 \text{ МВА};$$

					ДП7105.141.005	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\omega_{P1} = g_{11} \cdot U_1^2 + U_1 \cdot I'_{10} - P_1 = -0,166 \cdot 110^2 + 110 \cdot 18,6 - 14,1 = 12,98 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q1} = b_{11} \cdot U_1^2 + U_1 \cdot I''_{10} - Q_1 = 0,227 \cdot 110^2 + 110 \cdot (-25,82) - (-8,96) = -84,32 \text{ МВАр.}$$

Аналогічно знаходимо нев'язки потужності в інших вузлах мережі:

$$\omega_{P2} = -8,05 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q2} = 5,81 \text{ МВАр};$$

$$\omega_{P3} = 7,25 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q3} = -74,01 \text{ МВАр};$$

$$\omega_{P4} = 12,47 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q4} = -70,13 \text{ МВАр};$$

$$\omega_{P5} = -5,1 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q5} = -69,55 \text{ МВАр.}$$

Найбільша за модулем нев'язка потужності більша за прийняту інженерну точність:

$$\max \left\{ \left| \omega_{P_i} \right|; \left| \omega_{Q_i} \right| \right\} = \{12,97; 83,33; 8,055; 5,809; 7,248; 74,012; 12,472; 70,313; 5,099; 69,553\} = 83,328 \text{ МВА} > 0,001 \text{ МВА.}$$

Виконуємо розрахунок елементів матриці Якобі.

Розрахуємо значення діагональних елементів матриці Якобі:

$$\frac{\partial \omega_{P1}}{\partial U_1} = 2 \cdot g_{11} \cdot U_1 + I'_{10} = 2 \cdot (-0,166) \cdot 110 + 18,5 = -18,68 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial U_1} = 2 \cdot b_{11} \cdot U_1 + I''_{10} = 2 \cdot 0,227 \cdot 110 - 25,863 = 24,185 \text{ кА};$$

					ДП7105.141.005	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\frac{\partial \omega_{P1}}{\partial \delta_1} = U_1 \cdot I''_{10} = 110 \cdot (-25,862) = -2845,807 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial \delta_1} = -U_1 \cdot I'_{10} = -110 \cdot 18,56 = -2051,588 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P2}}{\partial U_2} = 2 \cdot g_{22} \cdot U_2 + I'_{20} = 2 \cdot (-0,113) \cdot 110 + 12,48 = -12,48 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial U_2} = 2 \cdot b_{22} \cdot U_2 + I''_{20} = 2 \cdot 0,118 \cdot 110 - 14,018 = 14,018 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P2}}{\partial \delta_2} = U_2 \cdot I''_{20} = 110 \cdot (-13,12) = -1441,867 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial \delta_2} = -U_2 \cdot I'_{20} = -110 \cdot 12,41 = -1354,984 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P3}}{\partial U_3} = 2 \cdot g_{33} \cdot U_3 + I'_{30} = 2 \cdot (-0,09) \cdot 110 + 10,119 = -9,758 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q3}}{\partial U_3} = 2 \cdot b_{33} \cdot U_3 + I''_{30} = 2 \cdot 0,144 \cdot 110 - 16,846 = 15,843 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P3}}{\partial \delta_3} = U_3 \cdot I''_{30} = 110 \cdot (-16,596) = -1926,7 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q3}}{\partial \delta_3} = -U_3 \cdot I'_{30} = -110 \cdot 10,119 = -1115,094 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P4}}{\partial U_4} = 2 \cdot g_{44} \cdot U_4 + I'_{40} = 2 \cdot (-0,081) \cdot 110 + 10,058 = -9,856 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q4}}{\partial U_4} = 2 \cdot b_{44} \cdot U_4 + I''_{40} = 2 \cdot 0,14 \cdot 110 - 16,04 = 14,679 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P4}}{\partial \delta_4} = U_4 \cdot I''_{40} = 110 \cdot (-16,087) = -1780,69 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q4}}{\partial \delta_4} = -U_4 \cdot I'_{40} = -110 \cdot 10,318 = -1219,457 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P5}}{\partial U_5} = 2 \cdot g_{55} \cdot U_5 + I'_{50} = 2 \cdot (-0,068) \cdot 110 + 6,573 = -6,081 \text{ кА};$$

					ДП7105.141.005	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial U_5} = 2 \cdot b_{55} \cdot U_5 + I_{50}'' = 2 \cdot 0,113 \cdot 110 - 13,946 = 11,968 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P5}}{\partial \delta_5} = U_5 \cdot I_{50}'' = 110 \cdot (-13,366) = -1052,529 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial \delta_5} = -U_5 \cdot I_{50}' = -110 \cdot 6,875 = -759,099 \text{ МВА}.$$

Розрахуємо значення недиагональних елементів матриці Якобі:

$$\frac{\partial \omega_{P1}}{\partial U_2} = U_1 \cdot (g_{12} \cdot \cos \delta_{12} + b_{12} \cdot \sin \delta_{12}) = 110 \cdot (0,113 - 0,118 \cdot \sin(0)) = 12,508 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial U_2} = U_1 \cdot (b_{12} \cdot \cos \delta_{12} - g_{12} \cdot \sin \delta_{12}) = 110 \cdot (-0,118 \cdot 0,113 \cdot \sin(0)) = -13,858 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P1}}{\partial \delta_2} = -U_2 \cdot \frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial U_2} = -110 \cdot (-13,028) = 1581,895 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial \delta_2} = U_1 \cdot \frac{\partial \omega_{P1}}{\partial U_2} = 110 \cdot 13,408 = 1364,81 \text{ МВА}.$$

Аналогічно розраховуємо інші взаємні похідні:

$$\frac{\partial \omega_{P1}}{\partial U_3} = 3,447 \text{ кА}; \quad \frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial U_3} = -3,66 \text{ кА}; \quad \frac{\partial \omega_{P1}}{\partial \delta_3} = 387,768 \text{ МВА}; \quad \frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial \delta_3} = 389,146 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P1}}{\partial U_4} = 0 \text{ кА}; \quad \frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial U_4} = 0 \text{ кА}; \quad \frac{\partial \omega_{P1}}{\partial \delta_4} = 0 \text{ МВА}; \quad \frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial \delta_4} = 0 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P1}}{\partial U_5} = 0 \text{ кА}; \quad \frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial U_5} = 0 \text{ кА}; \quad \frac{\partial \omega_{P1}}{\partial \delta_5} = 0 \text{ МВА}; \quad \frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial \delta_5} = 0 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P2}}{\partial U_1} = 12,48 \text{ кА}; \quad \frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial U_1} = -13,028 \text{ кА}; \quad \frac{\partial \omega_{P2}}{\partial \delta_1} = 1451,975 \text{ МВА}; \quad \frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial \delta_1} = 1374,846 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P2}}{\partial U_3} = 0 \text{ кА}; \quad \frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial U_3} = 0 \text{ кА}; \quad \frac{\partial \omega_{P2}}{\partial \delta_3} = 0 \text{ МВА}; \quad \frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial \delta_3} = 0 \text{ МВА};$$

