

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

«На правах рукопису»
УДК 621.311

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ Анатолій МАРЧЕНКО

«10» грудня 2020 р.

Магістерська дисертація

на здобуття ступеня магістра

**за освітньо-професійною програмою «Управління, захист та
автоматизація енергосистем»**

**зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

**на тему: «Система керування розрахунками, аналізом та
оптимізацією електричних режимів трансформаторів і ліній 10-110
кВ»**

Виконала:

студентка VI курсу, групи ЕК-91мп
Воскобойник Поліна Олегівна

Науковий керівник:

старший викладач, к.т.н
Лавренова Дарина Леонідівна

Консультант з розділу «Охорона праці»:

д.т.н., професор
Третьякова Лариса Дмитрівна

Консультант з розділу «Розробка стартап-проекту»:

старший викладач
Бахмачук Сергій Васильович

Рецензент:

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації
немає запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студентка _____

Київ – 2020 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра автоматизації енергосистем

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Анатолій МАРЧЕНКО
(підпис) (ініціали, прізвище)

«10» грудня 2020 р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Воскобойник Поліні Олегівні
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації Система керування розрахунками, аналізом та оптимізацією електричних режимів трансформаторів і ліній 10-110 кВ _____
науковий керівник дисертації Лавренова Дарина Леонідівна, к.т.н. _____,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «09» листопада 2020 р. №3260-с

2. Термін подання студентом дисертації 10.12.2020р. _____

3. Об'єкт дослідження режим роботи частини енергомережі 10-110 кВ _____

4. Вихідні дані – система керування розрахунками, аналізом та оптимізацією електричних режимів енергооб'єктів _____

5. Перелік завдань, які потрібно розробити _____

1) аналіз інформації про елементи мережі та режимні параметри роботи мережі

2) моделювання режимів роботи мережі 330/110/35/10/0 кВ _____

3) розрахунок і оптимізація режимів роботи мережі для різних підключень _____

4) розробка програми для розрахунку, аналізу та оптимізації режимів роботи мережі із застосуванням БД _____

5) аналіз і розробка структури бази даних для роботи із програмами, що реалізують розрахунок, аналіз та оптимізацію режимів роботи енергооб'єктів

6) розробка СКБД для розрахунку, аналізу та оптимізації режимів роботи мережі

6.Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу _____

1) схема мережі 330/110/35/10/0,4 кВ _____

- 2) результати розрахунку та оптимізації режиму роботи мережі 330/110/35/10 кВ
 3) структурна схема БД
 4) алгоритм зв'язку програми розрахунку, аналізу та оптимізації режимів роботи мережі із БД
 5) алгоритм роботи програми розрахунку, аналізу та оптимізації режимів роботи мережі
 6) структурна схема СКБД

7. Орієнтовний перелік публікацій

- 1) Аналіз загроз базам даних в електроенергетичній галузі для підвищення захисту систем керування
 2) Порівняльний аналіз програм розрахунку усталеного режиму роботи електромережі 330/110/35/10 кВ

8. Консультанти розділів дисертації*

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
4	Бахмачук С.В., ст. викл.		
5	Третьякова Л.Д., д.т.н., проф.		

9. Дата видачі завдання

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Розробка структури бази даних	04.09.2020 – 11.09.2020	
2	Розробка програмного забезпечення для роботи з базою даних	12.09.2020 – 19.09.2020	
3	Розробка системи запитів та привілеїв	20.09.2020 – 29.09.2020	
4	Аналіз моделі енергомережі 330/110/35/10 кВ	30.09.2020 – 07.10.2020	
5	Розрахунок усталеного режиму енергомережі та оптимізація	08.10.2020 – 17.10.2020	
6	Розробка модулю розрахунків режиму мережі	18.10.2020 – 30.11.2020	
7	Оформлення ПЗ та графічного матеріалу	01.12.2020 – 10.12.2020	

Студент

(підпис)

Поліна ВОСКОБОЙНИК
(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

(підпис)

Дарина ЛАВРЕНОВА
(ініціали, прізвище)

* Консультантом не може бути зазначено наукового керівника

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація виконана на 97 аркушах, 28 таблицях, 24 рисунках, 8 листах графічної частини, має 22 посилання та 16 додатків, яка містить 3 основні розділи, стартап-проект та розділ з охорони праці.

Актуальність теми – Система керування енергомережею потребує безпечного зберігання та оброблення великих обсягів різноманітної інформації про поточний стан енергооб'єктів. Тому актуальною на сьогодні є задача побудови системи керування локальними базами даних для розв'язку окремих задач електроенергетики.

Мета дослідження – Розробка програмного комплексу для розрахунку усталеного режиму енергомережі та з'єднання клієнта з базою даних

Об'єкт дослідження – режим роботи частини енергомережі 10-110 кВ

Предмет дослідження – система керування розрахунками, аналізом та оптимізацією електричних режимів енергооб'єктів

Методи дослідження – реалізація програмного комплексу засобами мови програмування C# та підключення адаптеру ODA.NET та розробка структури бази даних за допомогою мови SQL, використовуючи СКБД ORACLE

Результати роботи – на основі досліджуваного фрагменту енергомережі 330/110/35/10 кВ перевірено правильність роботи програмного комплексу

Публікації за тематикою досліджень – Лавренова Д.Л, Воскобойник П.О. Аналіз загроз базам даних в електроенергетичній галузі для підвищення захисту систем керування // Міжнародний науково-технічний журнал молодих вчених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики».— 2019

Лавренова Д.Л, Воскобойник П.О. Порівняльний аналіз програм розрахунку усталеного режиму роботи електромережі 330/110/35/10 кВ // Міжнародний науково-технічний журнал молодих вчених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики».– 2019

Ключові слова: УСТАЛЕНИЙ РЕЖИМ, ЕНЕРГОСИСТЕМА, ЕНЕРГОМЕРЕЖА, СИСТЕМА КЕРУВАННЯ, БАЗА ДАНИХ, РЕЖИМНІ ПАРАМЕТРИ

ABSTRACT

The master's thesis contains an explanatory note consisting of 97 pages, 24 figures, 28 tables, 8 letters of the graphic part, 22 references and 16 appendices.

Relevance of the topic – The power grid management system requires the secure storage and processing of large amounts of a variety of information about the current state of energy facilities. Therefore, the urgent task today is to build a management system for local databases to solve certain problems of electricity.

The purpose of the study – Development of a software package for calculating the steady state power grid and connecting the client to the database

The object of research – operating mode of the 10-110 kV power grid

The subject of research – control system for calculations, analysis and optimization of electrical modes of energy facilities

Research methods – implementation of the software complex by means of the C # programming language and connection of the ODA.NET adapter and development of the database structure using the SQL language using the ORACLE database

The results of the work – on the basis of the studied fragment of the 330/110/35/10 kV power grid the correctness of the software package operation is checked

Publications on research topics – Lavrenova DL, Voskoboynik PO Analysis of threats to databases in the power industry to increase the protection of control systems // International scientific and technical journal of young scientists, graduate students and students "Modern problems of power engineering and automation". - 2019

Lavrenova DL, Voskoboynik PO Comparative analysis of programs for calculating the steady state operation of the 330/110/35/10 kV power grid //

International scientific and technical journal of young scientists, graduate students and students "Modern problems of electrical engineering and automation". - 2019

Keywords: STABLE MODE, POWER SYSTEM, POWER NETWORK, CONTROL SYSTEM, DATABASE, MODE PARAMETERS

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ.....	10
ВСТУП.....	11
1 МОДЕЛЮВАННЯ, АНАЛІЗ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ РЕЖИМІВ	14
1.1 Режимно-схемний аналіз моделі частини енергомережі 330/110/35/10 кВ.....	14
1.2 Оптимізація втрат потужності в мережі по місцях розривів.....	18
1.3 Оптимізація по реактивній потужності.....	23
Висновки.....	27
2 РОЗРОБКА БАЗИ ДАНИХ.....	29
2.1 Загальні принципи побудови бази даних.....	29
2.2 Використання баз даних в системах керування.....	32
2.3 Редагування інформації у базі даних.....	35
2.4 Керування доступом користувачів.....	36
2.5 Моніторинг доступу до бази даних.....	37
2.6 Контроль цілісності інформації в базі даних.....	40
2.7 Додаткова мітка убезпечення інформації.....	41
2.8 Структура бази даних.....	41
Висновки.....	47
3 ПРОГРАМНИЙ РОЗРАХУНКОВИЙ КОМПЛЕКС.....	48
3.1 Загальний опис.....	48
3.2 Імпорт та експорт даних.....	49
3.3 Програма розрахунку усталеного режиму роботи енергомережі.....	49
3.3.1 Моделювання графу мережі.....	49
3.3.2 Розрахунок матриці провідностей Y	59

3.3.3 Розрахунок усталеного режиму методом Ньютона.....	60
3.3.4 Факторизація та розв’язання СЛР.....	66
3.3.5 Порівняння результатів розрахунку.....	69
3.4 Підключення та налаштування.....	70
3.5 Робота з даними.....	70
3.6 Мітка.....	71
Висновки.....	71
4 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ.....	73
4.1 Опис ідеї проекту.....	73
4.2 Технологічний аудит ідеї проекту.....	77
4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту.....	78
Висновки.....	81
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 0,4 КВ.....	83
5.1 Технічні характеристики лінії 0,4 кВ.....	83
5.2 Визначення послідовності робіт та їх обсягу під час експлуатації релейного захисту.....	84
5.3 Оцінка та визначення показників умов праці на робочих місцях.....	84
5.4 Шкідливі та небезпечні шкідливі чинники. Їх визначення та оцінка.....	85
5.5 Обрання організаційних та технічних заходів з безпеки праці.....	85
5.6 Обрання засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників.....	88
5.7 Заходи для запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.....	91

5.8 Розрахунок технічного заходу з безпеки експлуатації. Методика розрахунку захисного заземлення електроустановок напругою до 1 000 В з глухозаземленою нейтраллю.....	93
Висновки.....	94
ВИСНОВКИ.....	96
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	98
Додаток А.....	101
Додаток Б.....	102
Додаток В.....	104
Додаток Г.....	106
Додаток Ґ.....	108
Додаток Д.....	110
Додаток Е.....	112
Додаток Є.....	114
Додаток Ж.....	116
Додаток З.....	117
Додаток И.....	118
Додаток І.....	119
Додаток Ї.....	120
Додаток Й.....	121
Додаток К.....	122
Додаток Л.....	125

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

АСУ ТП – автоматизована система управління технологічним процесом;

БП – балансуєчий пункт;

БД – база даних;

ВН – висока напруга;

ЕЕС – електроенергетична система;

КЗ – коротке замикання;

МСЗ – максимальний струмовий захист;

НН – низька напруга;

ПК – програмний комплекс;

ПС – підстанція;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

РАОТВ – розрахунок, аналіз та оптимізація технологічних втрат;

РЗ – релейний захист;

РП – розподільчий пункт;

РПН – регулювання під напругою;

СКБД – система управління базою даних;

СН – середня напруга;

СЛР – система лінійаризованих рівнянь;

ТН – трансформатор напруги;

ТП – трансформаторний пункт;

ТС – трансформатор струму;

ЦДК – центральне диспетчерське керування;

ШЗВ – шинноз'єднувальний вимикач.

ІСМ – індексно-циркулярна модель графа;

ІНМ – індексна модель графа.

ВСТУП

В теперішній час електроенергетика є однією з головних галузей, що прогрес забезпечує життєдіяльність людини. За умови появи все більшої кількості сфер життя людини, в яких електроенергія є основним джерелом живлення, та, відповідно, зростання споживання електроенергії в процесі керування розподіленням електроенергії неможливо обійтись без обчислювальної техніки. Це в першу чергу пов'язано з необхідністю підвищувати якість розрахунків та зниженням часу на їх виконання.

Постійний розвиток енергетичної галузі потребує збільшення об'єму інформації про стан енергосистеми, яку необхідно аналізувати та зберігати. Зокрема, різні служби та відділи потребують різні представлення інформації, наприклад, служба режимів повинна мати постійний доступ до режимних параметрів, даних про перетоки та втрати потужностей, комутаціях, а для керування конкретною тепловою електростанцією може також знадобитися інформація про тиск пари, температуру котлової води та димових газів тощо. Вся інформація є різносоротною та повинна зберігатись таким чином, щоб користувачі (конкретні служби та диспетчери) мали безперервний доступ до перегляду та редагування даних. Таким чином, актуальною задачею на сьогодні і задача створення бази даних.

Окрім розробки бази даних є необхідність реалізації програмного продукту – програми клієнта, за допомогою яких користувач матиме можливість працювати з інформацією.

Проаналізувавши наявні на ринку програмні комплекси, можна висновки зазначити такі особливості:

- програмні комплекси для розрахунку електричних режимів мають відмінності, пов'язані з представленням вихідних даних, параметрами виводу інформації та можливостями імпорту та експорту;
- як правило, мають вузьку направленість на конкретні технологічні задачі;
- деякі програмні комплекси мають можливість роботи з форматом центрального диспетчерського керування (ЦДК), що дозволяє імпортувати та експортувати дані з одного програмно-обчислювального комплексу в інший для вирішення різних задач;
- основні промислові програми використовують спеціалізовані бази даних та графічні редактори власної розробки.

Основними необхідними функціями програмного забезпечення, призначеного для обслуговування клієнта є: зручний перегляд даних, формування запитів формування щодо надсилання інформації в різних форматах, в залежності від налаштувань користувача, підготовка даних до занесення в базу даних, формування вихідних файлів із попередніми налаштування формату.

Виходячи з усього наведеного вище можна визначити місце бази даних в системі керування розрахунками, аналізом та оптимізацією електричних режимів енергомереж (рис. 1). Тож можна стверджувати, що актуальності набуває задача не просто створення універсальної бази даних для об'єктів електроенергетики, а створення саме системи керування такою базою даних.



Рисунок 1 – Алгоритм роботи програмного комплексу для роботи з базою даних

Основними функціями системи керування базами даних є:

- збір даних та занесення їх до бази;
- визначення формату даних та встановлення зв'язків між елементами бази даних;
- оновлення або видалення вже існуючих елементів бази даних;
- видача необхідних збережених даних за запитом;
- оптимізація процесу видачі інформації;
- резервне зберігання та відновлення даних, що були втрачені.

1 МОДЕЛЮВАННЯ, АНАЛІЗ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ РЕЖИМІВ

Розрахунок режимів енергосистеми є однією з головних задач в енергетиці, оскільки її вирішення забезпечує адекватне технологічне та диспетчерське керування електричними мережами для енергоструктур країни. Розрахунок усталеного режиму проводиться за заданими параметрами обладнання, конфігурації мережі та заданими режимними характеристиками. Параметри обладнання – це конструктивні особливості складових мережі, тобто параметри ліній, трансформаторів, реакторів тощо. Конфігурація мережі містить інформацію про склад підстанцій – лінії, стан комутаційних апаратів, тощо. Основними режимними характеристиками є значення активної та реактивної потужності, напруги та фазовий кут [13].

1.1 Режимно-схемний аналіз моделі частини енергомережі 330/110/35/10 кВ

В роботі використовувалася модель частини енергомережі ESPS19, на базі схеми якої виконувалися розрахунки усталеного режиму роботи (додатки Б, В, Г, Г) Розглядалася робота в нормальному режимі представленої енергомережі, а саме напруга, завантаження ліній та трансформаторів приймалися в допусковій області.

Схема, що використовувалася, містить 47 вузлів та 58 гілок і складається з двох частин: системної та розподільної.

До системної частини відносяться ПС330-1, яка містить два балансуєчих вузла напруги 340 кВ та 345 кВ та два системні автотрансформатори марки АТДЦТН-200000/330/115/38,5 з РПН на середній обмотці.

До розподільної системи відносяться 2 підстанції 110/35/10 кВ, 2 підстанції 35/10 кВ, 6 штук ліній 35 кВ та 10 штук ліній 110 кВ.

Для з'єднаннями з підстанціями 110/35/10 кВ та 35/10 кВ використовуються вузли ПС110-3, ПС110-4, ПС35-3 та ПС35-4 відповідно. На рис. 1.1 зображена згорнута схема мережі, що розглядається. Повна модель зображена в додатку А.

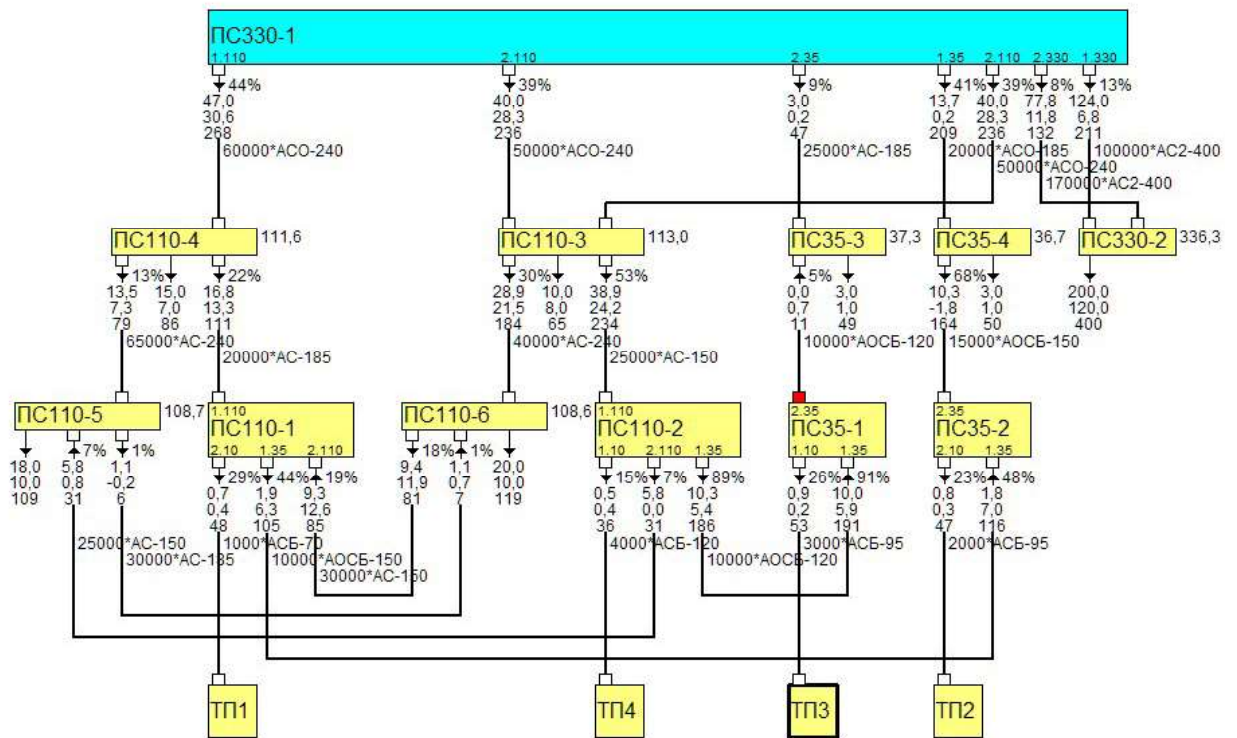


Рисунок 1.1 – Згорнута схема моделі мережі

На підстанціях ПС110-1 та ПС110-2 встановлено по два трансформатори ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5. Положення РПН всіх трансформаторів схеми наведено в таблиці 1. Внаслідок відключення шиноз'єднувального вимикача на підстанції ПС110-1 утворилися дві паралельні живлячі лінії з однаковими параметрами: ПС110-4 – ПС110.1.110 та ПС110-6 – ПС110.2.110. Живлення підстанції ПС35-1 відбувається через лінію ПС110-2.1.35 – ПС35.1.35 від підстанції ПС110-2.

Параметри обладнання мережі зведені в таблицю 1.1, положення РПН трансформаторів в системній частині та на підстанціях в таблиці 1.2.

Таблиця 1.1 – Параметри обладнання розрахункової схеми ESPS19

Нормальна комутація	ШЗВ на СН и НН відключені	
Трансформатори	ТМ1250/10/0,4	ВН-ПБВ-П-5-3-25
Субабоненти	ТП1, ТП2, ТП3, ТП4	

Таблиця 1.2 – Положення РПН в системі вихідного режиму

Марка трансформатору	Розташування на схемі	Регулювання	РПН
Системна частина			
АТДЦТН-200000/330/115/38,5	1.330-*АТ1-1.110/1.35	ВН – РПН П-17-9-1,5	10
АТДЦТН-200000/330/115/38,5	2.330-*АТ2-2.110/2.35	ВН – РПН П-17-9-1,5	10
ПС110-1			
ТДТНГ 40500/112/38,5/10,5	2.110-*Т2-2.35/2.10	ВН – РПН П-17-9-1,5	6
ТДТНГ 40500/112/38,5/10,5	1.110-*Т1-1.35/1.10	ВН – РПН П-17-9-1,5	8
ПС110-2			
ТДТНГ 40500/112/38,5/10,5	2.110-*Т2-2.35/2.10	ВН – РПН П-17-9-1,5	7
ТДТНГ 40500/112/38,5/10,5	1.110-*Т1-1.35/1.10	ВН – РПН П-17-9-1,5	7

Продовження таблиці 1.2

ПС35-1			
ТДНС 10000/36,75/10,5	2.35-2.10	ВН – РПН П-17-9-1,5	9
ТДНС 10000/36,75/10,5	1.35-1.10	ВН – РПН П-17-9-1,5	9
ПС35-2			
ТДНС 16000/36,75/10,5	2.35-2.10	ВН – РПН П-17-9-1,5	5
ТДНС 16000/36,75/10,5	1.35-1.10	ВН – РПН П-17-9-1,5	5

Результати розрахунку початкового режиму, отримані із використанням програмного комплексу РАОТВ, наведено в табл. 1.3

Таблиця 1.3 – Початковий режим моделі

Споживання	465,9 МВт	273,3 МВАр
Генерація	0,0 МВт	0,0 МВАр
Балансна потужність	-476,813 МВт	-218,477 МВАр
Втрати в схемі	10,913 МВт	-54,823 МВАр
Навантажувальні втрати	8,974 МВт	63,739 МВАр
Від активних перетоків	6,521 МВт	
Від реактивних перетоків	2,453 МВт	
Втрати холостого ходу	1,939 МВт	-118,562 МВАр

Аналіз отриманих розрахунків підтвердив, що режим роботи змодельованої частини енергомережі знаходиться у припустимій області. Сумарні втрати в схемі складають 10,913 МВт.

1.2 Оптимізація втрат потужності в мережі по місцях розривів

Місцем розриву вважається той вузол, в якому комутаційний апарат має статус вимкненого. Тоді замкнена частина мережі розмикається в цьому місці, тобто утворюється розрив.

Суть методу оптимізації по місцях розривів полягає в тому, що в певних ділянках мережі змінюється стан комутаційних апаратів на секціях та лініях підстанцій по критерію мінімуму втрат активної потужності. Розрив переміщається до тих пір, поки не буде мінімальне значення втрат у всій схемі мережі, а не тільки на ділянці розімкнутого кола. Переміщуючись, порівнюються нове значення втрат з минулим, у випадку якщо нове значення більше, ніж попереднє то робиться крок назад. При цьому розрив не повинен залишати частини мережі без живлення.

Розрахунок втрат потужності проводиться на основі результатів розрахунку усталеного режиму електричної мережі [14]. Для розрахунку необхідно:

1. Стан комутацій в мережі – відключені вузли та лінії, чи відімкнені вони з кінця, початку чи з обох сторін; стан трансформаторів;
2. Параметри ліній, шин, трансформаторів, струмообмежуючих та шунтуючих реакторів, дані про паралельні лінії та інше обладнання для формування схеми заміщення елементів електричної мережі. Для трансформаторів основним таким параметром є коефіцієнт трансформації та значення напруг на обмотках, для ліній та вузлів – активні та реактивні опори та активні та реактивні провідності.
3. Значення навантажень у вузлах мережі. Навантаження задається активною та реактивною потужностями, інші варіанти навантажень

(тільки активна або реактивна потужність, струм, електроенергія) перераховуються в форму активної та реактивної потужності.

4. Джерело живлення або балансуєчі вузли. В таких вузлах задаються модулі напруг, також їх називають центрами живлення або вузлами, опорними по напрузі.
5. Топологія схеми електричної мережі. В схемі секції шин підстанції, відпайки, середні точки трьообмоткових трансформаторів, реакторів та трансформаторів з розщепленою обмоткою представлені вузлами. Повітряні та кабельні лінії, обмотки трансформаторів, шиноз'єднувальні зв'язки представлені гілками.

Згідно алгоритму, зсув розриву (рис. 1.2) вважається успішним, якщо втрати не змінились. Це можливо, коли місце розриву припадає на секційний вимикач або кільцевий роз'єднувач, тобто вузол без навантаження. В загальному, розрив переміщається вліво або вправо. При успішному зсуві (втрати зменшились відносно попереднього значення), то точка розриву продовжує рухатись в тому ж напрямку. Коли значення стане більшим за попереднє, робиться крок назад, де значення було мінімальним. В деяких випадках можливе досягнення локального мінімуму, наприклад в мережах 110/35 кВ, так як можливе перерозподілення перетоків і трат. Для того, щоб обійти позицію з локальним мінімумом втрат потрібно встановлювати розрив у всі можливі стани, незалежно від початкового стану. Це займає більше часу, проте дає кращий ефект в плані оптимізації розривів в мережах 35 кВ, так як допомагає досягнути справжнього мінімуму втрат. В мережах 10(6) кВ такої проблеми немає, так як живленням виступають секції 10(6) кВ живлячих підстанцій. Для таких мереж можна слідувати звичайному алгоритму почерговому зсуву в одну сторону, починаючи від точки генерації.

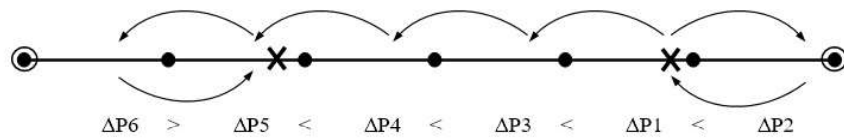


Рисунок 1.2 – Зсунення розриву

На рис. 1.3 в точці 5 досягнуто локального мінімуму втрат ΔP_L , проте якщо зафіксувати витрати в кожній точці, то глобальний мінімум ΔP_T буде досягнуто в точці 6.

