

ОУДК 004.9: 519.876

Міністерство освіти і науки України  
Харківський національний університет радіоелектроніки

Факультет Комп'ютерних наук  
(повна назва)

Кафедра Системотехніки  
(повна назва)

## АТЕСТАЦІЙНА РОБОТА Пояснювальна записка

Рівень вищої освіти другий (магістерський)  
ГЮИК.504200.004 ПЗ

Метод реінжинірингу топологічних структур регіональних  
електроенергетичних систем  
(тема)

Виконав:

Студент 2 курсу, групи СПРМ-18-2

Спеціальність 122 – Комп'ютерні науки  
(код і повна назва напрямку)

Тип програми освітньо-наукова  
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Освітня програма Системне проектування  
(повна назва освітньої програми)

Губаренко М.С.  
(прізвище, ініціали)

Керівник Безкоровайний В.В.  
(посада, прізвище, ініціали)

Допускається до захисту

Зав. кафедри \_\_\_\_\_  
(підпис)

Гребеннік І. В.  
(прізвище, ініціали)

2020 р.

Атестаційна робота оформлена у відповідності до вимог діючих стандартів та методичних вказівок.

Матеріали атестаційної роботи не містять відомостей, що заборонені для опублікування у відкритих виданнях.

Попередній захист проведено.

Керівник атестаційної роботи



В.В.Безкоровайний

20.05.20

Харківський національний університет радіоелектроніки

Факультет Комп'ютерних наук  
(повна назва)

Кафедра Системотехніки  
(повна назва)

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Спеціальність 122 – Комп'ютерні науки  
(код і повна назва)

Тип програми освітньо-наукова  
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Освітня програма Системне проектування  
(повна назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Зав. кафедри \_\_\_\_\_  
(підпис)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## ЗАВДАННЯ

### НА АТЕСТАЦІЙНУ РОБОТУ

студентові Губаренко Марині Станіславівні  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Метод реінжинірингу топологічних структур регіональних електроенергетичних систем»

затверджена наказом по університету від « 30 » 03 2020 р. № 477 Ст

2. Термін подання студентом роботи (проекту) 26 травня 2020 р.

3. Вихідні дані до роботи (проекту) Структура мережі – деревоподібна. Кількість споживачів мережі – до 300. Характеристики споживачів: територіальні координати; споживана потужність. Технічне забезпечення: ІВМ-сумісний персональний комп'ютер. Програмне забезпечення – можливість реалізації інтерактивного режиму.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, що потрібно розробити) Вступ, Регіональні електроенергетичні системи (ЕЕС) як об'єкти реінжинірингу. Проблеми проектування та експлуатації ЕЕС. Аналіз втрат енергії при передачі. Основні напрямки реінжинірингу ЕЕС. Постановка мети та завдань дослідження. Метод реінжинірингу розподільної мережі ЕЕС. Опис алгоритмів розв'язання задачі. Вибір мови програмування. Опис основних функцій програмного засобу. Аналіз результатів. Висновки

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів)  
Плакати на аркушах формату А4: схема електроенергетичної системи, результати реінжинірингу розподільної мережі ЕЕС, графіки часової складності алгоритмів, гістограма порівняльного аналізу вартості реінжинірингу

6. Консультанти розділів роботи (проекту)

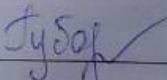
Найменування розділу	Консультант (посада, прізвище, ім'я, по батькові)	Позначка консультанта про виконання розділу	
		підпис	дата

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів роботи	Терміни виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання, аналіз завдання, уточнення плану роботи	30.03.2020	
2	Аналіз сучасного стану проблеми реінжинірингу електроенергетичних систем	03.04.2020	
3	Огляд існуючих методів реінжинірингу ЕЕС	06.04.2020	
4	Розробка математичного забезпечення задачі	13.04.2020	
5	Розробка програмного забезпечення задачі	20.04.2020	
6	Проведення експериментальних досліджень	28.04.2020	
7	Оформлення пояснювальної записки	03.05.2020	
8	Підготовка презентації	09.05.2020	
9	Подання закінченої роботи науковому керівникові	14.05.2020	
10	Подання роботи на рецензування	21.05.2020	
11	Попередній захист	22.05.2020	
12	Подання роботи до екзаменаційної комісії	25.05.2020	


Дата видачі завдання 30 березня 2020 р.

Студент

  
(підпис)

Губаренко М.С.

Керівник роботи

  
(підпис)

проф. Безкоровайний В.В.  
(посада, прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до атестаційної роботи: 70 с., 7 табл., 30 рис., 4 додатки, 37 джерел інформації.

АЛГОРИТМ K-MEANS, ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНА СИСТЕМА, КЛАСТЕРИЗАЦІЯ, РЕІНЖІНІРИНГ, РОЗПОДІЛЬНА МЕРЕЖА, СТРУКТУРА, ТОПОЛОГІЯ, ОПТИМІЗАЦІЯ.

Об'єктом досліджень є регіональні електроенергетичні системи.

Предметом досліджень є ефективність топологічних структур розподільних мереж регіональних електроенергетичних систем.

Метою дослідження є підвищення ефективності технології оптимізації регіональних електроенергетичних мереж шляхом удосконалення методу реінжинірингу топологічних структур їх розподільних мереж.

Методи дослідження: системний підхід, методи статистичного аналізу, кластеризації з використанням алгоритмів k-means, Small Step, побудови мінімального остового дерева Прима-Крускала.

У роботі дістав подальший розвиток метод реінжинірингу топологічних структур регіональних ЕСС в частині врахування можливості їх фундаментальної перебудови. У ньому враховані як можливості використання елементів існуючої системи, так і її глобальної перебудови, включаючи зміну кількості, місць розташування підстанцій і ліній електропередачі; збалансовані основні правила формування кластерів споживачів, що забезпечує більш коректну роботу та надає можливість більш тонкого налаштування та управління процесом оптимізації.

Галузь застосування – відділи підприємств, організацій та компаній, що займаються проектуванням і плануванням розвитку електроенергетичних систем, корпоративного, місцевого чи регіонального рівня.

## ABSTRACT

Master's explanatory note: 70 pages, 7 tables, 30 figures, 4 appendices, 37 sources.

CLUSTERIZATION, DISTRIBUTION NETWORK, ELECTRIC POWER SYSTEM, K-MEANS ALGORITHM, OPTIMIZATION, REENGINEERING, STRUCTURE, TOPOLOGY.

The object of research is regional electric power systems.

The object of research is the efficiency of topological structures of distribution regional power networks.

The work purpose: increase the efficiency technology of optimisation regional power networks by improving the method of reengineering the topological structures of distribution networks.

Research methods: system approach, methods of statistical analysis, clustering by k-means algorithms, Small Step, construction the minimum spanning tree Prim-Kruskal.

The reengineering method of the topological structures of regional ESS in terms of taking into account the possibility of their fundamental restructuring was further developed. It takes into account both the possibility using elements of the existing system and its global restructuring, including changes in the number, location of substations and power lines; balanced basic rules for the formation of consumer clusters, which provides a more accurate operation and provides the ability to fine-tune and manage the optimization process.

Field of application: departments of enterprises, organisations and companies engaged in the design and planning of power systems, corporate, local or regional level.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	6
ВСТУП.....	7
1 РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ЯК ОБ’ЄКТИ РЕІНЖИНІРИНГУ .....	10
1.1 Проблеми проектування та експлуатації ЕЕС .....	10
1.2 Особливості побудови ЛЕП .....	12
1.3 Технологічні проблеми .....	13
1.4 Втрати енергії при передачі .....	15
1.5 Шляхи зниження втрат .....	17
1.6 Необхідність реінжинірингу ЕЕС та його особливості.....	19
1.7 Постановка мети та завдань дослідження .....	22
2 МЕТОД РЕІНЖИНІРИНГУ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ ЕЕС.....	28
2.1 Опис алгоритму кластеризації k-means .....	28
2.2 Опис методу кластеризації розподільної мережі ЕЕС .....	31
2.3 Алгоритми визначення стартових центроїдів .....	36
2.3.1 Використання координат елементів існуючої ЕЕС.....	38
2.3.2 Випадковий вибір координат (мультистарт) .....	40
2.3.3 Використання інформації про найкоротше покриваюче дерево .....	42
2.3.4 Використання алгоритму Small Step .....	44
2.4 Реалізація методу реінжинірингу ЕЕС.....	46
3 РОЗРОБКА ПРОГРАМНОГО ЗАСОБУ .....	50
3.1 Вибір мови програмування та опис функціональних вимог .....	50
3.2 Опис основних функцій програмного засобу .....	52
4 АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ МОДЕЛЮВАННЯ .....	57
ВИСНОВКИ.....	65
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ .....	67
ДОДАТОК А Графічний матеріал атестаційної роботи .....	71
ДОДАТОК Б Текст програми .....	82
ДОДАТОК В Сертифікат учасника конференції.....	95
ДОДАТОК Г Відомість атестаційної роботи .....	98

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ЕЕС – електроенергетична система.

ККД – коефіцієнт корисної дії.

ЛЕП – лінія електропередачі.

ТП – трансформаторна підстанція.

DTW – dynamic time warping.

EM – expectation-maximization.

## ВСТУП

Електроенергетична система (ЕЕС), як частина інфраструктури, поряд з трубопроводами, мережами автомобільних доріг і залізничних шляхів, є типовим прикладом складного територіально розподіленого об'єкта. Для неї є характерним значна протяжність і складна структура, що включає множини різнотипних елементів: електрогенеруючих об'єктів (електростанцій), трансформаторних підстанцій (ТП), які підвищують чи знижують напругу, високовольтних магістралей, ліній електропередачі (ЛЕП) тощо.

Зростання добробуту населення, підвищення екологічних вимог до виробничих, транспортних і соціальних об'єктів змінює вимоги і до ЕЕС. Змінюються вимоги до технологій, ефективності генерації та екологічного навантаження, змінюється характер і географія споживання. ЕЕС повинні відповідати новим умовам. Щоб досягти цього необхідно проводити їх модернізацію й оновлення. Нажаль, на поточний момент, звичайного оновлення обладнання недостатньо, необхідно проводити реінжиніринг ЕЕС.

Реінжиніринг ЕЕС являє собою складний багатоетапний процес, мета якого перепроєктувати систему таким чином, щоб вона відповідала сучасним вимогам суспільства, мала суттєво кращі функціональні й економічні показники [1]. Завдяки коректній організації мережі, можна забезпечити виробництво стабільною, якісною і дешевою електроенергією, що знизить собівартість виробництва і підвищить конкурентоспроможність продукції підприємств. Наслідками нераціональної організації мережі є різкі перепади напруги, що призводять до більш швидкого зношення обладнання, його пошкодження, перебоєм у роботі.

Завдяки реінжинірингу можна побудувати принципово нову мережу на основі елементів існуючої ЕЕС. Проте далеко не кожна модернізація приносить позитивний результат, до того ж ефект від деяких модернізацій помітний тільки через певний проміжок часу або за певних обставин. Для успішного реінжинірингу такої складної системи як ЕЕС, необхідним є ретельний аналіз,

моделювання, як статичних характеристик, так і динаміки процесів її функціонування [2].

Метою дослідження є підвищення ефективності технології оптимізації регіональних електроенергетичних систем шляхом удосконалення методу реінжинірингу топологічних структур їх розподільних мереж.

Для досягнення поставленої мети, необхідно вирішити такі завдання:

- провести аналіз проблеми реінжинірингу регіональних електроенергетичних систем;
- проаналізувати та обрати серед існуючих алгоритм кластеризації, який може бути успішно застосований для швидкого та коректного розбиття множини споживачів на зони обслуговування трансформаторних підстанцій;
- удосконалити за комплексним показником «точність-складність» алгоритм кластеризації споживачів для задачі оптимізації розподільної мережі ЕЕС;
- удосконалити метод розв’язання задачі реінжинірингу топологічних структур регіональних електроенергетичних систем в частині врахування можливості їх фундаментальної перебудови;
- розробити алгоритми та програмний засіб для оптимізації проекту реінжинірингу топологічних структур регіональних електроенергетичних систем;
- провести експериментальне дослідження ефективності запропонованих алгоритмів та методу.

Об’єктом досліджень є регіональні електроенергетичні системи.

Предметом досліджень є ефективність топологічних структур розподільних мереж регіональних електроенергетичних систем.

Методи дослідження: системний підхід, методи статистичного аналізу, кластеризації з використанням алгоритмів k-means, Small Step, побудови мінімального остового дерева Прима-Крускала.

Наукова новизна: дістав подальший розвиток метод реінжинірингу топологічних структур регіональних ЕЕС в частині врахування можливості їх фундаментальної перебудови. У ньому враховані як можливості використання елементів існуючої системи, так і її глобальної перебудови, включаючи зміну

кількості, місць розташування підстанцій і ліній електропередач; збалансовані основні правила формування кластерів споживачів, що забезпечує більш коректну роботу та надає можливість більш тонкого налаштування та управління процесом оптимізації.

Практичне значення одержаних результатів полягає у наданні можливості комунальним господарствам чи приватним структурам проводити аналіз ефективності розподільної мережі ЕЕС та формувати сценарій заходів реінжинірингу при мінімізації витрат на модернізацію. Запропонована модель може використовуватися з однаковою ефективністю як для окремих регіональних мереж, так і для модернізації великих мереж ЕЕС державного рівня. Для аналізу динаміки споживання електроенергії запропоновано використовувати алгоритм аналізу часових рядів – dynamic time warping (DTW). Порівняння динаміки споживання впродовж доби, тижня, сезонні зміни та інше надасть можливість моделювати та робити більш точний прогноз споживання. Принцип роботи алгоритму був описаний у статті та опубліковано у журналі, який входить до наукометричної бази Scopus [2].

Тема використання реінжинірингу ЕЕС при катастрофах чи стихійних лих пройшла апробацію на науковій конференції Information Technology in Disaster Risk Reduction (ITDRR 2019), яка входить до наукометричної бази Scopus. По результатам конференції був виданий збірник [3].

Тема реінжинірингу ЕЕС пройшла апробацію на наукових конференціях:  
– XXIV міжнародний молодіжний форум «РАДІОЕЛЕКТРОНІКА І МОЛОДЬ У XXI СТОЛІТТІ» (ХНУРЕ, м. Харків)[4];

– міжнародна науково-практична конференція «ІНФОРМАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ ТА КОМП'ЮТЕРНЕ МОДЕЛЮВАННЯ» 20-25 травня 2019 р., (м. Івано-Франківськ) [1];

– V Міжнародна науково-практична конференція «Інформаційні технології в культурі, мистецтві, освіті, науці, економіці та бізнесі», 21-22 квітня 2020 р., (м. Київ, див. додаток В);

– звітна наукова конференція викладачів, докторантів, аспірантів та студентів Прикарпатського національного університету ім. В. Стефаника (м. Івано-Франківськ, див. додаток В).

# 1 РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ЯК ОБ'ЄКТИ РЕІНЖИНІРИНГУ

## 1.1 Проблеми проектування та експлуатації ЕЕС

Дешева, доступна і надійна подача електроенергії забезпечує стабільний розвиток промисловості, зростання рівня життя, а також функціонування різних інфраструктурних, комунальних і соціальних об'єктів. Не можна не помітити прямого зв'язку (практично лінійну залежність) між питомим об'ємом споживання енергії та Human Development Index (HDI) [5]. HDI – це кількісна характеристика стану суспільства будь-якої країни. HDI враховує такі параметри [6]: індекс очікуваної тривалості життя, освіта, показник доходу на душу населення. Особливо важливим для сучасного суспільства є доступність енергії, що відбивається в понятті енергетичної безпеки, яка є одним з важливих елементів національної безпеки країни (поряд з військовою, економічною, екологічною, продовольчою та іншими). Так, наприклад, в різних країнах діяльність в енергетичній сфері регламентується нормативними документами:

- національні пріоритети США в галузі енергетики сформульовані в документі «Energy policy in US» [7];
- стратегія енергетичної безпеки країн ЄС відображена в «European Energy Security Strategy» [8];
- енергетична стратегія Японії заснована на "3E+S": Energy security, Economic efficiency, Environmental Protection, Safety [9];
- під егідою Ради безпеки РФ розроблена «Доктрина енергетичної безпеки РФ» [10].

Більшість країн мають національні стратегії Energy Security. Так само проводять багато форумів і конференцій, завдання яких розробити підходи до вирішення питань посилення енергетичної безпеки. Наприклад, в Singapore International Energy Week (SIEW-2019) [11] в брало участь більше 13 000 делегатів з більш ніж 80 країн, включаючи міністрів енергетики, лідерів промисловості та керівників міжнародних організацій [12].

Побудова та експлуатація енергетичних систем пов'язана з деякими проблемами і труднощами.

Перша проблема – обмеженість ресурсів. Вона включає в себе кілька аспектів:

- відбувається виснаження зручних для вироблення родовищ мінеральних енергетичних ресурсів. За різними методиками підрахунку, їх вистачить на кілька десятиків років;

- зростання споживання енергії значно перевищує зростання виробництва;

- перспективні джерела отримання енергії не виправдовують очікування.

Але слід розуміти, що мова йде не про повне виснаження якогось виду ресурсу, а про втрату можливості добувати його, використовуючи старі технології. Мова про виснаження доступних на поточний момент родовищ йде давно [13], але з'являються нові способи і технології видобутку ресурсів і отримання енергії. Та все ж є важливою особливістю постійне нарощування споживання енергії. Енергія, яка витрачається на створення засобів виробництва енергії, видобуток енергетичних ресурсів, а також на її транспортування до споживача, повинна бути нижче енергії, яку отримує споживач. Перевищення енергії, яку одержуємо, над витратами, забезпечує потенціал для зростання і розвитку суспільства. Інакше виробництво енергії зупиниться.

Друга проблема – тиск, який відчуває навколишнє середовище. Технології видобутку енергетичних ресурсів і виробництва енергії, чинять вагомий вплив на навколишнє середовище. Викиди в атмосферу парникових та отруйних газів, інтенсивне забруднення літосфери і гідросфери.

Третя проблема – нерівномірність розподілу енергоресурсів і споживачів. Четверть населення Землі, що проживає у високорозвинених країнах, споживає 80% всіх видобувних у світі ресурсів [14]. Це створює соціальну напругу, яка нерідко перетікає в конфлікти, в тому числі і військові.

Сучасне суспільство постійно намагається вирішити сформульовані раніше проблеми, проте цей процес ускладнюється такими перешкодами:

- а) технологічні – неможливість швидкої зміни технологічних укладів;

- б) економічні – необхідність інвестування коштів у величезних обсягах;
- в) соціальні:
  - 1) швидке зростання населення в країнах, що розвиваються;
  - 2) неможливість швидкої зміни сформованих побутових укладів;
- г) історичні і географічні – великий розрив в рівні розвитку країн (наприклад, різниця в кілька сотень кВт\*год на людину в бідних регіонах (526 кВт\*год в Центральній Африці і 566 кВт\*год в Південній Азії) і 14929 кВт\*год в Північній Америці [15] і крайня нерівномірність розподілу енергоресурсів по країнам і регіонам.