					ДП7105.141.005	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\begin{aligned} \frac{\partial \omega_{P2}}{\partial U_4} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial U_4} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{P2}}{\partial \delta_4} &= 0 \text{ МВА}; & \frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial \delta_4} &= 0 \text{ МВА}; \\ \frac{\partial \omega_{P2}}{\partial U_5} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial U_5} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{P2}}{\partial \delta_5} &= 0 \text{ МВА}; & \frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial \delta_5} &= 0 \text{ МВА}; \\ \frac{\partial \omega_{P3}}{\partial U_1} &= 3,457 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{Q3}}{\partial U_1} &= -3,116 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{P3}}{\partial \delta_1} &= 391,718 \text{ МВА}; & \frac{\partial \omega_{Q3}}{\partial \delta_1} &= 389,146 \text{ МВА}; \\ \frac{\partial \omega_{P3}}{\partial U_2} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{Q3}}{\partial U_2} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{P3}}{\partial \delta_2} &= 0 \text{ МВА}; & \frac{\partial \omega_{Q3}}{\partial \delta_2} &= 0 \text{ МВА}; \\ \frac{\partial \omega_{P3}}{\partial U_4} &= 4,136 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{Q3}}{\partial U_4} &= -4,349 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{P3}}{\partial \delta_4} &= 477,343 \text{ МВА}; & \frac{\partial \omega_{Q3}}{\partial \delta_4} &= 454,974 \text{ МВА}; \\ \frac{\partial \omega_{P3}}{\partial U_5} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{Q3}}{\partial U_5} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{P3}}{\partial \delta_5} &= 0 \text{ МВА}; & \frac{\partial \omega_{Q3}}{\partial \delta_5} &= 0 \text{ МВА}; \\ \frac{\partial \omega_{P4}}{\partial U_1} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{Q4}}{\partial U_1} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{P4}}{\partial \delta_1} &= 0 \text{ МВА}; & \frac{\partial \omega_{Q4}}{\partial \delta_1} &= 0 \text{ МВА}; \\ \frac{\partial \omega_{P4}}{\partial U_2} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{Q4}}{\partial U_2} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{P4}}{\partial \delta_2} &= 0 \text{ МВА}; & \frac{\partial \omega_{Q4}}{\partial \delta_2} &= 0 \text{ МВА}; \\ \frac{\partial \omega_{P4}}{\partial U_3} &= 4,136 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{Q4}}{\partial U_3} &= -4,339 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{P4}}{\partial \delta_3} &= 477,333 \text{ МВА}; & \frac{\partial \omega_{Q4}}{\partial \delta_3} &= 454,964 \text{ МВА}; \\ \frac{\partial \omega_{P4}}{\partial U_5} &= 3,878 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{Q4}}{\partial U_5} &= -4,078 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{P4}}{\partial \delta_5} &= 448,5 \text{ МВА}; & \frac{\partial \omega_{Q4}}{\partial \delta_5} &= 427,528 \text{ МВА}; \\ \frac{\partial \omega_{P5}}{\partial U_1} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial U_1} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{P5}}{\partial \delta_1} &= 0 \text{ МВА}; & \frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial \delta_1} &= 0 \text{ МВА}; \\ \frac{\partial \omega_{P5}}{\partial U_2} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial U_2} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{P5}}{\partial \delta_2} &= 0 \text{ МВА}; & \frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial \delta_2} &= 0 \text{ МВА}; \\ \frac{\partial \omega_{P5}}{\partial U_3} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial U_3} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{P5}}{\partial \delta_3} &= 0 \text{ МВА}; & \frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial \delta_3} &= 0 \text{ МВА}; \\ \frac{\partial \omega_{P5}}{\partial U_4} &= 3,878 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial U_4} &= -4,068 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{P5}}{\partial \delta_4} &= 447,5 \text{ МВА}; & \frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial \delta_4} &= 426,528 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

					ДП7105.141.005	Арк.
Эмн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

Складаємо систему лінійних рівнянь відносно поправок до складових напруги, яка має такий вигляд:

-18,068	12,408	3,447	0	0	-2844,806	1431,999	397,778	0	0	ΔU_1	12,966
12,408	-12,408	0	0	0	1431,999	-1431,999	0	0	0	ΔU_2	-8,055
3,447	0	-9,658	4,136	0	397,778	0	-1826,7	477,333	0	ΔU_3	7,248
0	0	4,136	-9,858	3,878	0	0	477,333	-1770,69	447,5	ΔU_4	12,472
0	0	0	3,878	-6,091	0	0	0	447,5	-1462,529	ΔU_5	-5,099
24,184	-13,018	-3,616	0	0	-2041,598	1364,891	379,136	0	0	$\Delta \delta_1$	-83,328
-13,018	13,018	0	0	0	1364,891	-1364,891	0	0	0	$\Delta \delta_2$	5,809
-3,616	0	15,033	-4,339	0	379,136	0	-1113,072	454,964	0	$\Delta \delta_3$	-74,012
0	0	-4,339	14,699	-4,068	0	0	454,964	-1129,467	426,528	$\Delta \delta_4$	-70,313
0	0	0	-4,068	11,618	0	0	0	426,528	-724,099	$\Delta \delta_5$	-69,553

В результаті розв'язку даної системи, отримаємо такі величини поправок до складових векторів напруги:

$$\Delta U_1 = 9,724 \text{ кВ}; \quad \Delta \delta_1 = -0,016 \text{ рад};$$

$$\Delta U_2 = 9,271 \text{ кВ}; \quad \Delta \delta_2 = -0,017 \text{ рад};$$

$$\Delta U_3 = 9,965 \text{ кВ}; \quad \Delta \delta_3 = -0,016 \text{ рад};$$

$$\Delta U_4 = 10,032 \text{ кВ}; \quad \Delta \delta_4 = -0,016 \text{ рад};$$

$$\Delta U_5 = 8,858 \text{ кВ}; \quad \Delta \delta_5 = -0,019 \text{ рад}.$$

Знаходимо уточнені значення складових векторів напруги:

$$U_1^{(1)} = U_1^{(0)} + \Delta U_1^{(1)} = 110 + 9,715 = 119,724 \text{ кВ};$$

$$U_2^{(1)} = U_2^{(0)} + \Delta U_2^{(1)} = 110 + 9,172 = 119,11 \text{ кВ};$$

$$U_3^{(1)} = U_3^{(0)} + \Delta U_3^{(1)} = 110 + 9,976 = 119,606 \text{ кВ};$$

$$U_4^{(1)} = U_4^{(0)} + \Delta U_4^{(1)} = 110 + 10,432 = 130,032 \text{ кВ};$$

$$U_5^{(1)} = U_5^{(0)} + \Delta U_5^{(1)} = 110 + 8,858 = 118,564 \text{ кВ};$$

$$\delta_1^{(1)} = \delta_1^{(0)} + \Delta \delta_1^{(1)} = 0 - 0,016 = -0,016 \text{ рад};$$

$$\delta_2^{(1)} = \delta_2^{(0)} + \Delta \delta_2^{(1)} = 0 - 0,017 = -0,017 \text{ рад};$$

					ДП7105.141.005					Арк.
										68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$\delta_3^{(1)} = \delta_3^{(0)} + \Delta\delta_3^{(1)} = 0 - 0,016 = -0,016 \text{ рад};$$

$$\delta_4^{(1)} = \delta_4^{(0)} + \Delta\delta_4^{(1)} = 0 - 0,016 = -0,016 \text{ рад};$$

$$\delta_5^{(1)} = \delta_5^{(0)} + \Delta\delta_5^{(1)} = 0 - 0,019 = -0,019 \text{ рад.}$$

Згідно нових значень напруги виконуємо наступну ітерацію.

Друга ітерація.