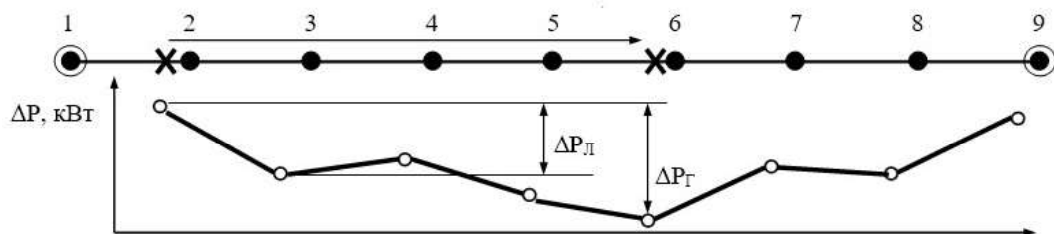


Рисунок 1.3 – Траєкторія досягнення глобального мінімуму втрат

Існують наступні обмеження для використання методу розривів:

- фіксація вже існуючих розривів, які по умовам не можуть бути зсунуті або міняти свій стан по умовам надійності енергопостачання або іншим умовам роботи мережі;
- не можна встановлювати розрив на місця, де відсутні комутаційні апарати впринципі;
- розрив лінії, що відімкнена з початку та кінця вважається пошкодженою або в ремонті.

Оптимізацію втрат потужності в моделі, що розглядається, по місцях розривів було проведено в програмному середовищі РАОТВ за допомогою влаштованих вбудованих функцій. Для цього використовувалися можливі статуси ліній: відімкнена з початку, відімкнена з кінця, відімкнена з обох сторін та з фіксованим відключенням.

Як видно з рис. 1.4, початкові втрати потужності складають 10,913 кВтМВт,. За початкових умовумов при цьому на ПС110-2 живиться від живлячої мережі 330 330 кВ, а вузли 2.10 та 2.35 живляться від вузла 2.110.1, а 1.10 та 1.35 від вузла 1.110.1; підстанція ПС35-1 живиться від підстанції ПС110-2.

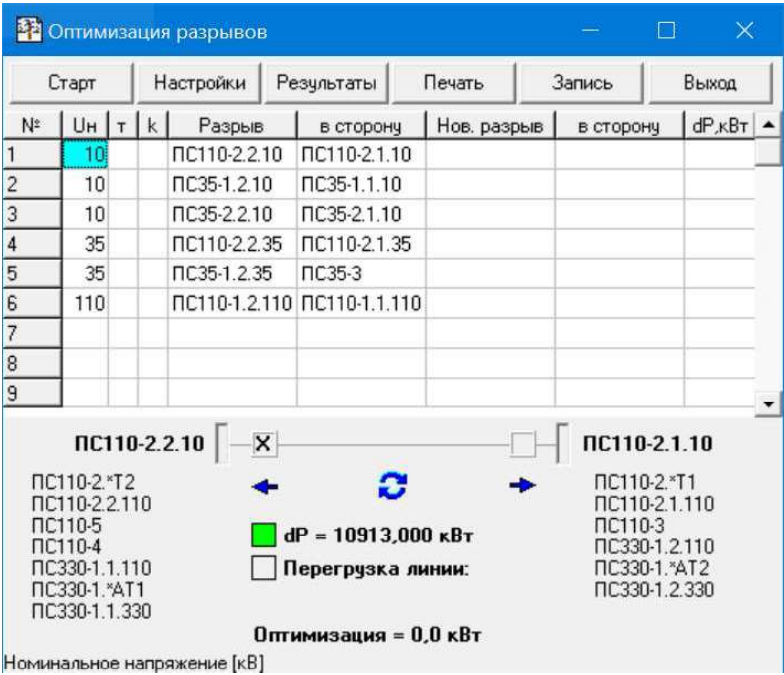


Рисунок 1.4 – Розриви, що наявні в початковому стані схеми

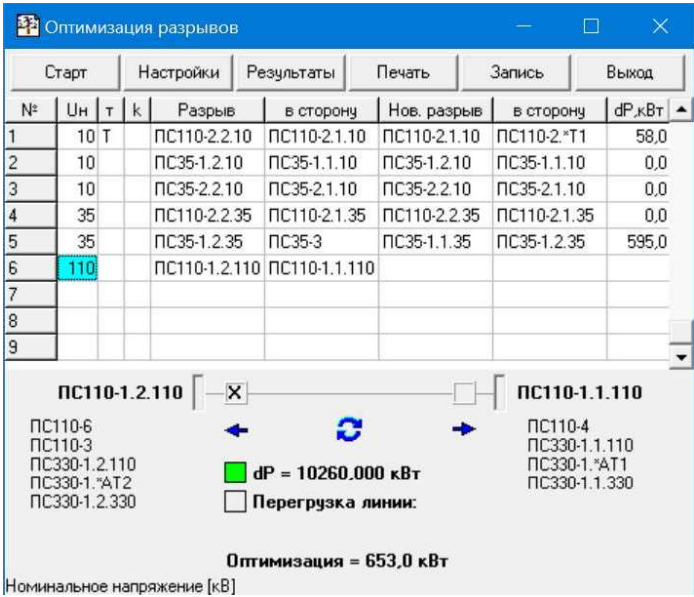


Рисунок 1.5 – Перелік оптимізованих розривів

За результатами, наведеними на рис. 1.5 проведено наступні перемикання:

1. ПС110-2.2.10 х - ПС110-2.1.10 $\Rightarrow$ ПС110-2.1.10 х - ПС110-2.*Т1 58,0 кВт
2. ПС35-1.2.35 х - ПС35-3 $\Rightarrow$ ПС35-1.1.35 х - ПС35-1.2.35 595,0 кВт

Внаслідок комутаційних перемикань втрати зменшено на 653 кВт. Після оптимізації розривів підстанція ПС35-2 живиться від мережі 330 кВ та відключена від ПС110-2, за рахунок чого dP становить 595 кВт. Ще 58 кВт отримано внаслідок перемикання шиноз'єднувального вимикача між шинами 2.10 та 1.10 ПС110-2, переводячи вузол 1.10 на живлення від вузла 2.10 та відмикання його від трансформатора Т1.

Після оптимізації втрати становлять 10,260 МВт, схема знаходиться в допустимій області по напрузі. Остаточні результати розрахунку втрат потужності методом зсуву розривів за допомогою програмного комплексу РАОТВ наведено в табл. 1.4

Таблиця 1.4 – Результати розрахунку режиму

Споживання	465,9 МВт	273,3 МВАр
Генерація	0,0 МВт	0,0 МВАр
Балансна потужність	-476,160 МВт	-218,477 МВАр
Втрати в схемі	10,260 МВт	-58,049 МВАр
Навантажувальні втрати	8,309 МВт	60,567 МВАр
Від активних перетоків	6,132 МВт	
Від реактивних перетоків	2,177 МВт	
Втрати холостого ходу	1,952 МВт	-118,616 МВАр

1.3 Оптимізація по реактивній потужності

Оптимізація по реактивній потужності проводиться для зниження технологічних втрат електроенергії. [15] Найбільш незабезпеченими щодо компенсації перетоків активної потужності в Україні є мережі передавальних організацій 110/35/10 кВ [17]. Установка батарей конденсаторів, які генерують реактивну потужність приводить до зменшення втрат електроенергії в мережі, але також приводить до зростання напруги на затисках електроприймачів та зростання споживання активної потужності. Розрізняють декілька видів компенсації: навантажувальну, споживчу, нульову та системну.

У випадку навантажувальної компенсації компенсувальний пристрій встановлюється в точці приєднання споживача, що призводить до зниження втрат в мережі, що живиться.

Споживча компенсація компенсує власні навантаження реактивної потужності та технічні втрати для реактивної потужності в елементах власної технологічної мережі, в даному випадку тут має місце економічна зацікавленість споживача, так як досягається мінімум плати за перетікання реактивної електроенергії.

При проведенні системної компенсації рівень генерації реактивної потужності на шинах високої напруги підстанції підтримується до близьких оптимальних режимів по РП та напрузі (тобто мінімальне значення технологічних втрат активної потужності) в електричній мережі. Для нульової компенсації ціллю є наближення до нуля перетікання РП, яке знаходиться на межі балансового розділу електричних мереж передавальної частини та споживача.

Оптимальний режим після вибору місця установки компенсаційного пристрою з оптимальними значеннями реактивної потужності пристрою повинен знаходитись у допустимій області. Так як після регулювань реактивної

потужності автоматично виникає вплив на всю схему та її режимні характеристики (компенсаційний пристрій після установки у вузлі змінює потужність живильного трансформатору, відповідно, напругу прилеглих вузлів та змінює перетоки в лініях), можливе виникнення необхідності подальшого регулювання РПН трансформаторів.

Для проведення оптимізації по реактивній потужності використаємо програмний комплекс РАОТВ. В якості методу обираємо метод координатного спуску (метод спрощення матриці Гесе), як найбільш актуального для роботи з промисловими схемами за рахунок меншої кількості ітерацій. Суть цього методу полягає в тому, що паралельно з розрахунком градієнту визначається оптимальний крок для кожної координати.

$$Q^{t+1} = Q^t + \lambda^t \cdot \Delta Q_{\text{опт}}^t,$$

де $\Delta Q_{\text{опт}}^t$ – вектор оптимальних приростів Q , що визначається формулою:

$$\Delta Q_{\text{опт}} = \frac{(\Delta P_3 - \Delta P_1) \cdot \Delta Q}{2(\Delta P_1 + \Delta P_3 - 2\Delta P_2)}, \text{ або } \Delta Q_{\text{опт}} = \frac{g_i}{G_{ii}}$$

Друге варіант розрахунку $\Delta Q_{\text{опт}}^t$ обумовлює другу назву методу, так як використовуються діагональні елементи матриці Гесе.

В якості вузлів для моделювання роботи компенсаційних пристроїв обираємо вузли ПС35-1.1.10 та ТПЗ.04 (номери 302 та 307 на рис. 1.6), як вузли споживачів. ЕЕРП вузлів становлять 0,1281 та 0,1105.

Оптимизация реактивных мощностей

Загрузка Qr Режим Запись Qопт Печать << Старт >> ☒ dP = 10260,5 кВт ☐ Ограничения по |U|

Eps (оптим) 1e-4 Eps (режим) 1e-10 Kш (dP) 1 Kш (U) 1 Ток 0 Оптим= 0,0 кВт

Метод опт. Координатный спуск dQ,кВАр 100 ☐ Уточнение шага ☐ Umin = Umax = Um

Nº	Узла	Обозначение	Qr	Qr min	Qr max	dQ	Qr+dQ	Град	N1	U1min	U1max
1	302	ПС35-1.1.10									
2	307	ТП3.04									
3											
4											
5											
6											
7											
8											
9											

Сохранить Отменить Итераций: 0 Градиент: 0,000000000 Функционал: 10,260466485

Рисунок 1.6 – Початкові налаштування

За алгоритмом, наведеним вище, отримуємо значення на рис. 1.7.

Оптимизация реактивных мощностей

Загрузка Qr Режим Запись Qопт Печать << Старт >> ☒ dP = 9903,3 кВт ☐ Ограничения по |U|

Eps (оптим) 1e-4 Eps (режим) 1e-10 Kш (dP) 1 Kш (U) 1 Ток 0 Оптим= 357,1 кВт

Метод опт. Координатный спуск dQ,кВАр 100 ☐ Уточнение шага ☐ Umin = Umax = Um

Nº	Узла	Обозначение	Qr	Qr min	Qr max	dQ	Qr+dQ	Град	N1	U1min	U1max
1	302	ПС35-1.1.10				10 741	10 741	0,0000524			
2	307	ТП3.04				220	220	-0,0000060			
3											
4											
5											
6											
7											
8											
9											

Сохранить Отменить Итераций: 10 Градиент: 0,000052450 Функционал: 9,903320939

Рисунок 1.7 – Результати обрахунку

З результатів розрахунків, проведених програмою для обраних вузлів встановлюємо генерацію реактивної потужності значенням 10 та 0,2 МВАр.

Таблиця 1.4 – Результати розрахунку режиму після проведення оптимізації

Споживання	465,9 МВт	273,3 МВАр
Генерація	0,0 МВт	0,0 МВАр
Балансна потужність	-476,160 МВт	-218,477 МВАр
Втрати в схемі	10,260 МВт	-58,049 МВАр
Навантажувальні втрати	8,309 МВт	60,567 МВАр
Від активних перетоків	6,132 МВт	
Від реактивних перетоків	2,177 МВт	
Втрати холостого ходу	1,952 МВт	-118,616 МВАр

Маємо завищені напруги у вузлах підстанцій ПС110-2 (шини 1.35 та 2.35) та ПС35-1 (1.35 та 1.10) (рис. 1.8).

42	403	ПС110-2.2.35	35	38,616	10,3
43	402	ПС110-2.1.35	35	40,267	15,0
44	300	ПС35-1.1.35	35	40,300	15,1
45	307	ТПЗ.04	0,4	0,499	24,7
46	306	ТПЗ	10	12,562	25,6
47	302	ПС35-1.1.10	10	12,633	26,3

Рисунок 1.8 – Максимальні відхилення напруг у вузлах

Проведемо регулювання РПН трансформатору Т1 підстанції 110 кВ та Т1 підстанції ПС35-1 для виведення режиму в допустиму область по напрузі. Кінцеві результати розрахунку режиму наведені в табл. 1.5.

РПН ПС110-2

Т1 7 -> 10

РПН ПС35-1

Т1 9 -> 13

Таблиця 1.5 – Кінцеві результати розрахунку режиму

Споживання	465,9 МВт	273,3 МВАр
Генерація	0,0 МВт	-10,2 МВАр
Балансна потужність	-475,964 МВт	-203,497 МВАр
Втрати в схемі	10,064 МВт	-59,602 МВАр
Навантажувальні втрати	8,123 МВт	58,797 МВАр
Від активних перетоків	6,244 МВт	
Від реактивних перетоків	1,879 МВт	
Втрати холостого ходу	1,940 МВт	-118,399 МВАр

Режим знаходиться в допустимій області по струму, напрузі та завантаженню ліній та трансформаторів (додатки Д, Е, З). Максимальним відхиленням від номінальної напруги у вузлі складає 9,3% (Додаток Є) Початкове значення втрат перед регулюванням та проведенням оптимізації становило 10,913 МВт, з яких на реактивні перетоки – 2.453 МВт. Кінцевим результатом є значення втрат 10,064 МВт, з яких 1,879 – на реактивні перетоки.

Висновки

В першому підрозділі було проведено режимно - схемний аналіз моделі мережі. Встановлено, що схема знаходиться у збалансованому стані. Трансформатори не перевантажені за навантаженням, струми та рівні напруг знаходяться в допустимих межах.

Була виконана оптимізація реактивних потужностей та по місцям розривів. Після програмної оптимізації економія втрат активної потужності складала 1,008 МВт. За цих умов в схемі завищились рівні напруг та мережа вийшла зі збалансованого

стану. Економія втрат знизилась після виведення режиму схеми в допустиму область і склала 0. 849 МВт.

За рахунок оптимізації розривів в схемі зекономлено 653 кВт, а за рахунок оптимізації по реактивній потужності – 196 кВт. Всього з урахуванням обох методів оптимізації $\Delta P = 849 \text{ кВт}$ (8,43%).

2 РОЗРОБКА БАЗИ ДАНИХ

Різні служби та відділи потребують різні представлення інформації, наприклад, служба режимів повинна мати постійний доступ до режимних параметрів, даних про перетоки та втрати потужностей, комутаціях, а для керування конкретною тепловою електростанцією може також знадобитися інформація про, наприклад, тиск пари, температура котлової води та димових газів. Вся інформація є різноплановою та повинна зберігатись таким чином, щоб конкретні служби та диспетчери мали безперервний доступ до перегляду та редагування даних. Таким чином, система керування будь-яким енергооб'єктом не може обійтись без ґрунтовної бази даних та надійної та убезпеченої системи керування базами даних (СКБД).

2.1 Загальні принципи побудови бази даних

Розробка бази даних містить декілька етапів:

- збір та аналіз даних;
- проектування бази;
- тестування.

На етапі збору та аналізу даних проводиться пошук та структурування інформації про елементи мережі, а саме трансформатори, лінії, роз'єднувачі, вимикачі, тощо. На цьому етапі також проводиться аналіз режимних даних, що саме будуть необхідно зберігати в базі.

Проектування бази даних містить розробку моделі, яка дозволить описати концептуальні схеми, а також розробку таблиць бази даних та взаємозв'язків між ними.

Під час тестування відбувається перевірка всіх даних та зв'язків між ними, виправлення помилок.

Загальним стандартом систем керування базами даних є реляційна база даних, тобто зберігання інформації у вигляді таблиць. Зазвичай, для цього використовують Microsoft SQL Server, SAP Sybase, MySQL та PostgreSQL. Також існують системи, що використовують нереляційні бази даних (NoSQL). Такі типи зустрічаються все частіше. Це, наприклад, Apache Cassandra, InfiniteGraph, MongoDB, OpenQM. Дані можуть зберігатися централізовано на жорстких дисках. Є також більш сучасні варіанти – резидентні бази даних, що зберігають інформацію в оперативній пам'яті (voltDB) та зберігання на SSD. Також набуває поширення зберігання в «хмарі». Хмарні бази даних можна використовувати або шляхом підключення віртуальної машини до стандартної хмари або шляхом використання сервісу баз даних. Прикладами сервісів хмарних баз даних є Amazon's DynamoDB та SimpleDB.

Основними функціями системи керування базами даних є:

- визначення формату даних та встановлення зв'язків між елементами бази даних;
- збір даних та занесення їх до бази;
- оновлення або видалення вже існуючих елементів бази даних;
- видача необхідних збережених даних за запитом;
- оптимізація процесу видачі інформації;
- резервне зберігання та відновлення даних, що були втрачені;
- вирішення специфічних задач, притаманних галузі, в якій застосовується БД.

Загальними вимогами до розроблюваної архітектури бази даних, що зберігає в собі необхідні для аналізу та забезпечення процесу керування параметрів енергомережі є:

- можливість роботи з різним вже існуючим програмним забезпеченням для розрахунків, аналізу та оптимізації усталених електричних режимів за рахунок використання функцій імпорту/експорту в різні формати;
- керування доступом до певних ділянок (таблиць) бази даних, коли доступ має лише визначене коло користувачів, які мають різні права на відповідні можливості в межах виокремленої ділянки;
- оновлення або видалення вже існуючих елементів бази даних;
- ведення детального журналу будь-яких дій, що відбуваються з базою даних – обов'язкова характеристика змін, дата та час, зазначення автора;
- періодичне та за викликом створення резервних копій, архівування даних;
- убезпечення даних від крадіжок та зловмисних змін.

Тому до архітектури баз даних в електроенергетичній сфері висуваються додаткові вимоги, що стосуються убезпечення даних:

- відхилення некоректних та підозрілих запитів (тобто всіх за виключенням виклику внутрішніх процедур) та сповіщення про невдалу команду адміністратора;
- будь-яка взаємодія з даними ззовні можлива лише шляхом виконання певних процедур та функцій, тобто до бази даних неможливо направити звичайний прямий запит SQL;
- унікальність структури бази даних, що не повторює вже наявні рішення теж впливає на рівень безпеки цієї бази.

Під час введення нових даних поточні оперативні дані та робота мережі має лишатися не порушеними, тому цей процес має доповнюється підготовкою та перевіркою інформації, що надійшла. Нову інформацію після підготовки можна занести в основну оперативну базу даних в будь-який момент за командою оператора. Після введення дані (відомості про стан, аналогові значення) можуть

бути переглянуті оператором, та у випадку, якщо інформація є помилковою, виправити значення за допомогою функції відкату, тому всі зміни мають записуватися в журнал. В базі даних мають бути наявні декілька рівнів перевірки цілісності та безпеки та детальний журнал аудиту всіх змін, що забезпечує узгодженість даних. Наприклад, постійно підтримується узгодженість комутаційних станів ліній та вузлів: якщо лінія в таблиці ліній позначена, як відімкнена з обох сторін, то поля, що відповідають за комутаційні стани в таблиці вузлів також повинні мати відповідне значення для вузлів, що розміщені на початку та кінці лінії.

2.2 Використання баз даних в системах керування

Однією з задач керування потоками інформації є резервування, зберігання та архівація (довготривале зберігання) даних. Для вирішення цієї задачі використовуються різноманітні бази даних, структури та обмеження яких відповідають вимогам конкретного завдання. Загальними вимогами до баз даних, які використовуються в електроенерготехніці та енергетиці є:

1. Надійність. Як і до будь-якого іншого елемента АСУ ТП критичної інфраструктури, найголовнішою вимогою є надійність. База даних повинна працювати безвідмовно та безперервно, бути захищеною від зовнішніх атак, що можуть спричинити зупинку роботи. Доступ до даних має бути реалізовано в будь-який момент часу за необхідністю.
2. Цілісність. Дані, що зберігаються, мають бути повними та вичерпними. Дані не можуть суперечити одні одному.
3. Швидкість. Нова інформація повинна швидко надходити до бази та вилучатися з неї для перегляду користувачем.
4. Захист від несанкціонованого видалення або спотворення даних.

Перелічені вимоги спонукають до створення комплексу програм до бази даних, які не тільки забезпечують СКБД, але й вирішують специфічні задачі електроенергетичної галузі. Так, наприклад, місце бази даних в алгоритмі розрахунку режиму електричної мережі наведено на рис. 2.1.

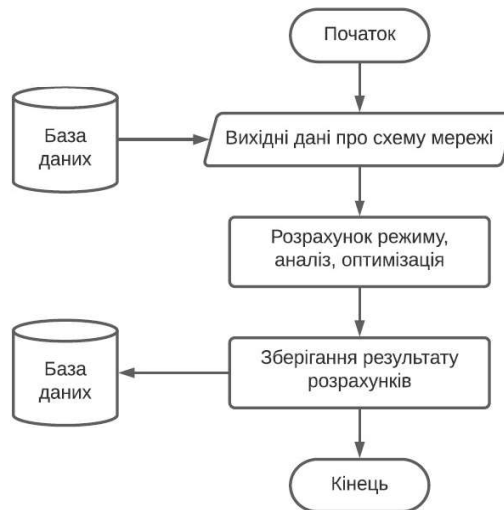


Рисунок 2.1 - Блок-схема алгоритму розрахунку режиму мережі з використанням бази даних

Наступні величини відносяться до характеристик усталеного режиму гілок та вузлів електричної мережі:

- активне та реактивне навантаження (генерація) вузлів електричної мережі (P_H, Q_H, P_G, Q_G);
- модулі та кути напруг балансуєуючих вузлів (U_{BP}, q_{BP});
- балансні активна та реактивна потужності балансуєуючих вузлів мережі (P_{BP}, Q_{BP});
- Модулі та кути напруг вузлів з фіксацією модуля, які можуть бути балансуєуючими по реактивній потужності (U_{FM}, q_{FM});
- Балансна реактивна потужність для вузлів з фіксацією модуля напруги (Q_{FM});
- Модулі та кути напруг вузлів (U_i, q_i);

- Перетоки активної та реактивної потужностей в гілках схеми та їх втрати на опорах;
- Модуль струму в гілці, його дійсна та уявні частини;
- Втрати активної та реактивної потужностей в поперечних провідностях ліній та трансформаторів;
- Сумарні потужності споживання та генерації в електричній мережі;
- Сумарні втрати в опорах та поперечних провідностях гілок;
- Сумарні втрати режиму та інші режимні характеристики

Всі перелічені параметри разом із додатковим комплексом програм, що взаємодіє із базою даних, дозволяють здійснювати керування роботою енергомережі. Тобто База даних є ключовим елементом в системі керування енергосистемою, як показано на рис. 2.2.

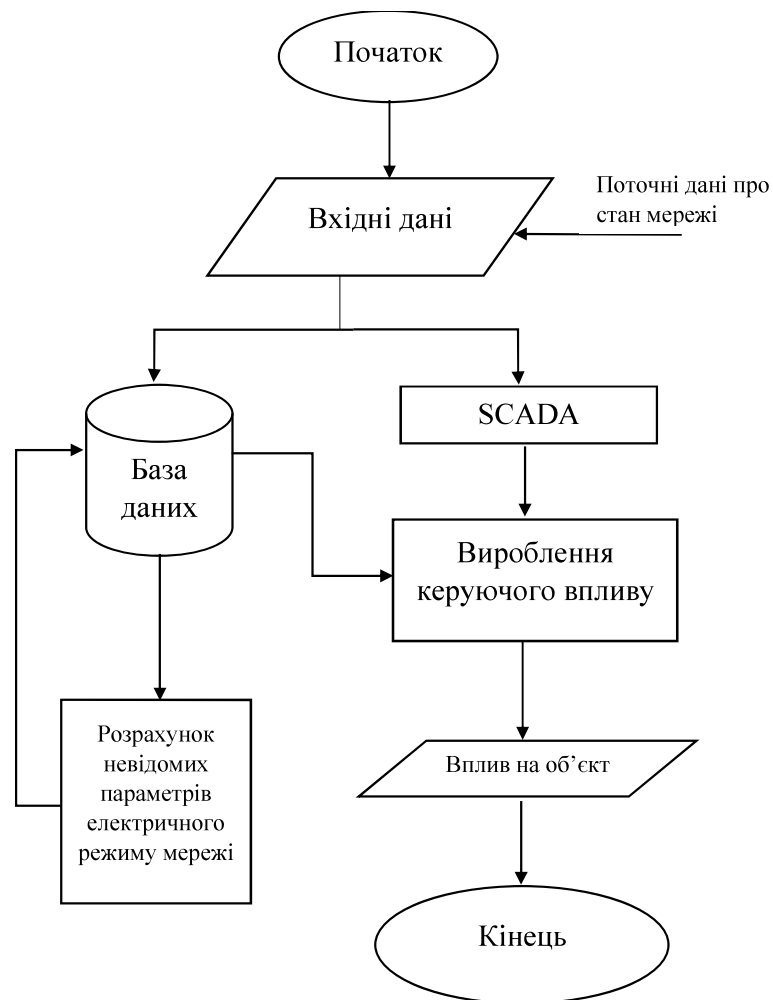


Рисунок 2.2 – Місце бази даних в системі керування енергосистемою

2.3 Редагування інформації у базі даних.