## 1.2 Особливості побудови ЛЕП

Перші районні електростанції (до якої підключалися кілька споживачів на великій відстані) були побудовані у другій половині 90-х роках XIX ст. У наступному столітті вони стали основою розвитку економіки в цілому і визначили напрямок розвитку стандартів рівня життя та споживання. Першою районною електростанцією вважають Ніагарську ГЕС [16]. Поступово електричні станції розширювалися, стаючи великими промисловими підприємствами. Наступною сходинкою стало об'єднання мереж різних станцій, таким чином була створена перша енергетична система. Під електроенергетичною системою будемо розуміти сукупність електростанцій, ліній електропередачі, підстанцій і теплових мереж, зв'язаних спільністю режиму і безперервністю процесу виробництва і розподілу електричної і теплової енергії. Потреба поєднувати роботу декількох електростанцій в загальну мережу стала виявлятися практично з моменту будівництва перших електростанцій. Вона обумовлена тим, що при спільній роботі зменшується необхідний резерв на кожній станції окремо, з'являється можливість ремонту обладнання без відключення основних споживачів, створюються умови для вирівнювання графіка навантаження базових станцій з метою більш ефективного використання енергетичних ресурсів. Перше відоме об'єднання двох трифазних електростанцій було здійснено в 1892 р. у Швейцарії [14].

Ще під час проектування і створення трифазних ліній електропередачі високої напруги (до 150 кВ) Michael von Dolivo-Dobrowolsky [17] на основі техніко-економічних розрахунків прийшов до висновку про те, що при передачі енергії на кілька сотень кілометрів при напрузі понад 200 кВ доцільно генерування і розподіл енергії здійснювати змінним струмом, а передачу – постійним струмом високої напруги. Лінія постійного струму на початку і в кінці повинна приєднуватися до перетворювальних підстанцій, на яких встановлюються ртутні випрямлячі. До такого висновку він прийшов, навіть не знаючи про таку проблему для потужних ліній передач змінного струму, як стійкість. На даний момент у багатьох країнах успішно діють лінії електропередачі постійного струму надвисокої напруги.

### 1.3 Технологічні проблеми

Проблем при проектуванні і створенні ЕЕС виникає багато, і вони відрізняються величезною різноманітністю:

- вибір оптимальних конфігурацій і структури основних електричних мереж;
- використання маневрових енергоагрегатів, а, отже, вирішення питань створення інфраструктури, підключення, досягнення необхідної потужності;
- створення потужних електричних мереж;
- організація ефективного управління режимами роботи з широким використанням автоматизованих систем диспетчерського управління;
- управління технологічними процесами (на високовольтних підстанціях);
- проектування і застосування нових типів опор і проводів ЛЕП для створення більш довгих прольотів щоб долати водні перешкоди, лісисті і заболочені ділянки, а також опори повинні бути витонченими і повітряними конструкціями, які вписуються в навколишню забудову як самостійні дизайнерські об'єкти та максимально адаптовані до естетичних умов навколишнього середовища як із близьких, так і з далеких точок огляду;

- розробка і проведення заходів по задоволенню вимог надійної роботи енергосистеми, безперебійного постачання якісної електроенергії споживачам;

- розробка і проведення заходів широкої модернізації ЕЕС.

При проектуванні ЕЕС необхідно забезпечити [14]:

- необхідні (нормативні) запаси статичної стійкості за переданої потужності в нормальному і післяаварійному режимах;

- необхідні (нормативні) запаси статичної стійкості за напругою у вузлах навантаження мережі;

- термічну стійкість елементів мережі (ліній, трансформаторів, вимикачів тощо) в нормальному і післяаварійних режимах;

- допустимі рівні напруги для обладнання енергосистеми;

- необхідну величину оперативного резерву потужності для забезпечення розвитку конкурентного ринку електричної енергії та потужності;

- зниження втрат електроенергії при транспортуванні;

- висока якість електроенергії.

Характеристика надійності включає в себе такі властивості ЕЕС, як живучість, безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність, стійкість, режимна керованість [18]. Зростання обсягів генерації та споживання електроенергії, розширення територій, на яких розміщені споживачі, а також поява нових технологій виробництва, перетворення, транспортування і розподілу електричної енергії підвищують вимоги до надійності ЕЕС. Динамічні зміни соціально-економічних систем, сильно впливають на процес проектування та експлуатацію ЕЕС;

- посилення ролі приватного капіталу в енергетиці, лібералізація управління мережами, децентралізація ЕЕС систем, зниження ролі державного регулювання енергетичної сфери, – все це визначає ускладнення схеми керування;

- підвищення масштабів впливу екстремальних умов, надзвичайних ситуацій та природних катастроф – так як масштаби ЕЕС величезні, а високовольтні магістралі дозволяють передавати енергії на значні відстані, то

наслідки зміни якості елементів ЕЕС будуть відчуватися користувачами на значних територіях;

- посилення вимог до ефективності перетворення одного виду енергії в інший;
- зростання рівня життя та урбанізаційні процеси;
- посилення екологічних обмежень;
- нерівномірність розподілу енергетичних ресурсів, об'єктів генерації і споживачів;
- низька гнучкість ЕЕС при зміні топології та якості споживання;
- оновлення технологій і обладнання, залучення інвестицій;
- реалізація управління на основі загальної теорії динамічних систем перехідних процесів і стійкості ЕЕС [19].

#### 1.4 Втрати енергії при передачі

Електрична енергія дуже важлива для економічної і соціальної сфери. У 2018 році в світі було вироблено 26,614,800 ГВт електроенергії [20], що говорить про неймовірні масштаби потреб суспільства в цьому виді енергії.

Електрична мережа складається з трьох основних елементів [21]:

- генераторні установи для виробництва електроенергії;
- елементи передачі електроенергії;
- елементи розподілу електроенергії.

На кожному з етапів існує свій перелік можливих втрат. При генерації електричної енергії виникають втрати, пов'язані з перетворенням одного виду енергії в інший. Наприклад, гідроелектростанції мають ККД 92-95% [22], атомні електростанції – близько 80%, теплові електростанції – близько 30%. Але нерідко, експлуатація теплових електростанцій має на увазі використання тепла для підігріву води для населення та / або опалення, що значно підвищує їх ККД. Але жодне перетворення енергії не проходить без втрат.

Електроенергія передається від електрогенераторів (електростанцій) споживачам через великі мережі. Передача на великі відстані супроводжується втратами потужності. Велика частина втрат енергії зумовлена ефектом Джоуля в

трансформаторах і ЛЕП. [23]. Енергія розсіюється у вигляді тепла, коронарних розрядів, холостого ходу, протитечій, резонансного ефекту, зносу і старіння обладнання тощо. Середні значення втрат потужності на різних етапах передачі електроенергії складають [24]:

- 1-2% – підвищувальний трансформатор від генератора до лінії електропередачі;
- 2-4% – ЛЕП високої напруги;
- 1-2% – понижуючий трансформатор;
- 4-6% – розподільна мережа трансформаторів і кабелів.

Загальні втрати між електростанцією і споживачами знаходяться в діапазоні від 8 до 15%. У табл. 1.1-1.2 показані питомі втрати електроенергії при транспортуванні і розподілі. При цьому слід враховувати також витрати на власні потреби електростанцій.

Таблиця 1.1 – Втрати електроенергії при транспортуванні і розподілі по відношенню до загального обсягу виробництва, % [25]

Країни	2000	2003	2006	2009	2010	2011	2012
Європейський Союз	7,19	6,77	6,42	6,53	6,48	6,24	6,29
США	6,42	5,87	6,54	6,61	6,4	6,22	6,4
Канада	7,81	6,50	6,62	6,18	5,68	7,24	7,06
Китай	6,91	6,59	6,48	6,03	6,10	5,73	5,81
Індія	27,63	27,45	24,30	21,20	20,04	21,14	17,08
Австралія	7,14	6,54	6,75	5,90	6,16	5,27	5,07
Туреччина	19,02	17,11	14,07	14,88	14,31	14,11	14,89
Росія	11,60	12,09	10,83	10,79	10,13	9,97	9,98
Світ	8,89	8,71	8,68	6,67	8,17	8,10	8,12

Під втратами зазвичай розуміють різницю між відпущеною споживачам електроенергією та тією, що фактично надійшла до них. Розрізняють три типи втрат:

- технологічні – безпосередньо залежать від характерних фізичних процесів і змінюються від навантаження на ЛЕП, кліматичних умов;
- експлуатація допоміжного устаткування та умови роботи персоналу;
- комерційна – похибка приладів, розкрадання, недбалість та інше.

Слід зауважити, що в залежності від типу генерації, застосовуваної технології, обладнання, протяжності ЛЕП, характеру споживання, нормативних документів, а також ландшафту і кліматичних умов втрати при передачі електроенергії будуть різнитися. Розбіжності можуть з'являтися і через відмінності в методах підрахунку втрат.

Таблиця 1.2 – Структура втрат при передачі і розподілі електроенергії [26]

Назва виду втрати	Відсоток від загальних втрат на передачу, %
ЛЕП	64,0
Коронний розряд (іонізація повітря поряд з проводами)	17,0
Холостий хід трансформаторів	6,7
Шунтуючі реактори	3,6
Власні потреби підстанції	3,1
Навантажувальні трансформатори	2,7
Витік по ізоляторах	1,3
Компенсуючі пристрої	0,8
Трансформатори струму і напруги	0,4
Інше	0,4

### 1.5 Шляхи зниження втрат електроенергії

На практиці використовують такі методи зменшення втрат в електричних мережах [27]:

- оптимізація схеми і режиму роботи електромережі;
- дослідження статичної стійкості і виділення потужних вузлів навантаження;
- зниження сумарної потужності за рахунок реактивної складової – у результаті частка активної потужності збільшиться, що забезпечить зниження втрат;
- оптимізація навантаження трансформаторів;
- модернізація технологій та обладнання;
- застосування заходів щодо вирівнювання навантаження.

Щоб реалізувати перелічені способи зменшення втрат, необхідно забезпечити особливі способи організації та керування ЕЕС. Відповіддю на необхідність модернізації ЕЕС, стала поява: MicroGrid, Resilient Grid, Strong Grid, Smart Grid. Дані поняття використовують для позначення необхідності створення ЕЕС, яка буде функціонувати на інших принципах, ніж існуюча система. Такий підхід слід вважати не зовсім вірним. Кожен вид мережі, відображає запит суспільства на вирішення якогось завдання.

Завдяки технологіям створення мобільних електростанцій малої потужності і систем акумуляування електроенергії частка розподіленої генерації (MicroGrid) збільшується. Поняття MicroGrid тісно пов'язане зі створенням приватних генеруючих і акумуляуючих систем, у першу чергу з поновлюваними джерелами енергії. Вітрові, сонячні та інші електрогенератори з рваною генерацією не можуть бути безпосередньо підключені до централізованої енергетичної системи, тому більш гнучкі MicroGrid здатні стати буфером і забезпечити стабільну подачу електроенергії споживачам. Слід виділяти чотири типи MicroGrid [24]:

- remote power systems (rgrids) – ізольовані і призначені для енергопостачання унікальним споживачам (військова база, археологічні розкопки, космічна станція тощо);
- virtual microgrids (vgrids) – складається з декількох фізичних систем, які керуються і координуються як єдине ціле;
- utility or community microgrids or milligrids (mgrids) – насправді, це MicroGrid; з глибокою інтеграцією в комунальне господарство регіону або централізовану систему енергопостачання;
- customer microgrids true or microgrids ( $\mu$ grids) – звичайна класична мережа.

Процес глобалізації поставив питання інтеграції локальних енергетичних систем на державному та міжнародному рівнях на основі єдиних управлінських та інформаційних технологій. Виділяють три підходи:

- Resilient Grid – це мережі побудовані з можливістю об'єднання різних платформ та програмного забезпечення. Однак іноді мова йде про Flexible Alternative Current Transmission System (FACTS) – вдосконалення комплексів

автоматичного аварійного захисту та диспетчерського управління. Технологія FACTS перетворює функцію електричної мережі з існуючої «пасивної» в «активну». Пристрої FACTS призначені для стабілізації напруги, підвищення керованості, оптимізації поточкорозподілу, зниження втрат, демпфірування низькочастотних коливань, підвищення статичної та динамічної стійкості, а в підсумку – підвищення пропускної спроможності мережі та зниження втрат;

- концепція Strong Grid дозволяє заздалегідь передбачити прогресивний сценарій спільного використання механічних комутаторів і поступово введення контролерів FACTS, що забезпечить більшу пропускну здатність і підвищення надійності;

- концепція Smart Grid [28] передбачає повну автоматизацію процесу передачі та розподілу електроенергії. Вона є інфраструктурою для підтримки енергетичних, інформаційних, економічних і фінансових взаємовідносин між усіма суб'єктами енергетичного ринку та іншими зацікавленими сторонами.

## 1.6 Необхідність реінжинірингу ЕЕС та його особливості

Огляд наукових публікацій показує, що в умовах ринкової економіки і при сучасному стані розвитку енергопостачального комплексу головною проблемою, яку намагаються вирішити в останні десять років фахівці, є проблема зменшення втрат при транспортуванні та споживанні електроенергії. Для цього намагаються проектувати нову ЕЕС, в якій би мінімізувалися витрати, або провести оптимізацію існуючої.

Наукові дослідження в цій галузі виконуються зазвичай для розв'язання задач передпроектних стадій. На проектних стадіях більше конкретики і стандартизовані інженерні методики не дозволяють проводити дослідження наукового плану. У той же час великі капітальні вкладення при будівництві та реконструкції ЕЕС вимагають всебічного і змістовного обґрунтування проектних рішень. Тому велика кількість зусиль при вирішенні дослідницьких задач вкладається в розробку математичних моделей, методів пошуку і обґрунтування оптимальних рішень [29].

Математичним моделям оцінювання стану та оптимізації режимів роботи розподільних мереж присвячені роботи Д.А. Арзамазцева, П.І. Бартоломея, В.А. Венікова, А.З. Гамма, Ю.Г. Кононова та інших авторів. Також варто відзначити праці зарубіжних (іспанських) вчених Ali Abur і Antonio Gomez Exposito, які в своїй книзі «Power System State Estimation: Theory and implementation» відбили повний спектр можливих постановок даного завдання і запропонували свої оригінальні шляхи їх вирішення[30].

До теперішнього часу розроблено значну кількість методів, алгоритмів і програм розрахунку, нормування та оцінки технічних втрат електроенергії в розподільних електроенергетичних мережах. Незважаючи на значні досягнення актуальною залишається проблема вдосконалення розроблених і на цій основі створення нових методів і алгоритмів, пропозиція ефективних підходів до розв'язання задачі визначення втрат енергії в ЕЕС її розподілу.

Перетворення ЕЕС у цілому може забезпечити процедура реінжинірингу. Вперше термін "реінжиніринг" був описаний Chikofsky and Cross [31], як «The examination and alteration of a system to reconstitute it in a new form». Насправді так реінжиніринг сприймається при розробці програмних засобів. В економіку цей термін увійшов з подачі Michael Hammer and James Champy [32]. Вони описали особливості та принципи проведення реінжинірингу бізнес-процесів. Коли мова заходить про реінжиніринг ЕЕС, то слід говорити про масштабні, територіально розподілені, технічні та наукомісткі системи, де процес інформатизованості трудомісткий, а впровадження елементів Smart Grid, на проміжних етапах не дає відчутних результатів. Будівництво повністю нової ЕЕС зазвичай є не виправданим, тому мова йде про модернізацію і перепроєктування існуючої ЕЕС. Реінжиніринг – це діяльність, спрямована на різку радикальну зміну фундаментальних процесів. У результаті система за кількісними та якісними критеріям повинна перевершувати показники існуючої. Його зміст у проектуванні принципово нової системи, яка реалізується на елементах існуючої.

При реінжинірингу ЕЕС слід враховувати ряд особливостей:

– постійне старіння устаткування і старіння технологій. Елементи ЕЕС мають потребу не тільки в плановому огляді та ремонті, але й бути досить

гнучкими, щоб відповідати мінливим поглядам і концепціям суспільства. Важливо оцінювати ефект модернізації комплексно, з урахуванням усіх періодів створення, експлуатації та утилізації елементів ЕЕС;

– ЕЕС знаходиться в експлуатації, вони масштабні, розгалужені та важливі для підтримання соціальних і економічних процесів суспільства. Відключення навіть регіональної ЕЕС може призводити до різкого зниження рівня життя та навіть ставити під загрозу здоров'я та життя населення;

– топологія і характер споживання електроенергії постійно змінюється. Зазвичай рівень споживання досить передбачуваний і інерційний процес, але іноді відбуваються і різкі зміни. Найчастіше це пов'язано або з катастрофами, або економічними кризами. Тому рішення про початок будівництва або модернізацію, потрібно приймати тільки після моделювання зміни попиту, складання економічного обґрунтування перспективи розвитку регіону при реінжинірингу ЕЕС;

– враховуючи обмежене фінансування, розміри ЕЕС і того, що система знаходиться в експлуатації, модернізація буде проводитись частинами. Процес реінжинірингу подається як ланцюг послідовних модернізацій, які зрештою повинні привести до зміни системи.

Для оптимізації (реінжинірингу) розподільних електроенергетичних мереж можна застосувати модель потокової задачі Штейнера, використання якої було описано Борисовим Г.А. та Кукіним В.Д [32]. Ця задача є узагальненням класичної задачі Штейнера і для її розв'язання широко використовують наближені методи, зокрема еволюційні.

До загальних методів оптимізації розподільних мереж відносяться наступні: метод покоординатної оптимізації, синтез на основі генетичного алгоритму, пошук з заборорою, метод гілок та границь, кластеризація на базі k-means [34]. Більшість цих методів дають можливість побудувати оптимальну структуру розподільної мережі, але застосування їх для перебудови існуючої ЕЕС висуває ряд обмежень, які треба враховувати, а отже і модифікувати їх. Наприклад, для більшості методів необхідно задавати множину можливих розміщень вузлів (ТП), що є досить складним якщо брати до уваги розміри мережі, а розміщувати вузли на базі елементів неможливо виходячи з

особливості будови ЕЕС. Іншою проблемою є обмеження на відстань підключення споживача до ТП і необхідність врахування цього при приєднанні до вузла. Як наслідок, кількість вузлів може бути недостатньою і якісь елементи залишаться не підключеними або надлишковою, що призводить до знаходження неоптимального рішення. Тому, було вирішено модифікувати метод кластеризації на базі k-means, щоб урахувати особливості ЕЕС.

### 1.7 Постановка мети та завдань дослідження

Об'єктом дослідження в роботі є ЕЕС, яка складається з генераторів (Generating Station), трансформаторних підстанцій, що підвищують напругу (Step Up Transformer), високовольтних магістралей (Transmission lines), трансформаторних підстанцій, що знижують напругу (Step Down Transformer), розподільної мережі (Distribution Grid) і споживачів (Customers) (рис. 1.1).