Розраховуємо попарні різниці фазових кутів векторів напруги:

$$\delta_{10}^{(1)} = \delta_1^{(1)} - \delta_0^{(1)} = -0,015 - 0 = -0,015 \text{ рад};$$

$$\delta_{30}^{(1)} = \delta_3^{(1)} - \delta_0^{(1)} = -0,015 - 0 = -0,015 \text{ рад};$$

$$\delta_{40}^{(1)} = \delta_4^{(1)} - \delta_0^{(1)} = -0,015 - 0 = -0,015 \text{ рад};$$

$$\delta_{50}^{(1)} = \delta_5^{(1)} - \delta_0^{(1)} = -0,018 - 0 = -0,018 \text{ рад};$$

$$\delta_{12}^{(1)} = \delta_1^{(1)} - \delta_2^{(1)} = -0,015 - (-0,016) = 0,001 \text{ рад};$$

$$\delta_{21}^{(1)} = \delta_2^{(1)} - \delta_1^{(1)} = -0,016 - (-0,015) = -0,001 \text{ рад};$$

$$\delta_{13}^{(1)} = \delta_1^{(1)} - \delta_3^{(1)} = -0,015 - (-0,015) = -0,001 \text{ рад};$$

$$\delta_{31}^{(1)} = \delta_3^{(1)} - \delta_1^{(1)} = -0,015 - (-0,015) = 0,001 \text{ рад};$$

$$\delta_{34}^{(1)} = \delta_3^{(1)} - \delta_4^{(1)} = -0,015 - (-0,015) = 0 \text{ рад};$$

$$\delta_{43}^{(1)} = \delta_4^{(1)} - \delta_3^{(1)} = -0,015 - (-0,015) = 0 \text{ рад};$$

$$\delta_{45}^{(1)} = \delta_4^{(1)} - \delta_5^{(1)} = -0,015 - (-0,018) = 0,004 \text{ рад};$$

$$\delta_{54}^{(1)} = \delta_5^{(1)} - \delta_4^{(1)} = -0,018 - (-0,015) = -0,004 \text{ рад.}$$

Визначимо розрахункові навантаження у вузлах на другій ітерації:

$$\dot{S}_{p1} = \dot{S}_{np1} + Y_1 \cdot U_1^2 = 14,05 - j10,46 + (3,51 + j115,9) \cdot 119,48^2 = 17,84 - j8,68 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{p2} = \dot{S}_{np2} + Y_2 \cdot U_2^2 = 8,04 - j6,4 + (2,12 + j40,82) \cdot 119,17^2 = 8,07 - j5,52 \text{ МВА};$$

					ДП7105.141.005	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\dot{S}_{p3} = \dot{S}_{np3} + \underline{Y}_3 \cdot U_3^2 = 17,94 - j14,05 + (3,84 + j15,84) \cdot 120,23^2 = 17,95 - j13,5 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p4} = \dot{S}_{np4} + \underline{Y}_4 \cdot U_4^2 = 11,1 - j9,14 + (4 + j112,5) \cdot 110,05^2 = 11,13 - j6,11 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p5} = \dot{S}_{np5} + \underline{Y}_5 \cdot U_5^2 = 32,07 - j23,3 + (6,5 + j41,51) \cdot 118,86^2 = 32,16 - j21,43 \text{ МВА}.$$

Для першого вузла знаходимо допоміжні струми:

$$\begin{aligned} I'_{10} &= \sum_{j \in \underline{z}} U_j \cdot (g_{1j} \cdot \cos \delta_{1j} + b_{1j} \cdot \sin \delta_{1j}) = U_0 \cdot (g_{01} \cdot \cos \delta_{10} + b_{01} \cdot \sin \delta_{10}) + \\ &+ U_2 \cdot (g_{12} \cdot \cos \delta_{12} + b_{12} \cdot \sin \delta_{12}) + U_3 \cdot (g_{13} \cdot \cos \delta_{13} + b_{13} \cdot \sin \delta_{13}) = \\ &= 121 \cdot (0,022 \cdot \cos(-0,015) - 0,076 \cdot \sin(-0,015)) + 119,171 \cdot (0,113 \cdot \cos(0,001) - \\ &- 0,118 \cdot \sin(0,001)) + 119,906 \cdot (0,031 \cdot \cos(-0,001) - 0,033 \cdot \sin(-0,001)) = 20,037 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I''_{10} &= \sum_{j \in \underline{z}} U_j \cdot (b_{1j} \cdot \cos \delta_{1j} - g_{1j} \cdot \sin \delta_{1j}) = U_0 \cdot (b_{01} \cdot \cos \delta_{10} - g_{01} \cdot \sin \delta_{10}) + \\ &+ U_2 \cdot (b_{12} \cdot \cos \delta_{12} - g_{12} \cdot \sin \delta_{12}) + U_3 \cdot (b_{13} \cdot \cos \delta_{13} - g_{13} \cdot \sin \delta_{13}) = \\ &= 121 \cdot (-0,076 \cdot \cos(-0,015) - 0,022 \cdot \sin(-0,015)) + 119,171 \cdot (-0,118 \cdot \cos(0,001) - \\ &- 0,113 \cdot \sin(0,001)) + 119,906 \cdot (-0,033 \cdot \cos(-0,001) - 0,031 \cdot \sin(-0,001)) = -27,24 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Аналогічно знаходимо допоміжні струми для решти незалежних вузлів:

$$I'_{20} = 13,517 \text{ кА};$$

$$I''_{20} = -14,155 \text{ кА};$$

$$I'_{30} = 10,922 \text{ кА};$$

$$I''_{30} = -17,287 \text{ кА};$$

$$I'_{40} = 11,051 \text{ кА};$$

$$I''_{40} = -16,797 \text{ кА};$$

$$I'_{50} = 7,122 \text{ кА};$$

$$I''_{50} = -13,599 \text{ кА}.$$

Знаходимо нев'язки потужності у вузлах мережі:

					ДП7105.141.005	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		70

$$\omega_{P1} = g_{11} \cdot U_1^2 + U_1 \cdot I'_{10} - P_1 = -0,166 \cdot 119,714^2 + 119,714 \cdot 20,037 - 14,09 = -1,492 \text{ МВт},$$

$$\omega_{Q1} = b_{11} \cdot U_1^2 + U_1 \cdot I''_{10} - Q_1 = 0,227 \cdot 119,714^2 + 119,714 \cdot (-27,24) - (-8,69) = 7,865 \text{ МВАр}.$$

Аналогічно знаходимо нев'язки потужності в інших вузлах мережі:

$$\omega_{P2} = 0,793 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q2} = -0,449 \text{ МВАр};$$

$$\omega_{P3} = -0,937 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q3} = 7,2 \text{ МВАр};$$

$$\omega_{P4} = -1,5 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q4} = 6,738 \text{ МВАр};$$

$$\omega_{P5} = 0,326 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q5} = 6,47 \text{ МВАр}.$$

Найбільша за модулем нев'язка потужності більша за прийняту інженерну точність:

$$\max \left\{ \left| \omega_{P_i} \right|; \left| \omega_{Q_i} \right| \right\} = \{1,492; 7,865; 0,793; 0,449; 0,937; 7,2; 1,5; 6,738; 0,326; 6,47\} = 7,865 \text{ МВА} > 0,001 \text{ МВА}.$$

Отже, потрібно продовжувати ітераційне уточнення режиму напруги. Результати розрахунку приведені в таблиця 4.10.