Прямі запити на вставку або редагування записів заборонені в базі даних. Дії, які можуть бути проведені з даними відбуваються за допомогою виклику внутрішніх процедур, в яких описані можливі дії. Всі зміни реєструються в журналі подій з відмітками часу та поміткою автора. При кожному додаванні нового запису зі сторони клієнта формується мітка-опис, яка містить в собі інформацію про те, яка саме інформація заноситься та чим нова інформація відрізняється від попереднього аналогічного запису. При отриманні даних на стороні серверу мітка повторно генерується за допомогою додаткової функції та звіряється з тою, що надійшла. У випадку неспівпадіння отримана інформація не

зберігається, а відправляється назад до користувача з повідомленням про помилку та запитом на підтвердження.

У випадку, якщо редагування успішне, створюється новий запис в журналі із зазначенням автора правки, датою, часом та вказівками щодо відредагованих даних. Інформація, що зберігалась в базі даних до цього переміщається до архіву. Архівні дані можуть бути використані для відновлення після помилкового або зловмисного введення невірних даних до основної бази даних, для аналізу та побудови прогнозів (наприклад, прогноз навантажень на наступну добу, розширений моніторинг якості електропостачання або аналіз втрат в схемі), для створення звітів та журналів аудиту. Дані можуть переміщатися до архіву з основної бази даних вручну за командою, або автоматично через певні проміжки часу. В архіві, аналогічно до основної бази поточних актуальних даних, вся інформація зберігається з мітками дати та часу.

2.4 Керування доступом користувачів

При підключенні до бази даних користувач має ввести логін та пароль. В рамках сесії користувач має всі системні і об'єктні привілеї, якими він наділений безпосередньо, а також привілеї суб'єкта PUBLIC і привілеї, якими володіють приписані йому ролі за замовчуванням. У ході роботи набір привілеїв може змінюватися у зв'язку з активацією або відключенням конкретної ролі, виконанням збереженої процедури або тригера. При створенні користувача, він не має привілеїв. Користувач автоматично отримує всі об'єктні привілеї до всіх об'єктів у своїй схемі. Об'єктні привілеї означають те, що користувач може виконувати команди лише для певного об'єкту бази даних. Для різних об'єктів ці привілеї мають різнитися, та мають бути пов'язані як з таблицями, так і з користувачами. Для еквівалентних об'єктів, що мають різні назви і однакову наповненість, привілеї мають залишатися однаковими. Коли еквівалентний об'єкт видаляється, привілеї до об'єкта схеми залишаються в силі. Об'єктна

привілея надається певному користувачу для певної таблиці або представлення. Користувач, що створив таблицю має всі привілеї на цю таблицю. Для підвищення рівня безпеки бази даних після інсталяції та першого запуску бази видаляються всі попередні користувачі «за замовченням» та додаються нові користувачі із відповідними привілеями.

2.5 Моніторинг доступу до бази даних

Моніторинг доступу допускає 4 типи аудиту в СКБД:

1. Аудит інструкцій – реєстрація SQL-інструкцій, виконуваних одним або більше (всіма) користувачами.
2. Аудит привілеїв – реєстрація застосування системних привілеїв одним (або більше) користувачем або всіма користувачами БД.
3. Аудит об'єктів схеми – реєстрація дій з одним або більше об'єктом в схемі.
4. Деталізований аудит – моніторинг доступу до даних на рівні їх вмісту (відносно інструкцій select, insert, update, delete).

Окрім цього, об'єктом аудиту є процедура створення користувачів і об'єктів системи. Вбудовані засоби СКБД дозволяють автоматично перехоплювати різні дії з БД (запуск/зупинка екземпляра БД), команди DDL (Data Definition Language), які використовують для створення або модифікації структур БД, а саме табличні області, файли даних тощо.

Не проводиться реєстрація невдалого виконання збережених процедур коли відбувається помилка авторизації чи при зверненні до неіснуючого об'єкту схеми. При некоректному написанні (синтаксисі), невдалий запуск процедури також не реєструється.

У разі, якщо допускається автоматичний запуск або зупинення БД (при запуску або зупинці операційної системи), записи будуть міститися також в журнал подій операційної системи користувача.

Засоби аудиту СКБД дозволяють за допомогою однієї команди реалізувати аудит додавання нових таблиць до БД або здійснювати реєстрацію застосування привілеїв конкретним користувачем.

Залежно від типу активованого аудиту, можливо зберігати в журналі аудиту різні дані, але завжди реєструються:

- ідентифікатор або ім'я користувача;
- ідентифікатор сеансу;
- ідентифікатор термінала;
- ім'я схеми об'єкта, до якого відбувається звернення;
- виконувана операція (або спроба її виконання);
- код завершення операції;
- дата і час;
- використовувані системні привілеї.

Для відслідковування подій бази даних в СКБД передбачена система тригерів. Тригери є збереженими процедурами, які виконуються у відповідь на операції і події, пов'язані з ними:

- перевірка внесених до таблиці змін;
- автоматизація супроводу бази даних;
- встановлення обмежень на виконання операцій над об'єктами бази даних.

Всі тригери поділяються на:

- тригер BEFORE. Викликається до внесення будь-яких змін, у тому числі до вставки запису (BEFORE INSERT);
- тригер AFTER. Виконується після того, як проводяться всі зміни;
- тригер рівня інструкції. Виконується для окремої SQL-інструкції, яка обробляє одну або більше записів бази даних;
- тригер рівня запису. Викликається для окремого запису, який оброблюється SQL-інструкцією.

Передбачено наступний перелік подій і структурних компонентів процесу обробки даних, з якими можна пов'язувати тригери:

- інструкції мови маніпулювання даними (DML). Тригери DML запускаються у відповідь на вставку, оновлення або видалення рядка таблиці бази даних;
- інструкції мови визначення даних (DDL). Інструкція DDL – будь-яка SQL-як таблиця або індекс. Тригери DDL запускаються у відповідь на виконання DDL-інструкцій. З їх допомогою можливо виконувати аудит і забороняти певні операції;
- події бази даних. Тригери подій використовуються при її запуску і зупинці, при підключенні і відключенні сервера, у випадку виникнення помилок. Дозволяють контролювати активність БД;
- тригери INSTEAD OF (тригери, що заміщають). Тригери, що заміщають запускаються перед операціями DML – їх код визначає, які дії слід виконати замість відповідної операції. Вони управляють операціями над поданнями, але не над таблицями;

- призупинені інструкції. Якщо в ході виконання інструкції виникла проблема доступності простору, СКБД може перевести її в режим призупинення до тих пір, поки ця проблема не буде вирішена;

2.6 Контроль цілісності інформації в базі даних

СКБД має забезпечувати:

- цілісність даних;
- цілісність посилань;
- цілісність транзакцій.

Цілісність даних визначається правилами перевірки достовірності даних, які гарантують, що недійсні дані не потраплять у таблиці. СКБД дозволяє визначати і зберігати ці правила для об'єктів БД, яких вони стосуються, так, щоб нові значення для об'єктів проходили стандартну перевірку на достовірність попереду запису до БД. При цьому вони активуються, коли який-небудь вид зміни проводиться в таблиці, незалежно від того, який процес виконує вставки, модифікації або видалення. Цей контроль здійснюється у формі обмежень і тригерів БД.

Обмеження – це правила, що застосовуються до таблиць під час або після створення та поширюються на те, як ці таблиці можуть заповнюватися.

Цілісність посилань – це обмеження бази даних, які гарантують, що зв'язки (посилання) між даними є дійсно правомірними і неушкодженими.

Цілісність транзакцій – дотримання вимог ACID (Атомарність, Узгодженість, Ізоляція, Довговічність) в процесі передачі транзакційних даних між вихідною і цільовою системами. Це забезпечує цілісність у межах всієї бази даних.

2.7 Додаткова мітка убезпечення інформації

Мітка генерується двічі – зі сторони клієнта на початку передачі та на стороні серверу після отримання даних. Мітка містить в собі наступні елементи:

- інформація про те, що саме змінилось в схемі. Якщо зміни відбулися в комутаціях елементів мережі (ввімкнення або вимкнення ліній, трансформаторів, вузлів, тощо), то цьому елементу надається значення «1». Якщо зміни відбулися в числових параметрах мережі (зміна струмів, напруг, навантаження тощо), то надається значення «0»;

- наскільки сильно нові дані відрізняються від попередніх, що вже є в базі. Дана функція аналізу дає всього 4 можливих відповіді:

«0» – якщо дані не значно відрізняються (в допустимих межах відхилення від номінальних значень),

«1» – якщо одне значення перевищує допустимі межі номінального значення,

«2» – якщо більшість даних значно відрізняється (декілька нових значень перевищують межі номінальних значень)

«3» – проведено редагування структурної схеми, змінені комутаційні стани вузлів.

- код доступу – позначення, від кого надійшла інформація.

Аналіз міток дозволяє виявити несанкціоновані занесення даних до бази, що є однією з вимог до безпеки БД.

2.8 Структура бази даних

Загальна структура запропонованої бази даних наведена в додатку И.

Таблиці в базі даних містять кількість полів достатню для максимально точного опису об'єкту, а саме енергомереж різних класів напруг із відповідними компонентами. На рис. 2.3 відображено таблицю, що описує лінію та її зв'язки з іншими таблицями.

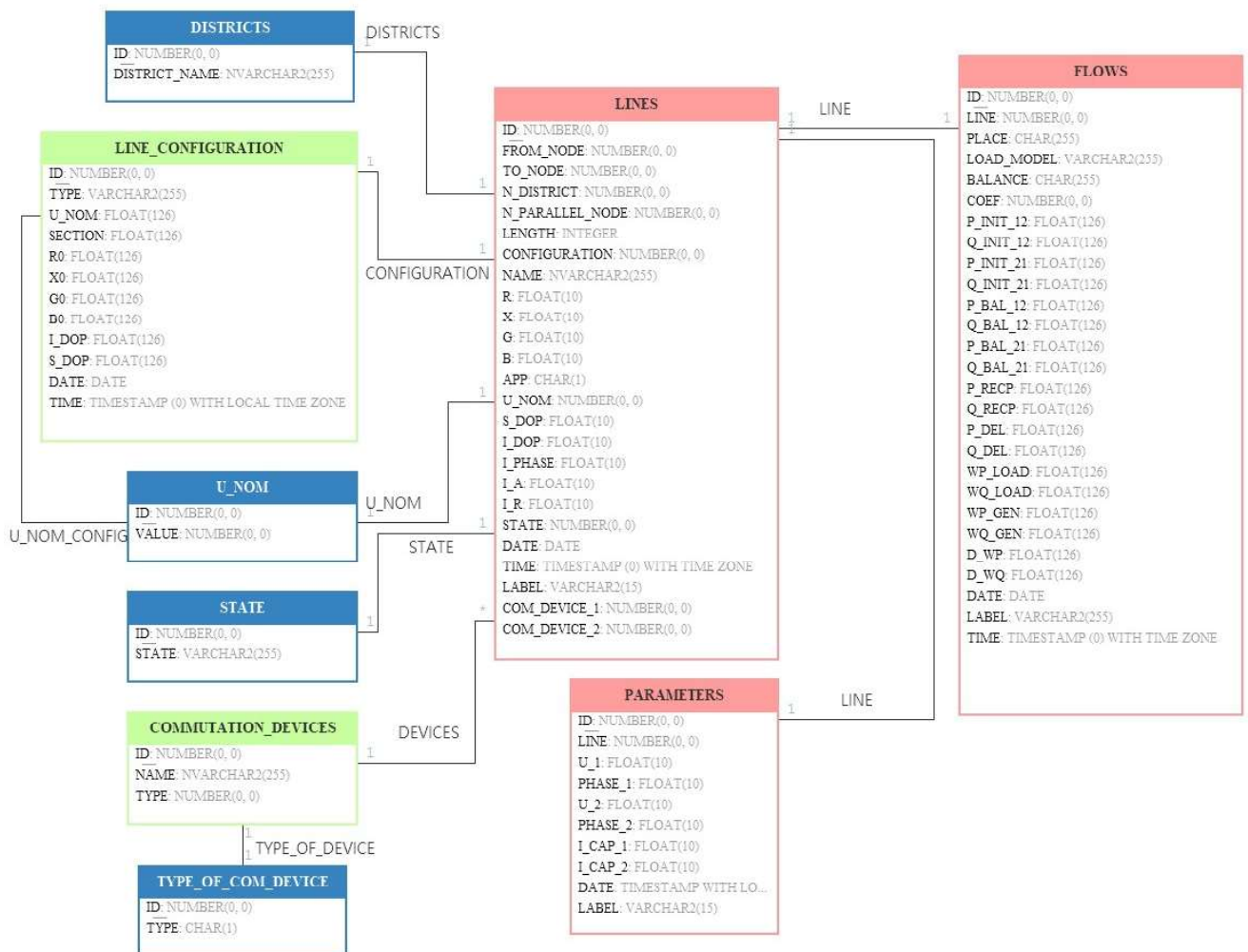


Рисунок 2.3 – Частина бази даних, що відповідає об'єкту «лінія»

Приклад наповненості таблиці з довідковою інформацією про конфігурації ліній зображено на рисунку 2.4. Кожна таблиця має первинні ключі з унікальним значенням, що автоматично збільшується під час додавання нового запису. Ця особливість може бути корисною при імпорті або введенню з нуля схеми коли немає необхідності в додаткових БД для зв'язку таких параметрів

лінії, як довжина з відповідними погонними значеннями та допустимими струмами та перетоками потужностей. Відповідний механізм також застосовано при створенні об'єктів «трансформатор», «реактор» та інформаційних моделей іншого обладнання мережі.

TYPEOFFLINE	SECTION	U_NOM	R0	X0	G0	B0	I_DOP	S_DOP
AC	95	110	0,33	0,429	0,027	2,61	330	(Null)
AC	120	110	0,27	0,423	0,025	2,65	380	(Null)
AC	150	110	0,21	0,416	0,023	2,71	445	(Null)
AC	185	110	0,17	0,409	0,022	2,74	510	(Null)
AC	240	110	0,131	0,401	0,02	2,8	610	(Null)
AC	300	110	0,105	0,399	0,019	2,86	690	(Null)
AC	400	110	0,078	0,391	0,018	2,92	835	(Null)
AC	500	110	0,065	0,386	0,018	2,96	945	(Null)
AC	600	110	0,055	0,381	0,018	3,02	1050	(Null)
АСК	120	110	0,27	0,423	0,025	2,65	380	(Null)
АСК	150	110	0,21	0,416	0,023	2,71	445	(Null)
АСК	185	110	0,17	0,409	0,022	2,74	510	(Null)
АСК	240	110	0,131	0,401	0,02	2,8	610	(Null)
АСК	300	110	0,105	0,399	0,019	2,86	690	(Null)
АСК	500	110	0,065	0,386	0,018	2,96	945	(Null)
АСКП	120	110	0,27	0,423	0,025	2,65	380	(Null)
АСКП	150	110	0,21	0,416	0,023	2,71	445	(Null)
АСКП	185	110	0,17	0,409	0,022	2,74	510	(Null)

Рисунок 2.4 – Дані про конфігурацію ліній

На таблицю, що представлена на рис. 2.4 безпосередньо посилається таблиця LINES, що містить основну інформацію про стан лінії, її комутацію, комутаційні апарати, що встановлені на її кінцях. Зовнішні ключі на таблиці U_NOM забезпечують узгодженість, так як значення номінальної напруги прописується як в конфігурації лінії, так і в таблиці, що її моделює. Тобто, в моделі неможливо в процесі випадково чи навмисно обрати лінію з невідповідним значенням номінальної напруги. Посилання на таблицю COMMUTATION_DEVICES з двох полів COM_DEVICE_1 та COM_DEVICE_2 встановлює, чи є комутаційні апарати на початку або кінці лінії, так відповідно

також забезпечує цілісність інформації шляхом додаткової прив'язки таблиці COMMUTATION_DEVICES до таблиці, що зберігає дані по вузлах. Комутаційні стани узгоджуються відповідним чином – комутаційний стан лінії (відімкнена з початку, з кінця, з обох сторін, в ремонті) повинен бути узгодженим з комутаційними станами вузлів. І таблиця об'єкту «лінія», і таблиця, що характеризує основні параметри вузлів, посилаються на одні і ті ж самі таблиці STATE та COMMUTATION_DEVICES. Дані по перетоках в лініях окремо зберігаються в таблиці FLOWS, також введено поточнення типу навантаження та розташування точок вимірювання (за необхідності фіксації даної інформації; дозволене NULL-значення даного поля). Також окремо винесені параметри схеми, що вказують напругу, фазу та ємнісний струм на початку та кінці лінії. За вимогою користувача ця вся інформація може подаватися в різних формах через формування видів бази даних. Частина бази даних, що відповідає за зберігання інформації об'єктів «лінія» наведена на рис. 2.4

Частина, що відповідає за зберігання основних даних по вузлах зображена на рис. 2.5. Вказані тип вузла, тип станції, розташування в районі, вузла, комутаційні апарати, номінальна напруга вузла, навантаження та генерація у вузлі.

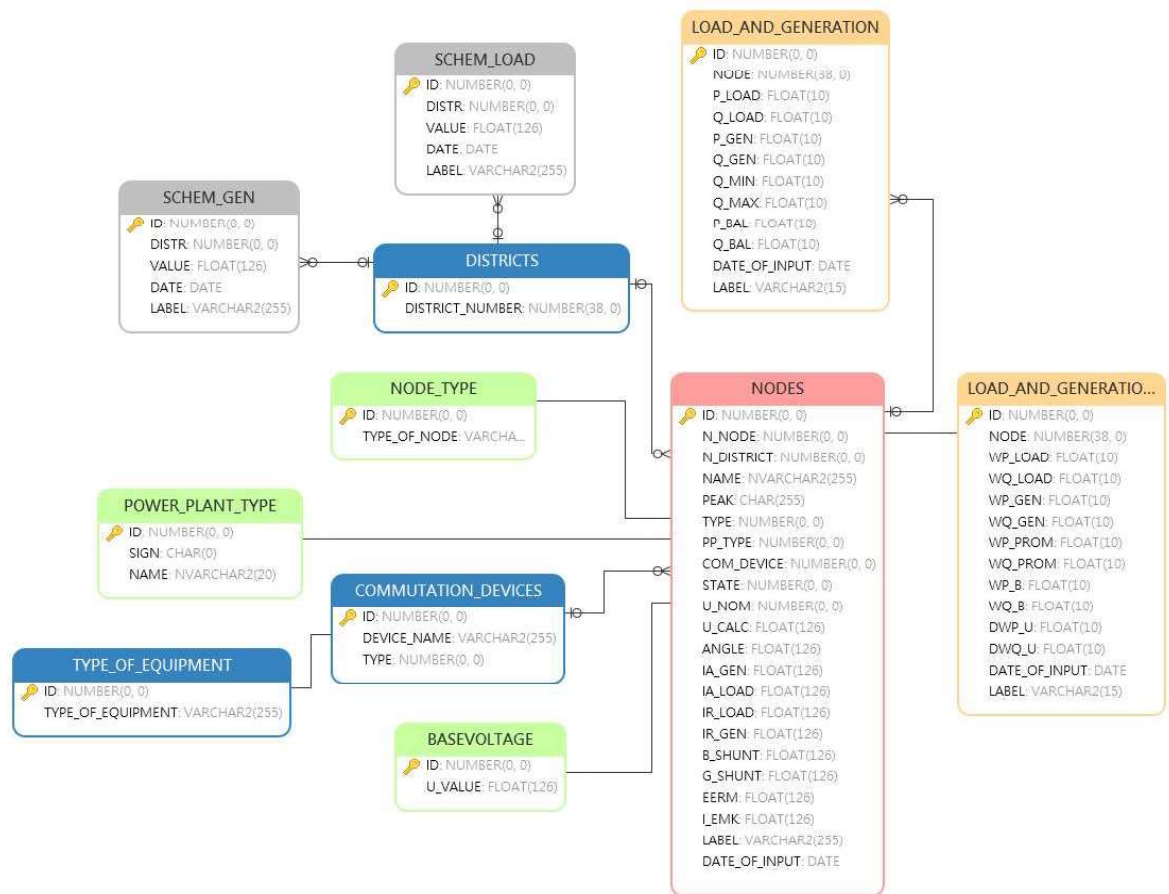


Рисунок 2.5 – Частина бази даних, що відповідає об’єкту «вузол»

В окремому блоці (рис. 2.6) виділені таблиці з описом трансформаторів та їх параметрів. Таблиці, що називаються «JUNCTION__XX» поточніують підключення обмотки та містять зовнішні ключі на довідкові таблиці з переліком двохобмоткових, триобмоткових трансформаторів, трансформаторів з розщепленою обмоткою та струмообмежуючих реакторів. Зв’язок таблиць, наведених в цьому блоці дозволяє створити інформаційну модель об’єкту «трансформатор» будь-якого типу із заданими параметрами.

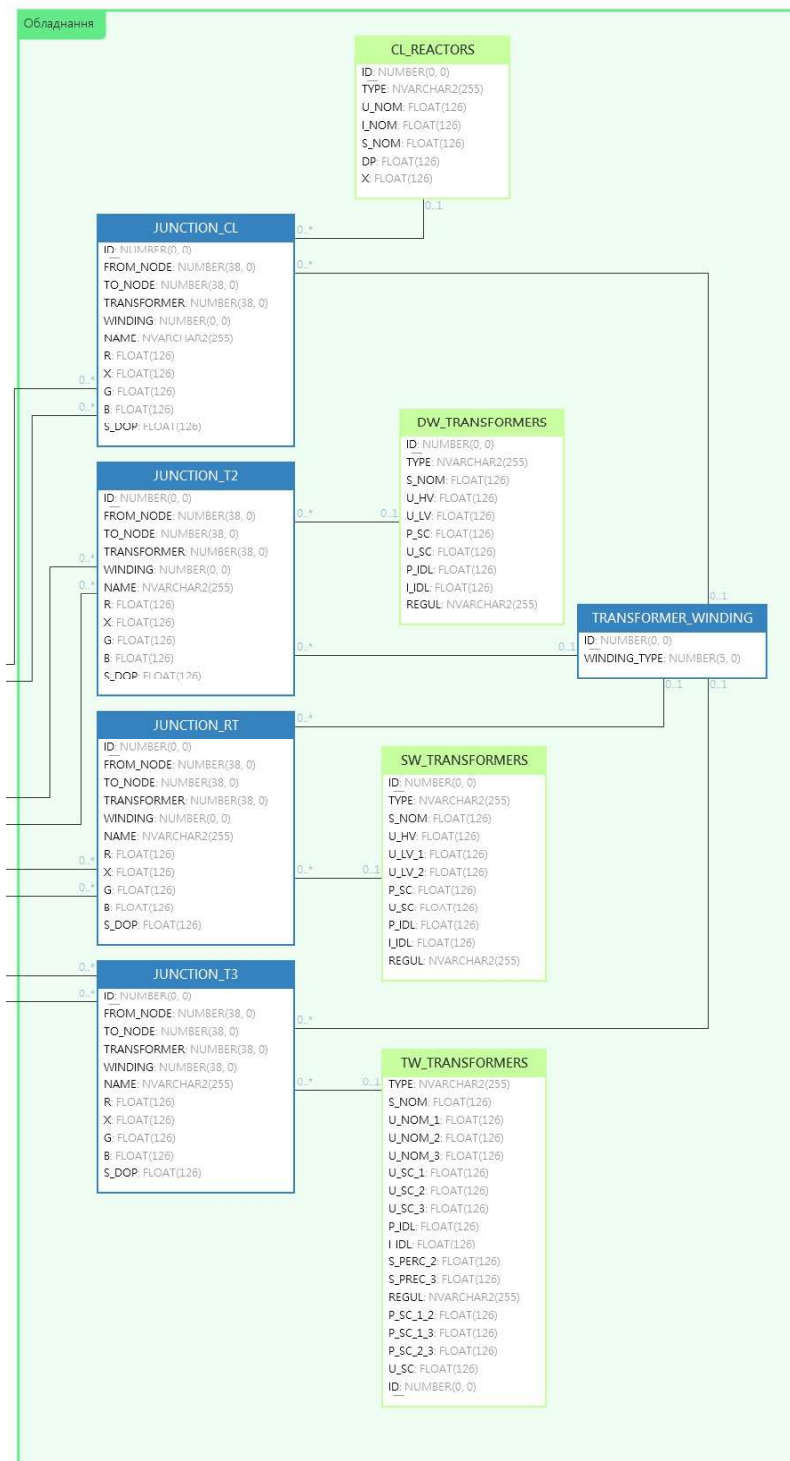


Рисунок 2.6 – Частина бази даних, що відповідає об'єкту «трансформатор»

Висновки

Розглянуті основні принципи побудови баз даних та вимоги до них. Запропонована база даних, що відповідає вимогам цілісності, надійності, швидкості, захисту. Особлива увага приділена саме захисту від несанкціонованого видалення або спотворення даних. Для цього передбачені процедури для редагування інформації, для керування доступом користувачів та окрема додаткова мітка для контролю переданої інформації. Розроблена БД містить повну інформацію про різні об'єкти енергомережі та параметри режиму в обсязі, достатньому для здійснення загального керування енергосистемою.

Повна модель структури БД наведена в додатку И.

Повні розшифровки об'єктів «лінія» та «трансформатор» наведені в додатках К та Л.

3 ПРОГРАМНИЙ РОЗРАХУНКОВИЙ КОМПЛЕКС

3.1 Загальний опис

Засобами мови C# та запитів мовою SQL створено клієнтську програму для перегляду та редагування даних в базі даних (БД). Також створена можливість провести розрахунок режиму роботи енергомережі програмою РАОТВ або за допомогою вбудованого модулю для обрахунку режимів. Задля полегшення реалізації розрахунку розроблено клас для роботи з комплексними числами.

У випадку розрахунку засобами програмного комплексу РАОТВ програма клієнта сформує необхідні для роботи цього комплексу файли та імпортує результати обрахунку до бази даних.

Доступний клієнту програмний модуль розрахунку усталеного режиму виконується базується на методі Ньютона. Цей метод є придатним для вирішення нелінійних задач. Отримані дані після обрахунку можна зберегти окремо чи в базі даних.

Програма клієнта складається з окремих програмних модулів, що реалізують основні функції інтерфейсу користувача. Структура програми-інтерфейсу:

- модуль, що надає можливість імпорту та експорту файлів в форматах XML, UZL, VET;
- модуль обрахунку режиму роботи енергомережі методом Ньютона;
- модуль створення бази даних для першого запуску;
- модуль авторизації користувача;
- модуль формування запитів до бази даних на перегляд даних;
- модуль формування запитів до бази даних на редагування даних;
- модуль формування мітки редакції.