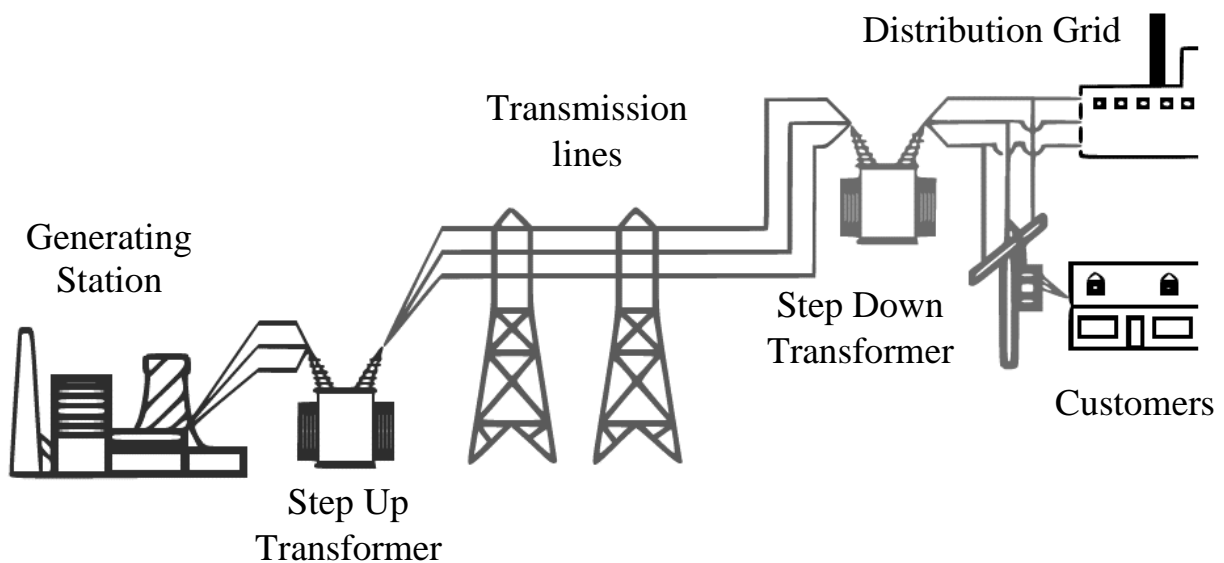


Рисунок 1.1 – Схема електроенергетичної системи

Розглянемо розподільну електроенергетичну мережу ЕЕС, яка складається з користувачів, трансформаторних підстанцій, які знижують напругу і лінії високої напруги, які підключають ТП до магістралей. Необхідно змінити місця розміщення ТП і канали підключення споживачів, щоб мінімізувати загальну протяжність розподільної мережі (тим самим максимально знизити втрати напруги в провіднику). Для різних країн, підхід до розрахунку втрат напруги

може різнитися, але кілька важливих особливостей залишається однаковим для усіх підходів:

- чим довше провідник, тим більше втрати;
- чим вище потужність споживання, тим більше втрата;
- чим нижче напруга при передачі, тим більше втрата.

Самою низькою є напруга при передачі електроенергії на етапі розподілу споживачам. Отже, можна сформулювати часткове завдання як мінімізація загальної протяжності всіх ЛЕП, які пов'язують трансформаторну підстанцію і кінцевого споживача. Однак розміщення ТП і високовольтних магістралей привносить свої економічні витрати. У свою чергу реінжиніринг ЕЕС дозволить докорінно перебудувати систему, змінити її технологічну базу і забезпечити гнучкість щодо змін топології споживання на базі існуючої ЕЕС.

Необхідно перепроєктувати ЕЕС таким чином, щоб мінімізувати загальну довжину розподільної мережі,  $L = \sum_{i=1}^n l_i \rightarrow \min$  де  $l_i$  – довжина зв'язку споживача і трансформаторної підстанції,  $n$  – кількість таких зв'язків. При складанні моделі цільової функції слід враховувати втрати, які з'являються при розміщенні ТП, отже, одночасно з мінімізацією загальної протяжності розподільної мережі, необхідно мінімізувати кількість ТП.

Також задача може бути зведена до мінімізації втрат напруги, тоді вона буде мати вигляд:

$$\Delta U = \sum_{i=1}^n \Delta u_i + \sum_{j=1}^m \Delta u_j^{\text{ТП}} \rightarrow \min, \quad (1.1)$$

де  $\Delta U$  – загальні втрати напруги;

$\Delta u_i$  – втрати енергії при передачі по  $i$ -му кабелю;

$n$  – кількість споживачів;

$\Delta u_j^{\text{ТП}}$  – втрати енергії на  $j$ -ій ТП;

$m$  – кількість ТП.

При цьому повинно виконуватися ряд умов:

- довжина будь-якого зв'язку споживач-ТП повинна бути менше заданого значення  $\forall l_i \leq l^H$ , значення  $l_i^H$  може бути, як загальним для всіх зв'язків, так і унікальним значенням, яке залежить від типу провідника, обсягу споживання, пікових навантажень та інших експлуатаційних характеристик;
- ТП повинні розміщуватися на деякій відстані від споживачів, конкретне значення якої залежить від характеристик обладнання ТП, від захисних споруд, в якому знаходиться обладнання ТП та від потужності обладнання;
- вибирається та схема реінжинірингу, вартість реалізації якої буде найменшою. Вартість повинна включати: вартість прокладання нових підключень споживач-ТП, вартість розміщення нової ТП, вартість підключення нової ТП до магістральних каналів, вартість модернізації існуючого зв'язку користувач-ТП, вартість модернізації існуючої ТП, втрати при передачі електроенергії споживачеві.

$$C = \sum_{i=1}^p c_i \rightarrow \min, \quad (1.2)$$

де  $C$  – сумарна вартість витрат;

$c_i$  – вартість однієї статті витрат;

$p$  – кількість таких пунктів.

Рішення задачі не вимагає швидкого прийняття рішень і дозволяє додатково вивчити умови, тим самим підвищити точність моделювання.

Треба розуміти, що оцінити витрати досить складно, ще складніше представити їх у вигляді чіткої математичної залежності. Одним з підходів до визначення втрат могло б стати встановлення різниці між обсягом енергії, що відпускається на електростанції і отримується споживачами. При використанні такого підходу можуть бути враховані не тільки технічні, але і комерційні втрати, що створить не вірне уявлення та призведе до похибки при моделюванні. Крім того такі витрати можуть бути виявлені тільки при експлуатації системи, а не на етапі проектування.

Альтернативою може бути врахування лише фізичного змісту втрат. Існує достатньо опрацьований математичний і фізичний апарат для розрахунку можливих втрат. Розрахунок втрат лінійної (між фазами) напруги в кабелі при трифазному змінному струмі може бути здійснено за співвідношеннями [35]:

$$\Delta U(V) = \frac{P \cdot R \cdot I + Q \cdot X \cdot l}{U_{line}}, \quad (1.3)$$

$$\Delta U(\%) = \frac{P \cdot R \cdot I + Q \cdot X \cdot l}{U_{line}^2}, \quad (1.4)$$

де  $P$  – активна потужність, яка передається по лінії, Вт;

$Q$  – реактивна потужність, яка передається по лінії, ВАр;

$R$  – питомий активний опір кабельної лінії, Ом / м;

$X$  – питомий індуктивний опір кабельної лінії, Ом / м;

$l$  – довжина кабельної лінії, м;

$U_{line}$  – лінійна напруга мережі, В.

Або, якщо відомий струм:

$$P = \sqrt{3} \cdot I \cdot U_{line} \cdot \cos \varphi, \quad Q = \sqrt{3} \cdot I \cdot U_{line} \cdot \sin \varphi,$$

формули (1.3) і (1.4) приймуть вигляд:

$$\Delta U(V) = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi \cdot l + X \cdot \sin \varphi \cdot l),$$

$$\Delta U(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi \cdot l + X \cdot \sin \varphi \cdot l)}{U_{line}}.$$

Розрахунок втрат фазного (між фазою і нульовим проводом) напруги в кабелі виконується за формулами (1.5) і (1.6):

$$\Delta U(V) = \frac{2 \cdot (P \cdot R \cdot I + Q \cdot X \cdot l)}{U_{phase}}, \quad (1.5)$$

$$\Delta U(\%) = \frac{2 \cdot (P \cdot R \cdot l + Q \cdot X \cdot l)}{U_{phase}^2}, \quad (1.6)$$

де  $U_{phase}$  – фазна напруга мережі, В.

Або, якщо відомий струм:

$$P = I \cdot U_{phase} \cdot \cos \varphi, \quad Q = I \cdot U_{phase} \cdot \sin \varphi,$$

формули (1.5) і (1.6) приймуть вигляд:

$$\Delta U(V) = 2 \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi \cdot l + X \cdot \sin \varphi \cdot l),$$

$$\Delta U(\%) = \frac{2 \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi \cdot l + X \cdot \sin \varphi \cdot l)}{U_{phase}}.$$

Однак підхід, який ґрунтується на аналізі лише фізичних процесів не може врахувати всіх умов експлуатації, а також втрати, які з'являються при експлуатації нестабільної мережі. Перепади напруги, згубно позначаються як на обладнанні ТП, так і на промисловій або побутовій техніці споживачів. До того ж залишаються без уваги комерційні втрати. Це обумовлює актуальність науково-прикладної задачі реінжинірингу топологічних структур регіональних електроенергетичних систем.

Метою дослідження є підвищення ефективності технології оптимізації регіональних електроенергетичних мереж шляхом удосконалення методу реінжинірингу топологічних структур їх розподільних мереж.

Для досягнення поставленої мети, необхідно вирішити такі завдання:

- проаналізувати та обрати серед існуючих алгоритм кластеризації, який може бути успішно застосований для швидкого та коректного розбиття множини споживачів на зони обслуговування трансформаторних підстанцій;
- удосконалити за комплексним показником «точність-складність» алгоритм кластеризації споживачів для задачі оптимізації розподільної мережі ЕЕС;

- удосконалити метод розв’язання задачі реінжинірингу топологічних структур регіональних електроенергетичних систем в частині врахування можливості їх фундаментальної перебудови;
- розробити алгоритми та програмний засіб для оптимізації проекту реінжинірингу топологічних структур регіональних електроенергетичних систем;
- провести експериментальне дослідження ефективності запропонованих алгоритмів та методу.

## 2 МЕТОД РЕІНЖІНІРИНГУ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ ЕЕС

Розподільна мережа ЕЕС, що досліджується в роботі, побудована за деревоподібною структурою. Вона включає множину центрів (понижуючих ТП, що підключені до високовольтної магістралі), а до кожного з центрів приєднані підмножини споживачів. Розроблюваний метод реінжинірингу розподільної мережі ЕЕС базуватиметься на удосконаленому алгоритмі кластеризації споживачів за територіальною ознакою  $k$ -means. Для визначення стартових розміщень центрів запропоновано використати наступні алгоритми:

- мультистарт (випадкове задання центрів);
- використання координат існуючих ТП;
- мінімального покриваючого дерева;
- Small Step (алгоритм кластеризації, що базується на поступовому об'єднанні і зменшенні кількості кластерів).

### 2.1 Опис алгоритму кластеризації $k$ -means

Алгоритм  $k$ -means є одним з неієрархічних алгоритмів машинного навчання, що вирішує завдання кластеризації. Він є ітераційним та має просту і наочну реалізацію. Алгоритм є версією Expectation-maximization (EM) алгоритму, що застосовується також для поділу суміші гауссіан. Основна ідея алгоритму  $k$ -means полягає в тому, що дані довільно розбиваються на кластери, після чого ітеративно обчислюється центр мас для кожного кластера, який був отриманий на попередньому кроці, потім елементи розбиваються на кластери знову відповідно до того, який з нових центрів виявився ближчим за обраною метрикою [36].

Мета алгоритму полягає в поділі  $n$  елементів на  $m$  кластерів таким чином, щоб кожне спостереження належало рівно одному кластеру, розташованому на найменшій відстані від спостереження.

Математичний опис алгоритму може бути представлено в наступному вигляді.

Дано: набір з  $n$  спостережень  $S = \{s_1, s_2, \dots, s_n\}$ , де  $s_i \in R^d$ ,  $i = \overline{1, n}$ ;  $m$  – задана кількість кластерів,  $m \in N$ ,  $m \leq n$ .

Потрібно: розділити множину спостережень  $S$  на  $m$  кластерів  $k_1, k_2, \dots, k_m$ , де  $k_i \cap k_j = \emptyset$ ,  $i, j = \overline{1, m}$ ;  $i \neq j$ ;  $\bigcup_{i=1}^m k_i = S$ .

Алгоритм k-means розбиває набір  $S$  на  $m$  наборів  $k_1, k_2, \dots, k_m$ , таким чином, щоб мінімізувати суму квадратів відстаней від кожної точки кластера до його центру (центру мас кластера). Введемо позначення  $K = \{k_1, k_2, \dots, k_m\}$ . Тоді дія алгоритму k-means спрямована на пошук:

$$\arg \min_K \sum_{i=1}^m \sum_{s \in k_i} \rho(s, \mu_i)^2,$$

де  $\mu_i$  – центри кластерів,  $i = \overline{1, m}$ ;

$\rho(s, \mu_i)$  – функція відстані між  $s$  та  $\mu_i$ .

Алгоритм може бути представлений таким чином (рис.2.1):

Крок 1 – Початковий крок: ініціалізація кластерів. Вибирається довільна множина точок  $\mu_i$ ,  $i = \overline{1, m}$ , що розглядаються як початкові центри кластерів:

$$\mu_i^{(0)} = \mu_i, i = \overline{1, m}.$$

Крок 2 – Розподіл векторів по кластерам. Крок  $t$ :  $\forall s_i \in S, i = \overline{1, n}; s_i \in K_j \Leftrightarrow$

$$j = \arg \min_m \rho(s_i, \mu_m^{(t-1)})^2.$$

Крок 3 – Перерахунок центрів кластерів. Крок  $t$ :  $\forall i = \overline{1, m}$ :

$$\mu_i^{(t)} = \frac{1}{|K_i|} \sum_{s \in K_i} s.$$

Крок 4 – Перевірка умови зупинки.

**if**  $\exists i \in \overline{1, m} : \mu_i^{(t)} \neq \mu_i^{(t-1)}$  **then**  $t = t + 1$ ; goto шаг 2;

**else stop**

Алгоритм k-means має ряд модифікацій, більшість з них стосуються модернізації щодо правила додавання елемента до кластеру і перерахунку його центра. Класичний принцип віднесення елемента до кластеру визначається як найкоротша відстань в Евклідовому просторі. Наприклад,

$$v_1, v_2 \in R^d, \rho(v_1, v_2) = \|v_1 - v_2\| = \sqrt{\sum_{i=1}^d (v_{1,i} - v_{2,i})^2}.$$

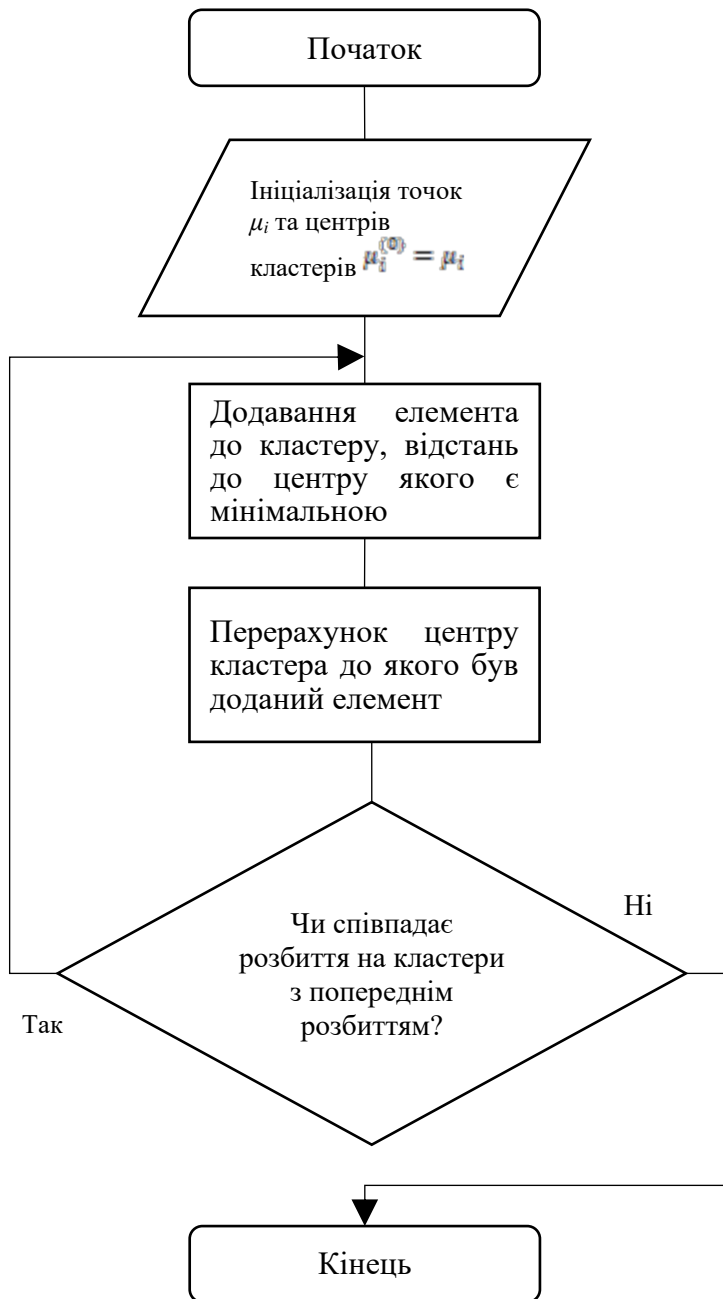


Рисунок 2.1 – Схема алгоритму k-means

Зазвичай перерахунок центроїдів здійснюється за правилом знаходження центру мас  $\mu = \frac{1}{|K|} \sum_{s \in K} s$ . Проте нерідко застосовують інші способи розрахунку – середньозважене або апроксимоване число.

Сильні сторони алгоритму:

- відносно висока ефективність при простоті реалізації;
- висока якість кластеризації;
- можливість паралельної реалізації;
- існування модифікацій.

Недоліки алгоритму:

- кількість кластерів є параметром алгоритму;
- чутливість до початкових умов – ініціалізація центрів кластерів значною мірою впливає на результат кластеризації;
  - чутливість до викидів і шумів – викиди, далекі від центрів цих кластерів, однаково враховуються при обчисленні їх центрів;
  - можливість збіжності до локального оптимуму – ітеративний підхід не дає гарантії збіжності до оптимального рішення.

Алгоритм k-means реалізований в програмних продуктах: Ayasdi, Stata, Mathematica, MATLAB, SAS, RapidMiner, SAP HANA.

## 2.2 Опис методу кластеризації розподільної мережі ЕЕС

Вихідною множиною в процесі реалізації методу буде множина координат споживачів  $S$  (2.1). Приклад територіального розміщення користувачів наведено на рис. 2.2. Множину  $S$  необхідно розбити на підмножини – кластери  $K$  (2.2), кожна з яких буде обслуговуватися однією ТП:

$$S = \{s_i\}, i = \overline{1, n}, \quad (2.1)$$

$$K = \{k_j\}, j = \overline{1, m}, \quad (2.2)$$

де  $n$  – кількість елементів множини користувачів;

$m$  – кількість кластерів, на які буде розбита множина споживачів (2.1).

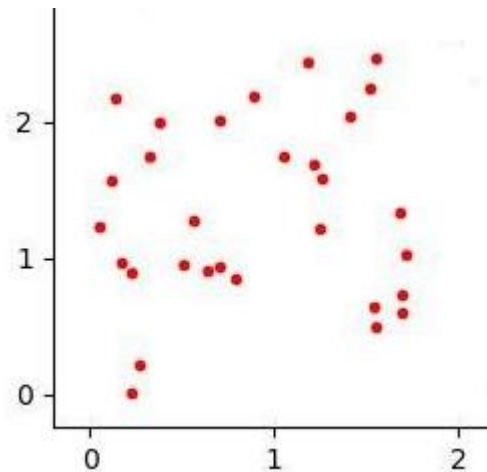


Рисунок 2.2 – Приклад територіального розміщення користувачів ЕЕС

Вимоги до розбиття на підмножини – кластери:

- розбиття відбувається таким чином, щоб кожен елемент множини споживачів був віднесений до одного з кластерів (рис. 2.3);
- кожен елемент множини споживачів може бути віднесений тільки до одного кластеру, тобто перетин підмножин кластерів, має бути порожнім  $k_i \cap k_j = \emptyset$ , при  $i \neq j; i, j = \overline{1, m}$ ;
- кожен кластер повинен мати хоча б один елемент, тобто кластер не може бути порожнім  $k_i \neq \emptyset; i = \overline{1, m}$ .