					ДП7105.141.005	Арк.
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.10 – Результати розрахунку режиму напруги

Величина, яка розраховується	Номер ітерації			
	1	2	3	4
1	2	3	4	5
ω_{P1} , МВт	12.976	-1.482	-0.012	$5.503 \cdot 10^{-6}$
ω_{P2} , МВт	-8.065	0.794	$6.055 \cdot 10^{-3}$	$4.841 \cdot 10^{-6}$
ω_{P3} , МВт	7.258	-0.947	$-6.623 \cdot 10^{-3}$	$5.937 \cdot 10^{-6}$
ω_{P4} , МВт	12.482	-1.5	-0.011	$3.119 \cdot 10^{-6}$
ω_{P5} , МВт	-5.089	0.386	$2.689 \cdot 10^{-3}$	$9.284 \cdot 10^{-6}$
ω_{Q1} , МВар	-83.338	7.875	0.083	$2.273 \cdot 10^{-4}$
ω_{Q2} , МВар	5.808	-0.448	$5.723 \cdot 10^{-3}$	$7.951 \cdot 10^{-5}$
ω_{Q3} , МВар	-75.012	7.3	0.069	$2.046 \cdot 10^{-4}$
ω_{Q4} , МВар	-71.167	6.748	0.078	$2.263 \cdot 10^{-4}$
ω_{Q5} , МВар	-68.553	6.67	0.059	$7.082 \cdot 10^{-5}$
ΔU_1 , кВ	9.814	-0.785	$-8.087 \cdot 10^{-3}$	-
ΔU_2 , кВ	9.181	-0.761	$-8.110 \cdot 10^{-3}$	-
ΔU_3 , кВ	9.912	-0.806	$-7.854 \cdot 10^{-3}$	-
ΔU_4 , кВ	10.032	-0.807	$-7.668 \cdot 10^{-3}$	-
ΔU_5 , кВ	8.868	-0.708	$-6.062 \cdot 10^{-3}$	-
U_1 , кВ	118.714	119.931	118.973	-
$\Delta \delta_1$, рад	-0.015	$1.063 \cdot 10^{-3}$	$1.385 \cdot 10^{-5}$	-
$\Delta \delta_2$, рад	-0.016	$1.164 \cdot 10^{-3}$	$1.726 \cdot 10^{-5}$	-
$\Delta \delta_3$, рад	-0.015	$9.971 \cdot 10^{-4}$	$1.21 \cdot 10^{-5}$	-
$\Delta \delta_4$, рад	-0.015	$9.735 \cdot 10^{-4}$	$1.171 \cdot 10^{-5}$	-
$\Delta \delta_5$, рад	-0.018	$1.288 \cdot 10^{-3}$	$1.008 \cdot 10^{-5}$	-

Продовження таблиці 3.10

1	2	3	4	5
U_2 , кВ	119.171	118.43	118.422	-
U_3 , кВ	119.906	119.104	119.096	-
U_4 , кВ	120.022	119.214	119.206	-
U_5 , кВ	118.888	118.182	118.176	-
δ_1 , рад	-0.015	-0.014	-0.014	-
δ_2 , рад	-0.016	-0.015	-0.015	-
δ_3 , рад	-0.015	-0.014	-0.014	-
δ_4 , рад	-0.015	-0.014	-0.014	-
δ_5 , рад	-0.018	-0.017	-0.017	-
U_1 , кВ	119.714	118.931	118.923	-

Після виконання ітерації третьої максимальна за модулем нев'язка потужності менша за прийняту інженерну точність:

$$\max \left\{ \left| \omega_{P_i} \right|; \left| \omega_{Q_i} \right| \right\} = 2,483 \cdot 10^{-4} \text{ МВА} < 0,001 \text{ МВА.}$$

Тому закінчуємо ітераційний розрахунок

Напруги в незалежних вузлах мережі дорівнюють:

$$\dot{U}_1 = 118,923 \cdot e^{-j0,014} = 119,911 - j1,712 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_2 = 118,422 \cdot e^{-j0,015} = 138,408 - j1,72 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_3 = 119,096 \cdot e^{-j0,014} = 118,085 - j1,637 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_4 = 119,206 \cdot e^{-j0,014} = 118,145 - j1,74 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_5 = 118,176 \cdot e^{-j0,017} = 119,158 - j2,036 \text{ кВ.}$$

Розраховуємо струмозподіл та потужнострозподіл:

					ДП7105.141.005	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

$$\dot{I}_{0-1} = (U_0 - \dot{U}_1) = 121 - (118,998 - j1,612) \cdot (0,023 - j0,061) = 0,147 - j0,161 \text{ кА};$$

$$\dot{S}_{0-1}^{\text{поч}} = U_0 \cdot \dot{I}_{0-1} = 131 \cdot (0,167 - j0,171) = 21,337 - j14,663 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-1}^{\text{кін}} = \bar{U}_1 \cdot \dot{I}_{0-1} = (118,971 + j1,702) \cdot (0,157 - j0,131) = 21,165 - j14,32 \text{ МВА}.$$

Так само виконуємо розрахунок струморозподілу та поточкорозподілу потужності для інших ділянок мережі. Результати розрахунку наведені в таблиця 3.11

Таблиця 3.11 – Струмозподіл та поточкорозподіл потужності

Ділянка	\dot{I}_{i-j} , кА	$\dot{S}_{i-j}^{\text{поч}}$, МВА	$\dot{S}_{i-j}^{\text{кін}}$, МВА
0-1	0.147-j0.161	27.347-j17.673	27.145-j17.62
0-2	0.146-j0.163	31.846-j12.434	31.765-j12.025
0-4	0.178-j0.054	37.679-j25.134	37.578-j25.826
1-5	0.238-j0.171	8.361-j5.753	8.128-j5.864
1-2	0.077-j0.059	1.098-j4.781	1.049-j4.83
2-3	0.008-j0.003	1.998-j1.352	1.956-j1.371
4-3	0.003-j0.005	19.384-j13.642	19.334-j13.662
4-5	0.051-j0.025	10.088-j7.875	10.055-j7.72

Розрахуємо загальні втрати потужності в розподільчій мережі:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{0-1}^{\text{поч}} + \dot{S}_{0-2}^{\text{поч}} + \dot{S}_{0-4}^{\text{поч}} + \dot{S}_{1-5}^{\text{поч}} + Y_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5) = \\ &= (21,46 - j14,58) + (19,65 - j13,25) + (17,85 - j12,58) + (23,59 - j20,84) - \\ &- ((14 - j9,46) + (8 - j5,69) + (18 - j17,09) + (10 - j4,47)) = 1,49 + j0,35 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Результат розрахунку режимних параметрів при максимальних навантаженнях наведено на рисунок 3.5

					ДП7105.141.005	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

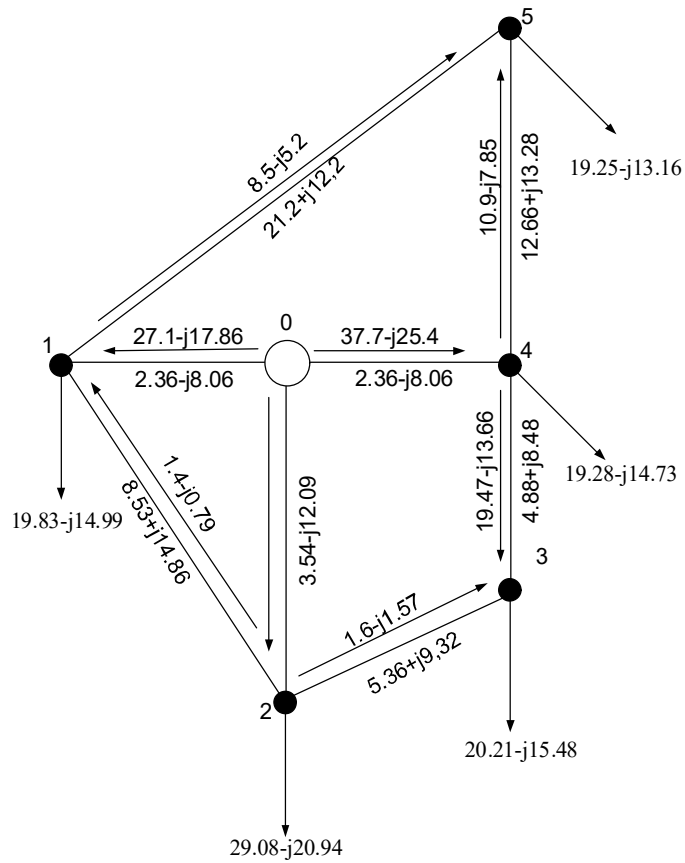


Рисунок 3.5– Режим максимальних навантажень

Для режиму максимальних навантажень виконаємо вибір відгалуджень РПН та ПБЗ силових трансформаторів.