3.2 Імпорт та експорт даних

Програмно імпорт та експорт даних, необхідних для зберігання реалізовано через бінарну десеріалізацію та серіалізацію.

Файли для роботи з РАОТВ формуються в бінарній формі у файлах власного формату, тому їх читання та запис можна організувати через клас BinaryFormatter. Отримані значення пропонуються до перегляду користувачем, а потім, за умови підтвердження, відправляються до бази даних. Зворотній процес – серіалізація відбувається в наступному порядку: користувач формує запит на дані з БД та підтверджує їх експорт. Значення параметрів за запитом розділяються на дві групи – параметри вузлів та параметрів гілок та серіалізуються у відповідні файли для подальшої роботи з зовнішнім програмним комплексом РАОТВ. У подальшому для аналізу та перевірки правильності роботи програми використовується модель, розроблена в цьому середовищі.

3.3 Програма розрахунку усталеного режиму роботи енергомережі

3.3.1 Моделювання графу мережі

Процесу розрахунку усталеного режиму роботи енергомережі передую процес моделювання графу відповідно до заданої схеми [19]. Як правило, це перетворення графу в індексно-циркулярну модель графу (ICM).

Початкова модель графу (ISM) складається з найменувань вузлів в векторі NS та найменувань початків та кінців гілок в векторах NN та NK. Така модель реалізована лише для більш зручної ідентифікації вузлів у користувача.

Індексна модель (INM) зберігає індекси початків та кінців гілок в векторах IN та JK. При цьому має виконуватись вимога $IN < JK$. Для збережених даних ця вимога виконується лише для моделювання ліній. Для даних, що моделюють

трансформатор необхідні додаткові перетворення, перед тим, як заносити їх до моделі INM.

Таблиця 3.1 - Приклад елементу таблиці, що моделює трансформатор.

№ п/п	N1	N2	k	R	X	G	B	Kт'	Тип
11	1	111		0,817	58,528	1,7	9,2	1	T3 0
12	111	4		0,817				2,707137	T3 1
13	111	12		2,042	126,58			8,571428	T3 2

В таблиці прийнято наступні умовні позначення: N1, N2 - номери початків та кінців лінії, k – ознака комутації, R – активний опір, X – реактивний опір, G – активна провідність, B – реактивна провідність, Kт' – дійсна частина коефіцієнту трансформації, Тип – ознака обмотки, що моделюється лінією.

Як видно з табл. 3.1, перед формуванням INM необхідно поміняти місцями 12 та 13 лінії, при чому чітко зазначивши, до якого вузла трансформатор приєднаний обмоткою ВН та НН. В цьому випадку орієнтиром слугує примітка до типу трансформатору та обмотки. 0 – обмотка високої напруги (приєднаний ВН до вузла початку), 1 – обмотка середньої напруги (приєднаний НН до кінця лінії), 2 – обмотка низької напруги (приєднаний НН до кінця лінії). Остаточний вигляд моделі об'єкту «трансформатор» наведений в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Елемент, що моделює трансформатор після підготовчого етапу

№ п/п	N1	N2	k	R	X	G	B	Kт'	Тип
11	1	111		0,817	58,528	1,7	9,2	1	T3 0
12	4	111		0,817				2,707137	T3 1-
13	12	111		2,042	126,58			8,571428	T3 2-

В подальшому у випадку появи несумісності з вимогами до INM стовпці просто міняються місцями з обов'язковою перевіркою стану комутації; якщо до змін комутація була примітка, наприклад «1» (відімкнена з початку), то після редагування стане примітка «2» (відімкнена з кінця). Окрім цього параметри моделі форма доповнюється одновимірними масивами, що відповідають компонентам матриці Y : діагональним елементам, елементам верхнього та нижнього трикутників. Також окремо позначаються ще дві характеристики схеми: кількість вузлів КР (визначає порядок матриці провідності) та кількість гілок КЛ.

Алгоритм формування ICM наведений на рис. 3.1. Програмна реалізація наведена в додатку Й.

Після цього вектори N1 та N2 можна повністю переносити в вектори IN та JK.

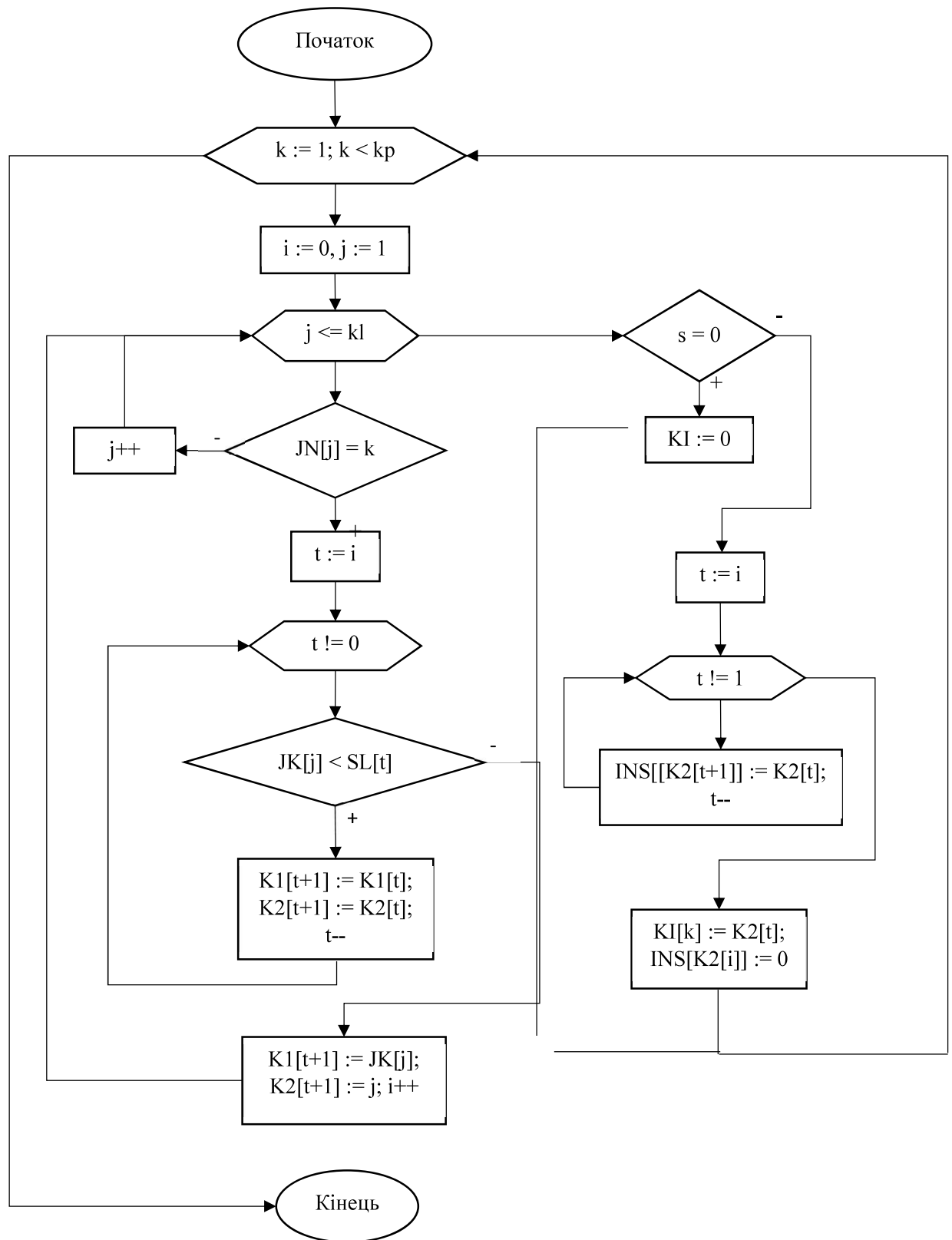


Рисунок 3.1 – Алгоритм програмної реалізації формування ІСМ

На основі моделі INM складається індексно-циркулярна модель розрідженої матриці ICM. До існуючих векторів додається вектор INS, що містить спискові структури рядків матриці. Відповідно додається вектор KI з входами в спискові структури. В схемі лінії можуть бути розкидані хаотично, а спискова структура допомагає впорядкувати ці елементи за ознаками. Кожен елемент за своїм індексом в векторі INS містить посилання на наступний, а останній елемент містить посилання, що дорівнює нулю. Вектор KI містить входи для кожного ярусу (рядку матриці).

При побудові матриці провідностей додатково можуть виникнути додаткові конфігураційні задачі, що призводить до розширення збільшення розміру матриці:

1. Локалізація та видалення фрагментів мережі, що не мають живлення в результаті комутаційних перемикачів;
2. Вирішення проблеми паралельних ліній при використанні матриць провідностей або опорів;
3. Врахування нульових опорів в матриці провідностей Y , які обов'язково мають місце при наявності шиноз'єднувальних вимикачів, тощо;

Згідно [11], ці задачі вирішуються шляхом створення додаткових вузлів, використанням малих опорів та ін. (рис. 3.2)

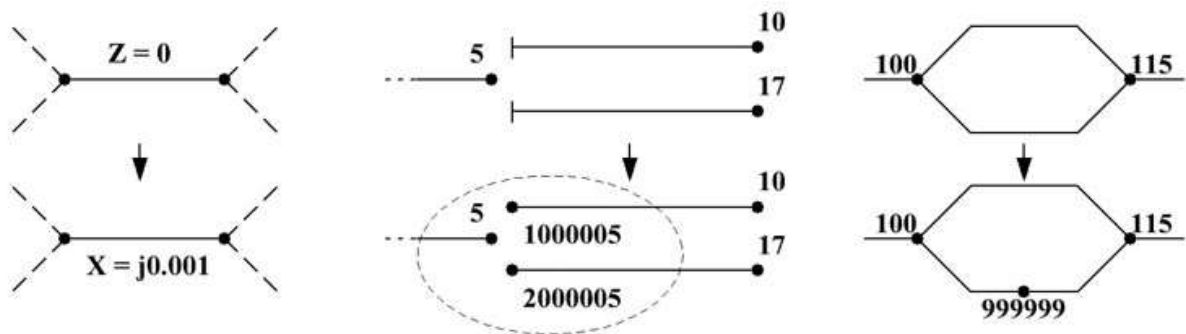
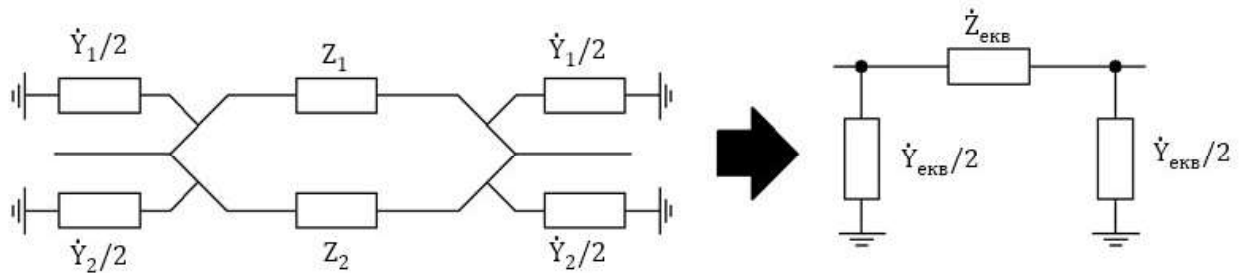


Рисунок 3.2 – Графічне представлення Стандартних методів рішення конфліктних конфігураційних задач з матрицею провідності: а) метод із заміною нульових опорів малими значеннями; б) метод додаткового вузла з нульовим навантаженням; в) метод додавання фіктивного вузла.

Зазначені методи мають ряд недоліків. Так, якщо при обробці початкових параметрів (R , X , G , B) схем нульові опори замінюються дуже малими опорами (рис. 3.2 а), то це призводить до збільшення похибки. Повністю відключені лінії з розрахункової схеми виключаються. Якщо відключені лінії з одного боку автоматично набувають додаткового вузла з нульовим навантаженням (рис. 3.2 б), то матриця провідностей збільшується. Коли паралельні лінії не еквівалентуються, а розбиваються на дві ділянки шляхом введення фіктивного вузла з номером $N\Phi$ (рис. 3.2 в), то лінія $NH-N\Phi$ (де NH – номер початку лінії, $N\Phi$ – номер фіктивного вузла) містить повністю поздовжні параметри початкової лінії, а лінія $N\Phi-NH$ має нульовий опір. Створення «зайвих» фіктивних вузлів призводить до збільшення матриці провідностей Y . Розглянуті методи збільшують похибки та розмірність матриці провідностей, що погіршує в подальшому параметри програм, що їх реалізують.

В магістерській дисертації виділяються дві основні задачі еквівалентування, що підвищують ефективність запропонованого програмного продукту:

1. Еквівалентування нульових зон графів електричних мереж методом видалення вузлів та гілок, які не мають живлення;
2. Еквівалентування паралельних ліній шляхом заміни паралельних П-подібних схем заміщення однією еквівалентною (рис. 3.3).



$$\dot{Y}_{\text{екв}} = \sum \dot{Y}_i; \dot{Z} = \frac{\dot{Z}_1 \cdot \dot{Z}_2}{(\dot{Z}_1 + \dot{Z}_2)}$$

Рисунок 3.3 – Метод еквівалентування паралельних гілок

Еквівалентування паралельних гілок доцільно виконувати, якщо вони розташовані поряд, використовуючи аналог алгоритму Горнера для обрахунку поліномів високого порядку (рис. 3.4).

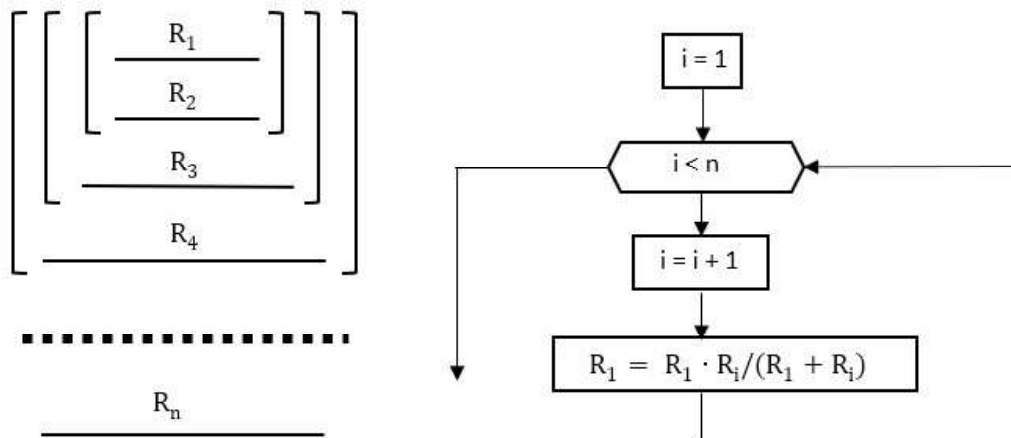


Рисунок 3.4 – Приклад застосування алгоритму розрахунку еквівалентного опору паралельних ліній

- Слід зазначити, що при еквівалентуванні паралельних гілок кожна паралельна гілка представлена П-подібною схемою заміщення з поздовжніми опорами та поперечною провідністю Z_e, Y_e . Всі обрахунки виконуються в комплексному просторі:

$$\dot{Z}_e = R_e + jX_e; \dot{Y}_e = G_e + jB_e;$$

Поперечні провідності розносяться по суміжним вузлам, вмикаючись в шунт вузла:

- $G_h = G_h + \frac{G_1}{2}; B_h = B_h + \frac{B_1}{2};$
 - Поздовжні опори еквівалентуються по розглянутій алгоритмічній моделі;
 - Значно складніше ситуація з еквівалентуванням паралельних трансформаторів з різними опорами та коефіцієнтом трансформації. Тут необхідно зберегти рішення з додаванням фіктивного вузла. Тоді:
- Паралельні лінії розпізнаються по однаковим індексам в масиві JK – відповідному списку;
 - В списку паралельні лінії можуть бути розміщені не поряд;
 - В списку яруса можуть утворюватись нові заповнення.

Ці принципи проілюстровано на рис. 3.5.

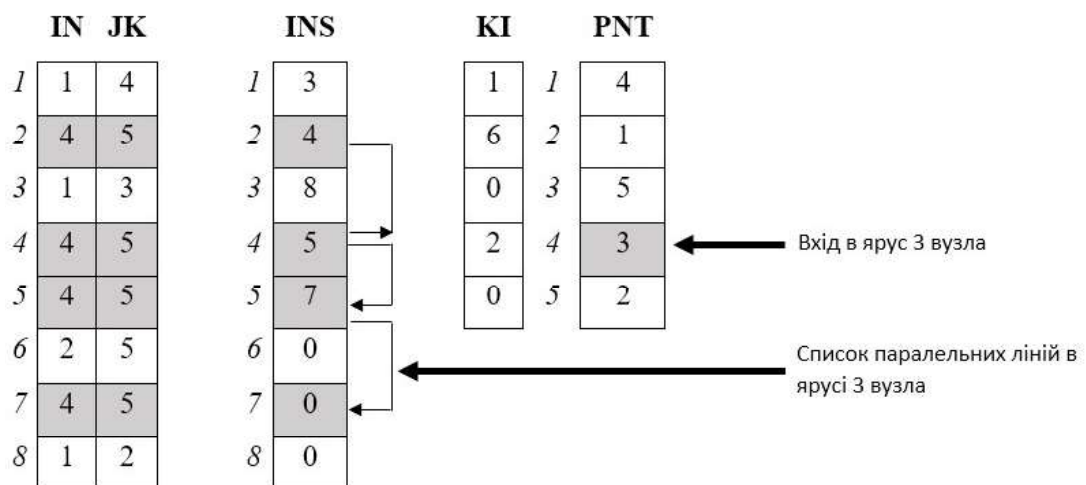


Рисунок 3.5 – Фіксація паралельних гілок в ярусах вузлів

Локалізацію вузлів схеми, які не мають живлення (не мають зв'язку з балансуючими вузлами) можна реалізувати шляхом побудови окремого графу для мережі живлення з вершинами БП. Алгоритм розв'язку такої задачі наступний: 1. Визначення множини вузлів дерева графу $D := []$;

2. Додавання до визначеної множини балансуючих вузлів схеми (ознака $pRb = 1$): до графу: $D = D + [NameB]$;

3. Перевірка всіх гілок графу, які не мають комутаційних вимикань, і, Якщо один з вузлів гілки належить до множини D , а другий не належить, то такий вузол додається в множину, розширюючи її склад;

4. Повторення пункту 3 до моменту, доки не закінчиться розширення множини вузлів дерева;

5. Вузли графу, не додані в дерево D , не мають живлення. Їм призначається ознака $pRb = 3$.

Більш зручно оперувати не найменуваннями вузлів (вони можуть бути достатньо об'ємними), а з їх індексами в масиві $Name$. Приклад, робота алгоритму, наведеному на рис. 3.6, містить два кроки. Тут схема містить 11 вузлів, два балансуючих вузла БП і шість відімкнених комутаційних апаратів. За виконання п.1 алгоритму знайдено три вузли без живлення, чотири гілки без живлення і чотири гілки, що працюють на холостому ході. Три з них створюють конфлікт при ідентифікації, оскільки вузли без живлення видалені. Модель графу після виконання п. 2 алгоритму також наведена на рис. 3.6.

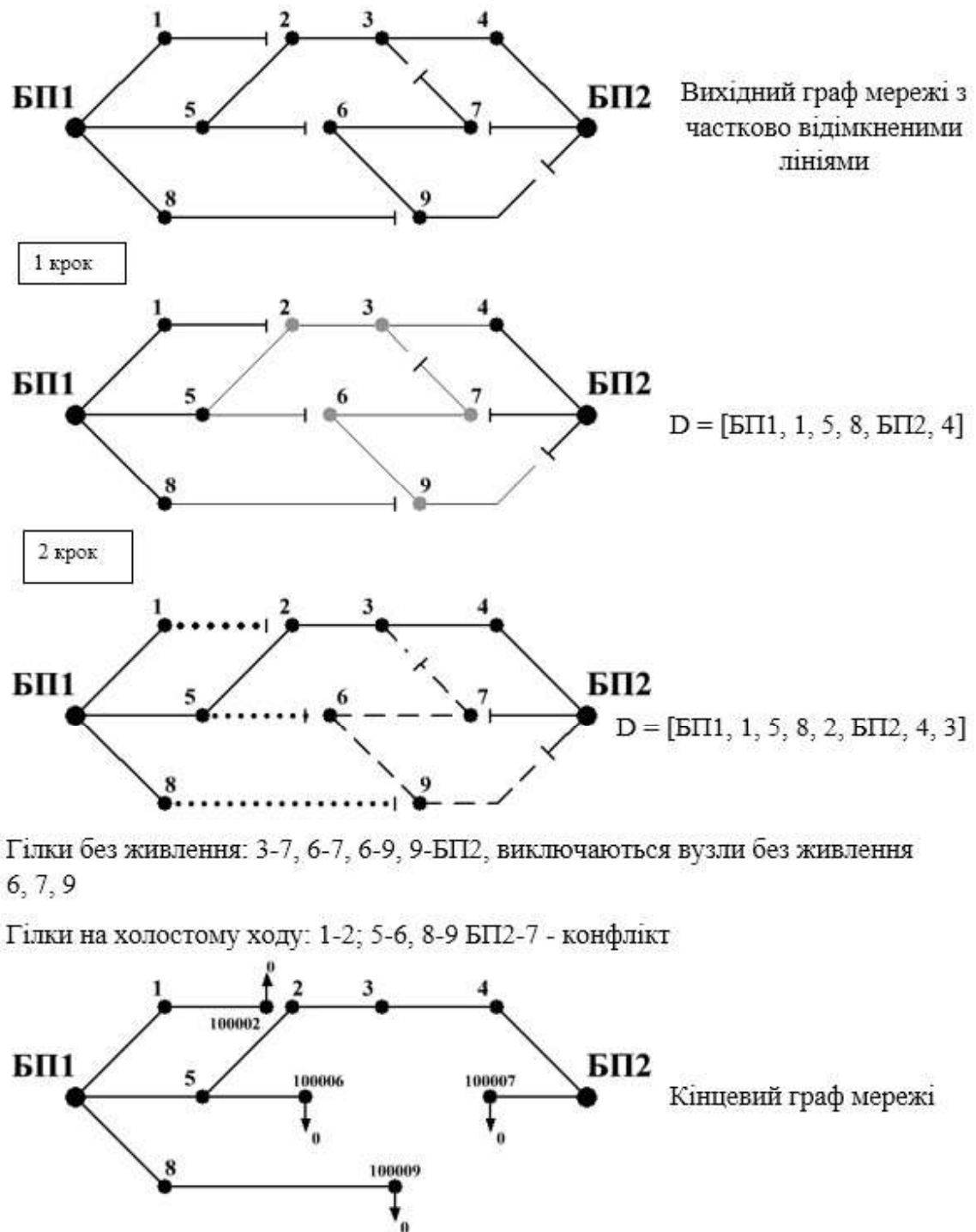


Рисунок 3.6 – Послідовність роботи алгоритму локалізації фрагментів мережі без живлення

3.3.2 Розрахунок матриці провідностей Y

У складі електричної мережі є наступні елементи:

- Лінії;
- Трансформатори;
- Реактори.

Для ліній використовується П-подібна схема заміщення. Лінія може бути відключена з обох боків, або тільки з початку або кінця. Паралельні лінії під час підготовки схеми еквівалентуються за наведеним в п. 3.4 цього розділу алгоритмом, тобто дві паралельні П-подібні схеми заміщуються однією.

Реактори моделюються як звичайні лінії з виключенням поперечної провідності. Шунтувальні реактори представляються індуктивною провідністю вузла.

Для трансформаторів використовується Г-подібна схема заміщення. У випадку триобмоткового трансформатору – моделювання трипроменевою зіркою. Поперечна індуктивна провідність додається до моделі вузлів з боку високої напруги. Паралельні трансформатори з однаковими коефіцієнтами трансформації еквівалентуються за алгоритмом, аналогічним до еквівалентування паралельних ліній.

Розрахунок взаємної провідності для лінії проводиться за формулою

$$\dot{Y}_{ij} = \frac{1}{\dot{Z}_{ij}},$$

де $\dot{Z}_{ij}$ – опір лінії.

Розрахунок взаємних провідностей для трансформаторів проводиться за формулами

$$\dot{Y}_{ij} = \frac{\dot{K}}{\dot{Z}_{ij}} \quad \text{та} \quad \dot{Y}_{ji} = \frac{\bar{K}}{\dot{Z}_{ij}},$$

якщо трансформатор під'єднаний стороною ВН до вузла i , а стороною НН до вузла j .

Власна провідність вузла розраховується за формулою:

$$\dot{Y}_{ii} = -\frac{\Sigma \dot{Y}_L}{2} - \Sigma \dot{Y}_T - \Sigma \dot{Y}_P - \Sigma \frac{1}{\dot{Z}_L} - \Sigma \frac{1}{\dot{Z}_T} - \Sigma \frac{K^2}{\dot{Z}_T};$$

де $-\frac{\Sigma \dot{Y}_L}{2}$ – поперечна провідність ліній згідно П-подібної моделі,

$-\Sigma \dot{Y}_T$ – поперечна провідність трансформаторів згідно Г-подібної моделі,

$-\Sigma \dot{Y}_P$ – поперечна провідність шунтувальних реакторів,

$-\Sigma \frac{1}{\dot{Z}_L}$ – подовжня провідність лінії,

$-\Sigma \frac{1}{\dot{Z}_T}$ – подовжня провідність трансформаторів, що пов'язані з вузлом зі сторони ВН,

$-\Sigma \frac{K^2}{\dot{Z}_T}$ – подовжня провідність трансформаторів, що пов'язані з вузлом зі сторони НН.