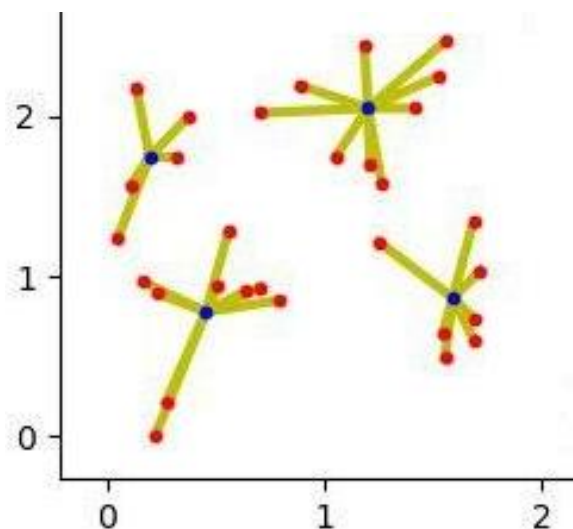


Рисунок 2.3 – Приклад розбиття споживачів на кластери

Для кожного користувача можуть бути визначені додаткові параметри:

- максимально допустима довжина провідника підключення;
- передбачуваний обсяг споживання електроенергії;
- статистика пікових навантажень.

В даній роботі розглядається тільки параметр максимально допустимої довжини провідника підключення.

Також до вихідних даних слід віднести інформацію про ТП системи, які знаходяться в експлуатації (рис. 2.4).

Приєднання елемента до кластеру відбувається наступним чином:

- вибирається елемент з множини користувачів (2.1);
- визначається найближчий до нього центроїд з множини кластерів (2.2). Приклад вибору представлений на рис. 2.5;
- виконується перевірка можливості приєднати елемент до кластеру;
- у разі успішної перевірки можливості приєднання, приєднується елемент;
- після перегляду всіх елементів, центроїди перераховуються;
- повторюється процедура поки не виконається умова зупинки.

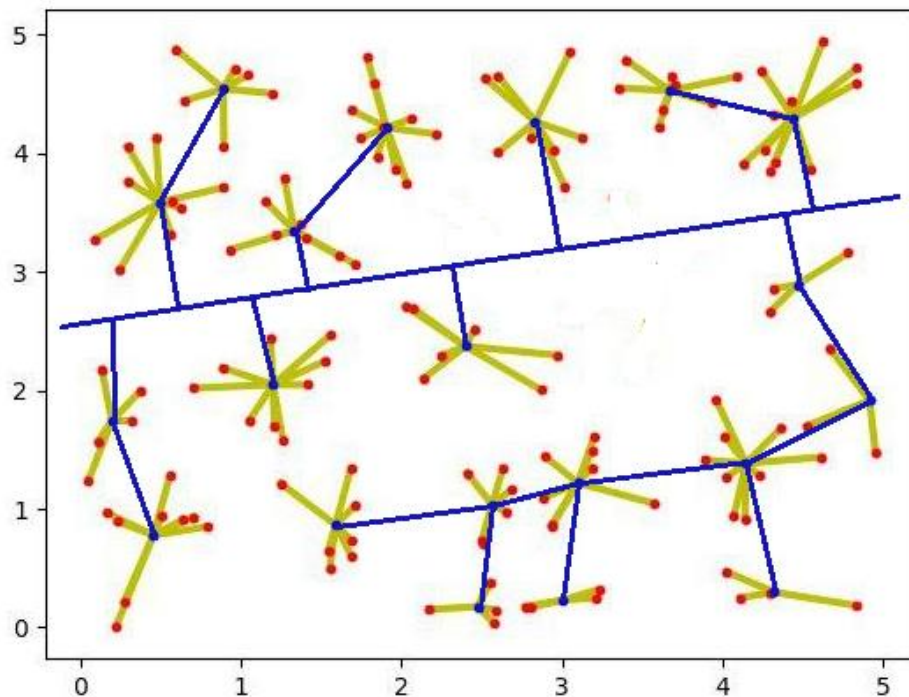


Рисунок 2.4 – Приклад топологічної структури ЕЕС

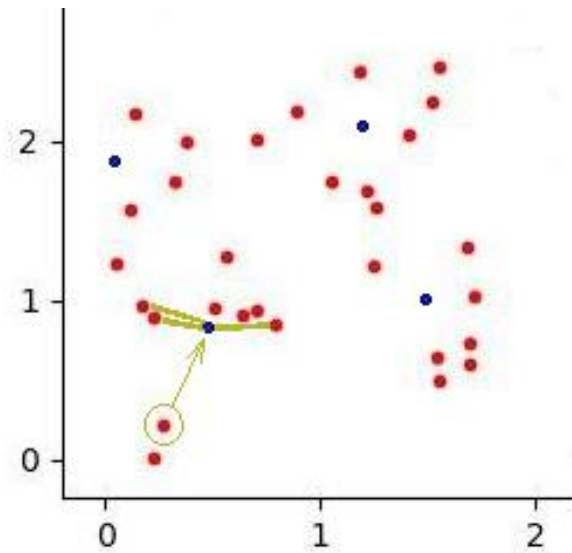


Рисунок 2.5 – Приклад вибору елемента для додавання у кластер

Процедура перевірки можливості приєднання елемента до кластеру полягає у наступному: розраховується відстань до центроїда і якщо вона менше встановленої максимальної довжини провідника підключення то елемент додається до кластеру (рис. 2.6). В протилежному випадку елемент залишається не приєднаним.

Алгоритм зупиняє свою роботу, коли при ітераційному повторенні елементи відносяться до кластерів так само як і на попередньому кроці.

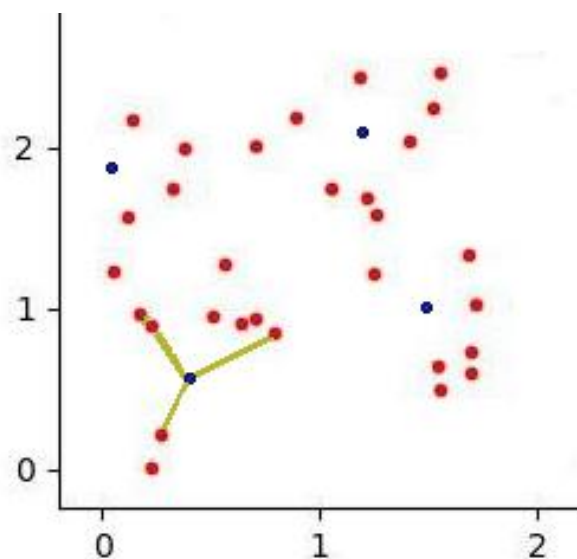


Рисунок 2.6 – Приклад вдалого додавання елемента в кластер і зміщення центроїда

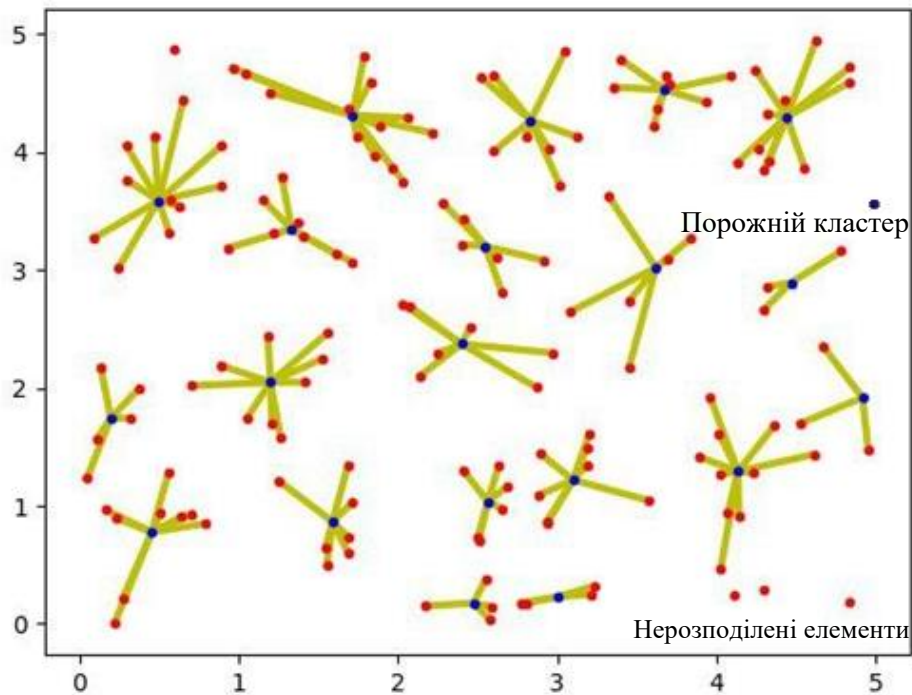


Рисунок 2.7 – Приклад закінчення роботи з порожніми кластерами і не розподіленими елементами

Як видно з рис. 2.7 при звичайній роботі алгоритму, через особливості задачі, можуть виникнути ситуації, коли кластер не має жодного елемента або елемент не був віднесений до жодного з кластерів. Іноді ці два явища можуть виникати одночасно.

У ситуації, коли залишаються порожні кластери, вони виключаються з розгляду, як надлишкові, тим самим зменшується кількість ТП.

Якщо залишаються вільні елементи (споживачі) на їх базі розміщуються додаткові центроїди нових кластерів та алгоритм запускається знову.

Якщо алгоритм k-means розбив на кластери всі елементи з першої ж спроби і не здійснювалася процедура додавання кластера, запускається процедура їх скорочення. Суть цієї процедури спробувати зменшити кількість кластерів за рахунок виключення центроїдів, які знаходяться досить близько один до одного. Після знаходження таких центроїдів вони замінюються іншим, який знаходиться посередині між ними. Процедура скорочення кластерів повторюється поки не виникне ситуація, коли хоча б один з елементів не буде віднесений до якогось кластеру. За кінцевий варіант топології береться останнє вдале розбиття.

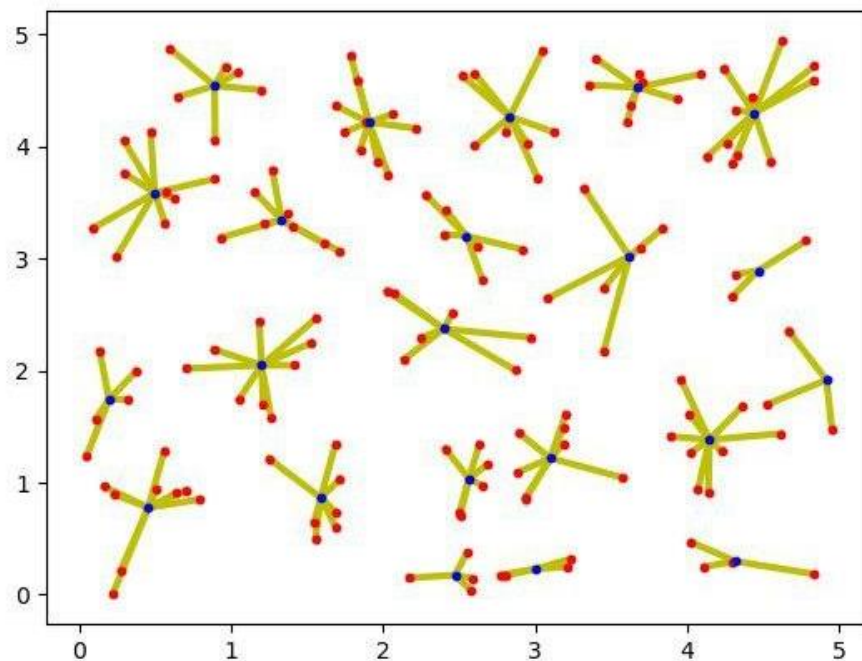


Рисунок 2.8 – Приклад роботи алгоритму при доповненні кластера щодо ситуації, представленої на рис.2.7

Алгоритм k-means чутливий до завдання початкових центроїдів, їх кількості і розташування. Слід зазначити, що ряд центроїдів може мати стаціонарні координати (це пов'язано з особливостями ЕЕС). В такому випадку центр ваги такого кластера не зміщується.

### 2.3 Алгоритми визначення стартових центроїдів

Алгоритм k-means дуже чутливий до розміщення стартових центроїдів. Розглянемо приклад роботи алгоритму при різних місцях розміщення стартових центроїдів.

Вихідні дані надані на рис. 2.9. На рис. 2.10 і рис. 2.11 наведено результат роботи алгоритму при різних стартових центроїдах. Спочатку розміщувалися 19 стартових центроїдів. У процесі роботи алгоритм провів кластеризацію і автоматично додав необхідну кількість кластерів, щоб виконалось одна з вимог – всі елементи повинні бути віднесені до будь-якого кластера. Як видно результати кластеризації мають істотні відмінності за кількістю кластерів, їх розміщення і наповнення.

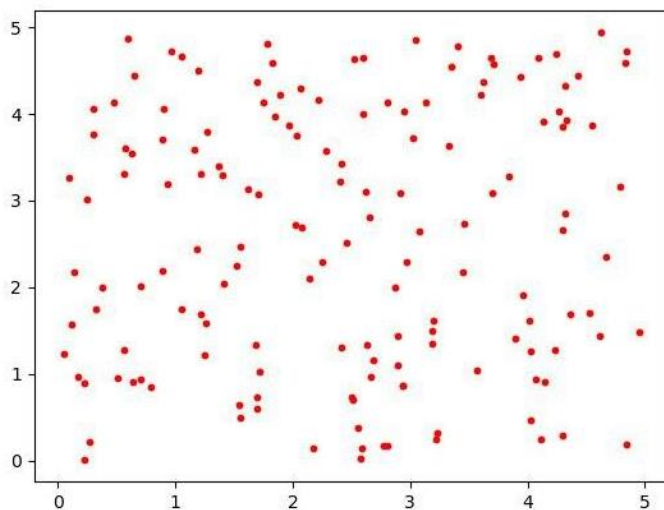


Рисунок 2.9 – Множина споживачів електроенергії

Обидва результати є «вдалими» з точки зору кластеризації, немає порожніх кластерів, немає вільних елементів, кластери сформовано коректно, виконується обмеження на максимальну протяжність провідника. Однак щодо цільової функції, яка враховує загальну протяжність розподільної мережі, кількість ТП і протяжність ліній підключення до магістралі, а також ряд інших особливостей ці два варіанти суттєво відрізняються.

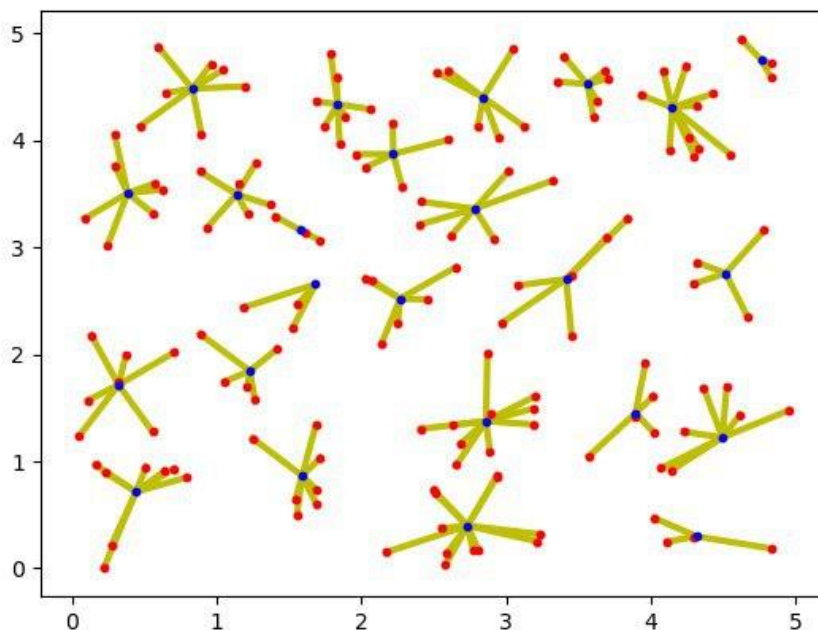


Рисунок 2.10 – Результат роботи алгоритму  
(24 вихідних кластера при 19 стартових)

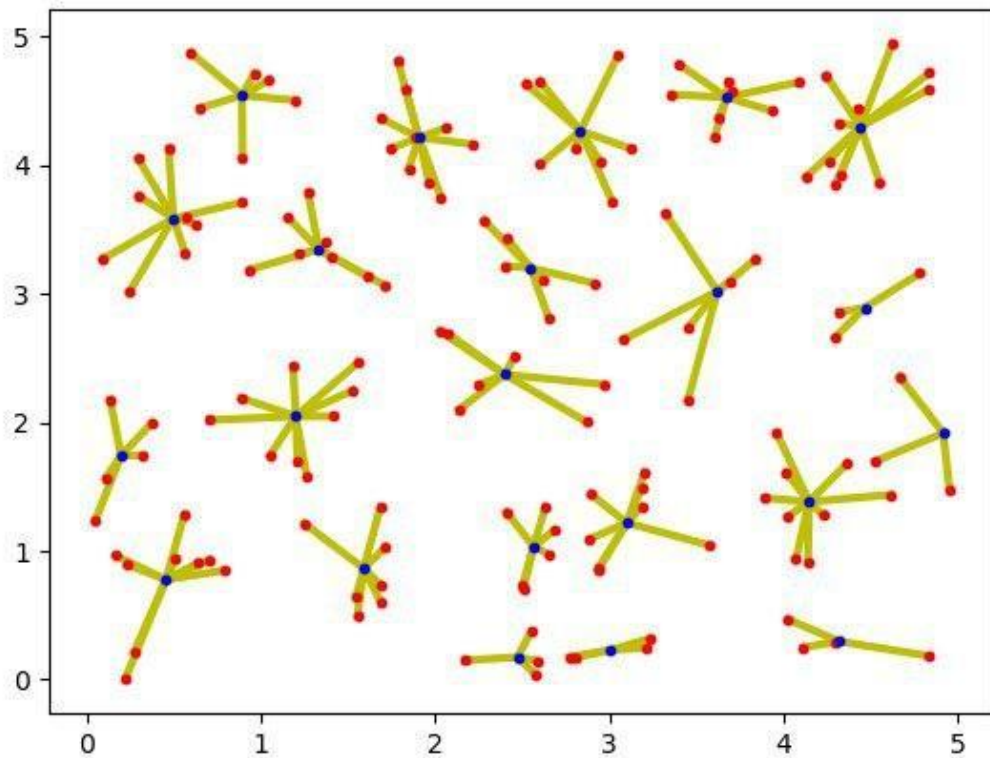


Рисунок 2.11 – Результат роботи алгоритму  
(22 вихідних кластера при 19 стартових)

### 2.3.1 Використання координат елементів існуючої ЕЕС

Особливістю завдання реінжинірингу ЕЕС є те, що існує реальна система зі споживачами і ТП (приклад наведено на рис.2.12), вона може бути не ефективною, може бути частково зруйнованою (наприклад, в результаті впливу стихійних лих [3]), але координати ТП можуть бути використані для розміщення початкових центроїдів. Результат застосування алгоритму k-means при таких стартових центроїдів наведено на рис. 2.13.

Переваги такої стратегії задання стартових центроїдів:

- простота реалізації;
- відсутність необхідності отримання додаткової інформації;
- відсутність необхідності застосовувати додаткові алгоритми і методи.