Наприклад для ПС №2. На ПС №2 плануються встановлення двох силових трансформаторів типу ТДТН=25000/110.

Порахуємо кількість втрат напруги в обмотка трансформаторів встановлених на ПС №1:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{ТВ1}} &= \frac{(P_{\text{В1}} + \Delta P_{\text{тз1}} + g_{\text{Т1}} \cdot U_1^2) \cdot r_{\text{Т1}}}{U_1} - \frac{(Q_{\text{В1}} + \Delta Q_{\text{тз1}} + b_{\text{Т1}} \cdot U_1^2) \cdot x_{\text{Т1}}}{U_1} = \\ &= \frac{(34 + 73,65 \cdot 10^{-3} + 6,5 \cdot 10^{-6} \cdot 147,47^2) \cdot 0,41}{118,18} - \\ &= \frac{(-22,32 - 2058 \cdot 10^{-3} - 37,95 \cdot 10^{-6} \cdot 118,18^2) \cdot 26,43}{118,18} = 3,69 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\Delta U_{\text{Тс1}} = \frac{P_{\text{сН1}} \cdot r_{\text{Т1}} - Q_{\text{сН1}} \cdot x_{\text{Т1}}}{U_2 - \Delta U_{\text{ТВ1}}} = \frac{25 \cdot 0,45 + 49,0 \cdot 0}{120,08 - 3,48} = 0,1 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{ТН1}} = \frac{P_{\text{НН1}} \cdot r_{\text{Т1}} - Q_{\text{НН1}} \cdot x_{\text{Т1}}}{U_1 - \Delta U_{\text{ТВ1}}} = \frac{9 \cdot 0,64 + 5,49 \cdot 10,33}{118,48 - 3,74} = 0,65 \text{ кВ}.$$

Для трансформаторів на ПС №5 знайдемо значення $U_{\text{пс}}$ і $U_{\text{пн}}$:

$$U_{\text{пс1}} = U_1 - \Delta U_{\text{ТВ1}} - \Delta U_{\text{Тс1}} = 118,59 - 4,05 - 0,60 = 116,07 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{пн1}} = U_1 - \Delta U_{\text{ТВ1}} - \Delta U_{\text{ТН1}} = 127,95 - 3,54 - 0,1 = 116,94 \text{ кВ}.$$

Бажане відносне число регулювальних витків РПН для силових трансформаторів на ПС №1

$$\omega_{\text{ВЖ1}} = \frac{U_{\text{пн1}} \cdot U_{\text{ТН1}}}{U_1 \cdot U_{\text{ндж1}}} - 1 = \frac{116,93 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = 0,048.$$

Регулювання РПН для трансформаторів ПС №1

$$N_{\text{В1}} = \frac{\omega_{\text{ВЖ1}}}{\omega_{\text{В0}}} = \frac{-0,047}{0,0178} = 2,539 \rightarrow N_{\text{В5}}^{\text{СТ}} = 2.$$

$$\omega_{\text{В1}}^{\text{СТ}} = N_{\text{В1}}^{\text{СТ}} \cdot \omega_{\text{В0}} = 2 \cdot 0,0178 = 0,046.$$

					ДП7105.141.005	Арк.
						76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Рахуємо рівень напруги на шинах низької напруги ПС №1:

$$U_{нд1} = \frac{U_{пн1} \cdot U_{тн1}}{U_{тв1} \cdot (1 + \omega_{в1}^{ст})} = \frac{113,93 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0,046)} = 12,62 \text{ кВ.}$$

На ПС №1 бажане відносне число контролю витків ПБЗ складе:

$$\omega_{сж1} = \frac{U_{сж1} \cdot U_{тв1} \cdot (1 + \omega_{в1}^{ст})}{U_{пс1} \cdot U_{тс1}} - 1 = \frac{39,5 \cdot 115 \cdot (1 - 0,036)}{114,4 \cdot 39,5} - 1 = 0,051.$$

$$N_{с1} = \frac{\omega_{сж1}}{\omega_{с0}} = \frac{0,042}{0,026} = 1,56 \rightarrow N_{с2}^{ст} = 2.$$

В такому разі стандартне число регулювальних витків РПН складе:

$$\omega_{с1}^{ст} = N_{с1}^{ст} \cdot \omega_{с0} = 2 \cdot 0,026 = 0,06.$$

Знаходимо рівень напруги на шинах середньої напруги ПС №2:

$$U_{сд1} = \frac{U_{пс1} \cdot U_{тс1} \cdot (1 + \omega_{с1}^{ст})}{U_{тв1} \cdot (1 + \omega_{в1}^{ст})} = \frac{114,6 \cdot 39,5 \cdot (1 + 0,05)}{115 \cdot (1 + 0,036)} = 39,64 \text{ кВ.}$$

Розрахунок для всіх відгалужень виконується аналогічно . Результати розрахунку наведені в таблиця 3.12

					ДП7105.141.005	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.12 – Положення РПН і ПБЗ в режимі максимальних навантажень

ПС	U_i , кВ	N_B^{CT}	N_C^{CT}	$U_{нд}$, кВ	$U_{сд}$, кВ
1	118.92	2	2	10.54	38.92
2	118.42	2	-	10.56	-
3	119.1	1	1	10.58	38.27
4	119.21	2	-	10.54	-
5	118.18	2	2	10.52	38.83

3.8 Розрахунок режиму мінімальних навантажень

знаходимо значення навантажень в пунктах розподільчої мережі відносно коефіцієнта зменшення активного навантаження. Наведемо приклад розрахунку для ПС №3:

$$P_{сн1}^{min} = 0,75 \cdot P_{сн1} = 0,75 \cdot 13 = 8,9 \text{ МВт};$$

$$P_{нн3}^{min} = 0,55 \cdot P_{нн3} = 0,60 \cdot 8 = 5,4 \text{ МВт}.$$

В режимі мінімальних навантаж реактивне навантаження для ПС №5 буде:

$$Q_{сн1}^{min} = -P_{сн1}^{min} \cdot \text{tg} \varphi_{сн} = 7,8 \cdot \text{tg}(34,85^\circ) = -5,14 \text{ МВАр};$$

$$Q_{нн1}^{min} = -P_{нн1}^{min} \cdot \text{tg} \varphi_{нн} = 3,9 \cdot \text{tg}(36,9^\circ) = -2,72 \text{ МВАр}.$$

В режимі мінімальних навантажень величина повного навантаження для ПС №5 буде:

$$\begin{aligned} \dot{S}_3^{min} &= P_{сн3}^{min} + P_{нн3}^{min} + j(Q_{сн3}^{min} + Q_{нн3}^{min}) = 7,82 + 4,28 + j(-5,38 - 3,12) = \\ &= 12,8 - j7,86 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Також порахуємо навантаження других ПС 110 кВ. Результати розрахунків наведені в таблиця 3.13

					ДП7105.141.005	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.13 - Навантаження ПС 110 кВ в режимі мінімальних навантажень

№ пункту	\dot{S}_i^{\min} , МВА
1	9.1-j6.8
2	5.2-j3.67
3	12.7-j8.86
4	6.8-j2.71
5	20.7-j13.69

В режимі мінімальних навантажень підберемо кількість трансформаторів для всіх ПС 110 кВ.