3.3.3 Розрахунок усталеного режиму методом Ньютона

Рівняння, наведене в (3.1) використовується для розрахунку режиму методом Ньютона. Це рівняння є загальним рівнянням напруг і струмів електричної мережі.

$$[\dot{Y}] \cdot [\dot{U}] - [\dot{I}] = [F] \quad (3.1)$$

Для довільного вектору напруги $[\dot{U}]$ вираз по кожному рівнянню має нев'язки $\dot{F}_i$, що в точці рішення рівні нулю. (3.1) прийнято називати рівнянням стану мережі. Помноживши обидві частини (3.1) на діагональну матрицю спряжених напруг $d[\hat{U}]$, отримаємо:

$$[\hat{U}] \cdot [\dot{Y}] \cdot [\dot{U}] = d[\hat{U}] \cdot [\dot{I}] = [\hat{S}] \quad (3.2)$$

В алгебраїчній формі рівняння стану (3.2) можна записати в потужностях:

$$\hat{S}_i - \sum \hat{U}_i \cdot \dot{Y}_{ij} \cdot \dot{U}_j = \dot{F}_i \quad (3.3)$$

В комплексному просторі рішення нелінійної системи методом Ньютона має вигляд:

$$[\mathbf{J}] \cdot [\Delta \dot{\mathbf{X}}] = -[\dot{\mathbf{F}}] \quad (3.4)$$

Розглянута комплексна функція (3.4) є неаналітичною (похідні не можуть бути розраховані), а лінеаризована система представляється некоректною.

Похідні комплексних чисел:

$$\hat{U}_i \cdot \dot{U}_j \cdot \dot{Y}_{ij} = p_{ij} + jq_{ij}, \text{ де } i \neq j. \quad (3.5)$$

Після виділення складових при $i = j$ та, враховуючи від'ємний знак Q_i , отримаємо наступну систему рівнянь:

$$\begin{cases} P_i - U_i^2 G_{ii} - \sum p_{ij} = F_i \\ Q_i + U_i^2 B_{ii} + \sum q_{ij} = F_i^* \end{cases} \quad (3.6)$$

Комплексні змінні, що входять до системи (3.6) мають вигляд:

$$\begin{aligned} U_i^2 &= U a_i^2 + U r_i^2 \\ \dot{Y}_{ij} &= \dot{G}_{ij} + j \dot{B}_{ij} \\ \hat{U}_i &= U a_i - j U r_i = U_i (\cos \theta_i - j \sin \theta_i) \\ \dot{U}_j &= U a_j + j U r_j = U_j (\cos \theta_j - j \sin \theta_j) \end{aligned}$$

Після виконання математичних перетворень системи (3.6) отримуємо другу форму рівнянь:

$$\begin{cases} P_i - U_i^2 G_{ii} - \sum U_i U_j \alpha_{ij} = 0 = F_i \\ Q_i + U_i^2 B_{ii} - \sum U_i U_j \beta_{ij} = 0 = F_i^*, \end{cases} \quad (3.7)$$

В системі (3.7) коефіцієнти α_{ij} та β_{ij} визначаються як

$$\begin{aligned} \alpha_{ij} &= G_{ij} \cdot \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j), \\ \beta_{ij} &= G_{ij} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \cdot \cos(\theta_i - \theta_j) \end{aligned}$$

Система (3.6) більш економічна при обчисленнях, оскільки не потребує окремого обчислення функцій косинусу та синусу.

Як в (3.6) так і в (3.7) використовуються полярні координати.

В дійсному просторі лінеаризоване рівняння Ньютона також можна представити у вигляді:

$$[J] \cdot [\Delta X] = -[F], \quad (3.9)$$

де елементи матриць та векторів:

$$J_{ij} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_i}{\partial U_j} & \frac{\partial F_i}{\partial \theta_j} \\ \frac{\partial F_i^*}{\partial U_j} & \frac{\partial F_i^*}{\partial \theta_j} \end{bmatrix}; \Delta X_j = \begin{bmatrix} \Delta U \\ \Delta \theta \end{bmatrix}; F_i = \begin{bmatrix} F_i \\ F_i^* \end{bmatrix}. \quad (3.10)$$

Зв'язок між формами можна представити у наступних виразах:

$$Re(\hat{U}_i \dot{U}_j \dot{Y}_{ij}) = p_{ij} = U_i U_j \alpha_{ij}$$

$$Im(\hat{U}_i \dot{U}_j \dot{Y}_{ij}) = q_{ij} = -U_i U_j \beta_{ij} \quad (3.11)$$

Розрахункові формули для знаходження окремих похідних для методу Ньютона подано в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Перша та друга форми окремих похідних для методу Ньютона.

	Форма 2	Форма 1
$\frac{\partial F_i}{\partial U_j} (i = j)$	$-2G_{ii}U_i - \sum U_j \alpha_{ij}$	$1/U_i (-2U_i^2 G_{ii} - \sum p_{ij})$
$\frac{\partial F_i}{\partial U_j} (i \neq j)$	$-U_j \alpha_{ij}$	$\frac{1}{U_i} \cdot p_{ij}$
$\frac{\partial F_i^*}{\partial U_j} (i = j)$	$2B_{ii}U_i - \sum U_j \beta_{ij}$	$1/U_i (-2U_i^2 B_{ii} + \sum q_{ij})$
$\frac{\partial F_i^*}{\partial U_j} (i \neq j)$	$-U_i \beta_{ij}$	$\frac{1}{U_i} \cdot q_{ij}$
$\frac{\partial F_i}{\partial \theta_j} (i = j)$	$\sum U_i U_j \beta_{ij}$	$\sum q_{ij}$
$\frac{\partial F_i}{\partial \theta_j} (i \neq j)$	$-U_i U_j \beta_{ij}$	$-q_{ij}$

Продовження таблиці 3.3

	Форма 2	Форма 1
$\frac{\partial F_i^*}{\partial \theta_j} (i = j)$	$\sum U_i U_j \alpha_{ij}$	$\sum p_{ij}$
$\frac{\partial F_i^*}{\partial \theta_j} (i \neq j)$	$-U_i U_j \alpha_{ij}$	$-p_{ij}$

- Згідно блокової факторизації матриця Якобі розміщується в окремих субматрицях розміром 2x2.:

- діагональні елементи:

$$D_{11} = -2 \cdot G_s \cdot U^2 - \sum p_{ij}; \quad D_{12} = \sum q_{ij};$$

$$D_{21} = 2 \cdot B_s \cdot U^2 + \sum q_{ij}; \quad D_{22} = \sum p_{ij};$$

- елементи верхньої трикутної матриці:

$$V_{11} = -p_{ij}; \quad V_{12} = -q_{ij}; \quad V_{21} = q_{ij}; \quad V_{22} = -p_{ij};$$

- елементи нижньої трикутної матриці:

$$H_{11} = -p_{ji}; \quad H_{12} = -q_{ji}; \quad H_{21} = q_{ji}; \quad H_{22} = -p_{ji};$$

- елементи нев'язок:

$$F = P_s - G_s \cdot U^2 - \sum p_{ij}; \quad F^* = Q_s + B_s \cdot U^2 - \sum q_{ij}$$

Оскільки елементи похідних dF/dU діляться на модуль U_i , то можна представити цю матрицю у вигляді добутку спрощеного варіанту матриці на діагональну матрицю, яка має вигляд:

$$D = \begin{bmatrix} U_i^{-1} & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Таким чином, лінеаризована система матиме вигляд:

$$[J^*] \cdot [D] \cdot [\Delta X] = [J^*] \cdot [\Delta X^*] = -[F]$$

Таблиця 3.4 – Вигляд матриці Якобі

$(-2G_{11}U_1^2 - \sum p_{1j})$	$\sum q_{1j}$	$-p_{12}/U_2$	$-q_{12}$	$-p_{13}/U_3$	$-q_{13}$
$(2B_{11}U_1^2 + \sum q_{1j})$	$\sum p_{1j}$	q_{12}/U_2	$-p_{12}$	q_{13}/U_3	$-p_{13}$
$-p_{21}/U_1$	$-q_{21}$	$(-2G_{22}U_2^2 - \sum p_{2j})$	$\sum q_{2j}$	$-p_{23}/U_3$	$-q_{23}$
q_{21}/U_1	$-p_{21}$	$(2B_{22}U_2^2 + \sum q_{2j})$	$\sum p_{2j}$	q_{23}/U_3	$-p_{23}$
$-p_{31}/U_1$	$-q_{31}$	$-p_{32}/U_2$	$-q_{32}$	$(-2G_{33}U_3^2 - \sum p_{3j})$	$\sum q_{3j}$
q_{31}/U_1	$-p_{31}$	q_{32}/U_2	$-p_{32}$	$(2B_{33}U_3^2 + \sum q_{3j})$	$\sum p_{3j}$

Загальна система рівнянь стану мережі є нелінійною, тому можна зробити висновки що в ній існують різні корені, в залежності в початкових наближень. В той же час, в реальній електричній мережі режим завжди конкретно визначений. Для вирішення цієї проблеми було розроблено модель вузлів, які фіксують необхідний модуль напруги шляхом регулювання реактивної потужності. Такими вузлами є вузли с синхронними компенсаторами, батареями конденсаторів а також електростанції. Таким чином маємо три типи вузлів:

1. Балансуючі вузли: U , Θ – відомі, P , Q – невідомі ();
2. Вузли навантаження: P , Q – відомі, U , Θ – невідомі ();
3. Вузли із завданням наперед модулем напруги: U , P – відомі, Θ , Q – невідомі.

Враховуючи наявність інших типів вузлів, необхідно перейти до такої структури рівнянь стану, де змінною може бути будь-яка режимна характеристика. Проте, у випадку додавання чотирьох похідних в систему рівнянь, матриця Якобі набуває прямокутного вигляду, а вектор поправок буде містити чотири величини (ΔU , $\Delta \Theta$, ΔP , ΔQ). Така система є непевною, отже розв'язок отримати неможливо.

Приклад матриці з трьома вузлами різних типів наведено на рис. 3.7

1(b)	F_1/U_1	F_1/θ_1	F_1/P_1	F_1/Q_1	F_1/U_2	F_1/θ_2	F_1/P_2	F_1/Q_2	F_1/U_3	F_1/θ_3	F_1/P_3	F_1/Q_3
	F_1^*/U_1	F_1^*/θ_1	F_1^*/P_1	F_1^*/Q_1	F_1^*/U_2	F_1^*/θ_2	F_1^*/P_2	F_1^*/Q_2	F_1^*/U_3	F_1^*/θ_3	F_1^*/P_3	F_1^*/Q_3
2(f)	F_2/U_1	F_2/θ_1	F_2/P_1	F_2/Q_1	F_2/U_2	F_2/θ_2	F_2/P_2	F_2/Q_2	F_2/U_3	F_2/θ_3	F_2/P_3	F_2/Q_3
	F_2^*/U_1	F_2^*/θ_1	F_2^*/P_1	F_2^*/Q_1	F_2^*/U_2	F_2^*/θ_2	F_2^*/P_2	F_2^*/Q_2	F_2^*/U_3	F_2^*/θ_3	F_2^*/P_3	F_2^*/Q_3
3(n)	F_3/U_1	F_3/θ_1	F_3/P_1	F_3/Q_1	F_3/U_2	F_3/θ_2	F_3/P_2	F_3/Q_2	F_3/U_3	F_3/θ_3	F_3/P_3	F_3/Q_3
	F_3^*/U_1	F_3^*/θ_1	F_3^*/P_1	F_3^*/Q_1	F_3^*/U_2	F_3^*/θ_2	F_3^*/P_2	F_3^*/Q_2	F_3^*/U_3	F_3^*/θ_3	F_3^*/P_3	F_3^*/Q_3

Рисунок 3.7 – Загальна форма лінеаризованої системи Ньютона [11]

Відповідно до визначення типів вузлів, отримуємо умови, наведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Елементи матриці Якобі для різних типів вузлів

Вузол навантаження		
$\Delta P, \Delta Q = 0, \partial F/\partial U, \partial F/\partial \Theta \neq 0$		
$i = j$	$\partial F/\partial P = 0$	$\partial F/\partial Q = 0$
$i \neq j$	$\partial F/\partial P = 0$	$\partial F/\partial Q = 0$
Балансуючий		
$\Delta U, \Delta \Theta, \partial F/\partial U, \partial F/\partial \Theta = 0$		
$i = j$	$\partial F/\partial P = 1$	$\partial F/\partial Q = 1$
$i \neq j$	$\partial F/\partial P = 0$	$\partial F/\partial Q = 0$
Фіксуєчий		
$\Delta U, \Delta P, \partial F/\partial U = 0, \partial F/\partial \Theta \neq 0$		
$i = j$	$\partial F/\partial P = 0$	$\partial F/\partial Q = 1$
$i \neq j$	$\partial F/\partial P = 0$	$\partial F/\partial Q = 0$

Тоді, після викреслення нульових стовпців матриці Якобі та нульових рядків у векторі поправок форма системи рівнянь набуде блочного вигляду розміром 2×2 . Елементи матриці будуть мати наступний вигляд:

- Для вузла з фіксацією модуля напруги:

$$D_{11} = D_{12}; D_{12} = 0; D_{21} = D_{22}; D_{22} = 1;$$

$$H_{11} = H_{12}; H_{12} = 0; H_{21} = H_{22}; H_{22} = 0;$$

- Для балансуючого вузла:

$$D_{11} = U_n; D_{12} = 0; D_{21} = 0; D_{22} = 1;$$

$$H_{11} = 0; H_{12} = 0; H_{21} = 0; H_{22} = 0;$$

В програмній реалізації розрахунку режиму роботи енергомережі методом Ньютона необхідно перевіряти належність вузла до певної категорії i , в залежності від цього, перераховувати елементи. На етапі схеми побудови початкового графу всім вузлам надається ознака f (фіксуєчий), b (балансуючий) або n (навантажувальний) для можливості застосування процедури перевірки.

3.3.4 Факторизація та розв'язання СЛР

Для розв'язання системи лінійних рівнянь методу Ньютона використовувався метод подвійної факторизації, адаптований для розімкнених графів та матриці провідностей [16]. Розподіл матриці графу на окремі блоки значно спрощує рішення, алгоритмічна основа зберігається, але всі операції проводяться з окремими частинами матриці. Однак було необхідно скоригувати блочний діагональний елемент. В звичайному розрахунку згідно подвійної факторизації діагональний елемент D розраховується наступним чином:

$$D[k] = \frac{1}{D[k]}$$

Можна запропонувати наступний розрахунок матриці D :

$$DET = D_{11}[k] \cdot D_{22}[k] - D_{12}[k] \cdot D_{21}[k]$$

$$D11[k] = \frac{D22[k]}{DET}$$

$$D12[k] = -\frac{D12[k]}{DET}$$

$$D21[k] = -\frac{D21[k]}{DET}$$

$$D22[k] = \frac{D11[k]}{DET}$$

Узагальнений алгоритм, що використаний для реалізації методу блочної подвійної факторизації наведено на рис. 3.10.

На схемі введено наступні умовні позначення:

- (1) – початковий діагональний елемент зберігається в окремій змінній та коригуються діагональні елементи;
- (2) – розраховуються елементи дозвільного рядка та дозвільного стовпця;
- (3) – розраховуються недіагональні елементи;

Таким чином, для програмної реалізації розрахунку режиму роботи мережі методом Ньютона, відповідно до (3.X)..., в алгоритмі циклічно розраховуються субматриці.

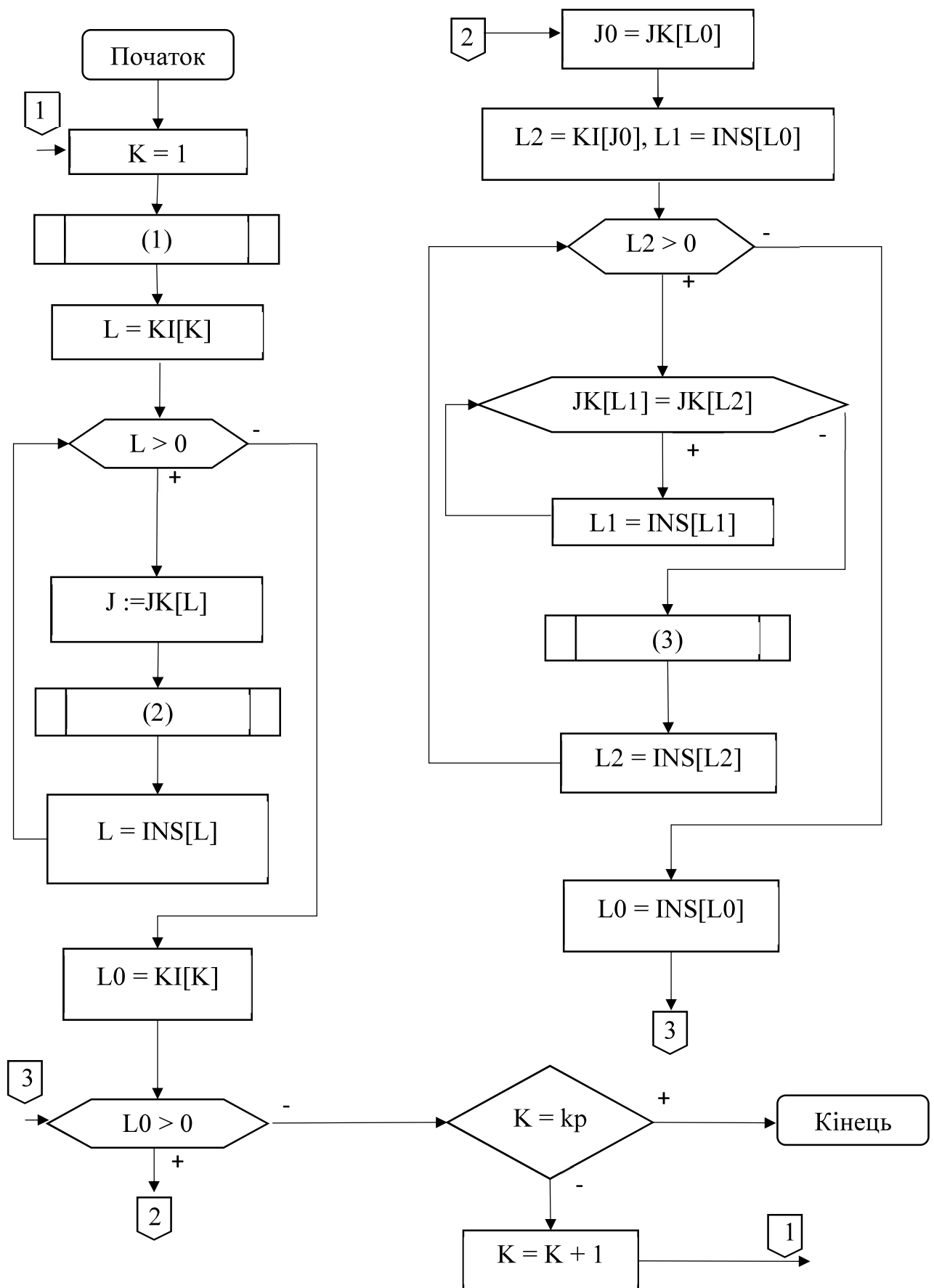


Рисунок 3.10 – Блок-схема блочної факторизації

3.3.5 Порівняння результатів розрахунку

Результати розрахунків програмної реалізації методу Ньютона та їх порівняння з результатами розрахунків РАОТВ наведено у табл. 3.3. В програмному комплексі РАОТВ для розрахунків режимів використовується блочно-контурний метод. Суть цього методу полягає в тому, що замкнена мережа «розімкається» по методу розрізання контурів і формується матриця контурних опорів в місцях «розривів». Тут використовується блочна подвійна факторизація та матриця контурних опорів.

В якості прикладу для розрахунку обрано схему після оптимізації режиму, наведену в розділі 1. В таблиці 3.4 наведено часткове порівняння розрахунків, проведених в розробленому програмному рішенні та контрольних розрахунків, виконаних в РАОТВ. Дана програма відрізняється тим, що використовує інший метод для розрахунку режиму, а саме блочно-контурний метод (назва авторська), який використовує для розрахунків матрицю контурних опорів, на відміну від матриці провідностей. Матриця контурних опорів на порядок менша, так як залежить від кількості контурів. Також в цьому методі немає необхідності в еквівалентуванні гілок з нульовим опором.

Таблиця 3.4 – Порівняння результатів розрахунків модулів напруг

№ вузла	Значення напруги (РАОТВ)	Значення напруги (Програмна реалізація)	Абсолютна похибка	Відносна похибка
4	118,794	118,737	0,057	0,05%
5	118,321	118,363	-0,042	-0,04%
6	110,703	110,238	0,465	0,42%
7	112,52	112,598	-0,078	-0,07%
8	108,65	108,667	-0,017	-0,02%
9	108,313	108,524	-0,211	-0,19%

Продовження таблиці 3.4

№ вузла	Значення напруги (РАОТВ)	Значення напруги (Програмна реалізація)	Абсолютна похибка	Відносна похибка
10	36,666	36,944	-0,278	-0,76%
11	35,666	35,687	-0,021	-0,06%
12	37,976	38,006	-0,03	-0,08%
13	37,681	37,695	-0,014	-0,04%
111	328,013	327,858	0,155	0,05%
112	326,809	326,927	-0,118	-0,04%
100	109,273	108,517	0,756	0,69%
101	106,276	106,787	-0,511	-0,48%

3.4 Підключення та налаштування

При підключенні до бази даних використовується провайдер Managed Driver. Для цього встановлено необхідні бібліотеки та прописано в просторі імен Oracle.ManagedDataAccess.Client. Після введення користувачем логіну та паролю формується строка підключення, відкривається з'єднання з БД та надсилається відповідний запит. [21]

3.5 Робота з даними

Після імпорту даних через інтерфейс вся інформація розділяється по списках з відповідними типами даних. В межах програмного забезпечення списки, що імпортовані зі сторонніх програмних забезпечень називаються в наступному форматі: %Назва_стовпця%Data. За необхідності експорту дані з бази даних ідентифікуються по списках з назвами %Назва%DBData. Для переведення даних до БД реалізований метод Send, яка приймає на вхід всі списки з даними. Так як за структурою БД прямі запити відключені, формуються

команди на виклик влаштованих процедур, в які передаються чітко визначені за типом параметри.

3.6 Мітка

Мітка редагування формується за допомогою окремого класу, що аналізує введені дані з тими, що вже наявні в базі даних та відмічає особливості змін. Структура наведена в табл. 3.5

Таблиця 3.5 – Структура мітки редагування

	Визначення типу змін	Критичність змін	Код доступу
Можливі стани	0 – зміни в чисельних даних; 1 – зміни в топології схеми;	0 – зміни незначні відносно вже наявних даних; 1 – масові відхилення в межах норми; 2 – сильні відхилення значень 3 – комутаційні зміни	Ознака, звідки надійшла інформація

Висновки

Алгоритм розробленої програми заснований на методі Ньютона та має надійну збіжність та придатний для розрахунків мереж великих обсягів. Максимальний обсяг схеми обмежений лише доступною пам'яттю на комп'ютері користувача. Від обсягу схеми залежить величина порядку матриці провідностей, а так як на кожному кроці система лінійних алгебраїчних рівнянь перераховується, без певної адаптації обраний метод розрахунку не є достатньо

ефективним за рахунок використання великої кількості пам'яті для виконання арифметичних операцій над всіма елементами. Але враховуючи те, що матриці графів мереж розріджені, тобто мають велику кількість нульових елементів, є можливість рішення системи лінійних алгебраїчних рівнянь методами факторизації. В процесі розрахунку загальна матриця ділиться на блоки та вирішується методом подвійної факторизації.

Також формули для розрахунку адаптовано для різних типів вузлів.

Правильність рішення підтверджена розрахунками, виконаними на схемі, що вказана в розділі 1 в програмному середовищі РАОТВ.

4 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ

Ідею стартап-проекту є виведення на ринок розробленого програмного забезпечення (далі – ПЗ) для розрахунку та аналізу електричних режимів електричної мережі з використанням бази даних для даного ПЗ, в якій будуть зберігатися необхідні довідкові дані про електрообладнання 0.4-750 кВ та режимні параметри з урахуванням вимог до відкритості програмного забезпечення та вимог ІЕС 61970-301 [11] та 61968-11 [12].

Завданням до цього розділу є маркетинговий аналіз і оцінювання можливості ринкового впровадження програмного продукту.

4.1 Опис ідеї проекту

Розрахунок режимів енергосистеми є однією з головних задач в енергетиці, так як її вирішення забезпечує адекватне технологічне та диспетчерське керування електричними мережами для енергоструктур країни. Розрахунок усталеного режиму проводиться за заданими параметрами обладнання, конфігурації мережі та заданими режимними характеристиками. Параметри обладнання – це конструктивні особливості складових мережі, тобто параметри ліній, трансформаторів, реакторів тощо. Конфігурація мережі містить інформацію про склад підстанцій – лінії, стан комутаційних апаратів, тощо. Для вирішення задачі розрахунку режимів використовують спеціальні інформаційно-обчислювальні комплекси.

Таблиця 4.1 Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Виведення на ринок розробленого ПЗ	- Проектувальники електричних мереж, електростанцій тощо;	- Зручність в експлуатації, так як наявна вбудована

Продовження таблиці 4.1

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
для розрахунку, аналізу та оптимізації електричних режимів електроенергетичної мережі з використанням бази даних	- служби режимів операторів систем постачання та розподілу; - В учбових цілях для вивчення роботи алгоритмів розрахунку та аналізу режимів (буде надаватися безоплатно)	база даних з характеристиками обладнання (силового та ліній), параметрів схеми мережі;

Якщо порівняти розроблений варіант програмного забезпечення з вже існуючими програмними рішеннями для розрахунку, аналізу та оптимізації електричних режимів та, то пропонований забезпечує наступне:

- швидкість розрахунків;
- розрахунки режимів будь-якого складу та об'єму;
- можливість простого редагування схеми мережі.

Для порівняльного аналізу було обрано три програмних продукта.

Перший конкурент – програмний комплекс РАОТВ [13], який є розробкою Галузевої науково-дослідної лабораторії при факультеті електроенерготехніки і автоматики НТУУ КПІ ім. Ігоря Сікорського. Програмний комплекс може проводити наступні дії:

- розрахунок усталеного режиму;
- аналіз характеристик режиму;

- оптимізація втрат шляхом обирання місць розривів та регулюванням коефіцієнтів трансформаторів
- оптимізація реактивних потужностей.

Розрахунок режиму відбувається з використанням блочно-контурного методу [13], який забезпечує більшу точність розрахунків відносно розрахунків проведених іншими методами. Програма не відповідає умовам відкритості та не має бази даних.