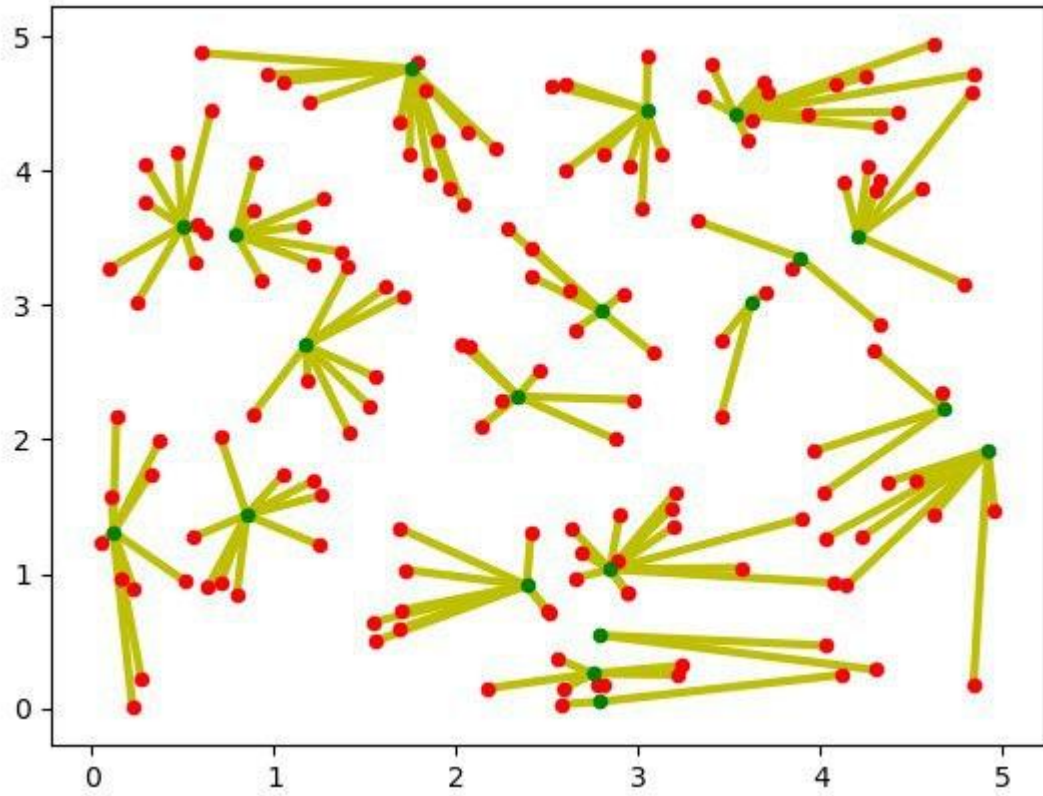


Рисунок 2.12 – Приклад топології розподільної мережі ЕЕС

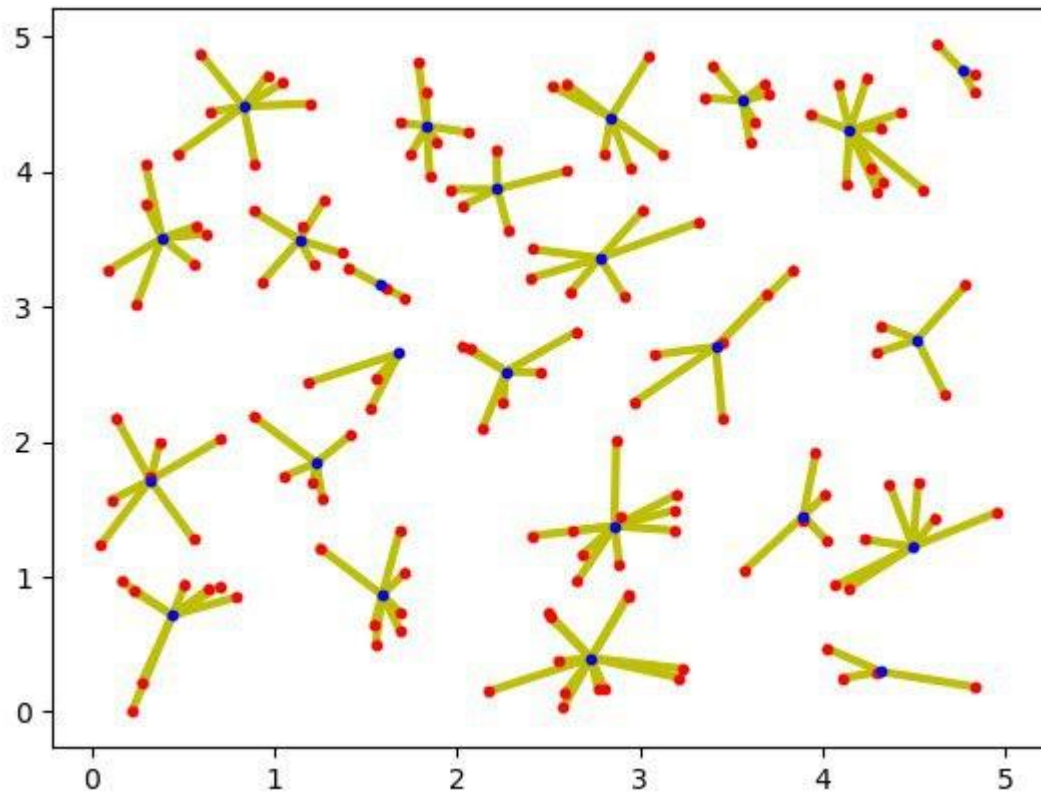


Рисунок 2.13 – Результат роботи алгоритму кластеризації

До недоліків цієї стратегії слід віднести:

- надмірна прив'язка з реальною ЕЕС, що може призвести до спотворення результатів кластеризації, як наслідок більш ефективні рішення можуть залишитися незнайденими;
- ЕЕС, яка потребує реінжинірингу, спочатку має дефекти в своїй структурі (інакше сенсу проводити модернізацію немає), отже, використання тих же проектних рішень, може привести до збереження тих же дефектів або посилення їх.

### 2.3.2 Випадковий вибір координат (мультистарт)

Одним з найпростіших способів організувати роботу алгоритму, це випадкове завдання координат центроїдів. При досить великій кількості спроб, результат може бути прийнятним. Це відбувається через те, що центроїди зміщуються, тим самим забезпечуючи рівномірний розподіл по області кластеризації.

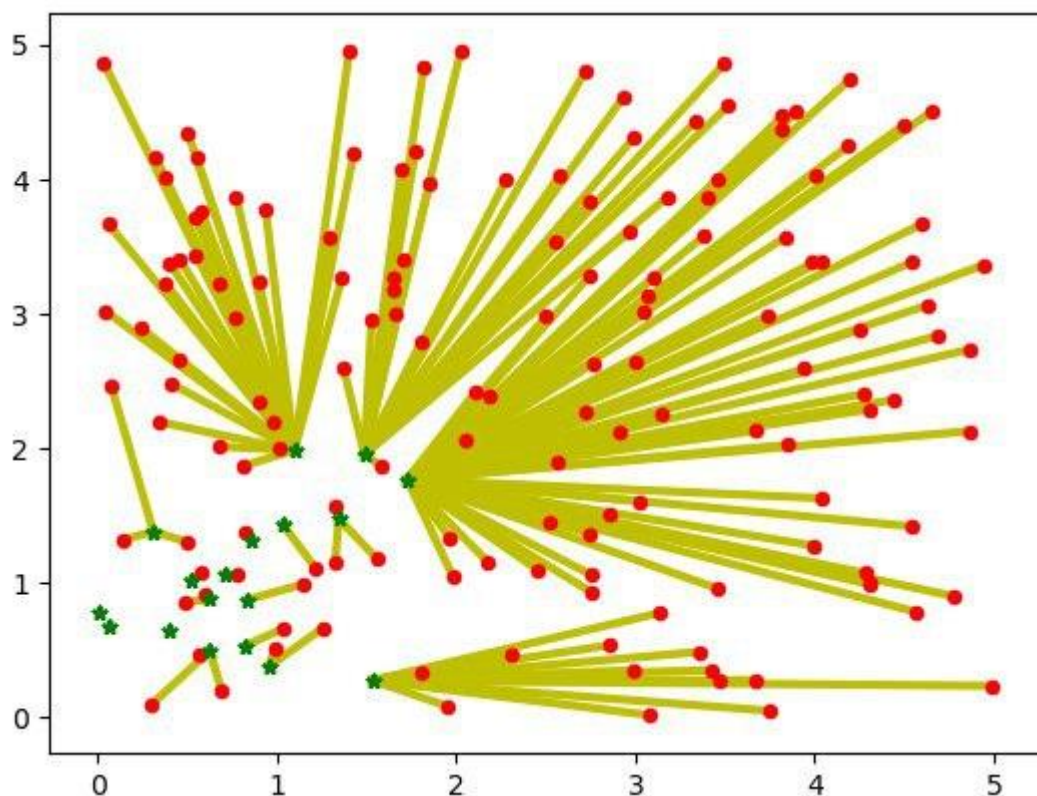


Рисунок 2.14 – Приклад невдалого завдання стартових центроїдів

Однак безперервний простір і велика кількість кластерів означає, що алгоритм з випадковим завданням центроїдів повинен відпрацьовувати занадто велику кількість разів.

Але навіть у такому випадку запропонована модифікація алгоритму k-means дозволить отримати варіант розбиття на кластери (рис. 2.15), який відповідає вимогам. Проте таке розбиття не можна назвати прийнятним: було додано додатково 5 кластерів; занадто велика концентрація кластерів в одній області; залишилися порожні кластери.

До переваг слід віднести:

- простота реалізації;
- відсутність прив'язки до вихідної мережі, що в перспективі, повинна забезпечити знаходження більш ефективного рішення.

Недоліки:

- важко оцінити складність алгоритму через непередбачуваний результат;
- алгоритм може видавати некоректні рішення (рис. 2.14), це стає проблемою при малій кількості перезапусків алгоритму;
- велика кількість перезапусків вимагає додаткового часу розв'язання задачі.

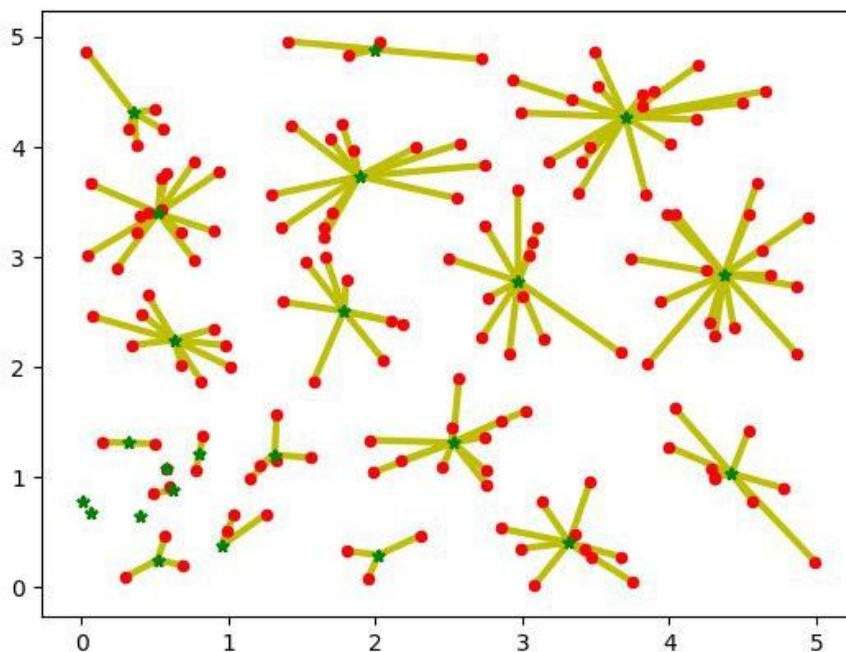


Рисунок 2.15 – Результат роботи алгоритму k-means при невдалому розміщенні центроїдів

### 2.3.3 Використання інформації про найкоротше покриваюче дерево

Загальний опис алгоритму.

Крок 1 – зведення набору об'єктів до графу. Візьмемо вихідні дані, зазначені на рис. 2.9. Вершинами графа будуть елементи множини споживачів (2.1), а вагами дуг – відстані між вершинами.

Крок 2 – побудова мінімального покриваючого (остового) дерева. Скористаємося алгоритмом Прима-Крускала (результат побудови наведено на рис. 2.16).

Крок 3 – кластеризація шляхом послідовного видалення ребр. Якщо відома кількість кластерів  $k$ , видаляється  $k-1$  ребро з найбільшою довжиною, отримаємо  $k$  зв'язаних компонент – кластерів. При вирішенні завдання, коли загальна кількість кластерів не визначена слід видаляти ребра з довжиною більше деякого порогового значення  $U$  нашому випадку буде використовуватися середнє значення довжин всіх ребер. Тобто, якщо ребро графа довше, то воно буде видалятися. У разі, якщо для кожного елемента задано своє обмеження, то видалятися буде те ребро, яке довше суми обмежень елементів, які утворюють це ребро. Результат видалення ребр наведено на рис. 2.17. Якщо видалених ребр недостатньо для раціонального розміщення стартових центроїдів, можна продовжувати видаляти найдовші ребра, поки кількість кластерів не стане прийнятною.

Крок 4 – визначення центроїдів отриманих кластерів (рис. 2.18).

Крок 5 – запуск алгоритму  $k$ -means для завершення кластеризації.

До переваг слід віднести:

- достатньо однієї ітерації алгоритму для отримання результату (для зміни результатів треба змінювати умови видалення ребра);
- досить швидка робота алгоритму  $k$ -means;
- відсутність прив'язки до вихідної мережі.

Недоліки:

- результат залежить від умови видалення ребр;
- утворюється надлишкова кількість кластерів.

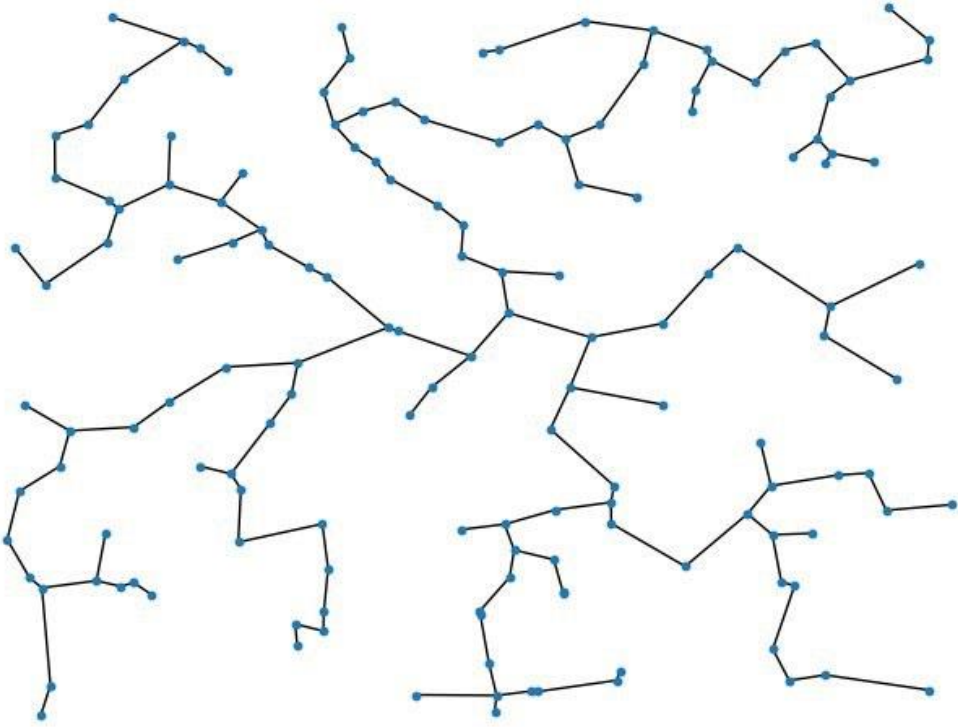


Рисунок 2.16 – Мінімальне остове дерево (алгоритм Прима-Крускала)

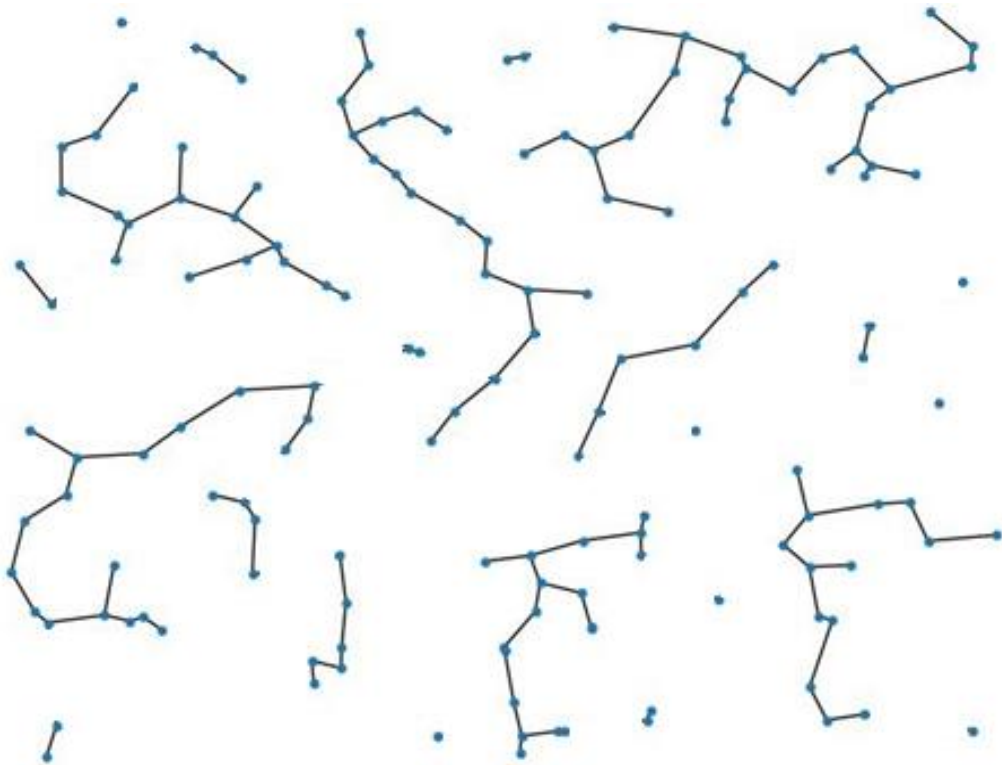


Рисунок 2.17 – Розбиття на кластери шляхом видалення ребр

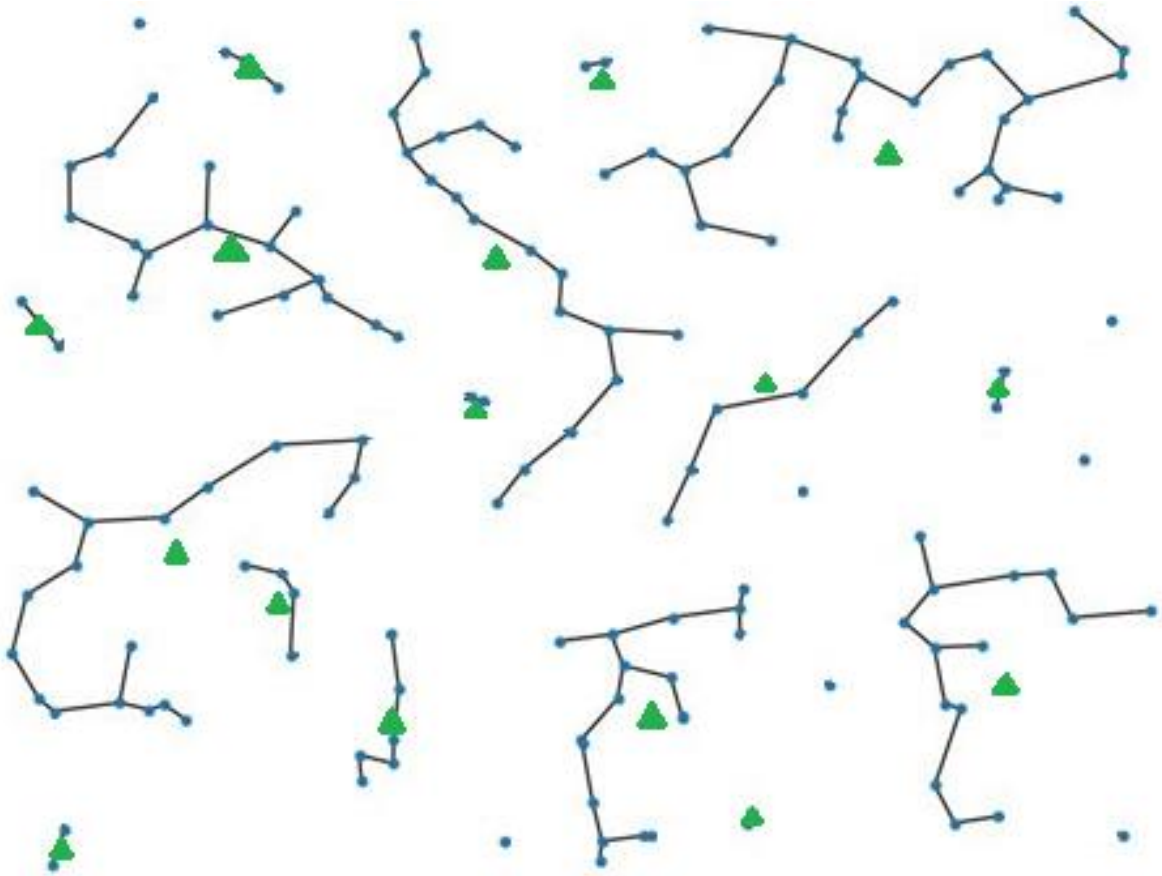


Рисунок 2.18 – Визначення центрів для алгоритму k-means

### 2.3.4 Використання алгоритму Small Step

Алгоритм Small Step може бути використаний для самостійного визначення кластерів, проте він значно поступається за ефективністю роботи алгоритму k-means, та не дозволяє в повній мірі врахувати вимоги задачі, яка вирішується.