Розрахуємо для ПС №3 суму квадратів модулів потужності обмоток силових трансформаторів:

$$\Sigma \left(|S_3|^2 \right) = \left(|S_{\text{НН3}}^{\min}| \right)^2 + \left(|S_{\text{СН3}}^{\min}| \right)^2 + \left(|S_{\text{ВН3}}^{\min}| \right)^2 = 4,92^2 + 9,29^2 + 15,1^2 = 309,48 \text{ МВА.}$$

Знаходимо значення критичної потужності силових трансформаторів встановлених на ПС №3:

$$S_{\text{кр3}} = \frac{4 \cdot \Delta P_{\text{ХХ3}} \cdot S_{\text{Н3}}^2}{\Delta P_{\text{КЗ3}}} = \frac{4 \cdot 30 \cdot 10^{-3} \cdot (16)^2}{100 \cdot 10^{-3}} = 282,49 \text{ МВА.}$$

Тому на ПС №3 при мінімальних навантаженнях повинні бути включені два силові трансформатори (308,11 МВА > 245,49 МВА).

Вибір кількості включених трансформаторів виконуємо аналогічно для всіх підстанцій. Результати розрахунків наведені в таблиця 3.14

Таблиця 3.14 – Кількість включених трансформаторів

					ДП7105.141.005	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПС	$\Sigma(S_i ^2)$, МВА	$S_{крj}$, МВА	Кількість трансформаторів
1	188.97	245.52	1
2	6.44	6.93	1
3	309.11	236.53	2
4	8.04	6.93	2
5	101.36	1396	1

і. Результати розрахунку наведені в таблиця 4.15

Перераховуємо навантаження в зв'язку із зміною кількості трансформаторів та навантаження в пунктах мережі .Результати розрахунку наведені в таблиця 4.15

Таблиця 3.15 – Еквівалентні провідності та приведенні навантаження в режимі мінімальних навантажень

№ пункту	$\dot{S}_{пр}$, МВА	Y_i , См
1	2	3
1	9.15-j6.59	$(1.73+j129.4) \cdot 10^{-6}$
2	5.63-j4.3	$(1.56+j46.25) \cdot 10^{-6}$
3	11.53-j8.88	$(3.44+j126.3) \cdot 10^{-6}$
4	6.53-j5.4	$(2.14+j144.4) \cdot 10^{-6}$
5	20.6-j15.44	$(3.55+j65.72) \cdot 10^{-6}$
0	-	$j162 \cdot 10^{-6}$

Виконуємо розрахунок режимних параметрів при мінімальних навантаженнях. Розрахунок виконуємо за допомогою методу Ньютонa. Результат розрахунку режиму напруги наведені в табл. 4.16.

Таблиця 3.16 – Результати розрахунку режиму напруги

					ДП7105.141.005	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Величина, яка розраховується	Номер ітерації			
	1	2	3	4
1	2	3	4	5
ω_{P1} , МВт	3.148	-0.165	$-1.869 \cdot 10^{-4}$	$2.313 \cdot 10^{-7}$
ω_{P2} , МВт	-5.338	0.185	$2.544 \cdot 10^{-4}$	$1.537 \cdot 10^{-7}$
ω_{P3} , МВт	-0.254	-0.631	$4.287 \cdot 10^{-5}$	$4.263 \cdot 10^{-7}$
ω_{P4} , МВт	3.712	-0.183	$-2.148 \cdot 10^{-4}$	$2.459 \cdot 10^{-7}$
ω_{P5} , МВт	-8.614	0.262	$3.066 \cdot 10^{-4}$	$2.661 \cdot 10^{-7}$
ω_{Q1} , МВар	-36.581	1.241	$4.867 \cdot 10^{-3}$	$1.7 \cdot 10^{-5}$
ω_{Q2} , МВар	3.648	-0.137	$1.093 \cdot 10^{-3}$	$6.606 \cdot 10^{-6}$
ω_{Q3} , МВар	-33.03	1.135	$4.427 \cdot 10^{-3}$	$1.299 \cdot 10^{-5}$
ω_{Q4} , МВар	-31.376	1.098	$4.781 \cdot 10^{-3}$	$1.424 \cdot 10^{-5}$
ω_{Q5} , МВар	-28.203	0.9	$2.461 \cdot 10^{-3}$	$5.386 \cdot 10^{-6}$
ΔU_1 , кВ	3.784	-0.131	$-5.961 \cdot 10^{-4}$	-
ΔU_2 , кВ	3.436	-0.12	$-6.288 \cdot 10^{-4}$	-
ΔU_3 , кВ	3.908	-0.138	$-5.332 \cdot 10^{-4}$	-
ΔU_4 , кВ	3.9793	-0.13	$-5.122 \cdot 10^{-4}$	-
ΔU_5 , кВ	3.224	0.152	$-3.631 \cdot 10^{-4}$	-
$\Delta \delta_1$, рад	-0.012	$2.987 \cdot 10^{-4}$	$1.664 \cdot 10^{-6}$	-
$\Delta \delta_2$, рад	-0.011	$3.249 \cdot 10^{-4}$	$2.069 \cdot 10^{-6}$	-
$\Delta \delta_3$, рад	-0.01	$2.986 \cdot 10^{-4}$	$1.393 \cdot 10^{-6}$	-
$\Delta \delta_4$, рад	-0.01	$2.832 \cdot 10^{-4}$	$1.382 \cdot 10^{-6}$	-
$\Delta \delta_5$, рад	-0.013	$3.577 \cdot 10^{-4}$	$8.079 \cdot 10^{-7}$	-
U_1 , кВ	113.774	133.653	123.652	-

Продовження таблиці 3.16

1	2	3	4	5
U_3 , кВ	113.47	113.88	113.479	-
U_4 , кВ	113.943	113.804	113.833	-
U_5 , кВ	113.254	113.162	113.121	-
δ_1 , рад	-0.011	-0.01	-0.01	-
δ_2 , рад	-0.011	-0.011	-0.011	-
δ_3 , рад	-0.01	-0.01	-0.01	-

Після виконання третьої ітерації максимальна за модулем нев'язка потужності менша за прийняту інженерну точність:

$$\max\left\{\left|\omega_{P_i}\right|;\left|\omega_{Q_i}\right|\right\}=1,74\cdot 10^{-5} \text{ МВА} < 0,001 \text{ МВА.}$$

Тому закінчуємо ітераційний розрахунок.

Результати розрахунку поточкорозподілу та струморозподілу наведені в табл. 3.17.