В якості другого конкуренту обрано програмне забезпечення DIgSILENT PowerFactory [14], розроблене в Німеччині. Дана програма забезпечує функції розрахунку, аналізу та оптимізації електричного режиму. Розрахунок режиму відбувається з використанням методу Ньютона-Рафсона [14] з високою збіжністю та точністю. Є можливим розрахунок струмів короткого замикання та моделювання симетричних та несиметричних режимів. Відповідає вимогам IEC 61970-301 [11] та IEC 61968-11: Common Information Model [12].

Третім конкурентом є автоматизований комплекс аналізу режимів DAKAR, розроблений ELEKS Software (Україна) [15]. Розрахунок режимів проводиться методом Ньютона. В складі програми є база мережевих елементів, в яку входять дані про електричну схему мережі, її режими, нормативно-довідкова інформація. Відсутні можливості оптимізації режиму, журнал перемикачів та редагувань схеми.

Четвертим проектом є власне розроблена в рамках магістерської дисертації учбова програма. В програмному комплексі є можливість розрахунку режиму методом Ньютона [16] та струмів короткого замикання. Можливий аналіз режиму. В складі є інформаційна база даних, яка зберігає всю інформацію про елементи мережі, її режими, обладнання та довідкову інформацію. Відповідає вимогам IEC 61970-301 [11] та IEC 61968-11: Common Information Model [12], що робить можливим експорт даних для подальшої роботи з іншими програмними

комплексами, в тому числі у форматі файлів RAOTB (за необхідності). В базі даних також зберігається журнал змін в схемі мережі.

Порівняння з наведеними вище програмами та техніко-економічний аналіз виконані в таблиці 4.2, де W – слабкі сторони, N – аналогічні, S – сильні сторони проектів, ВП – власний проект, К-1 – Конкурент 1, К-2 – Конкурент 2, К-3 – Конкурент 3.

Таблиця 4.2 – Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик ідеї проекту

№ п/п	Техніко-економічні характеристики ідеї	(потенційні) товари/концепції конкурентів				W (слабка сторона)	N (нейтральна сторона)	S (сильна сторона)
		Мій проект	Конкурент1 (РАОТВ)	Конкурент2 (PF)	Конкурент3 (DAKAR)			
1.	Точність розрахунку режиму (за 2 бальною системою)	1	2	2	1	ВП, К-3	-	К-1, К-2
2.	Функція оптимізації режиму	-	+	+	-	ВП, К-3	-	К-1, К-2
3.	Наявність бази даних для зберігання даних	+	-	-	+	К-1, К-2	-	ВП, К-3
4.	Відповідність умовам відповідних стандартів [1], [2]	+	-	+	+	К-1	-	ВП, К-2, К-3
5.	Наявність журналу редагувань схеми	+	+	-	+	К-2	-	ВП, К-1, К-3
6.	Можливість інтеграції в інші продукти	+	-	-	-	К-1, К-2, К-3	-	ВП

З визначених характеристик та порівняння можна зробити висновок, що розроблене програмне забезпечення значно відрізняється за характеристиками від першого конкурента та більш схоже до третього конкурента. Головною

відмінністю може стати ціна обслуговування проекту та можливість його інтеграції в інші програмні продукти.

4.2 Технологічний аудит ідеї проекту

В таблиці 4.3 зведено технологічний аудит ідеї проекту.

Таблиця 4.3 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

Ідея проекту	Технології і реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
ПЗ для розрахунку та аналізу електричних режимів з під'єднаною базою даних для зберігання даних	Ознайомлення з методами розрахунку режиму	Наявна	Доступна
	Ознайомлення з методами аналізу режиму	Наявна	Доступна
	Розробка методу зберігання довідкових, режимних та конфігураційних даних; зберігання внесених користувачем змін цих даних	Розробити	Обмежено доступна
	Ознайомлення з методами універсалізації даних	Розробити	Доступна
Обрано всі технології реалізації			

За результатами аналізу можна зробити висновок, що реалізація обраного проекту можлива. Проведено ознайомлення з методами розрахунку та аналізу режимів, з принципами зберігання довідкових, режимних та конфігураційних даних в електроенергетичних системах та розроблено структуру та зв'язки бази даних, яка буде відповідати вимогам. Після цього розроблено програмний засіб для роботи з базою даних та мінімально необхідних розрахунків.

4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Таблиця 4.4 – Попередня характеристика потенційного ринку

<i>№ n/n</i>	<i>Показники стану ринку</i>	<i>Характеристика</i>
1	Кількість головних гравців, од	8
2	Динаміка ринку (якісна оцінка)	Зростає
3	Наявність обмежень для входу (вказати характер обмежень)	Конкуренція
4	Специфічні вимоги до стандартизації та сертифікації	IEC 61970-301 [1], IEC 61968-11 [2], IEC/TS 62351-1 [7]

З аналізу попередньої характеристики потенційного ринку випливає, що динаміка ринку позитивна. На ринку є певна кількість конкурентів, проте необхідні нові рішення, що відповідали б усім вимогам стандартизації.

Таблиця 4.5 - Характеристика потенційних клієнтів стартап-проекту

<i>№ n/n</i>	<i>Потреба, яку формує ринок</i>	<i>Цільова аудиторія</i>	<i>Відмінності в поведінці різних потенційних груп клієнтів</i>	<i>Вимоги споживачів</i>
1.	Програмне забезпечення для розрахунку та аналізу режимів електричних мереж	Проектувальні організації; підрозділи операторів систем розподілу і передачі, що здійснюють диспетчерське, технологічне та економічне керування; студенти вищих навчальних закладів	Простота у використанні та навчанні персоналу, технічна підтримка;	До продукції: безпека та надійність роботи, можливість інтеграції в більш складні системи; забезпечення розрахунку режиму мереж будь-яких об'ємів та конфігурацій; До компанії-постачальника: досвід, репутація на ринку;

Продовження таблиці 4.5

<i>№ n/n</i>	<i>Потреба, яку формує ринок</i>	<i>Цільова аудиторія</i>	<i>Відмінності в поведінці різних потенційних груп клієнтів</i>	<i>Вимоги споживачів</i>
2.	Програмне забезпечення для розрахунку та аналізу режимів електричних мереж	Галузеві науково-дослідні лабораторії та інститути.	Низька ціна, доступність, дослідження та аналіз даних та результатів розрахунків.	До продукції: низька вартість, швидкість та точність розрахунків режиму програмним забезпеченням; До компанії-постачальника: технічна підтримка.

З проведеної характеристики впливає що на ринку необхідне програмне забезпечення для розрахунку та аналізу в якості альтернативи та доповнення до вже існуючих програмних комплексів за рахунок можливостей, які не мають аналоги. Потенційною цільовою аудиторією є проектувальні компанії, ОСП та ОСР, галузеві науково-дослідні лабораторії та інститути з вивчення проблем енергетики, вищі навчальні заклади. На основі аналізу з таблиць 4.4 та 4.5 проведено визначення факторів загроз та можливостей для стартап-проекту. Ці фактори зведено в таблиці 4.6 та 4.7.

Таблиця 4.6 – Фактори загроз

<i>№ n/n</i>	<i>Фактор</i>	<i>Зміст загрози</i>	<i>Можлива реакція компанії</i>
1.	Конкуренція	Існуючі на ринку аналоги, в тому числі промислові мають різні набори технологій та характеристик.	Підвищення якості продукту; розроблення нового функціоналу, відсутнього у конкурентів; активне просування продукту серед цільової аудиторії.

Продовження таблиці 4.6

<i>№ n/n</i>	<i>Фактор</i>	<i>Зміст загрози</i>	<i>Можлива реакція компанії</i>
2.	Користувачі	Для користувачів, які користуються вже існуючим ПЗ можливо буде необхідним вивчати особливості та управління нового ПЗ.	Проведення тренінгів, лекцій, семінарів з роз'ясненням переваг та роботи з програмним забезпеченням; правильно складена інструкція, відеоінструкції.
3.	Поява нового ПЗ на ринку	Поява нового конкуренту, який буде займати певний сегмент на ринку.	Слідкування за ринком, постійне підвищення якості продукту та втримання конкурентоспроможності

Таблиця 4.7 – Фактори можливостей

<i>№ n/n</i>	<i>Фактор</i>	<i>Зміст можливості</i>	<i>Можлива реакція компанії</i>
1.	Універсальність вхідних та вихідних форматів	За рахунок відповідності стандартам та відкритості можливо імпортувати та експортувати дані з бази даних, що влаштована в продукт до інших програм для розрахунків, аналізу та оптимізації	При подальшому розвитку продукту зберігати цю можливість.
2.	Зростання попиту	На ринку з'являються нові підприємства, компанії та контори, яким знадобиться програмне забезпечення	Поширення назви компанії та продукту серед цільової аудиторії, слідкування за появою нових можливих клієнтів на цільовому сегменті ринку.
3.	Технологічний розвиток	Поява нового функціоналу для приєднання нових користувачів	Розробка функціоналу, необхідного для певної групи користувачів.
4.	Ціна	Зменшення ціни продукту для збільшення попиту серед цільової аудиторії	Введення певного плану розвитку та аналіз економічних витрат

У таблиці 4.8 зведено результати аналізу сильних та слабких сторін проекту, визначеними за факторами конкурентоспроможності. Серед факторів

можливостей зокрема виділені такі, як універсальність програми для роботи з іншими ПЗ, зростання попиту на ринку, регулювання ціни.

Таблиця 4.8 – Порівняльний аналіз сильних та слабких сторін

№ n/n	Фактор конкурентоспроможності	Бали (1-20)	Рейтинг товарів-конкурентів у порівнянні з власним проектом						
			-3	-2	-1	0	+1	+2	+3
1.	Точність розрахунку усталеного режиму	15							+
2.	Якість проробки бази даних	20				+			
3.	Якість реєстрації подій, які проводить користувач зі схемою	18						+	
4.	Сумісність з вже існуючими продуктами	20				+			

Отже, після проведення детального аналізу слабких та сильних сторін, загроз та можливостей складено фінальний SWOT-аналіз стартап-проекту. Результати зведено в таблицю 4.9

Таблиця 4.9 – SWOT-аналіз стартап-проекту

Сильні сторони: цінова політика, легка інтеграція, особливі функції, які зустрічаються у малої кількості дорогих конкурентів.	Слабкі сторони: конкуренти зі схожими функціями, маловідомість та слабка впізнаваність проекту
Можливості: навчання персоналу нових клієнтів, розробка спеціальних пропозицій,	Загрози: повне витіснення конкурентами, недостатність фінансування у випадку невдалої цінової політики, мала кількість клієнтів, принципи ціноутворення в енергетичній галузі.

Висновки

В даному розділі проаналізовано можливість ринкової комерціалізації розробленого програмного забезпечення. Проект має відмінності від конкурентів у функціоналі та можливостях. Попит на програми для розрахунку та аналізу електричних режимів зростає, отже є можливість залучати нових клієнтів. Серед

найближчих по ціні аналогів проект має переваги, такі як база даних, модель якої відповідає стандартам [11] та [12] та як наслідок можливість роботи з іншими програмними комплексами для розрахунків, аналізу та оптимізації електричних режимів. Конкурентність у галузі середня, але слід слідкувати за ринком та за появою нових аналогів. Конкурентоспроможність проекту є достатньою для перспективи впровадження, за умови подальшого розвитку та підвищення впізнаваності програмного забезпечення. Подальша імплементація є доцільною.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 0,4 кВ

Мета розділу – визначити та оцінити шкідливі та небезпечні чинники, які впливають на працівників під час експлуатації лінії 0,4 кВ. Розробити необхідні заходи, які необхідно вжити для запобігання впливу цих чинників на працівників.

Об’єкт досліджень – експлуатація лінії 0,4 кВ.

Предмет досліджень – заходи для забезпечення безпеки працівників при виконанні робіт з експлуатації лінії 0,4 кВ.

5.1 Технічні характеристики лінії 0,4 кВ

Загальні характеристики повітряної лінії 0,4 кВ наведено у таблиці 2.1.

Таблиця 5.1 – Загальна характеристика об’єкту

Названня електроустановки	Тип розташування	Розташування робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія по пожежній безпеці
Лінія 0,4 кВ	Зовнішнє ЕУ	На відкритій місцевості на висоті 5 метрів	-	-

Технічні характеристики обраної лінії 0,4 кВ наведено у таблиці 2.2.

Таблиця 5.2 – Показники технічних характеристик електроустановки

Названня ЕУ та марка	Головна характеристики	Значення
Повітряна лінія	Марка проводів	СПІ2-120
	Напруга	0,4 кВ
	Довжина	30 км
	Кількість фаз	3 + нульовий провід
	Кількість опор	120

Продовження таблиці 5.2

Названня ЕУ та марка	Головна характеристики	Значення
	Тип і кількість ізоляторів	ПФ6-В (ПФЕ-4,5), 720
	Додаткові пристрої	Провід РЕ

5.2 Визначення послідовності робіт та їх обсягу під час експлуатації релейного захисту.

Протягом всього року потрібно проводити експлуатаційні роботи.

В таблиці 5.3 [1] приведені характеристики та показники умов праці, за умови що в бригаді два робітники.

Таблиця 5.3 – Послідовність виконання робіт

Тип робіт	Тривалість проведення робіт та їх період	Кількість людей в складі бригади	Група з електробезпеки
Експлуатаційні роботи	Протягом усього року	2	Не нижче III групи

5.3 Оцінка та визначення показників умов праці на робочих місцях

Таблиця 5.4 – Визначення та оцінка показників умов праці

Тип чинника, що впливає	Головні характеристики	Значення показника в цифровому поданні
Параметри клімату	Температура повітря Вологість Швидкість вітру	-6 – 10 °С (в осінньо-зимній період) 10 – 27,9 °С (в теплий період) 46-63% Взимку досягають 5-8 м/с, В теплий період року 3-6 м/с
Важкість праці	Робоче положення Категорія робіт	Статичні навантаження Робота на висоті ІІб категорія

Продовження таблиці 5.4

Тип чинника, що впливає	Головні характеристики	Значення показника в цифровому поданні
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження Тривалість активних дій Змінність	40 % робочого часу 60 % робочого часу 1 зміна, 8 годин
Розміщення лінії	Віддаленість від населеного пункту Рельєф місцевості	1 км Рівнина
Висота	Висота лінії над землею	5 м
Транспорт	Підйомний кран	Висота стріли – 9,7 – 21,7 м
Освітлення	Денне	$3,63 \cdot 10^{28}$ лм

5.4 Шкідливі та небезпечні шкідливі чинники. Їх визначення та оцінка.

В таблиці 2.5 наведемо перелік шкідливих та небезпечних чинників, що виникають при експлуатації лінії.

Таблиця 5.5 – Перелік небезпечних й шкідливих (виробничих) чинників

Небезпечні й шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричного походження		
Струм	114 А	0,6 мА
Напруга	400 В	6 В
Робота на висоті	5 м	1,3 м
Оцінка умов праці	Шкідливі I категорії	

5.5 Обрання організаційних та технічних заходів з безпеки праці

Організаційні і технічні заходи під час експлуатації повітряної лінії 0,4 кВ наведені в таблиці 5.6

Таблиця 5.6 – Технічні й організаційні заходи

Вид заходу	Опис, показники і характеристики
Захисне заземлення	Заземлення проводів всіх фаз на робочому місці (опора, на якій проводиться робота або сусідня); 4 Ом
Розміщення знаку безпеки	На опорі (постійно)   На рубильнику (переносний)  Плакат «працювати тут» (переносний) 
Розміщення плакатів безпеки	Вказівні. Застережні.

Продовження таблиці 5.6

Вид заходу	Опис, показники і характеристики
Вид дозвільного документу	Розпорядження на безпечне проведення робіт, у якому зафіксовано склад бригади, час початку та кінця роботи, відповідальних за охорону праці
Наряд-допуск	За нарядом-допуском виконують найвідповідальніші роботи, які вимагають спеціальної підготовки робочого місця. Роботи на пересувному підйомнику (драбині); Монтаж (демонтаж) риштувань; Робота на будь-якій висоті, якщо вона проводиться над машинами або механізмами, водною поверхнею або предметами, що сторчать; Роботи з робочих платформ підйомників і механізмів на висоті 1,3 м і більше, незалежно від наявності огороження
За розпорядженням	Роботи на струмовідних частинах, що не вимагають зняття напруги, у тому числі: з підйомом до 3 м, рахуючи від рівня землі до ніг працюючого; без розбирання конструкційних частин опори; з відкопуванням стійок опори на глибину до 0,5 м; з розчищення траси ПЛ, коли не потрібно вживати заходів щодо запобігання падіння на проводи дерев, обрубаних гілок

Продовження таблиці 5.6

Вид заходу	Опис, показники і характеристики
У порядку поточної експлуатації	Роботи в прольотах перетину з діючою повітряною лінією електропередавання; Роботи на опорах; Розчищення траси від дерев; Обходи та огляди
Категорії робіт	Експлуатаційні роботи не передбачають роботи під напругою

5.6 Обрання засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Обов'язковим мінімальним засобом індивідуального захисту (ЗІЗ) є захисне взуття з захистом від електричного впливу.

Всі вибрані засоби індивідуального захисту наведено в таблиці 5.7. [3]

Таблиця 5.7 – Засоби індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування	Технічні характеристики	Гарантований термін використання
Захисний одяг на теплий період року	Захист від виробничих забруднень	Костюм «Метінвест»	100% х/б, щільність 200 г/м ²	1,5 роки
Захисний одяг демісезонний осінь-зима	Захист від виробничих забруднень та температур	Комбинеzon рабочий NEO 81-250	35% бавовна, 65% поліестер, щільність 345 г/м ²	1,5 роки

Продовження таблиці 5.7

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування	Технічні характеристики	Гарантований термін використання
Захисне взуття демісезонне осінь-зима	Захист від механічного впливу, від температур	Черевики Reis OB BRYES-TWO-OB	Поглинання ударів, підошва протиковзья	До 1 року
Захисне взуття на теплий період року	Захист від механічного впливу	Черевики REIS BRYES-P-OB	Поглинання ударів, підошва протиковзья	До 1 року
Захист рук	захист від виробничих забруднень і стирання	INTERTOOL SP-1	Рукавички	Півроку
Захист голови	Захист від електричного впливу	Захисна каска MIRI89114	Електроізоляція до 1 кВ	Півроку
Захист для роботи на висоті	Захист від падіння з висоти	Пояс монтерський 2-х фальний капроновий (канат) із додатковим стропом	Для роботи на висоті більше 1 м	До першого використання

Продовження таблиці 5.7

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування	Технічні характеристики	Гарантований термін використання
Кліщі ізолюючі	Видалення запобіжників та ізолювальних накладок, гарантується захист від удару електричним струмом	КВП-2	Напруга до 1 кВ	2 роки, потім – за результатами випробування
Кліщі для зняття ізоляції	Для демонтажу ізоляції з проводів і кабелів	Montero 11701	Максимальний переріз 28 мм ²	2 роки, потім – за результатами випробування

Обрані електрозахисні засоби представляємо у вигляді таблиці 5.8.

Захисне заземлення необхідно для забезпечення додаткового захисту при проведенні робіт на лінії. Запобіжний пояс необхідний при роботі на висоті для фіксації робітника при підйомі на висоту. Діелектричне взуття необхідне для безпечного наближення до лінії при обриві проводу. Діелектричні рукавички необхідні при заміні на опори струмопровідних частин та елементів, що можливо знаходяться під напругою.

Таблиця 5.8 – Ряд електрозахисних засобів (ЕЗЗ)

Тип електрозахисного засобу	Названня	Технічні характеристики	Випробування та їх ціль
ЕЗЗ (індивідуальне)	Діелектричні рукавички	Для робіт під напругою до 1000 В	Виведення з ремонту, в випробування кожні 6 місяців
	Діелектричне взуття		
Захисні пристосування	Захисне переносне заземлення	Для проведення робіт	Виведення з ремонту, випробування щороку
Захист для роботи на висоті	Пояс запобіжний	Для проведення робіт	Виведення з ремонту, випробування щороку

5.7 Заходи для запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

Під час експлуатації повітряної лінії може трапитися коротке замикання між землею та струмопровідною частиною лінії. Заходи для ліквідації наслідків небезпечних ситуацій наведені в таблиці 5.9. [3, 4].

Таблиця 5.9. Перелік заходів і засобів

Заходи (по групам)	Характеристики (технічні)	Критерії обрання
Технічні заходи		
Вуглекислотний вогнегасник ВВК-2	Вогнегасник	Вогнегасник у бригади
Огороджувальні засоби	Огорожа	Навколо місця проведення робіт
Релейні захисти	РЗ з автоматичним вимкненням при обриві проводу	
Організаційні заходи		
Навчання та тренінги	Кожен рік	Згідно з існуючими вимогами до охорони праці
Перевірка ізоляцій	По вимогах відділу охорони праці	Відділ охорони праці
План дій з з попередження пожеж і вибухів	Актуальні плани евакуації, перевірка виконання протипожежних вимог, слідування постановам державного пожежного нагляду	Відділ охорони праці

5.8 Розрахунок технічного заходу з безпеки експлуатації. Методика розрахунку захисного заземлення ЕУ напругою до 1 кВ із глухозаземленою нейтраллю

Під час експлуатації повітряної лінії можливо знадобиться тимчасове її виведення, відключення одного з кінців лінії або проведення ремонту; також може трапитися надзвичайна ситуація яка призведе до падіння опори або обриву проводу. Так як може трапитися коротке замикання між землею та струмопровідною частиною лінії - необхідні заземлювачі. Захисне заземлювання необхідне для всіх типів електроустановок. Проведемо розрахунок для захисного заземлення ЕУ напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю згідно [2] та [5].

Необхідно розрахувати:

- струм короткого замикання:

$$I_{\text{кз}} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{(r_{\phi} + r_{PE})^2 + (x_{\phi} + x_{PE} + x_{ЗВ})^2 + \frac{Z_{\text{тр}}^2}{3}}}$$

Встановлено трансформатор ТМ-630/10/0,4, отже $Z_{\text{тр}} = 0,13$.

Визначаємо характеристики фазного та заземлюючого проводів. Перетин заземлюючого кабелю має бути вдвічі меншим.

- фазна лінія:

Повітряна лінія, Al, $S_{120} = 120 \text{ мм}^2$, $r'_{120} = 0,27 \text{ Ом/км}$, $x'_{120} = 0,315 \text{ Ом/км}$;

- заземлюючий провід:

кабельна лінія, Al, $S_{50} = 50 \text{ мм}^2$, $l_{50} = 10 \text{ м}$, $r'_{50} = 0,63 \text{ Ом/км}$, $x'_{50} = 0,339 \text{ Ом/км}$;

- зовнішній індуктивний опір петлі фазно-захисного провідника приймаємо 0,6 Ом/км для повітряної лінії.

- реактивний опір захисного проводу:

$$r_{PE} = r'_{50} \cdot l_{50} = 0,63 \cdot 0,01 = 0,0063 \text{ (Ом)};$$

Отже, обрахуємо струм короткого замикання:

$$I_{кз} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(0,27 + 0,0063)^2 + (0,315 + 0,6 + 0,339)^2} + \frac{0,13}{3}} =$$

$$= 177.531 \text{ (А)}$$

На лінії встановлено МСЗ, який при часі спрацювання $t = 0,5$ с має струм спрацювання 5 А. $I_{кз} \gg I_{спр}$.

Висновки

В даному розділі було проаналізовано безпеку під час експлуатації лінії 0,4 кВ.

Проаналізовано умови праці електротехнічних працівників, визначено їх групу з електробезпеки: всі працівники мають 3 або 4 групу.

Встановлено перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників: струм, напруга, робота на висоті до 5 метрів, підвищений рівень напруженості праці.

Визначено основні технічні та організаційні заходи безпеки: захисне заземлення опор, додатковий захисний провід РЕ. Проведено необхідні для встановлення заземлення розрахунки. Для працівників вибрано необхідні засоби індивідуального захисту та електрозахисні засоби.

Під час експлуатації лінії можливі надзвичайні ситуації такі як падіння опори, обрив лінії або необхідність виведення в ремонт, тому необхідно проводити роботи на лінії. Передбачено засоби у разі виникнення пожежі на окремій ділянці лінії.

Роботи за розпорядженням виконуються протягом однієї робочої зміни. У випадку проведення робіт за розпорядженням, зміст розпорядження вказується наступний:

- ким віддано розпорядження;
- зміст і місце роботи;
- заходи безпеки;

- час виконання роботи;
- прізвища, ініціали, групи з електробезпеки керівника робіт (наглядача) і всіх членів бригади.

На ЛЕП за розпорядженням виконуються наступні роботи: на струмоведучих частинах, що не вимагають зняття напруги, за необхідності - розчищення траси ПЛ, коли не потрібно вживати заходів щодо запобігання падіння на проводи дерев, обрубаних гілок; роботи не пов'язані з небезпечним наближенням людей, пристосувань і механізмів до проводів.

ВИСНОВКИ

В першому розділі магістерської дисертації розглянуто модель енергомережі 330/110/35/10 кВ. Було проведено розрахунок усталеного режиму в програмному комплексі РАОТВ та оптимізація по розривам та реактивній потужності, в результаті чого початкові втрати потужності в схемі зменшились на 8,43%.

В другому розділі виділено необхідну інформацію для зберігання в базі даних та особливості її побудови. Проведено аналіз можливостей СКБД Oracle. Запропоновано структуру бази даних для зберігання інформації про енергомережу. Також налаштовані привілеї користувачів, видалені користувачі «за замовченням», проставлені тригери та заборони на прямі запити. Розроблені процедури для вставки даних до бази даних. Для убезпечення даних запропоновані механізми контролю цілісності та перевірки надходжуваної інформації на достовірність.

В третьому розділі визначено основні необхідні функції для програми-клієнта та їх розробка та впровадження в продукт. Виокремлено як обов'язкові мінімальні можливості, такі як доступ до бази даних, редагування та оновлення даних (вручну та імпортом), так і додаткова можливість розрахунку усталеного режиму на основі даних про мережу, що зберігаються в БД. Алгоритм заснований на методі Ньютона з подальшим рішенням блочних матриць методом факторизації. Для апробації результатів в якості контрольного прикладу обрано схему, наведену в розділі додатку 1. Розрахунки здійснені в розробленому середовищі та в середовищі ПК РАОТВ. Похибка не перевищує 1,89%, що підтверджує правильність розрахунків. Результати обрахунку режиму після цього можуть бути збережені в базі даних або експортовані.