Суть алгоритму можна описати наступним чином.

Крок 1 – задається множина всіх елементів, які підлягають кластеризації.

Крок 2 – знаходиться мінімальна відстань між двома будь-якими елементами.

Крок 3 – перевірка на зупинку алгоритму. Алгоритм зупиняється і переходить до кроку 5, якщо всі елементи розподілені, не залишилося дозволених зв'язків або мінімальна відстань між вершинами більше обмеження на максимальну довжину провідника.

Крок 4 – перевірка умов:

– якщо жоден з елементів не відноситься до якого-небудь кластеру, тоді створюється новий кластер та в нього додаються обидва елемента;

– якщо один з елементів раніше був віднесений до будь-якого кластеру, то робиться перевірка на можливість додавання елемента в кластер. Тобто перевіряється щоб відстань від елемента до інших, які входять у кластер, була менше подвійного обмеження на довжину провідника підключення. Якщо перевірка віддаленості проходить успішно, тоді елемент включається в кластер, в іншому випадку забороняється розглядати зв'язок цих двох вершин. Повернення до кроку 2;

– якщо обидва елементи вже були віднесені до кластерів, тоді перевіряється можливість об'єднання кластерів. Для цього робиться перевірка віддаленості кожного елемента одного кластера з кожним іншого. Якщо перевірка віддаленості проходить успішно, тоді кластери об'єднуються, в іншому випадку забороняється розглядати зв'язок цих двох вершин. Повернення до кроку 2.

Крок 5 – розрахунок центроїдів кластерів, як центрів мас (результат наведено на рис.2.19).

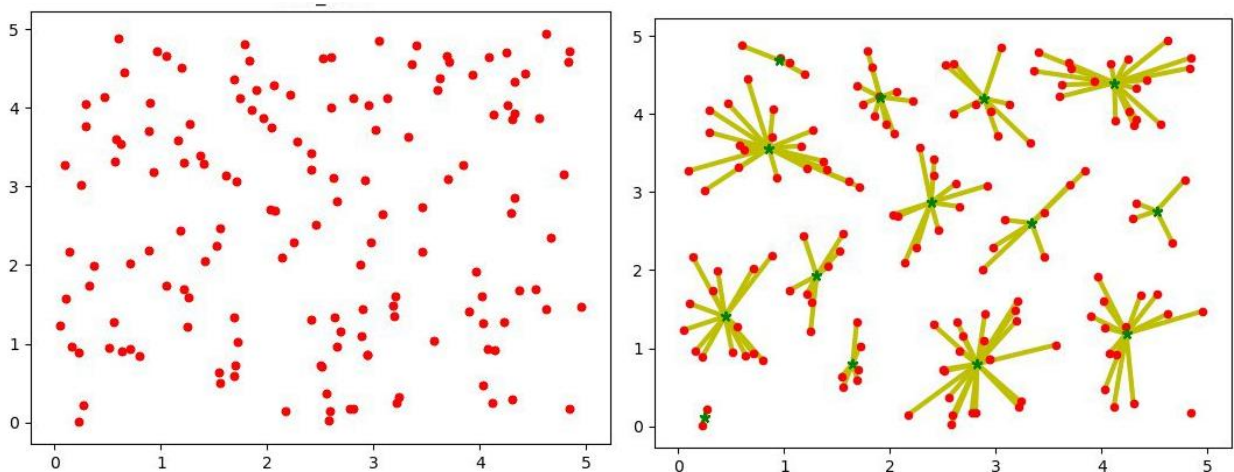


Рисунок 2.19 – Результат попереднього визначення центроїдів  
(алгоритм Small Step)

Алгоритм дозволяє оцінити необхідну кількість кластерів, і дати наближене положення центроїдів, що прискорює роботу алгоритму k-means та дозволяє отримати більш ефективну топологію. На рис. 2.19 ліворуч наведені

початкові дані (множина користувачів), праворуч сформовані кластери з визначеними центроїдами.

## 2.4 Реалізація методу реінжинірингу ЕЕС

Розглянуті алгоритми задання стартових центроїдів дозволяють модифікувати існуючу реалізацію алгоритму k-means та сформувати метод для вирішення задачі реінжинірингу розподільної мережі ЕЕС.

Запропонована версія методу передбачає реалізацію множини етапів.

Етап 1 – отримання нової топології ЕЕС. У процесі кластеризації, алгоритм k-means пропонує нову топологію розподільної мережі ЕЕС. Таких варіантів алгоритм генерує декілька. Це пов'язано як з мультистартом, так і з реалізацією різних стратегій вибору стартових центроїдів. Залежно від обраної стратегії кластеризації можуть вийти досить дорогі варіанти топології. Отримання кластерів та їх центроїдів є лише проміжним етапом. Після того, як був отриманий варіант ефективної топології, необхідно співвіднести його з топологією існуючої ЕЕС і оцінити.

Етап 2 – співвіднесення проектної та реальної топології. Для цього розглядаються центроїди, як рекомендовані координати розміщення ТП, і координати існуючих ТП. Мета порівняння – вирішити, чи можна використовувати вже побудовані ТП для зменшення вартості проведення робіт з модернізації розподільної мережі. Зниження вартості відбудеться за рахунок того, що немає необхідності прокладати канал підключення до магістралі, будувати допоміжні об'єкти, а також є ймовірність наявності каналів підключення споживачів, а отже, не потрібно буде прокладати нові. Якщо рекомендована ТП і реальна знаходяться в достатній близькості, робиться перевірка можливого зсуву центроїда. Для цього розраховується відстань від елементів кластера до нового центроїду. Якщо всі елементи успішно пройшли перевірку, тоді приймається рішення використовувати існуючу ТП.

Якщо хоча б один елемент не пройшов перевірку, тоді розглядається можливість перенесення центроїда виходячи з додаткового моделювання – фіксується центроїд і перезапускається алгоритм кластеризації, далі оцінюється

нова топологія і обирається найкраща з точки зору цільової функції. Якщо приймається рішення використовувати існуючу ТП, також робиться перевірка на необхідність її модифікації. Підраховується необхідна потужність споживання, пікові навантаження і співвідноситься з характеристикою існуючої ТП.

Етап 3 – оцінка вартості проекту реінжинірингу. Основною оцінкою різних топологій, а, отже, і заходів по реінжинірингу, буде загальна вартість проекту. Вона включає такі складові:

- вартість розміщення нових ТП ( $C_{ТП} = c_{ТП} \cdot N_{ТП}$ ), де  $c_{ТП}$  – вартість розміщення ТП,  $N_{ТП}$  – кількість нових ТП, якщо кожна ТП має різну вартість розміщення, що значно логічніше в умовах масштабної територіально-розподіленої мережі, тоді  $C_{ТП} = \sum_{i=1}^{N_{ТП}} c_{ТПi}$ ;

- вартість підключення до магістралі ( $C_{ПТП} = c_{ПТП} \cdot \sum_{i=1}^{N_{ТП}} l_i^m$ ), де  $c_{ПТП}$  – вартість прокладки 1 км зв'язку,  $l_i^m$  – довжина каналу підключення до магістралі в км. Зазвичай вартість прокладки кабелю коштує приблизно однаково;

- вартість модернізації ТП ( $C_{МТП} = c_{МТП} \cdot N_{МТП}$ ), де  $c_{МТП}$  – вартість модернізації ТП,  $N_{МТП}$  – кількість ТП, які вимагають модернізації, якщо кожна ТП має різну вартість модернізації, тоді  $C_{МТП} = \sum_{i=1}^{N_{МТП}} c_{МТПi}$ ;

- вартість прокладки каналів розподільної мережі від ТП до споживачів ( $C_K = c_K \cdot \sum_{j=1}^{N_K} l_j$ ), де  $c_K$  – вартість прокладки 1 км зв'язку,  $l_j$  – довжина каналу підключення в км,  $N_K$  – кількість користувачів, які вимагають підключення.

Загальна вартість з урахуванням перерахованих складових матиме вигляд:

$$C = C_{ТП} + C_{ПТП} + C_{МТП} + C_K. \quad (2.3)$$

На рис. 2.20 і рис. 2.21 наведені приклади топології розподільної мережі з різною оцінкою вартості. На рис. 2.20 наведена результуюча топологія при реалізації стратегії «Найкоротшого покриваючого дерева», детальний розбір та аналіз результатів моделювання буде надано у розділі 4.

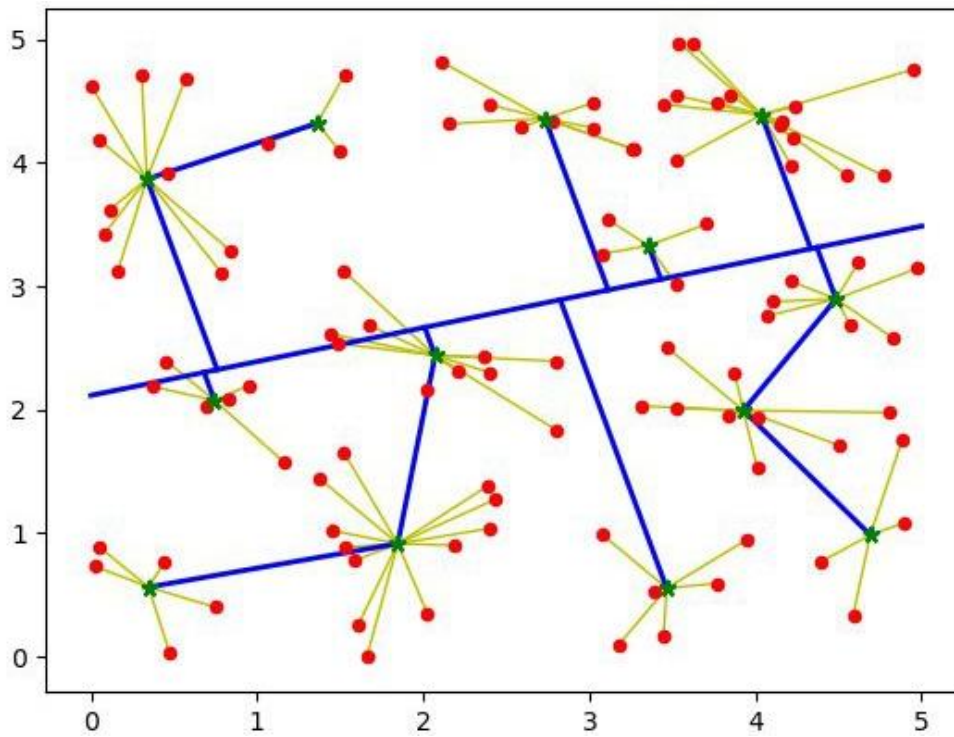


Рисунок 2.20 – Приклад топології з оціночною вартістю  $C = 2564,21$  у.о.

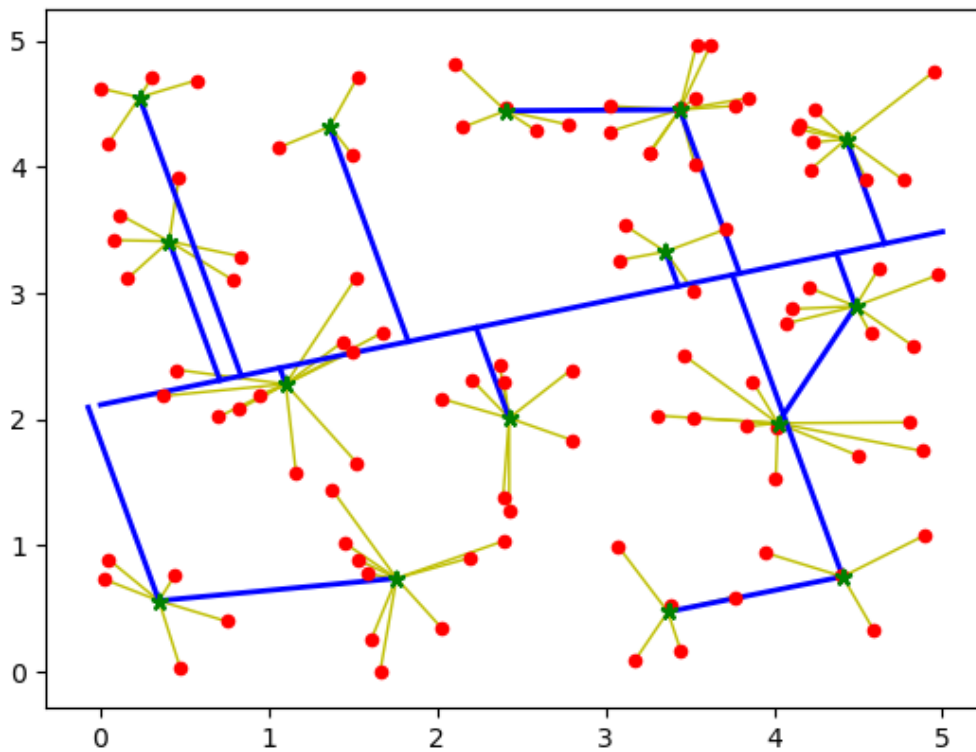


Рисунок 2.21 – Приклад топології з оціночною вартістю  $C = 1609,38$  у.о.

На рис. 2.21 наведена результуюча топологія при реалізації стратегії «Координати існуючих ТП». За результатами порівняння варіантів мереж з

рис. 2.20 та рис. 2.21 видно, що хоча структура з рис. 2.20 включає 13 ТП, її вартість більша, ніж структури з рис.2.21, яка включає 15 ТП. Це пов'язано з тим, що при використанні стратегії «Координат існуючих ТП», нові центроїди розміщуються близько до існуючих ТП, тому приймається рішення використовувати інфраструктуру вже збудованих ТП, як наслідок, топологія менш ефективна але її реінжиніринг буде дешевшим.

## 3 РОЗРОБКА ПРОГРАМНОГО ЗАСОБУ

### 3.1 Вибір мови програмування та опис функціональних вимог

Для вирішення поставленої задачі необхідно розробити програмний засіб, який буде реалізувати необхідні математичні розрахунки та наглядно відображати зміни топології існуючої мережі ЕЕС. Вибір мови програмування та середовища розробки визначався наявністю необхідних математичних та графічних пакетів. Виходячи з цього, прийнято рішення використовувати мову програмування Python та середовище розробки PyCharm.

Python це мова програмування загального призначення, націлена в першу чергу на підвищення продуктивності самого програміста, ніж коду, який він пише. На Python можна написати практично будь-який додаток: web- або desktop-програми, ігри, скрипти з автоматизації, комплексні системи розрахунку, системи управління життєзабезпеченням та інше. Код досить лаконічний і зрозумілий. За рахунок простоти коду, подальший супровід програм, написаних на Python, стає легше [37].

До особливостей Python слід віднести:

- кросплатформеність. Python – це мова, яка інтерпретується в microsoft, його інтерпретатори існують для багатьох платформ;
- доступна величезна кількість сервісів, середовищ розробки, і фреймворків;
- можливість підключити бібліотеки, написані на C – це дозволяє підвищити ефективність і покращити швидкодію;
- наявність добре відпрацьованої допоміжної літератури, керівництва, безкоштовної літератури, навчальних відео-посібників, готових джерел і шаблонів для роботи у відкритому доступі;
- активно досліджується і опрацьовується можливість паралельних обчислень.

Переваги Python:

- універсальна багатоцільова мова: можна здійснити не тільки обробку даних, але також їх графічне відображення в зручному вигляді;
- Python має ряд розширень і підтримку спільноти розробників;
- Python має простий і зрозумілий синтаксис.

В даний час Python активно використовується для проведення математичних експериментів, аналізу даних, розв'язку задач, що базуються на графах, побудови графіків залежності тощо. Для цього Python має велику кількість готових функцій та пакетів з якими зручно працювати, зокрема:

- `matplotlib` – бібліотека, що використовується для побудови тривимірних та двовимірних даних;
- `pandas` – використовується для зберігання даних в табличному вигляді та проведення їх аналізу;
- `numpy` – використовується для чисельних розрахунків, генерації даних;
- `sklearn` – має функції машинного навчання (кластеризації, класифікації, регресії та ін.).

В роботі основна увага зосереджена на проведенні математичного експерименту з розрахуванням часу виконання окремих компонентів методу та відображенням результатів у двовимірному просторі. Тому, доречно використовувати мову програмування Python.

Функціональні вимоги до програмного засобу:

- реалізувати алгоритм кластеризації `k-means`;
- реалізувати функцію додавання кластеру;
- реалізувати функцію видалення кластеру;
- реалізувати функцію «Випадкового задання центроїдів»;
- реалізувати функцію «Завантаження існуючих координат ТП»;
- реалізувати функцію задання центроїдів використовуючи мінімальне покриваюче дерево;
- реалізувати алгоритм «Small Step»;
- реалізувати функцію побудови магістральних ліній;
- реалізувати функцію відображення результатів кластеризації;
- реалізувати обчислення часу виконання функцій;

- реалізувати функцію обчислення вартості реінжинірингу розподільної мережі ЕЕС;
- реалізувати функцію збереження даних проведеного експерименту.