Таблиця 3.17 – Струмозподіл та поточкорозподіл потужності

Ділянка	\dot{I}_{i-j} , кА	$\dot{S}_{i-j}^{\text{поч}}$, МВА	$\dot{S}_{i-j}^{\text{кін}}$, МВА
0-1	0.14-j0.075	19.847-j11.34	19.765-j11.554
0-2	0.104-j0.064	19.271-j7.48	19.197-j7.150
0-4	0.084-j0.053	22.631-j15.05	22.481-j15.887
4-3	0.158-j0.114	13.063-j8.071	13.459-j8.69
1-2	0.046-j0.032	0.982-j0.618	0.838-j0.604
2-3	0.006-j0.003	1.648j0.292	1.596-j0.291
1-5	0.002-j0.003	5.249-j3.331	5.699-j3.331
4-5	0.035-j0.019	7.049-j4.067	7.568-j4.044

Результат розрахунку параметрів при мінімальних навантаженнях наведено на рисунок 3.6

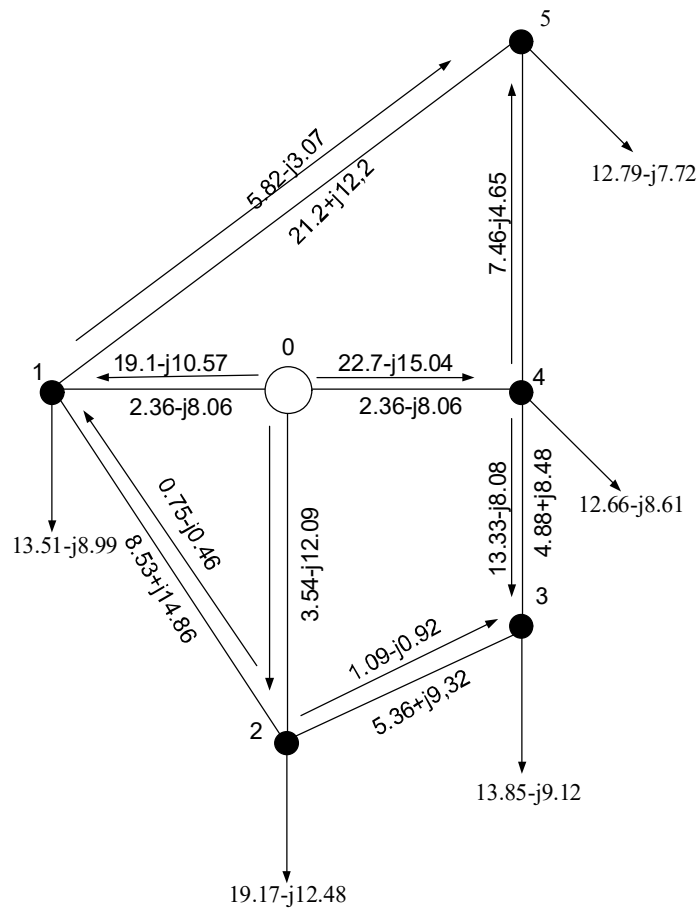


Рисунок 3.6– Режим мінімальних навантажень

Розрахуємо загальні втрати потужності в режимі мінімальних навантажень:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{0-1}^{\text{поч}} + \dot{S}_{0-3}^{\text{поч}} + \dot{S}_{0-4}^{\text{поч}} + \dot{S}_{0-5}^{\text{поч}} + \underline{Y}_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5) = \\ &= (13,84 - j8,93) + (13,76 - j7,63) + (11,94 - j6,05) + (17,04 - j13,07) + 115^2 - \\ &- ((9,1 - j6,08) + (5,2 - j3,77) + (11,7 - j8,94) + (7,3 - j4,71) + (20,8 - j13,84)) = \\ &= 0,66 + j3,34 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

					ДП7105.141.005	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

Результат розрахунку відгалужень ПБЗ і РПН в режимі мінімальних навантажень наведено в табл. 4.18. РПН

Таблиця 3.18 – Положення РПН і ПБЗ в режимі мінімальних навантажень

ПС	U_i , кВ	N_B^{CT}	N_C^{CT}	$U_{нд}$, кВ	$U_{сд}$, кВ
1	113.39	-1	2	10.84	38.53
2	113.28	-1	-	10.39	-
3	113.83	0	2	10.2	38.23
4	113.52	0	-	10.33	-
5	113.32	0	2	10.45	38.56

3.9 Розрахунок післяаварійного режиму

Розрахуємо післяаварійний режим роботи розподільчої мережі. В розрахунковій мережі такою є ділянка 0-5.

Перерахуємо еквівалентні провідності пунктів 0 та 5:

$$\underline{Y}_5 = 0.5 \cdot (\underline{Y}_{1-5}) + \underline{Y}_{T5} = 0,5 \cdot (j82,48) + (6,4 - j36,39) = (6,2 + j49,83) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_0 = 0.5 \cdot (\underline{Y}_{0-1} + \underline{Y}_{4-5} + \underline{Y}_{0-4}) = 0,5 \cdot (j73,57 + j93 + j113,74) = j153,94 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Усі інші параметри схеми мають такі самі значення заміщення мережі, як і режим максимальних навантажень

Зробимо розрахунок параметрів післяаварійного режиму. За допомогою метода Ньютона проведемо розрахунок. Результати ітераційного розрахунку напруги приведені в табл. 3.19.

					ДП7105.141.005	Арк.
						84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.19 – Результати розрахунку режиму напруги

Величина, яка розраховується	Номер ітерації			
	1	2	3	4
1	2	3	4	5
ω_{P1} , МВт	-1.58	-0.049	$1.04 \cdot 10^{-4}$	$6.172 \cdot 10^{-7}$
ω_{P2} , МВт	-8.045	0.155	$2.433 \cdot 10^{-4}$	$3.9 \cdot 10^{-7}$
ω_{P3} , МВт	-6.556	0.053	$6.104 \cdot 10^{-4}$	$1.148 \cdot 10^{-6}$
ω_{P4} , МВт	0.166	0.248	$-2.437 \cdot 10^{-3}$	$1.812 \cdot 10^{-6}$
ω_{P5} , МВт	-32.191	-1.893	-0.017	$8.829 \cdot 10^{-6}$
ω_{Q1} , МВар	-32.936	0.99	$3.349 \cdot 10^{-3}$	$2.059 \cdot 10^{-5}$
ω_{Q2} , МВар	5.819	-0.049	$8.402 \cdot 10^{-4}$	$7.458 \cdot 10^{-6}$
ω_{Q3} , МВар	-26.486	0.508	$5.295 \cdot 10^{-3}$	$3.456 \cdot 10^{-5}$
ω_{Q4} , МВар	-28.47	0.324	0.013	$8.746 \cdot 10^{-5}$
ω_{Q5} , МВар	23.349	1.32	0.013	$8.838 \cdot 10^{-6}$
ΔU_1 , кВ	2.395	-0.363	$-7.293 \cdot 10^{-4}$	-
ΔU_2 , кВ	2.212	-0.092	$-8.494 \cdot 10^{-4}$	-
ΔU_3 , кВ	2.251	-0.156	$-1.496 \cdot 10^{-3}$	-
ΔU_4 , кВ	0.506	-0.318	$-3.402 \cdot 10^{-3}$	-
ΔU_5 , кВ	-6.344	-0.814	$-7.76 \cdot 10^{-3}$	-
$\Delta \delta_1$, рад	-0.929	$6.326 \cdot 10^{-5}$	$-6.305 \cdot 10^{-7}$	-
$\Delta \delta_2$, рад	-0.02	$9.546 \cdot 10^{-5}$	$-3.395 \cdot 10^{-7}$	-
$\Delta \delta_3$, рад	-0.022	$-1.321 \cdot 10^{-4}$	$-1.83 \cdot 10^{-6}$	-
$\Delta \delta_4$, рад	-0.028	$-6.128 \cdot 10^{-4}$	$-3.242 \cdot 10^{-6}$	-

Продовження таблиці 3.19

1	2	3	4	5
$\Delta\delta_5$, рад	-0.04	$-1.395 \cdot 10^{-3}$	$-1.04 \cdot 10^{-5}$	-
U_1 , кВ	149.655	134.552	143.551	-
U_2 , кВ	124.112	153.019	143.019	-
U_3 , кВ	113.251	113.09	113.093	-
U_4 , кВ	110.573	110.445	110.923	-
U_5 , кВ	103.597	102.874	102.563	-
δ_1 , рад	-0.019	-0.019	-0.019	-
δ_2 , рад	-0.02	-0.02	-0.02	-
δ_3 , рад	-0.022	-0.022	-0.022	-
δ_4 , рад	-0.028	-0.029	-0.029	-
δ_5 , рад	-0.04	-0.041	-0.041	-

Потужності менша за прийняту інженерну точність після проведення третьої ітерації

$$\max \left\{ \left| \omega_{P_i} \right| ; \left| \omega_{Q_i} \right| \right\} = 8,943 \cdot 10^{-5} \text{ МВА} < 0,001 \text{ МВА.}$$

Тому закінчуємо ітераційний розрахунок.