Магістерська дисертація містить розділ старт-ап проекту, в якому наведено технічний аудит та SWOP-аналіз продукту, виділення його основних рис та порівняння з конкурентами. Обґрунтовано доцільність впровадження на ринок та визначено основні вектори розвитку.

В розділі з охорони праці проведено розгляд дій персоналу під час надзвичайних ситуацій при експлуатації повітряної лінії 0,4 кВ. Обрано основні засоби захисту для персоналу, що обслуговує лінію та заходи, що необхідно вживати у випадку виникнення надзвичайної ситуації. Також проведено розрахунок захисного заземлення для лінії та струм короткого замикання.

Розроблений програмний продукт може використовуватись в проектувальних організаціях, в відділах розрахунку режимів роботи енергомереж, на диспетчерських пунктах тощо. Можливі подальші шляхи розвитку, а саме введення нових функцій зі сторони клієнта (варіативні розрахунки) та графічне відображення топології схеми.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

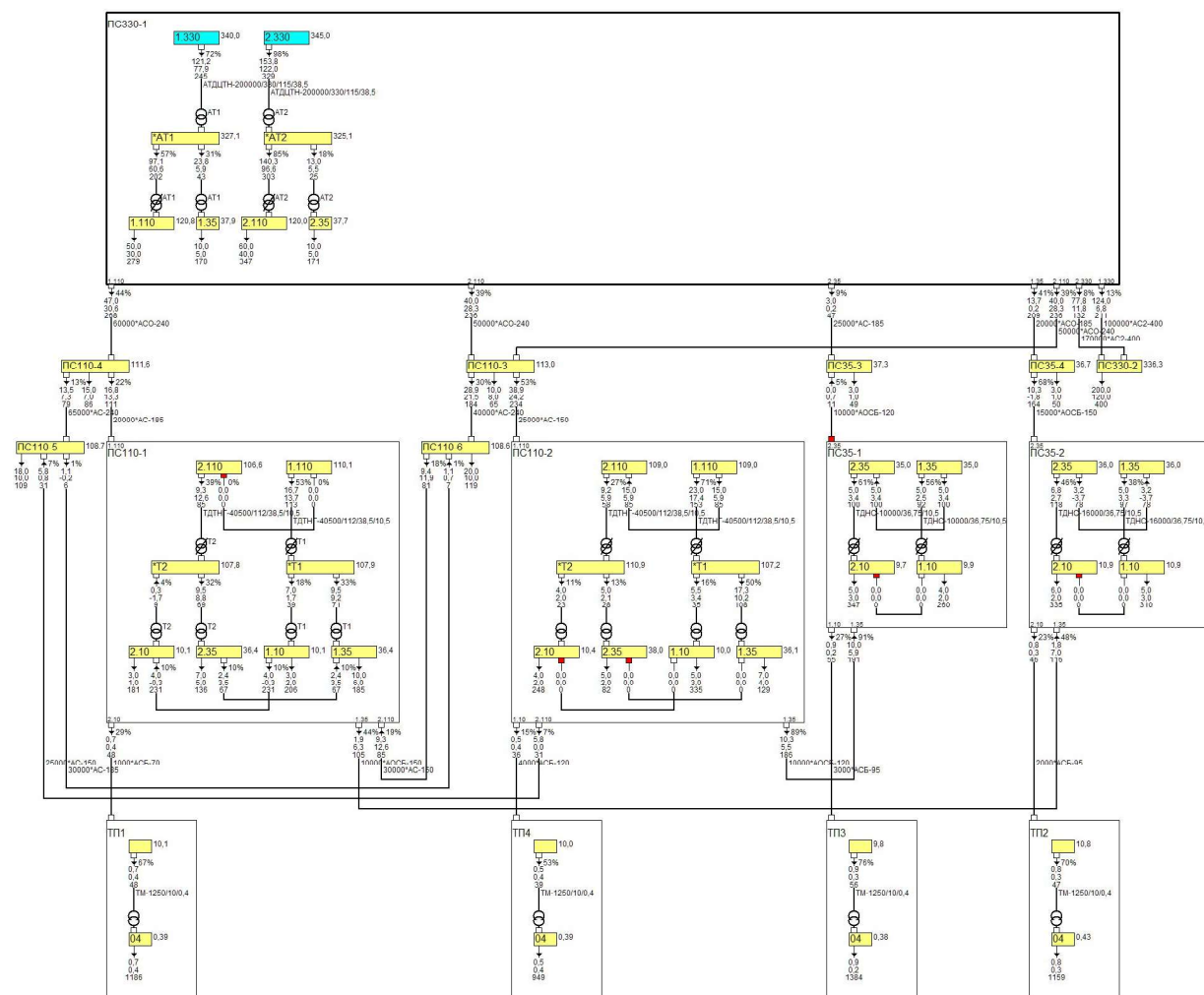
1. Правила улаштування електроустановок. Правила улаштування електроустановок.. Розділ 1.7. Заземлення і захисні заходи безпеки. (ПУЕ – 2006), введений з 1.01. 2007 р. – Харків: Форт, 2010. – 736 с.
2. Ткачук К.Н. Охорона праці і промислова безпека / К.Н. Ткачук, В.В. Зацарний, М.Ф. Каштанов, Л.Д. Третьякова та ін. // К.: Лібра, 2010. – 425 с.
3. ДСТУ 4676:2006. Засоби індивідуального захисту.
4. НПАОП 40.1-1.01-97 (ДНАОП 1.1.10-1.01-97). Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. Встановлено вимоги щодо безпечної експлуатації електроустановок напругою до 500 кВ.
5. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях» для підготовки студентів КПІ ім. І. Сікорського за освітньо-кваліфікаційними рівнем “магістр” спеціальностей 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», / Укл.: Л. Третьякова, Л. Мітюк. Київ: НТУУ «КПІ ім. І. Сікорського», ІЕЕ, 2020. 58 с
6. Інтерфейс прикладних програм у системах електроенергетичного менеджменту (EMS-API). Частина 301. Основні положення загальної інформаційної моделі (CIM) (ІЕС 61970-301:2016, IDT), ДСТУ ІЕС 61970-301:2017. – [Чинний від 01.01.2018]
7. Інтеграція прикладних програм на електромережних підприємствах. Системні інтерфейси в менеджменті розподілу електроенергії. Частина 11. Розширення загальної інформаційної моделі (CIM) для розподільчих компаній (ІЕС 61968-11:2013, IDT), ДСТУ ІЕС 61968-11:2014. . – [Чинний від 01.06.2015]
8. Інструкція користувача програмного комплексу «Розрахунок, аналіз та оптимізація технологічних втрат» - Київ, 2009. -96 с.

9. PowerFactory – DIgSILENT [Електроний ресурс] – Режим доступу до ресурсу <https://www.digsilent.de/en/features.html>
10. Діалоговий автоматизований комплекс аналізу режимів DAKAR [Електроний ресурс] – Режим доступу до ресурсу <https://dakar.eleks.com/>
11. Банін Д.Б. Конспект лекцій з дисципліни «Алгоритмізація та програмування електроенергетичних задач» / Банін Д.Б., Банін М.Д., Гнатовський А.В. – К. : НТУУ «КПІ», 2013. – 140 с.
12. Керування енергетичними системами та пов'язаний з ним інформаційний обмін. Безпека даних та комунікацій. Частина 1. Безпека зв'язку мережі та системи. Загальні положення (ІЕС/TS 62351-2:2008, IDT), ДСТУ ІЕС/TS 62351-1:2017 – [Чинний від 01.06.2018]
13. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М. : Энергия, 1978. – 456 с.
14. Гилл Ф. Практическая оптимизация / Гилл Ф., Мюррей У., Райт М. ; пер. с англ. Лебедев В.Ю. – М.: Мир, 1985. – 509 с.
15. Дегтерев Ю.И. Методы оптимизации: Учеб. пособие для вузов / Дегтерев Ю.И. – М. : Сов.радио, 1980. – 272 с.
16. Дубовик В.П. Вища математика: навч. посібн. / В.П. Дубовик, І.І. Юрик . – К.: А.С.К., 2005 – 648 с. – (Університетська бібліотека).
17. Буслова Н.В. Электрические сети и системы: [учебник] / Под ред. Н. В. Буслова, В. Н. Винославский, Г. И. Денисенко, В. С. Перхач. –М. : Высшая школа, 1986. -584 с.
18. И.А. Баумштейн, С.А.Бажанов Справочник по электрическим установкам высокого напряжения – 3-е изд., перераб. И доп. М.:Энергоатомиздат, 1989. – 769 с: ил ISBN 5-283-01134-8
19. Басакер Р. Конечные графы и сети. / Р. Басакер, Т. Сааги – М. : Наука, 1974. -366 с.

20. European Network of Transmission System Operators for Electricity -
QUALITY OF DATASETS AND CALCULATIONS FOR SYSTEM
OPERATIONS THIRD EDITION [Электроний ресурс] – Режим доступу
до ресурсу : [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-
documents/Publications/SOC/Continental_Europe/150420_quality_of_datas
ets_and_calculations_3rd_edition.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/Continental_Europe/150420_quality_of_datasets_and_calculations_3rd_edition.pdf)
21. Oracle Essentials, 5th Edition by Jonathan Stern, Rick Greenwald, Robert
Stackowiak, Released September 2013, Publisher(s): O'Reilly Media, Inc.
22. Mukherjee, Sourav. "SQL Server Development Best Practices." International
Journal of Innovative Research in Computer and Communication
Engineering 10 (2019).

Додаток А

Розгорнута схема мережі



Додаток Б

Результати розрахунку усталеного режиму мережі

№ п/п	N узла	Обозначение	П	R _{наг}	Q _{наг}	U _м	U _{расч}	Угол	R _{расч}	Q _{расч}	ЭЭРМ
1	1	ПС330- 1.1.330	b			340	340,00		-	-88,266	0
2	2	ПС330-2		200	120	330	336,29	-1,94	200	120	0,003
3	3	ПС330- 1.2.330	b			345	345,00		-	-128,63	0
4	4	ПС330- 1.1.110		50	30	110	120,53	-3,63	50	30	0,009
5	5	ПС330- 1.2.110		60	40	110	120,30	-4,47	60	40	0,0104
6	6	ПС110-4		15	7	110	112,59	-7,33	15	7	0,0708
7	7	ПС110-3		10	8	110	113,77	-7,02	10	8	0,0641
8	8	ПС110-5		18	10	110	109,67	-8,59	18	10	0,084
9	9	ПС110-6		20	10	110	109,74	-8,65	20	10	0,0828
10	10	ПС35-4		3	1	35	34,27	-9,85	3	1	0,0313
11	11	ПС35-3		3	1	35	37,38	-6,54	3	1	0,0753
12	12	ПС330-1.1.35		10	5	35	37,44	-5,45	10	5	0,0096
13	13	ПС330-1.2.35		10	5	35	37,78	-5,40	10	5	0,0165
14	111	ПС330- 1.*AT1				330	326,53	-3,65			0,0079
15	112	ПС330- 1.*AT2				330	326,01	-4,51			0,009
16	100	ПС110- 1.1.110				110	111,47	-7,78			0,0866
17	101	ПС110- 1.2.110				110	108,24	-8,88			0,0866
18	102	ПС110-1.1.35		10	6	35	37,67	-11,14	10	6	0,1064
19	103	ПС110-1.2.35		7	5	35	37,67	-11,14	7	5	0,0957
20	104	ПС110-1.1.10		3	2	10	10,38	-10,26	3	2	0,0999
21	105	ПС110-1.2.10		3	1	10	10,38	-10,26	3	1	0,0929
22	113	ПС110-1.*T1				110	110,76	-10,26			0,0994
23	114	ПС110-1.*T2				110	110,69	-10,27			0,0926
24	106	ТП1				10	10,34	-10,19			0,0974
25	107	ТП1.04		0,7	0,4	0,4	0,40	-11,57	0,7	0,4	0,1132
26	200	ПС35-2.1.35				35	32,67	-10,58			0,1194
27	201	ПС35-2.2.35				35	32,67	-10,58			0,0445
28	202	ПС35-2.1.10		5	3	10	10,15	-12,84	5	3	0,1281
29	203	ПС35-2.2.10		6	2	10	10,19	-13,68	6	2	0,0488
30	206	ТП2				10	10,13	-13,64			0,054
31	207	ТП2.04		0,8	0,3	0,4	0,40	-15,38	0,8	0,3	0,0652
32	400	ПС110- 2.1.110				110	109,87	-8,30			0,0831

Продовження таблиці

№ п/п	N узла	Обозначение	П	R _{наг}	Q _{наг}	U _м	U _{расч}	Угол	R _{расч}	Q _{расч}	ЭЭРМ
33	401	ПС110- 2.2.110				110	109,87	-8,30			0,0831
34	402	ПС110-2.1.35		7	4	35	36,41	-14,02	7	4	0,0782
35	403	ПС110-2.2.35		5	2	35	38,28	-10,28	5	2	0,0877
36	404	ПС110-2.1.10		5	3	10	10,13	-12,12	5	3	0,0821
37	405	ПС110-2.2.10		4	2	10	10,48	-9,76	4	2	0,087
38	415	ПС110-2.*Т1				110	108,15	-12,14			0,0812
39	416	ПС110-2.*Т2				110	111,81	-9,77			0,0865
40	406	ТП4				10	10,07	-11,98			0,0866
41	407	ТП4.04		0,5	0,4	0,4	0,39	-12,94	0,5	0,4	0,1021
42	300	ПС35-1.1.35				35	35,39	-14,20			0,0906
43	301	ПС35-1.2.35				35	35,39	-14,20			0,0906
44	302	ПС35-1.1.10		4	2	10	9,87	-16,60	4	2	0,0991
45	303	ПС35-1.2.10		5	3	10	9,80	-16,63	5	3	0,1015
46	306	ТП3				10	9,77	-16,60			0,1012
47	307	ТП3.04		0,9	0,2	0,4	0,38	-18,80	0,9	0,2	0,1105

Продовження таблиці

№ п/п	N нач.	N кон.	k	R	X	G	B	Kт'	I доп	I рез	Ул
43	402	403	K								35
44	404	405	K								10
45	400	415		1,166	34,515	11,6	129,1	0,97		146,1	110
46	415	402		1,166	22,425			2,909091		107,21	110
47	415	404		1,166				10,66667		34,51	110
48	401	416		1,166	34,515	11,6	129,1	0,97		52,57	110
49	416	403		1,166	22,425			2,909091		27,92	110
50	416	405		1,166				10,66667		23,1	110
51	404	406		1,032	0,324	6,1	-613,2		240	37,1	10
52	406	407		1,152	4,247	16,5	150	25		37,58	10
53	300	301								98,82	35
54	302	303	K								10
55	300	302		0,81	10,774	9,3	44,4	3,5		90,19	35
56	301	303		0,81	10,774	9,3	44,4	3,5		98,16	35
57	302	306		0,987	0,249	4,2	-424,5		205	55,64	10
58	306	307		1,152	4,247	16,5	150	25		55,63	10

Додаток Г

Обладнання мережі

№ п/п	N нач.	N кон.	Ул	Тип	Марка
1	1	2	330	LN 330	100000*AC2-400
2	2	3	330	LN 330	170000*AC2-400
3	4	6	110	LN 110	60000*ACO-240
4	5	7	110	LN 110	50000*ACO-240
5	5	7	110	LN 110	50000*ACO-240
6	6	8	110	LN 110	65000*AC-240
7	7	9	110	LN 110	40000*AC-240
8	8	9	110	LN 110	30000*AC-185
9	12	10	35	LN 35	20000*ACO-185
10	13	11	35	LN 35	25000*AC-185
11	1	111	330	T3 0	АТДЦТН- 200000/330/115/38,5
12	111	4	330	T3 1	АТДЦТН- 200000/330/115/38,5
13	111	12	330	T3 2	АТДЦТН- 200000/330/115/38,5
14	3	112	330	T3 0	АТДЦТН- 200000/330/115/38,5
15	112	5	330	T3 1	АТДЦТН- 200000/330/115/38,5
16	112	13	330	T3 2	АТДЦТН- 200000/330/115/38,5
17	6	100	110	LN 110	20000*AC-185
18	9	101	110	LN 110	30000*AC-150
19	7	400	110	LN 110	25000*AC-150
20	8	401	110	LN 110	25000*AC-150
21	102	200	35	LN 35	10000*АОСБ-150
22	10	201	35	LN 35	15000*АОСБ-150
23	402	300	35	LN 35	10000*АОСБ-120
24	11	301	35	LN 35	10000*АОСБ-120
25	100	101	110		
26	102	103	35		
27	104	105	10		
28	100	113	110	T3 0	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5
29	113	102	110	T3 1	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5
30	113	104	110	T3 2	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5
31	101	114	110	T3 0	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5
32	114	103	110	T3 1	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5
33	114	105	110	T3 2	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5
34	105	106	10	LN 10	1000*АСБ-70
35	106	107	10	T2	ТМ-1250/10/0,4

Продовження таблиці

№ п/п	Н нач.	Н кон.	Ул	Тип	Марка
36	200	201	35		
37	202	203	10		
38	200	202	35	T2	ТДНС-16000/36,75/10,5
39	201	203	35	T2	ТДНС-16000/36,75/10,5
40	203	206	10	LN 10	2000*АСБ-95
41	206	207	10	T2	ТМ-1250/10/0,4
42	400	401	110		
43	402	403	35		
44	404	405	10		
45	400	415	110	T3 0	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5
46	415	402	110	T3 1	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5
47	415	404	110	T3 2	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5
48	401	416	110	T3 0	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5
49	416	403	110	T3 1	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5
50	416	405	110	T3 2	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5
51	404	406	10	LN 10	4000*АСБ-120
52	406	407	10	T2	ТМ-1250/10/0,4
53	300	301	35		
54	302	303	10		
55	300	302	35	T2	ТДНС-10000/36,75/10,5
56	301	303	35	T2	ТДНС-10000/36,75/10,5
57	302	306	10	LN 10	3000*АСБ-95
58	306	307	10	T2	ТМ-1250/10/0,4

Додаток Г

Відхилення розрахункових значень напруги від номінальних

№ п/п	№ узла	Наименование	U _{ном} ,кВ	U _{расч} ,кВ	dU, %
1	200	ПС35-2.1.35	35	32,674	-6,6
2	201	ПС35-2.2.35	35	32,674	-6,6
3	307	ТПЗ.04	0,4	0,383	-4,3
4	306	ТПЗ	10	9,774	-2,3
5	10	ПС35-4	35	34,274	-2,1
6	303	ПС35-1.2.10	10	9,799	-2
7	415	ПС110-2.*Т1	110	108,154	-1,7
8	407	ТП4.04	0,4	0,393	-1,6
9	101	ПС110-1.2.110	110	108,235	-1,6
10	302	ПС35-1.1.10	10	9,872	-1,3
11	112	ПС330-1.*АТ2	330	326,008	-1,2
12	111	ПС330-1.*АТ1	330	326,525	-1,1
13	207	ТП2.04	0,4	0,396	-1
14	8	ПС110-5	110	109,674	-0,3
15	9	ПС110-6	110	109,739	-0,2
16	400	ПС110-2.1.110	110	109,874	-0,1
17	401	ПС110-2.2.110	110	109,874	-0,1
18	114	ПС110-1.*Т2	110	110,685	0,6
19	406	ТП4	10	10,069	0,7
20	113	ПС110-1.*Т1	110	110,76	0,7
21	107	ТП1.04	0,4	0,404	0,9
22	300	ПС35-1.1.35	35	35,388	1,1
23	301	ПС35-1.2.35	35	35,388	1,1
24	206	ТП2	10	10,131	1,3
25	100	ПС110-1.1.110	110	111,469	1,3
26	404	ПС110-2.1.10	10	10,134	1,3
27	202	ПС35-2.1.10	10	10,146	1,5
28	416	ПС110-2.*Т2	110	111,806	1,6
29	203	ПС35-2.2.10	10	10,189	1,9
30	2	ПС330-2	330	336,285	1,9
31	6	ПС110-4	110	112,591	2,4
32	1	ПС330-1.1.330	330	340	3
33	7	ПС110-3	110	113,765	3,4
34	106	ТП1	10	10,343	3,4
35	104	ПС110-1.1.10	10	10,377	3,8
36	105	ПС110-1.2.10	10	10,377	3,8
37	402	ПС110-2.1.35	35	36,407	4
38	3	ПС330-1.2.330	330	345	4,5
39	405	ПС110-2.2.10	10	10,478	4,8
40	11	ПС35-3	35	37,375	6,8

Продовження таблиці

№ п/п	№ узла	Наименование	U _{ном} ,кВ	U _{расч} ,кВ	dU, %
41	12	ПС330-1.1.35	35	37,436	7
42	102	ПС110-1.1.35	35	37,666	7,6
43	103	ПС110-1.2.35	35	37,666	7,6
44	13	ПС330-1.2.35	35	37,782	7,9
45	403	ПС110-2.2.35	35	38,275	9,4
46	5	ПС330-1.2.110	110	120,297	9,4
47	4	ПС330-1.1.110	110	120,528	9,6

Додаток Д

Завантаження трансформаторів

№ п/п	N нач	N кон	Начало	Кінець	Марка тр-ра	Sфакт	Sном	S%
1	3	112	ПС330-1.2.330	ПС330-1.*АТ2	АТДЦТН-200000/330/115/38,5	192,4	200	96,2
2	112	5	ПС330-1.*АТ2	ПС330-1.2.110	АТДЦТН-200000/330/115/38,5	167,1	200	83,6
3	306	307	ТП3	ТП3.04	ТМ-1250/10/0,4	0,9	1,25	75,8
4	1	111	ПС330-1.1.330	ПС330-1.*АТ1	АТДЦТН-200000/330/115/38,5	146,8	200	73,4
5	400	415	ПС110-2.1.110	ПС110-2.*Т1	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5	28,8	40,5	71,2
6	206	207	ТП2	ТП2.04	ТМ-1250/10/0,4	0,9	1,25	70,5
7	106	107	ТП1	ТП1.04	ТМ-1250/10/0,4	0,8	1,25	66,9
8	301	303	ПС35-1.2.35	ПС35-1.2.10	ТДНС-10000/36,75/10,5	6,1	10	60,6
9	300	302	ПС35-1.1.35	ПС35-1.1.10	ТДНС-10000/36,75/10,5	5,6	10	55,6
10	111	4	ПС330-1.*АТ1	ПС330-1.1.110	АТДЦТН-200000/330/115/38,5	110,3	200	55,1
11	406	407	ТП4	ТП4.04	ТМ-1250/10/0,4	0,7	1,25	53,3
12	415	402	ПС110-2.*Т1	ПС110-2.1.35	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5	20,1	40,5	49,6
13	201	203	ПС35-2.2.35	ПС35-2.2.10	ТДНС-16000/36,75/10,5	7,4	16	46,3
14	100	113	ПС110-1.1.110	ПС110-1.*Т1	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5	18,1	40,5	44,7
15	200	202	ПС35-2.1.35	ПС35-2.1.10	ТДНС-16000/36,75/10,5	6	16	37,8
16	111	12	ПС330-1.*АТ1	ПС330-1.1.35	АТДЦТН-200000/330/115/38,5	30	80	37,5
17	101	114	ПС110-1.2.110	ПС110-1.*Т2	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5	12,5	40,5	30,9
18	401	416	ПС110-2.2.110	ПС110-2.*Т2	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5	10,9	40,5	26,9
19	113	102	ПС110-1.*Т1	ПС110-1.1.35	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5	10,2	40,5	25,1
20	114	103	ПС110-1.*Т2	ПС110-1.2.35	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5	9,9	40,5	24,4
21	112	13	ПС330-1.*АТ2	ПС330-1.2.35	АТДЦТН-200000/330/115/38,5	14,1	80	17,7
22	113	104	ПС110-1.*Т1	ПС110-1.1.10	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5	7	40,5	17,3
23	415	404	ПС110-2.*Т1	ПС110-2.1.10	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5	6,5	40,5	16

Продовження таблиці

№ п/п	N нач	N кон	Начало	Конец	Марка тр-ра	Sфакт	Sном	S%
24	416	403	ПС110- 2.*Т2	ПС110-2.2.35	ТДТНГ- 40500/112/38,5/10,5	5,4	40,5	13,4
25	416	405	ПС110- 2.*Т2	ПС110-2.2.10	ТДТНГ- 40500/112/38,5/10,5	4,5	40,5	11
26	114	105	ПС110- 1.*Т2	ПС110-1.2.10	ТДТНГ- 40500/112/38,5/10,5	2,3	40,5	5,6

Додаток Е

Результати розрахунку режиму після оптимізації

№ п/п	N узла	Обозначение	П	R _{наг}	Q _{наг}	Q _{ген}	U _м	U _{расч}	Угол	P _{расч}	Q _{расч}
1	1	ПС330-1.1.330	b				340	340,00		-242,59	-75,22
2	2	ПС330-2		200	120		330	336,29	-1,94	200,00	120,00
3	3	ПС330-1.2.330	b				345	345,00		-233,32	-
4	4	ПС330-1.1.110		50	30		110	119,06	-3,50	50	30
5	5	ПС330-1.2.110		60	40		110	120,35	-4,55	60	40
6	6	ПС110-4		15	7		110	111,67	-7,28	15	7
7	7	ПС110-3		10	8		110	114,34	-7,05	10	8
8	8	ПС110-5		18	10		110	110,19	-8,57	18	10
9	9	ПС110-6		20	10		110	109,93	-8,62	20	10
10	10	ПС35-4		3	1		35	36,96	-9,54	3	1
11	11	ПС35-3		3	1		35	35,58	-8,52	3	1
12	12	ПС330-1.1.35		10	5		35	38,09	-5,13	10	5
13	13	ПС330-1.2.35		10	5		35	37,60	-5,85	10	5
14	111	ПС330-1.*АТ1					330	328,74	-3,53		
15	112	ПС330-1.*АТ2					330	326,16	-4,59		
16	100	ПС110-1.1.110					110	110,29	-7,71		
17	101	ПС110-1.2.110					110	107,76	-8,78		
18	102	ПС110-1.1.35		10	6		35	36,64	11,37	10	6
19	103	ПС110-1.2.35		7	5		35	36,64	11,37	7	5
20	104	ПС110-1.1.10		3	2		10	10,17	10,37	3	2
21	105	ПС110-1.2.10		3	1		10	10,17	10,37	3	1
22	113	ПС110-1.*Т1					110	108,56	10,37		
23	114	ПС110-1.*Т2					110	108,49	10,39		
24	106	ТП1					10	10,14	10,29		
25	107	ТП1.04		0,7	0,4		0,4	0,40	11,73	0,7	0,4