### 3.2 Опис основних функцій програмного засобу

Повний текст програмного засобу наведено у додатку Б. Серед реалізованих функцій слід зазначити:

- функція «Розподіл кластерів» (`cluster_distribution`), вона розподіляє елементи по кластерам, залежно від обмежень, параметри, які приймаються: `distances` – відстань до центроїду; `max_distance` – максимальна допустима відстань; `n` – кількість кластерів; `m` – кількість елементів.

```
def cluster_distribution(distances, max_distance, n, m):
    point_cluster = [[-1] * m for i in range(n)]
    for j in range(m):
        min_distance = distances[0][j]
        cluster_i = -1
        for i in range(n):
            if max_distance != -1:
                if distances[i][j] <= min_distance and
distances[i][j] <= max_distance:
                    min_distance = distances[i][j]
                    cluster_i = i
            else:
                if distances[i][j] <= min_distance:
                    min_distance = distances[i][j]
                    cluster_i = i
        if cluster_i != -1:
            point_cluster[cluster_i][j] = cluster_i
    return point_cluster
```

- функція «Розрахунок нових координат центроїду» (`recalculation_centroids`), вона приймає параметри: `points` – координати споживачів; `point_cluster` – масив розподілу елементів між кластерами; `clusters` –

масив, якій містить координати центроїдів; `index_const_clusters` – масив зафіксованих центроїдів.

```
def recalculation_centroids(points, point_cluster, clusters,
index_const_clusters):
    n = clusters.index.size
    m = points.index.size
    for i in range(n):
        if search_index(i, index_const_clusters):
            continue
        mean_x = 0
        mean_y = 0
        count = 0
        for j in range(m):
            if point_cluster[i][j] == i:
                mean_x += points.at[j, 'X']
                mean_y += points.at[j, 'Y']
                count = count + 1
        if count != 0:
            clusters.at[i, 'X'] = mean_x / count
            clusters.at[i, 'Y'] = mean_y / count
```

– функція «Видалення центроїдів» (`delete_centroid`), вона приймає параметри: `list_centroids` – список центроїдів; `centroid1` та `centroid2` – центроїди, які будуть видалені; `list_const_centroid` – список зафіксованих центроїдів.

```
def delete_centroid(list_centroids, centroid1, centroid2,
list_const_centroid):
    x = (list_centroids.at[centroid1, 'X'] +
list_centroids.at[centroid2, 'X']) / 2
    y = (list_centroids.at[centroid1, 'Y'] +
list_centroids.at[centroid2, 'Y']) / 2
    list_centroids.at[centroid1, 'X'] = x
    list_centroids.at[centroid1, 'Y'] = y
    for i in range(len(list_const_centroid)):
        if list_const_centroid[i] >= centroid2:
            list_const_centroid[i] -= 1
```

```

list_centroids
=
pd.DataFrame(list_centroids.drop(index=[centroid2]))
list_centroids.reset_index(drop=True, inplace=True)
return list_centroids

```

– функція «Візуалізація кластерів» (`draw_clustering`), вона приймає параметри: `number_figure` – номер полотна; `list_points` – список елементів; `list_clusters` – список кластерів; `list_point_cluster` – список розподілу елементів між кластерами; `list_transmission_line` – список магістралей.

```

def draw_clustering(number_figure, list_points, list_clusters,
list_point_cluster=None, list_transmission_line=None):
    print(list_clusters)
    n = list_clusters.index.size
    m = list_points.index.size
    plt.figure(number_figure)
    for i in range(n):
        for j in range(m):
            if list_point_cluster[i][j] == i:
                plt.plot([list_points.at[j,
list_clusters.at[i, 'X']],
                        [list_points.at[j,
list_clusters.at[i, 'Y']], 'y',
                        linewidth=1, zorder=0)
        for i in range(len(list_transmission_line)):
            plt.plot([list_transmission_line[i][0],
list_transmission_line[i][2]],
                    [list_transmission_line[i][1],
list_transmission_line[i][3]], color="b", linewidth=2,
                    zorder=0)
        plt.scatter(list_points['X'], list_points['Y'], c='red',
s=20, zorder=1)
        plt.scatter(list_clusters['X'], list_clusters['Y'],
c='green', s=30, marker=(5, 2), zorder=1)

```

– функція «Small Step» (`small_step`), вона приймає параметри: `points` – список елементів; `max_radius` – максимальна допустима довжина; `n_figure` – номер простору для відображення.

```
def small_step(points, max_radius, n_figure):
    n_points = points.index.size
    centroids = pd.DataFrame(columns=['X', 'Y'])
    distances = k_means.calculate_distance_points(points)
    points_clusters: list[float] = [-1 for i in
range(n_points)]
    while True:
        min_i, min_j = k_means.min_distance(distances,
n_points, n_points)
        number_cluster = centroids.index.size
        if min_i == -1 or min_j == -1:
            break
        if points_clusters[min_i] == -1 and
points_clusters[min_j] == -1 and distances[min_i][min_j] <= 2 *
max_radius:
            x = (points.at[min_i, 'X'] + points.at[min_j, 'X'])
/ 2
            y = (points.at[min_i, 'Y'] + points.at[min_j, 'Y'])
/ 2
            centroids.loc[number_cluster] = {'X': x, 'Y': y}
            points_clusters[min_i] = number_cluster
            points_clusters[min_j] = number_cluster
        elif points_clusters[min_i] != -1 and
points_clusters[min_j] == -1:
            points_clusters = add_point(points, centroids,
points_clusters, min_j, points_clusters[min_i], max_radius)
        elif points_clusters[min_i] == -1 and
points_clusters[min_j] != -1:
            points_clusters = add_point(points, centroids,
points_clusters, min_i, points_clusters[min_j], max_radius)
        elif points_clusters[min_i] != -1 and
points_clusters[min_j] != -1 and points_clusters[min_i] != \
points_clusters[min_j]:
```

```
centroids, points_clusters =
change_cluster(points, centroids, min_i, min_j, points_clusters,
max_radius)
    distances[min_i][min_j] = -1.0
    distances[min_j][min_i] = -1.0
print(points_clusters)
return centroids
```

#### 4 АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ МОДЕЛЮВАННЯ

Запропоноване удосконалення методу та розроблені алгоритми реалізовані програмно. З використанням розробленого програмного засобу було проведено серію експериментів з дослідження показників точності та часової складності. У ході експериментів здійснювалось розв'язання задач з кількістю 100, 150, 200, 250 та 300 споживачів. Для цього з використанням генератора випадкових чисел було згенеровано координати розміщення споживачів та задано координати існуючих ТП. Оцінка показників часу розв'язання задачі та витрат на реалізацію отриманих варіантів побудови розподільної мережі ЕЕС здійснювалась за результатами 20-ти експериментів.

Експерименти проводилися на персональному комп'ютері з наступними характеристиками:

- операційна система Windows 10;
- процесором AMD A8-6410 APU;
- графічний процесор: AMD Radeon R5 Graphics 2 GHz
- RAM 8.00 GB

Для проведення експерименту необхідно задати початкові дані у вигляді інформації про вихідну ЕЕС. До такої інформації слід віднести:

- координати споживачів – зазвичай це точка входу або розподільна коробка житлового будинку, чи розподільчий модуль виробничого цеху. Більш коректно вказувати місце підключення побутового приладу або виробничого обладнання, однак розрахунок показує, що втрати напруги від точки входу до самого віддаленого споживача, рідко перевищують 100 метрів, а зниження напруги знаходиться в межах допустимих коливань. Чутливі прилади не живлять від звичайної мережі, для них створюють окрему систему, яка використовує додаткові стабілізатори напруги;

- характер споживання. Зазвичай, кількість параметрів споживання і споживачів може сягати декількох десятків. У рамках даного дослідження обмежились двома: потужність та пікові навантаження. Таке обмеження не буде впливати на оцінку ефективності запропонованого методу оптимізації

розподільної мережі ЕЕС. Виділені показники потужності і пікових навантажень забезпечать необхідною інформацією для відповіді на питання необхідності модернізації ТП;

- координати ТП. Розміщення ТП пов'язане зі зведенням додаткових захисних та інфраструктурних об'єктів. Залежно від потужності споживання, ТП може займати цілу будівлю, або встановлюватися на опорі ЛЕП. Інформацію про це необхідно врахувати при реінжинірингу системи, щоб вірно зіставити розрахункові і координати ТП, які вже існують;

- лінії підключення споживачів – ця інформація необхідна при проведенні реінжинірингу, щоб оцінити витрати, на реалізацію сценарію реінжинірингу;

- лінії підключення ТП до магістралі – аналогічно з попереднім пунктом, ця інформація дасть можливість врахувати вартість підключення ТП, а отже, більш точно оцінити витрати і вибрати більш ефективне рішення.

Основні результати моделювання наведені в табл. 4.1. Моделювання відбувалося для множини з 150 користувачів. Початкова кількість ТП складала 24.

Таблиця 4.1 – Узагальнені показники моделювання етапів реінжинірингу розподільної мережі ЕЕС зі 150 споживачами для 20 запусків програми

№	Назва стратегії	Час роботи стратегії, с	Час роботи k-means, с	Загальний час роботи, с	Вартість реінжинірингу, у.о.
1	Координати існуючих ТП	0,0045	1,23	1,2345	20762,1
2	Випадковий вибір	0,0045	2,94	2,9415	20385,5
3	Найкоротше покриваюче дерево	0,25	2,75	3	18650,6
4	Small Step	58,18	0,6	58,78	18492,3

Для розрахунку вартості сценарію реінжинірингу використовувалося модель (2.3).  $c_{ТП}$  (вартість розміщення ТП) було встановлено 10000 у.о. за одну одиницю,  $c_{ПТП}$  (вартість прокладки 1 км зв'язку) – 500 у.о.,  $c_{МТП}$  (вартість модернізації ТП) – 1000 у.о.,  $c_{К}$  (вартість прокладки 1 км зв'язку) – 100 у.о. Така

вартість була встановлена за результатами порівняння кошторисів різних будівельних проектів, де була необхідність будувати схожі об'єкти.

Графічне відображення початкової топології ЕЕС наведено на рис. 4.1, результат реінжинірингу приведено на рис. 4.2.

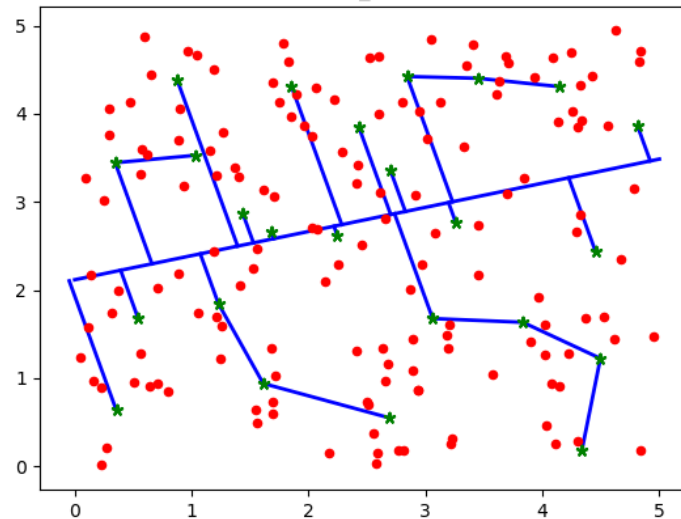


Рисунок 4.1 – Початкова топологія розподільної мережі ЕЕС

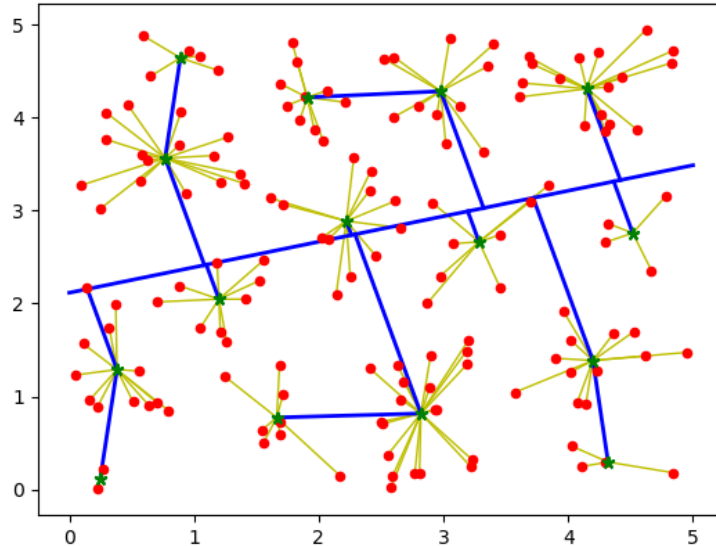


Рисунок 4.2 – Результат реінжинірингу розподільної мережі ЕЕС

Якщо порівняти рис. 4.1 та рис. 4.2, видно, що змінилася кількість ТП (їх стало 15 проти 24 початкових), зменшилася загальна протяжність каналів зв'язку користувачів та ТП, вони стали коротшими, змінився характер підключення.

Таблиця 4.2 – Узагальнені показники моделювання етапів реінжинірингу розподільної мережі ЕЕС зі 100 споживачами для 20 запусків програми

№	Назва стратегії	Час роботи стратегії, с	Час роботи k-means, с	Загальний час роботи, с	Вартість реінжинірингу, у.о.
1	Координати існуючих ТП	0,001	0,84	0,841	16522,5
2	Випадковий вибір	0,004	0,599	0,603	20876,2
3	Найкоротше покриваюче дерево	0,138	0,42	0,558	26279,0
4	Small Step	11,83	0,116	11,95	16781,8

Таблиця 4.3 – Узагальнені показники моделювання етапів реінжинірингу розподільної мережі ЕЕС з 200 споживачами для 20 запусків програми

№	Назва стратегії	Час роботи стратегії, с	Час роботи k-means, с	Загальний час роботи, с	Вартість реінжинірингу, у.о.
1	Координати існуючих ТП	0,0016	5,5	5,50	20057,3
2	Випадковий вибір	0,005	4	4,005	23799,2
3	Найкоротше покриваюче дерево	0,4	4,8	5,2	22242,8
4	Small Step	177,4	1,2	178,6	21348,5

Таблиця 4.4 – Узагальнені показники моделювання етапів реінжинірингу розподільної мережі ЕЕС з 250 споживачами для 20 запусків програми

№	Назва стратегії	Час роботи стратегії, с	Час роботи k-means, с	Загальний час роботи, с	Вартість реінжинірингу, у.о.
1	Координати існуючих ТП	0,0017	7,6	7,601	75261,3
2	Випадковий вибір	0,006	7,75	7,76	86936,5
3	Найкоротше покриваюче дерево	0,54	7,25	7,79	71832,9
4	Small Step	300,5	1,5	302	58508,1

Таблиця 4.5 – Узагальнені показники моделювання етапів реінжинірингу розподільної мережі ЕЕС з 300 споживачами для 20 запусків програми

№	Назва стратегії	Час роботи стратегії, с	Час роботи k-means, с	Загальний час роботи, с	Вартість реінжинірингу, у.о.
1	Координати існуючих ТП	0,0018	11,44	11,4418	66461,6
2	Випадковий вибір	0,0063	11,95	11,9563	86259,3
3	Найкоротше покриваюче дерево	0,64	11	11,64	69507,5
4	Small Step	411,76	1,73	413,49	58509,8

Аналізуючи данні, не можна віддати перевагу якійсь одній комбінації. На практиці час роботи алгоритмів проектування чи реінжинірингу не обмежений хвилинами чи годинами їхньої роботи. Проте він суттєво зростає зі зростанням кількості споживачів мережі. Навіть той факт, що роботу алгоритму k-means можливо реалізувати з використанням технологій паралельних обчислень, не зможе компенсувати ріст часу моделювання при дуже великій кількості споживачів.

На рис. 4.3-4.6 представлена залежність часу моделювання від кількості користувачів.

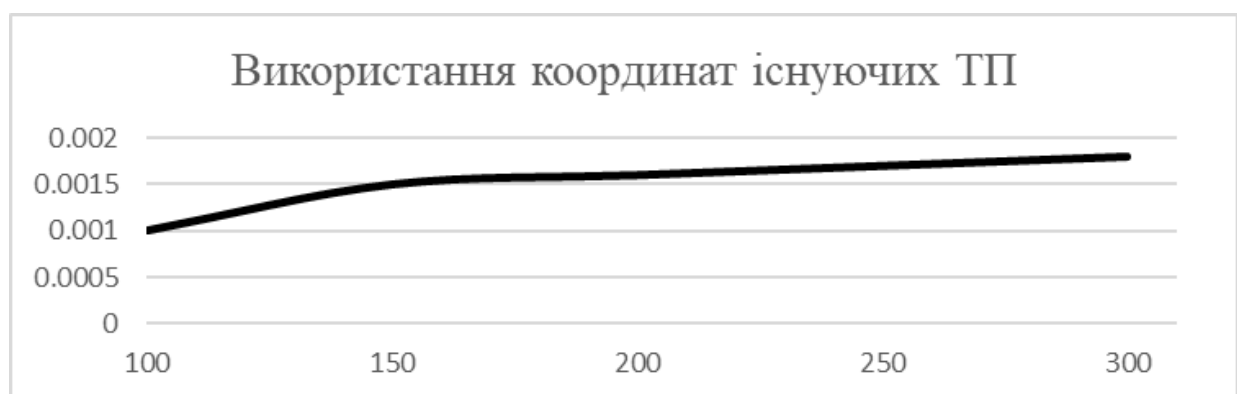


Рисунок 4.3 – Залежність часу роботи від кількості споживачів стратегії «Координати існуючих ТП»

Час реалізації стратегії «Координати існуючих ТП» (рис. 4.3) є досить незначним через те, що вона не передбачає розрахунку координат нових центроїдів. Проте в ній потрібно сформувати необхідні масиви даних, щоб продовжити роботу.

При реалізації стратегії «Випадковий вибір» (рис. 4.4) час роботи алгоритму витрачається лише для генерації випадкових значень, які складають 20% від загальної кількості множини користувачів. Він не перевищує 1с.



Рисунок 4.4 – Залежність часу роботи від кількості споживачів стратегії «Випадковий вибір»

При реалізації стратегії «Найкоротше покриваюче дерево» (рис. 4.5) час роботи алгоритму зростає лінійно. Витрати часу практично співпадають з розрахунковою складністю алгоритму Прима-Крускала, який використовувався для побудови дерева.

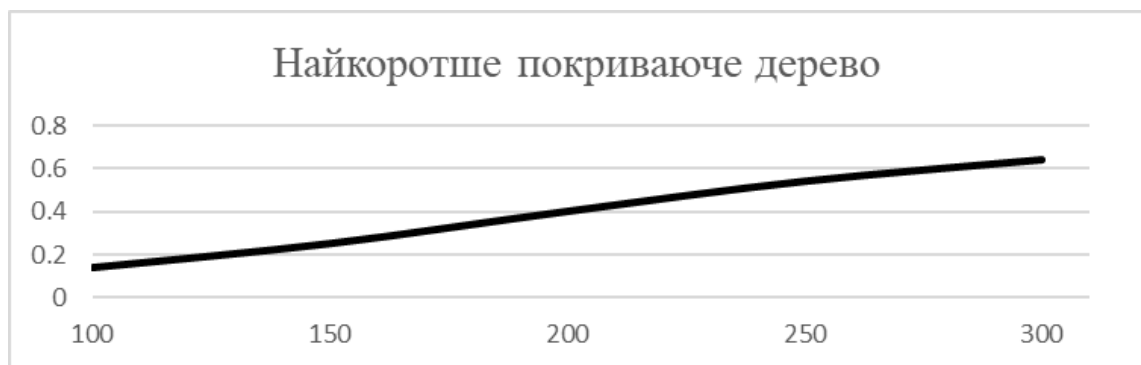


Рисунок 4.5 – Залежність часу роботи від кількості споживачів стратегії «Найкоротше покриваюче дерево»

При реалізації стратегії «Small Step» (рис. 4.6) час роботи алгоритму зростає майже лінійно. Слід зазначити, що час роботи стратегії «Small Step» значно перевищує час роботи інших стратегій, та має більшу швидкість зростання.