Результати розрахунку поточкорозподілу та струмозподілу наведені в табл. 3.20.

Таблиця 3.20 – Струмозподіл та поточкорозподіл потужності

Ділянка	\dot{I}_{i-j} , кА	$\dot{S}_{i-j}^{\text{поч}}$, МВА	$\dot{S}_{i-j}^{\text{кін}}$, МВА
1	2	3	4
0-1	0.290-j0.13	54.168-j16.139	54.928-j15.323
0-2	0.249-j0.148	52.161-j18.232	52.856-j17.19

Продовження таблиці 3.20

1	2	3	4
1-5	0.031-j0.033	27.059-j5.875	27.356-j5.751
1-2	0.054-j0.006	6.722-j0.717	6.732-j0.6507
2-3	0.103-j0.05	30.473-j5.45	30.331-j5.18
3-4	0.302-j0.259	10.165-j25.339	10.141-j23.246
4-5	0.242-j0.251	8.554-j27.95	8.95-j26.757

Результат розрахунку післяаварійного режиму наведено на
 рисунок - 3.6

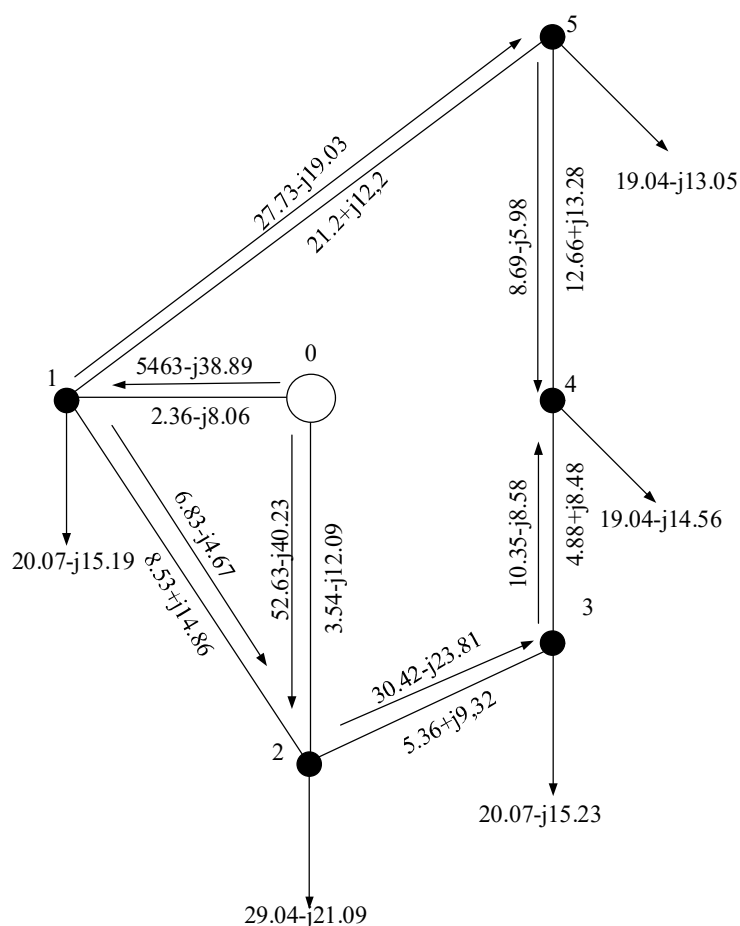


Рисунок 3.6 – Режим післяаварійний

Проведемо розрахунки загальних втрат потужності в післяаварійному режимі:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{0-1}^{\text{поч}} + \dot{S}_{4-5}^{\text{поч}} + \dot{S}_{0-4}^{\text{поч}} + Y_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5) = \\ &= (25,17 - j16,13) + (26,17 - j17,22) + (33,42 - j27,65) + 115^2 \cdot j139,3 \cdot 10^{-6} - \\ &- ((24 - j10,36) + (8 - j6,49) + (18 - j13,09) + (32 - j23,28)) = 3,46 - j5,56 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Результат вибору відгалужень РПН і ПБЗ в післяаварійному режимі наведено в таблиця 3.21

Таблиця 3.21 – Положення РПН і ПБЗ в післяаварійному режимі

ПС	U_i , кВ	$N_B^{\text{ст}}$	$N_C^{\text{ст}}$	$U_{\text{нд}}$, кВ	$U_{\text{сд}}$, кВ
1	112.65	-2	2	10.47	38.68
2	112.03	-1	-	10.48	-
3	112.08	-2	2	10.42	38.68
4	110.16	-2	-	10.59	-
5	102.73	-5	2	10.47	38.74

Висновки до розділу

В цьому розділі проведений вибір силових трансформаторів для використання на понижуючих підстанція. Обрано кількість ланцюгів та переріз проводів для ПЛ напругою 110 кВ.

Методом Ньютона проведений розрахунок опорних режимів роботи електричної мережі для режиму максимальних навантажень, мінімальних навантажень та післяаварійного режиму.

ВИСНОВКИ

В першому розділі цього дипломного проекту ми побудували функцію оптимальних витрат для повітряної лінії - 110 кВ, що збудована на залізобетонних опорах. Також розглянули перерізи дроту 70 мм², 120 мм² та 240 мм². Методом функції оптимальних витрат

В другому розділі розраховано апроксимацію функції оптимальних витрат.

В третьому розділі методом впорядкованого виключення гілок розраховали оптимальну конфігурації районної мережі 110 кВ. Проведено вибір силових трансформаторів для використання на понижуючих підстанція. Розраховано число ланцюгів кількість ланцюгів та переріз проводів для ПЛ номінальною напругою 110 кВ.

Методом Ньютона проведено розрахунок опорних режимів розподільчої мережі для режиму максимальних навантажень, мінімальних навантажень та післяаварійного режиму. Для розрахованих режимів мережі обрано положення РПН і ПБЗ.

					ДП7105.141.005	Арк.
						89
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИКОРИСТАНА ЛІТЕРАТУРА

1. В.А. Баженов. Учеб. пособие. – Киев: КПИ, 1984. – 100с / Модели оптимального развития энергосистем
2. Уклад. Т.Л. Кацадзе, О.М. Паненко. – К.: НТУУ «КПШ», 2016. – 59с. Математичні моделі електричних систем [Текст]: Метод. Вказівки до викон. Модульної контрольної роботи з дисципліни для студ. денної форми та студ.-іноземців напрямку підготовки «Електротехніка та електротехнології» програми професійного спрямування «Електричні системи і мережі»
3. Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська. – К., НТУУ «КПШ», 2009. – 92 с. / Електричні системи та мережі. Районні електричні мережі [Текст]: метод. вказівки до викон. курсового проекту з дисципліни для студ. усіх форм навчання та студ.-іноземців напряму підготов. 6050707 «Електротехніка та електротехнології»
4. Под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с./ Справочник по проектированию электрических сетей

					ДП7105.141.005	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		