Продовження таблиці

№ п/п	N узла	Обозначение	П	R _{наг}	Q _{наг}	Q _{ген}	U _м	U _{расч}	Угол	P _{расч}	Q _{расч}
26	200	ПС35-2.1.35					35	36,20	-10,92		
27	201	ПС35-2.2.35					35	36,20	-10,92		
28	202	ПС35-2.1.10		5	3		10	10,76	-12,74	5	3
29	203	ПС35-2.2.10		6	2		10	10,80	-13,43	6	2
30	206	ТП2					10	10,75	-13,39		
31	207	ТП2.04		0,8	0,3		0,4	0,42	-14,93	0,8	0,3
32	400	ПС110- 2.1.110					110	111,27	-8,35		
33	401	ПС110- 2.2.110					110	111,27	-8,35		
34	402	ПС110-2.1.35		7	4		35	38,23	-11,59	7	4
35	403	ПС110-2.2.35		5	2		35	38,35	-11,19	5	2
36	404	ПС110-2.1.10		5	3		10	10,49	-10,66	5	3
37	405	ПС110-2.2.10		4	2		10	10,49	-10,66	4	2
38	415	ПС110-2.*Т1					110	110,56	-10,30		
39	416	ПС110-2.*Т2					110	112,03	-10,69		
40	406	ТП4					10	10,43	-10,53		
41	407	ТП4.04		0,5	0,4		0,4	0,41	-11,42	0,5	0,4
42	300	ПС35-1.1.35					35	38,26	-12,73		
43	301	ПС35-1.2.35					35	35,05	-8,58		
44	302	ПС35-1.1.10		4	2	10	10	10,86	-14,94	4	-8
45	303	ПС35-1.2.10		5	3		10	9,70	-11,06	5	3
46	306	ТП3					10	10,77	-15,04		
47	307	ТП3.04		0,9	0,2	0,2	0,4	0,43	-16,94	0,9	

Додаток Є

Відхилення напруги від номінальних значень, після оптимізації

№ п/п	N узла	Наименование	Uном,кВ	Uрасч,кВ	dU, %
1	101	ПС110-1.2.110	110	106,276	-3,4
2	407	ТП4.04	0,4	0,389	-2,9
3	416	ПС110-2.*Т2	110	106,923	-2,8
4	114	ПС110-1.*Т2	110	107,26	-2,5
5	113	ПС110-1.*Т1	110	107,335	-2,4
6	107	ТП1.04	0,4	0,39	-2,4
7	9	ПС110-6	110	108,313	-1,5
8	8	ПС110-5	110	108,65	-1,2
9	112	ПС330-1.*АТ2	330	326,809	-1
10	100	ПС110-1.1.110	110	109,273	-0,7
11	111	ПС330-1.*АТ1	330	328,013	-0,6
12	406	ТП4	10	9,949	-0,5
13	400	ПС110-2.1.110	110	109,577	-0,4
14	401	ПС110-2.2.110	110	109,577	-0,4
15	404	ПС110-2.1.10	10	10,014	0,1
16	405	ПС110-2.2.10	10	10,014	0,1
17	106	ТП1	10	10,021	0,2
18	301	ПС35-1.2.35	35	35,136	0,4
19	415	ПС110-2.*Т1	110	110,538	0,5
20	104	ПС110-1.1.10	10	10,056	0,6
21	105	ПС110-1.2.10	10	10,056	0,6
22	6	ПС110-4	110	110,703	0,6
23	11	ПС35-3	35	35,666	1,9
24	2	ПС330-2	330	336,285	1,9
25	7	ПС110-3	110	112,52	2,3
26	200	ПС35-2.1.35	35	35,831	2,4
27	201	ПС35-2.2.35	35	35,831	2,4
28	1	ПС330-1.1.330	330	340	3
29	102	ПС110-1.1.35	35	36,226	3,5
30	103	ПС110-1.2.35	35	36,226	3,5
31	207	ТП2.04	0,4	0,417	4,1
32	403	ПС110-2.2.35	35	36,589	4,5
33	3	ПС330-1.2.330	330	345	4,5
34	10	ПС35-4	35	36,666	4,8
35	206	ТП2	10	10,63	6,3
36	202	ПС35-2.1.10	10	10,646	6,5
37	307	ТП3.04	0,4	0,427	6,7
38	203	ПС35-2.2.10	10	10,685	6,8
39	303	ПС35-1.2.10	10	10,686	6,9

Продовження таблиці

№ п/п	N узла	Наименование	Uном,кВ	Uрасч,кВ	dU, %
40	5	ПС330-1.2.110	110	118,321	7,6
41	13	ПС330-1.2.35	35	37,681	7,7
42	306	ТПЗ	10	10,769	7,7
43	4	ПС330-1.1.110	110	118,794	8
44	12	ПС330-1.1.35	35	37,976	8,5
45	302	ПС35-1.1.10	10	10,853	8,5
46	402	ПС110-2.1.35	35	38,222	9,2
47	300	ПС35-1.1.35	35	38,25	9,3

Додаток Ж

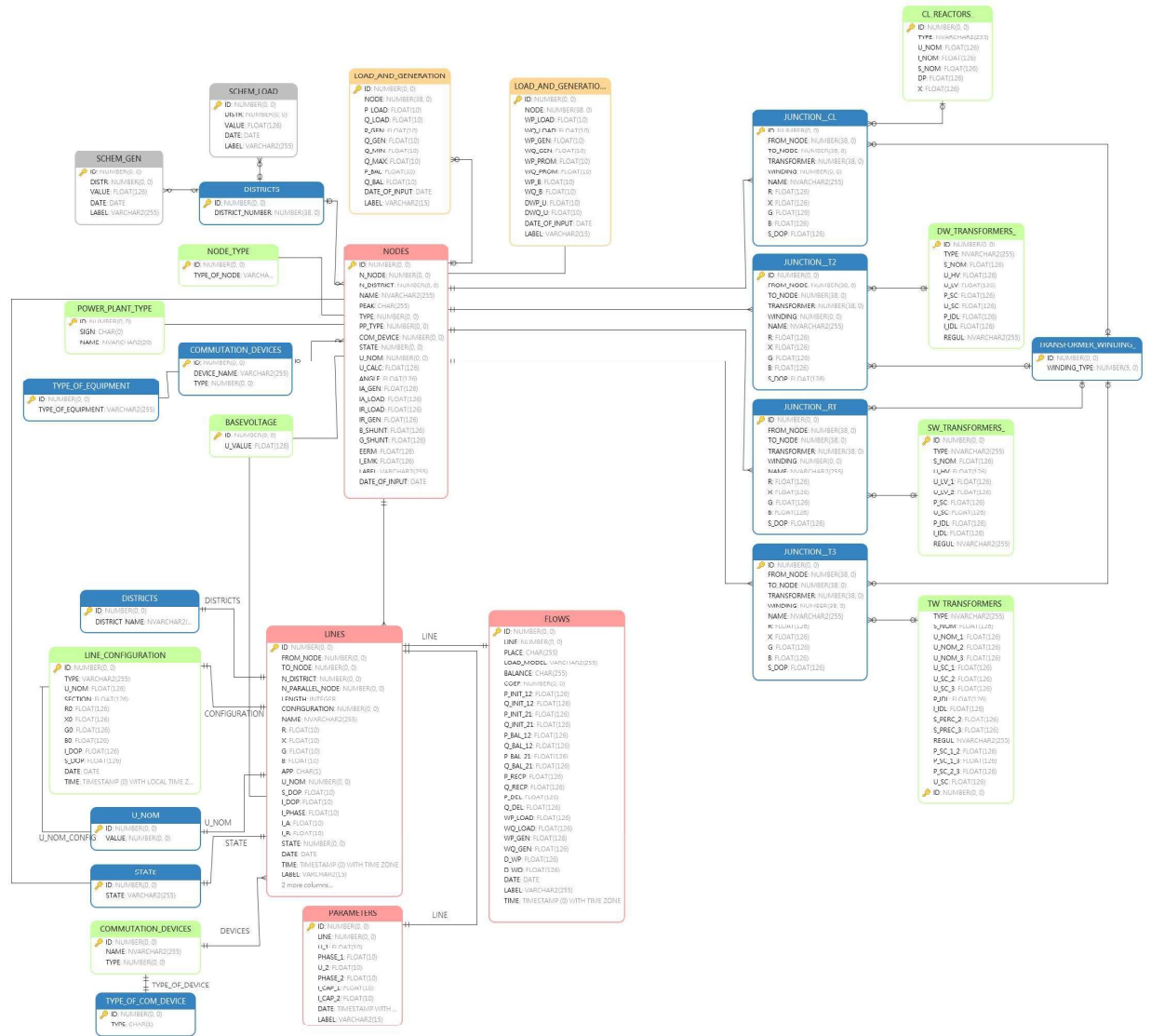
Результати розрахунку режиму, завантаженість ліній після оптимізації

№ п/п	N нач	N кон	Ул,кВ	Марка линии	I _{расч}	I _{доп}	I%
1	10	201	35	15000*АОСБ-150	169,578	240	70,7
2	402	300	35	10000*АОСБ-120	143,547	210	68,4
3	11	301	35	10000*АОСБ-120	99,568	210	47,4
4	102	200	35	10000*АОСБ-150	107,682	240	44,9
5	7	400	110	25000*АС-150	195,918	445	44
6	12	10	35	20000*АСО-185	215,635	505	42,7
7	4	6	110	60000*АСО-240	257,418	605	42,5
8	5	7	110	50000*АСО-240	216,951	605	35,9
9	5	7	110	50000*АСО-240	216,951	605	35,9
10	7	9	110	40000*АС-240	181,419	610	29,7
11	105	106	10	1000*АСБ-70	48,225	165	29,2
12	13	11	35	25000*АС-185	144,821	510	28,4
13	302	306	10	3000*АСБ-95	48,862	205	23,8
14	203	206	10	2000*АСБ-95	47,812	205	23,3
15	6	100	110	20000*АС-185	108,893	510	21,4
16	9	101	110	30000*АС-150	87,301	445	19,6
17	404	406	10	4000*АСБ-120	38,689	240	16,1
18	1	2	330	100000*АС2-400	223,741	1670	13,4
19	8	401	110	25000*АС-150	-52,148	445	11,7
20	6	8	110	65000*АС-240	70,875	610	11,6
21	2	3	330	170000*АС2-400	-187,276	1670	11,2
22	8	9	110	30000*АС-185	17,209	510	3,4
23	100	101	110				
24	102	103	35		-62,798		
25	104	105	10		225,112		
26	200	201	35		-77,276		
27	202	203	10				
28	400	401	110		142,546		
29	402	403	35				
30	404	405	10		-372,559		
31	300	301	35				
32	302	303	10				

Додаток З

Результати розрахунку режиму, завантаженість трансформаторів після оптимізації

№ п/п	N нач	N кон	Марка тр-ра	Sфакт	Sном	S%
1	3	112	АТДЦТН- 200000/330/115/38,5	190,8	200	95,4
2	300	302	ТДНС-10000/36,75/10,5	9,4	10	93,9
3	112	5	АТДЦТН- 200000/330/115/38,5	159,2	200	79,6
4	306	307	ТМ-1250/10/0,4	0,9	1,25	72,9
5	206	207	ТМ-1250/10/0,4	0,9	1,25	70,4
6	1	111	АТДЦТН- 200000/330/115/38,5	140,2	200	70,1
7	106	107	ТМ-1250/10/0,4	0,8	1,25	67
8	301	303	ТДНС-10000/36,75/10,5	6,1	10	60,6
9	111	4	АТДЦТН- 200000/330/115/38,5	110,3	200	55,1
10	406	407	ТМ-1250/10/0,4	0,7	1,25	53,3
11	100	113	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5	20,6	40,5	50,9
12	201	203	ТДНС-16000/36,75/10,5	7,4	16	46,1
13	401	416	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5	17,7	40,5	43,6
14	101	114	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5	16,1	40,5	39,7
15	200	202	ТДНС-16000/36,75/10,5	6	16	37,7
16	113	102	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5	12,9	40,5	31,9
17	415	402	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5	12,8	40,5	31,5
18	400	415	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5	12,7	40,5	31,3
19	111	12	АТДЦТН- 200000/330/115/38,5	25	80	31,3
20	114	103	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5	12,6	40,5	31,1
21	416	405	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5	10,9	40,5	27
22	112	13	АТДЦТН- 200000/330/115/38,5	20,8	80	26
23	113	104	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5	6,9	40,5	17
24	416	403	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5	5,4	40,5	13,4
25	114	105	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5	2,4	40,5	5,9
26	415	404	ТДТНГ-40500/112/38,5/10,5		40,5	



Додаток І

Програмна реалізація класу для обчислення комплексних чисел

```

public class Complex
{
    public float Re { set; get; }
    public float Im { set; get; }

    public Complex()
    {
        Re = 0;
        Im = 0;
    }

    public Complex(float re, float im)
    {
        Re = re;
        Im = im;
    }

    public static Complex operator +(Complex lhs, Complex rhs)
    {
        return new Complex(lhs.Re + rhs.Re, lhs.Im + rhs.Im);
    }

    public static Complex operator -(Complex lhs, Complex rhs)
    {
        return new Complex(lhs.Re - rhs.Re, lhs.Im - rhs.Im);
    }

    public static Complex operator *(Complex lhs, Complex rhs)
    {
        Complex c = new Complex();
        c.Re = lhs.Im * rhs.Im + lhs.Re * rhs.Re;
        c.Im = lhs.Re * rhs.Im + lhs.Im * lhs.Re;
        return c;
    }

    public static Complex operator /(Complex lhs, Complex rhs)
    {
        Complex c = new Complex();
        if ((lhs.Re != 0) && (rhs.Re != 0))
        {
            c.Re = (lhs.Im * rhs.Im - lhs.Re * rhs.Re) / (rhs.Re * rhs.Re + rhs.Im *
rhs.Im);
            c.Im = (rhs.Re * lhs.Im - rhs.Im * lhs.Re) / (rhs.Re * rhs.Re + rhs.Im *
rhs.Im);
        }
        else
        {
            throw new DivideByZeroException();
        }
        return c;
    }
}

```

Додаток І

Розрахунок методом Ньютона

```

for (int k = 1; k < kp; k++)
{
    ps = Ps[k];
    qs = Qs[k] + Qf[k];
    U2 = U * U;
    E1[k] = pst - Gs[k] * U2;
    E2[k] = qst + Bs[k] * U2;
    D11[k] = -2 * Gs[k] * U2;
    D21[k] = 2 * BS[k] * U2;
}
for (int k = 1; k < kp; k++)
{
    L = KI[k];
    while (L > 0)
    {
        j = JK[L];

        pq(k, j, L, out pij, out qij, out pji, out qji);

        E1[k] = E1[k] - pij;
        E2[k] = E2[k] + qij;
        E1[j] = E1[j] - pji;
        E2[j] = E2[j] + qji;
        V11[L] = -pij;
        V12[L] = -qij;
        V21[L] = qij;
        V22[L] = -pij;
        H11[L] = -pji;
        H12[L] = -qji;
        H21[L] = qji;
        H22[L] = -pji;
        D11[k] = D11[k] - pij;
        D12[k] = D12[k] + qij;
        D21[k] = D21[k] + qij;
        D22[k] = D22[k] + pij;
        D11[j] = D11[j] - pji;
        D12[j] = D12[j] + qji;
        D21[j] = D21[j] + qji;
        D22[j] = D22[j] + pji;
        L = INS[L];
    }
}

```

Додаток Й

Програмна реалізація розрахунку ІСМ

```

for ( int k = 1; k < kp; k++)
{
    i = 0;
    j = 1;
    while (j <= kn)
    {
        if (JN[j] == k)
        {
            t = i;
            while (t != 0)
            {
                if (JK[j] < K1[t])
                {
                    K1[t + 1] = K1[t];
                    K2[t + 1] = K2[t];
                    t--;
                }
            }
            j++;
        }
        if (i == 0)
            KI[k] = 0;
        else
            t = i;
        while (t != 0)
        {
            INS[K2[t - 1]] = K2[t];
            t--;
        }
        KI[k] = K2[t];
        INS[K2[i]] = 0;
    }
}

```

Додаток К

Розшифровка полів таблиць для об'єкту «лінія»

Назва поля	Опис	Одиниці вимірювання
LINES		
Таблиця, що описує лінію та її загальний стан		
ID	Унікальне поле для ідентифікації лінії.	-
FROM_NODE	Номер початку лінії. Містить зовнішній ключ на таблицю NODES, що описує вузли.	-
TO_NODE	Номер кінця лінії. Містить зовнішній ключ на таблицю NODES, що описує вузли.	-
N_DISTRICT	Номер району, в якому знаходиться лінія. Містить зовнішній ключ на таблицю DISTRICTS, в якій зберігаються дані по районам.	-
N_PARALLEL_LINE	Номер паралельної лінії (якщо наявна)	-
LENGTH	Довжина лінії	м
CONFIGURATION	Марка лінії. Містить зовнішній ключ на таблицю LINE_CONFIGURATION, в якій зберігаються дані по маркам ліній.	Зовнішній ключ
NAME	Назва лінії.	-
R	Активний опір лінії	Ом
X	Реактивний опір лінії	Ом
G	Активна провідність лінії	мкСм
B	Реактивна провідність лінії	мкСм
APP	Належність лінії	-
U_NOM	Номинальна напруга, що задана для лінії. Містить зовнішній ключ на таблицю U_NOM.	Зовнішній ключ
S_DOP	Значення допустимого перетоку лінії	МВА
I_DOP	Значення допустимого струму лінії	А
I_E	Результуючий струм лінії	А
I_PHASE	Фаза результуючого струму лінії	Град
I_A	Дійсна складова струму лінії	кА
I_R	Уявна складова струму лінії	кА
STATE	Комутаційний стан лінії. Містить зовнішній ключ на таблицю STATE.	Зовнішній ключ
COM_DEVICE_1	Комутаційний апарат на початку лінії (якщо наявний)	-
COM_DEVICE_2	Комутаційний апарат на кінці лінії (якщо наявний)	-
PARAMETERS		
Параметри лінії		
ID	Унікальний номер	-
LINE	Номер лінії, для якої наведені параметри. Містить зовнішній ключ на таблицю LINES.	Зовнішній ключ
U_1	Напруга на початку лінії	кВ
PHASE_1	Фаза напруги на початку лінії	Град
U_2	Напруга на кінці лінії	кВ
PHASE_2	Фаза на кінці лінії	Град
I_CAP_1	Ємнісний струм на початку лінії	А
I_CAP_2	Ємнісний струм на кінці лінії	А
FLows		
Таблиця перетоків по лініям		
ID	Унікальний номер	-
LINE	Номер лінії, для якої наведені дані по перетокам	Зовнішній ключ

Продовження таблиці

Назва поля	Опис	Одиниці вимірювання
PLACE	Ознака, де знаходяться заміри	0 або 1 (замір в кінці лінії чи на початку лінії)
LOAD_MODEL	Тип навантаження лінії	1 - P/Q, 2 – P/tg, 3 - I/tg, 4 - WP/WQ, 5 - WP/tg;
BALANCE	Ознака балансування перетоку по лінії	0 або 1 (є чи немає)
COEF	Коефіцієнт балансування заданого перетоку	-
P_INIT_12	вихідне значення перетоку активної потужності (прийом);	кВт*час
Q_INIT_12	вихідне значення перетоку реактивної потужності (прийом);	кВАр*час
P_INIT_21	вихідне значення перетоку активної потужності (віддача);	кВт*час
Q_INIT_21	вихідне значення перетоку реактивної потужності (віддача);	кВАр*час
P_BAL_12	збалансоване значення перетоку активної потужності (прийом);	кВт*час
Q_BAL_12	збалансоване значення перетоку реактивної потужності (прийом);	кВАр*час
P_BAL_21	збалансоване значення перетоку активної потужності (віддача);	кВт*час
Q_BAL_21	збалансоване значення перетоку реактивної потужності (віддача);	кВАр*час
P_RECIP	прийом активної потужності;	кВт*час
Q_RECIP	прийом реактивної потужності;	кВАр*час
P_DEL	видача активної потужності;	кВт*час
Q_DEL	видача реактивної потужності;	кВАр*час
WP_LOAD	споживання активної потужності	кВт*час
WQ_LOAD	споживання реактивної потужності	кВт*час
WP_GEN	генерація активної потужності	кВт*час
WQ_GEN	генерація реактивної потужності	кВт*час
D_WP	абонентські втрати активної потужності	кВт*час
D_WQ	абонентські втрати реактивної потужності	кВт*час
COMMUTATION DEVICES		
Перелік комутаційних апаратів, що використовуються в мережі		
ID	Унікальний номер	-
NAME	Назва комутаційного апарату	Назва
TYPE	Тип комутаційного апарату, містить зовнішній ключ на таблицю TYPE_OF_COM_DEVICE	Зовнішній ключ
LINE CONFIGURATION		
Довідкова таблиця, в якій міститься каталог повітряних та кабельних ліній		
ID	Унікальний номер	-
TYPE	Марка лінії	В залежності від складу лінії
U_NOM	Номінальна напруга лінії	Зовнішній ключ
SECTION	Переріз кабелю	мм ²
R0	Погонний активний опір	Ом/км
X0	Погонний реактивний опір	Ом/км
G0	Погонна активна провідність	мкСм/км
B0	Погонна реактивна провідність	мкСм/км
I_DOP	Значення допустимого струму	А
S_DOP	Значення допустимого перетоку потужності	МВА
TYPE OF DEVICE		
Типи комутаційних пристроїв, встановлених в мережі		
ID	Унікальний номер	-

Продовження таблиці

Назва поля	Опис	Одиниці вимірювання
TYPE	Тип комутаційного апарату	Відсутній, роз'єднувач, вимикач, вимикач навантаження
STATE		
Комутаційні стани		
ID	Унікальний номер	-
STATE	Назва стану. Можливо 4 варіанти – відімкнена з початку, відімкнена з кінця, фіксовано відімкнена та в ремонті	-
U_NOM		
Перелік номінальних напруг		
ID	Унікальний номер	-
VALUE	Значення напруги	кВ
DISTRICTS		
Перелік районів мережі		
ID	Унікальний номер	-
DISTRICT_NAME	Назва району	-

Додаток Л

Розшифровка полів таблиць для об'єкту «вузол»

Назва поля	Опис	Одиниці вимірювання
NODES		
Перелік основних характеристик вузла		
ID	Унікальний номер	-
N_NODE	Номер вузла	-
N_DISTRICT	Номер району або області	Зовнішній ключ
NAME	Найменування вузла	-
PEAK	Ознака	балансуючий/з фіксацією модуля напруги/-
TYPE	Тип вузла	Зовнішній ключ
PP_TYPE	Тип станції	Зовнішній ключ
COM_DEVICE	Комутаційний пристрій (якщо наявний)	Зовнішній ключ
STATE	Комутаційний стан	Зовнішній ключ
U_NOM	Значення номінальної напруги вузла	Зовнішній ключ
U_CALC	Режимне значення напруги	кВ
ANGLE	Значення кута	град
IA_GEN	Дійсна частина струму генерації	кА
IA_LOAD	Дійсна частина струму навантаження	кА
IR_GEN	Уявна частина струму генерації	кА
IR_LOAD	Уявна частина струму генерації	кА
B_SHUNT	Активна провідність шунта	мкСм
G_SHUNT	Реактивна провідність шунта	мкСм
EERM	EERM	EERM
I_EMK	Ємнісний струм	кА
POWER_PLANT_TYPE		
ID	Унікальний номер	-
SIGN	Позначення типу станції	-
NAME	Найменування	-
NODE TYPE		
ID	Унікальний номер	-
TYPE_OF_NODE	Тип вузла	P/Q, P/tg, I/tg, WP/WQ, WP/tg;
COMMUTATION DEVICES		
ID	Унікальний номер	-
DEVICE_NAME	Найменування комутаційного пристрою	-
TYPE	Тип комутаційного пристрою	Зовнішній ключ
TYPE_OF_EQUIPMENT		
ID	Унікальний номер	-
TYPE_OF_EQUIPMENT	Тип комутаційного пристрою	B, P, H
BASE_VOLTAGE		
ID	Унікальний номер	-
VALUE	Значення номінальної напруги	кВ
LOAD AND GENERATION		
ID	Унікальний номер	-
NODE	Номер вузла	Зовнішній ключ
P_LOAD	Активна потужність навантаження	МВт
Q_LOAD	Реактивна потужність навантаження	МВАр
P_GEN	Активна потужність генерації	МВт

Продовження таблиці

Назва поля	Опис	Одиниці вимірювання
Q_GEN	Реактивна потужність генерації	МВАр
Q_MIN	Нижня межа генерації реактивної потужності у вузлах з фіксацією модуля напруги	МВАр
Q_MAX	Верхня межа генерації реактивної потужності у вузлах з фіксацією модуля напруги	МВАр
P_BAL	Розрахункова активна потужність	МВт
Q_BAL	Розрахункова реактивна потужність	МВАр
LOAD_AND_GENERATION_BALANCE		
ID	Унікальний номер	-
NODE	Номер вузла	Зовнішній ключ
WP_LOAD	Споживання активної потужності електроенергії	кВт*год
WQ_LOAD	Споживання реактивної потужності електроенергії	кВАр*год
WP_GEN	Генерація активної потужності електроенергії	кВт*год
WQ_GEN	Генерація реактивної потужності електроенергії	кВАр*год
WP_PROM	Споживання активної потужності промисловими споживачами	кВт*год
WQ_PROM	Споживання реактивної потужності промисловими споживачами	кВАр*год
WP_B	Споживання активної потужності побутовими споживачами	кВт*год
WQ_B	Споживання реактивної потужності побутовими споживачами	кВАр*год
DWP_U	Втрати активної електроенергії споживачами	кВт*год
DWQ_U	Втрати реактивної електроенергії споживачами	кВАр*год
DISTRICTS		
ID	Унікальний номер	-
DISTRIC_NUMBER	Номер району	-
SCHEM_LOAD		
ID	Унікальний номер	-
DISTR	Номер району	Зовнішній ключ
VALUE	Значення навантаження потужності	МВт
SCHEM_GEN		
ID	Унікальний номер	-
DISTR	Номер району	Зовнішній ключ
VALUE	Значення генерації потужності	МВт