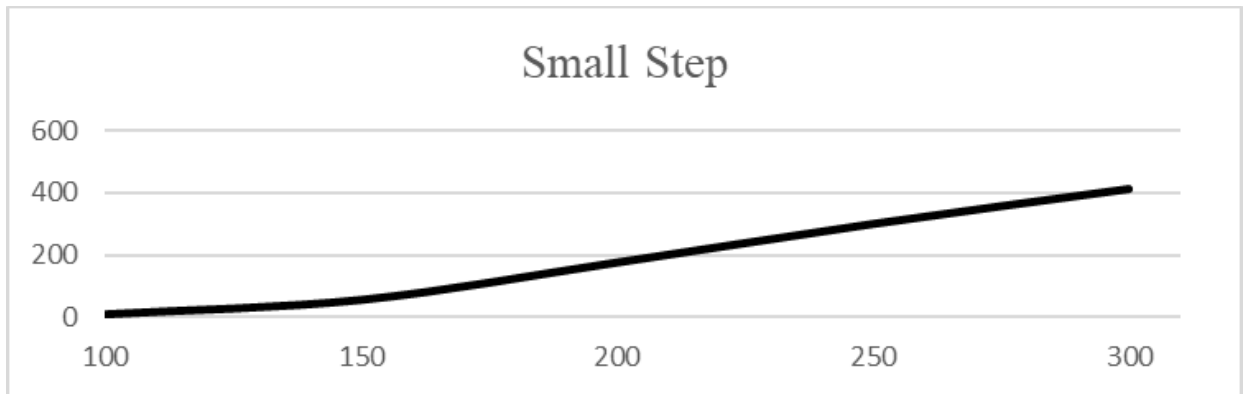
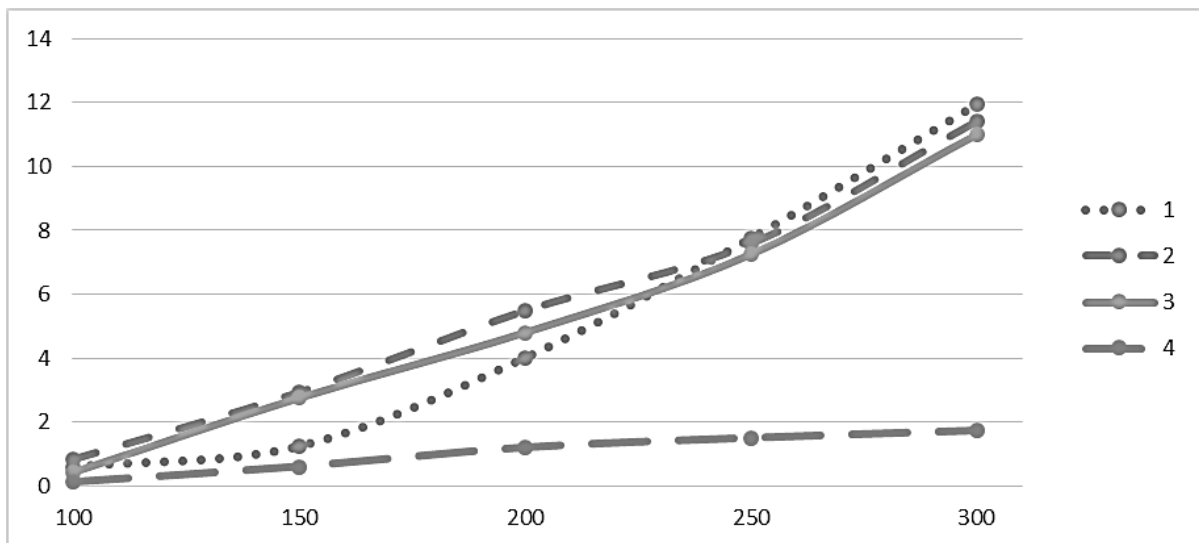


Рисунок 4.6 – Залежність часу роботи від кількості елементів споживачів «Small Step»



1 – «Випадковий вибір»; 2 – «Координати існуючих ТП»; 3 – «Найкоротше покриваюче дерево»; 4 – «Small Step»

Рисунок 4.7 – Залежність часу роботи алгоритму k-means при різних стратегіях

На рис. 4.7 відображені графіки залежності часу роботи алгоритму k-means при різних стратегіях. Час роботи алгоритму k-means при реалізації різних стратегій веде себе по різному:

- стратегії «Випадковий вибір», «Найкоротшого покриваючого дерева» і «Координати існуючих ТП» при зростанні кількості споживачів мають приблизно однаковий час роботи;
- стратегія «Small Step» має малий час роботи та його повільне зростання з ростом розмірності задачі;
- при використанні стратегії «Координати існуючих ТП» час розв’язання задачі може суттєво різнитись, поступаючись лише часу роботи при стратегії «Small Step». Це пов’язано з тим, що існуюча мережа може бути добре спроектована, а змін у топології користувачів за час експлуатації накопилось небагато;
- при використанні стратегії «Найкоротшого покриваючого дерева» час роботи зростає повільно з характерною лінійною залежністю.

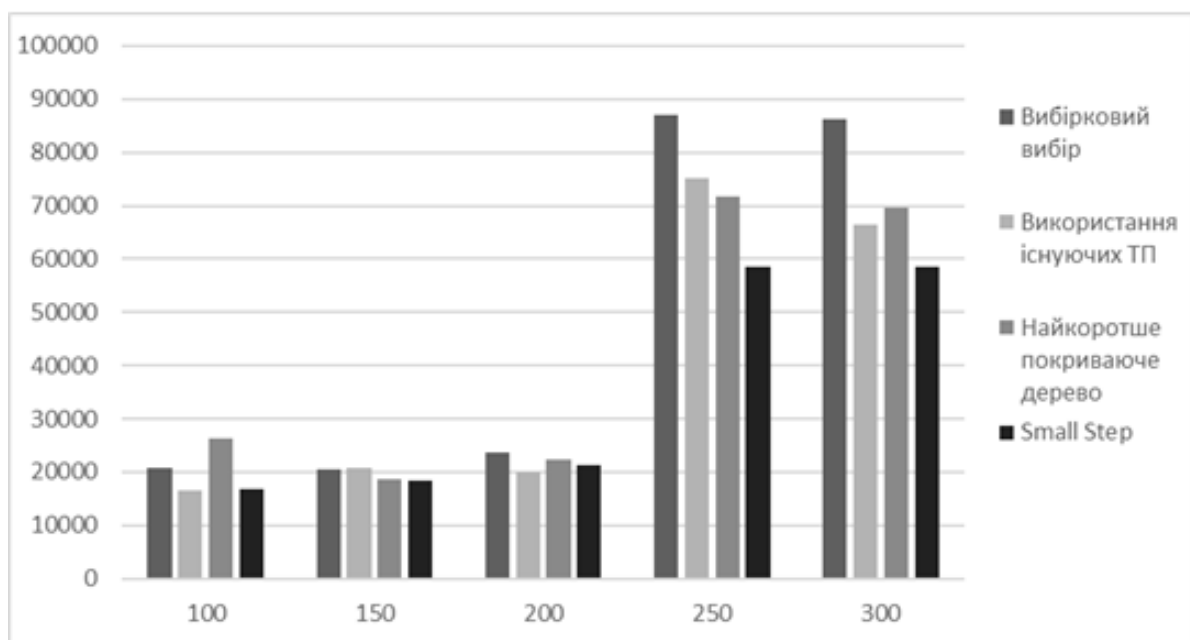


Рисунок 4.8 – Вартість реінжинірингу для різної кількості споживачів

З результатів експериментальних досліджень (рис. 4.8) видно, що найбільш економічні варіанти видає стратегія «Small Step», а найдорожчі майже завжди стратегія «Випадковий вибір». Стратегія «Small Step» дає більш привабливі результати, однак час вибору центрів росте дуже швидко залежно від кількості користувачів.

## ВИСНОВКИ

Регіональні електроенергетичні системи відносяться до класу територіально розподілених великомасштабних систем. Реінжиніринг таких об'єктів передбачає розв'язання множини комбінаторних задач структурної, топологічної, параметричної та технологічної оптимізації [34]. Для більшості комбінаторних задач оптимізації ЕЕС відсутні ефективні методи розв'язання.

За результатами аналізу проблеми проектування та експлуатації ЕЕС встановлено, що найбільші втрати енергії припадають на її передачу в розподільній мережі. Зниження втрат полягає в модернізації мереж електропостачання та реалізація однієї з концепцій: MicroGrid, Resilient Grid, Strong Grid, Smart Grid. Для їх реалізації необхідна перебудова існуючих систем ЕЕС з використанням стратегії реінжинірингу на основі прогнозів розвитку географії попиту на електроенергію. Для аналізу динаміки споживання електроенергії запропоновано використовувати алгоритм аналізу часових рядів – dynamic time warping (DTW). Порівняння динаміки споживання впродовж доби, тижня, сезонні зміни та інше, надасть можливість моделювати та робити більш точний прогноз споживання.

Для вирішення завдання визначення територіально близьких груп споживачів в роботі було запропоновано використати алгоритм кластеризації k-means. Який дозволяє розбити множину споживачів на кластери, координати центрів яких будуть рекомендовані як місця розміщення трансформаторних підстанцій. Була запропонована модернізація алгоритму k-means шляхом розробки процедур додавання та об'єднання кластерів з використанням різних стратегій визначення стартових центроїдів. На її основі дістав подальший розвиток метод реінжинірингу топологічних структур регіональних ЕЕС в частині врахування можливості їх фундаментальної перебудови.

Запропоновані метод та алгоритми реалізовані програмно. За результатами експериментальних досліджень визначено показники їх точності та часової складності. На контрольних прикладах економія витрат за рахунок

реінжинірингу розподільної мережі з використанням запропонованого методу склала 14,2%.

Використати запропонований підхід до реінжинірингу ЕЕС можуть комунальні господарства чи крупні приватні підприємства, для модернізації мереж, різного ієрархічного рівня.

Результати дослідження пройшли апробацію на:

– науковій конференції Information Technology in Disaster Risk Reduction (ITDRR 2019), яка входить до наукометричної бази Scopus. За результатами конференції був виданий збірник [3];

– XXIV міжнародному молодіжному форумі «РАДІОЕЛЕКТРОНІКА І МОЛОДЬ У XXI СТОЛІТТІ» (ХНУРЕ, м. Харків)[4];

– міжнародній науково-практичній конференції «ІНФОРМАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ ТА КОМП'ЮТЕРНЕ МОДЕЛЮВАННЯ» 20-25 травня 2019 р., (м. Івано-Франківськ) [1];

– V Міжнародній науково-практичній конференції «Інформаційні технології в культурі, мистецтві, освіті, науці, економіці та бізнесі», 21-22 квітня 2020 р., (м. Київ, див. додаток В);

– звітній науковій конференції викладачів, докторантів, аспірантів та студентів Прикарпатського національного університету ім. В. Стефаника (м. Івано-Франківськ, див. додаток В).

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. V. Beskorovainyi, M. Hubarenko, Ye. Hubarenko The problem of regional electric power systems reengineering. *The international scientific conference on Information technologies and computer modelling: proceedings of the International Scientific Conference*, 2019, May, 20th to 25th Ivano-Frankivsk. P. 70-73.
2. Nechiporenko, A.S., Gubarenko, E.V., Gubarenko, M. S. Authentication of users of mobile devices by their motor reactions. *Telecommunications and Radio Engineering*. 2019. Vol. 78, No 11. P. 987–1003
3. Grebennik, I., Ovezgeldyyev, A., Hubarenko, Y., Hubarenko, M. (2020) Information Technology Reengineering of the Electricity Generation System in Post-Disaster Recovery. In: Murayama Y., Velez D., Zlateva P. (eds) *Information Technology in Disaster Risk Reduction. ITDRR 2019. IAICT*, 516, 55-66.
4. Губаренко М.С, умови та обмеження реінжинірингу регіональних електроенергетичних систем. *XXIV міжнародний молодіжний форум «РАДІОЕЛЕКТРОНІКА І МОЛОДЬ У XXI СТОЛІТТІ*. Т.6. 2020. С. 268-269.
5. Human Development Reports. *UNITED NATIONS DEVELOPMENT PROGRAMME*. UPL: <http://hdr.undp.org/en/content/human-development-index-hdi> (дата звернення 21.03.2020).
6. Human Development Index. *Wikipedia*. UPL: [https://en.wikipedia.org/wiki/Human\\_Development\\_Index](https://en.wikipedia.org/wiki/Human_Development_Index) (дата звернення 21.03.2020).
7. Energy policy in the United States. URL: [https://ballotpedia.org/Energy\\_policy\\_in\\_the\\_United\\_States](https://ballotpedia.org/Energy_policy_in_the_United_States) (дата звернення 21.03.2020).
8. Energy Security Strategy. URL: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/publication/European\\_Energy\\_Security\\_Strategy\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/publication/European_Energy_Security_Strategy_en.pdf) (дата звернення 21.03.2020).
9. Japan's "3E+S" Energy Policy Objectives. URL: <http://www.en-2050-low-carbon-navi.jp/assets/onerpage/3epluss.pdf> (дата звернення 21.03.2020).
10. Russia's Energy Security Doctrine approved. *President of Russia*. URL: <http://en.kremlin.ru/acts/news/60516> (дата звернення 21.03.2020).

11. Singapore international energy week. URL: <https://www.siew.sg>\_(дата звернення 21.03.2020).
12. Accelerating energy transformation. *Singapore international energy week*. 2020 [https://www.siew.sg/docs/default-source/downloads/2019/siew-2019\\_post-show-report.pdf?sfvrsn=2](https://www.siew.sg/docs/default-source/downloads/2019/siew-2019_post-show-report.pdf?sfvrsn=2) (дата звернення 21.03.2020).
13. Are we running out of oil? *Department of energy and mineral engineering*. <https://www.e-education.psu.edu/eme801/node/486>\_(дата звернення 21.03.2020).
14. Ушаков В. Я. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие. Москва: Юрайт, 2019. 446 с.
15. Current Power Generation at Niagara. *NIAGARA FALLS HISTORY of POWER*. URL: <http://www.niagarafrontier.com/power.html> (дата звернення 21.03.2020).
16. Беляков П. Ю. Производство электроэнергии на базе энергии ветра. *Электротехнические комплексы и системы управления*, 2008. №1. С. 56-59.
17. Erasmus Kittler. *TECHNISCHE UNIVERSITAT DARMSTADT*. URL: [https://www.tu-darmstadt.de/universitaet/mitten\\_in\\_der\\_gesellschaft/geschichte\\_persoenlichkeiten/persoenlichkeiten\\_1/erasmus\\_kittler/index.en.jsp](https://www.tu-darmstadt.de/universitaet/mitten_in_der_gesellschaft/geschichte_persoenlichkeiten/persoenlichkeiten_1/erasmus_kittler/index.en.jsp) (дата звернення 21.03.2020).
18. Жданов П. С. Питання стійкості електричних систем. М: Вища Школа, 1979. 456 с.
19. Воротніцкій В.Е., Калінкін М.А., Комкова Є.В., П'ятигір В.І. Зниження втрат енергії в електричних мережах. Динаміка, структура, методи аналізу та заходи. *Енергозбереження*. 2005. № 2. С. 90-94. № 3. С. 86-91.
20. Арзамасцев Д. А., Липес А. В., Мызин А. Л. Модели оптимизации развития энергосистем: учеб. для электроэнергет. спец. вузов. М.: Высш. шк., 1987. 272 с.
21. Lavanya G, Dr K Sambath, Sudha S, Sindhu S. Analysis of power loss in the distributed transmission lines of smart grid. *International Research Journal of Engineering and Technology*. 2016. Vol. 03 No 7. P. 686-689.
22. КПД электростанций. URL: <http://elektrogenerator.net/another/efficiency.html> (дата звернення 21.03.2020).

23. How big are Power line losses? *Schneider Electric*. URL: <https://blog.se.com/energy-management-energy-efficiency/2013/03/25/how-big-are-power-line-losses/> (дата звернення 21.03.2020).
24. Efficient Electrical Energy Transmission and Distribution. *International Electrotechnical commission*. Switzerland. 2007. P. 22.
25. Потери электроэнергии в электрических сетях. *ASUTPP*. URL: <https://www.asutpp.ru/poteri-jelektrojenergii-v-jelektricheskikh-setjah.html> (дата звернення 21.03.2020).
26. Зарубіжний досвід підвищення ефективності передавання та розподілу електроенергії, оптимізації втрат електроенергії в електромережах всіх рівнів напруги. *Науково-технічний центр електроенергетики*. URL: [https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/4.-Efektyvn\\_peredav\\_rozpod\\_elektroen.pdf](https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/4.-Efektyvn_peredav_rozpod_elektroen.pdf) (дата звернення 21.03.2020).
27. Types Of Microgrids. *Microgrids at Berkeley Lab*. URL: <https://building-microgrid.lbl.gov/types-microgrids> (дата звернення 21.03.2020).
28. Gharavi H., Ghafurian R. Smart Grid: The Electric Energy System of the Future. *IEEE*, 2011. Vol. 99, No 6. P. 917-921.
29. Chikofsky, E., Cross, J. 7. Reverse Engineering and Design Recovery. *IEEE Software*, 1990. P. 13-18.
30. Тимчук С.А., Черемисин Н.М. Синтез оптимальной структуры распределительных электрических сетей при неопределенности исходной информации: монография. С. А. Тимчук, Н. М. Черемисин. Харьков: ООО «В деле», 2016. 270 с.
31. Abur A., Exposito A. G. Power Systems State Estimation. Theory and Implementation. CRC Press: Boca Raton, 2004. 327 p.
32. M. Hammer, J. Champy. Reengineering the Corporation: A Manifesto for Business Revolution. *Nicholas Brealey Publishing*. London, 1993. 223 p.
33. Борисов Г.А., Кукин В.Д. Эволюционный алгоритм оптимизации распределительной электроэнергетической сети. *Ученые записки Патрозаводского государственного университета*. 2012, №2. С. 67-70.

34. Бескоровайный В.В., Подоляка К.Е. Метод реинжиниринга топологических структур систем крупномасштабного мониторинга. *Прикладная радиоэлектроника*. 2015. Т. 14. № 3. С. 204–209.

35. Расчёт потерь напряжения в кабеле. *Техносфера*. URL: [https://www.ivtechno.ru/raschet\\_4](https://www.ivtechno.ru/raschet_4) (дата звернения 21.03.2020).

36. MacQueen, J. Some methods for classification and analysis of multivariate observations. *Proceedings of the fifth Berkeley symposium on mathematical statistics and probability*. Vol. 1. No. 14. 1967.

37. Джоэл Г. Data Science. Наука о данных с нуля: перев. А. Логунов. БХВ-Петербург, 2017. 336 с.