

Національний технічний університет України  
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»  
Міністерство освіти і науки України

Національний технічний університет України  
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»  
Міністерство освіти і науки України

*Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису*

**Буряк Анна Романівна**

УДК 621.311.1

## **ДИСЕРТАЦІЯ**

### **Резистивне заземлення нейтралі розподільної мережі 20 кВ**

141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

14 Електрична інженерія

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії.

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

\_\_\_\_\_ А.Р. Буряк

Науковий керівник: Кирик Валерій Валентинович, доктор технічних наук,  
професор

Київ – 2026

## АНОТАЦІЯ

*Буряк А.Р.* Резистивне заземлення нейтралі розподільної мережі 20 кВ. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Київ, 2026.

У дисертаційній роботі вирішується комплекс науково-прикладних завдань, пов'язаних із обґрунтуванням, моделюванням та оптимізацією режимів роботи розподільних електричних мереж середньої напруги 20 кВ за умов резистивного заземлення нейтралі. Актуальність теми зумовлена необхідністю підвищення надійності та безпеки функціонування розподільних мереж у процесі модернізації енергосистеми України – зокрема, переходу з класів напруг 6(10) кВ на 20 кВ, інтеграції відновлюваних джерел енергії та впровадження концепції Smart Grid. Дослідження поєднує аналіз сучасного стану мереж 20 кВ, розроблення математичних моделей та імітаційних сценаріїв аварійних режимів, а також застосування інтелектуальних методів аналізу даних для визначення оптимального опору нейтрального резистора. В результаті вибрано науково обґрунтовані підходи, які враховують складність і багатофакторність задачі, та доведено доцільність резистивного заземлення нейтралі як засобу підвищення показників надійності та електробезпеки мереж 20 кВ.

**У першому розділі** дисертації проведено аналіз сучасного стану і тенденцій розвитку розподільних мереж напругою 20 кВ, що дозволило виявити ключові проблеми їх функціонування. Особливу увагу приділено аналізу режимів заземлення нейтралі – ізольованому, компенсованому та резистивному – та їх впливу на показники роботи мережі.

Встановлено, що ізольована нейтраль різко підвищує ризик небезпечних перенапруг на неушкоджених фазах і ускладнює підтримання стійкості режиму, тоді як компенсоване заземлення нейтралі характеризується складністю

практичної реалізації та недостатньою селективністю релейного захисту в умовах реальних аварій. Натомість показано, що резистивне заземлення нейтралі забезпечує найбільш збалансоване поєднання експлуатаційної надійності, електробезпеки та економічної доцільності. Водночас підкреслено, що ефективність цього підходу суттєво залежить від правильного вибору величини опору заземлювального резистора, що потребує розроблення науково обґрунтованих методів його визначення.

В цілях пошуку перспективних напрямків вирішення зазначеної проблеми виконаний аналіз міжнародного досвіду впровадження мереж напругою 20 кВ: показано, що у Німеччині, Франції, Польщі та скандинавських країнах перехід до класу напруги 20 кВ із резистивним заземленням нейтралі довів свою ефективність і доцільність. Ці результати обґрунтували вибір напрямку подальших досліджень, орієнтованих на визначення оптимальних параметрів резистивного заземлення для розподільних мереж.

**Другий розділ** присвячено методології дослідження, яка враховує складність і взаємозв'язок усіх етапів. Розроблено комплексний підхід, що поєднує детальне математичне моделювання післяаварійних режимів у програмних середовищах MATLAB/Simulink та DIgSILENT PowerFactory із застосуванням алгоритмів інтелектуальної обробки даних. Зокрема, для аналізу великого обсягу результатів моделювання використано методи нечіткого кластерного аналізу (алгоритми K-Means, DBSCAN, ієрархічна кластеризація). Сформовано репрезентативну вибірку параметрів мережі і аварійних ситуацій, визначено типові сценарії однофазних замикань на землю, перенапруг та роботи релейного захисту.

Обґрунтовано доцільність застосування кластерного аналізу: цей підхід дозволив згрупувати схожі аварійні режими та виявити приховані закономірності, недоступні при традиційному аналізі. За допомогою кластеризації визначено оптимальні діапазони опору резистора нейтралі, за яких забезпечуються стійкість режимів і коректна робота захистів. Розроблений метод був апробований на множині сценаріїв і створив теоретико-методичне підґрунтя

для подальших досліджень.

У **третьому розділі** представлено створену математичну модель типової розподільної мережі 20 кВ та викладено результати її імітаційного дослідження. Модель враховує структуру міських і сільських мереж, параметри повітряних та кабельних ліній різної довжини, трансформаторів, характер навантаження, а також можливість підключення розподілених генераторів (відновлюваних джерел енергії). На основі цієї моделі проведено серію чисельних експериментів для різноманітних сценаріїв однофазних замикань на землю з різними значеннями опору нейтрального резистора.

Результати моделювання показали, що правильний вибір опору резистора нейтралі суттєво впливає на розвиток аварійного режиму: при оптимальному опорі значно знижуються амплітуди струмів замикання на землю, обмежуються перенапруги на непошкоджених фазах і забезпечується коректне спрацювання релейного захисту без хибних або пропущених спрацювань. Порівняльний аналіз різних значень опору продемонстрував, що при резистивному заземленні з опором у середньому діапазоні досягається найкращий баланс між вимогами надійності та електробезпеки. Занадто малий опір (наближений до жорсткого заземлення) призводить до надмірно великих струмів КЗ і перевантаження обладнання, тоді як занадто великий опір (наближений до ізолюваної нейтралі) спричиняє небезпечні перенапруги і ускладнює виявлення пошкоджень.

Кластерний аналіз отриманих результатів дозволив виділити групи режимів із подібними характеристиками та точно окреслити діапазони параметрів, у межах яких мережа працює стабільно. На основі цього узагальнення запропоновано алгоритм підтримки прийняття рішень для вибору оптимального опору резистора нейтралі конкретної мережі. Цей алгоритм інтегрує результати імітаційного моделювання з методами кластеризації, автоматично визначаючи рекомендоване значення опору з урахуванням особливостей топології та режимів конкретної мережі. Запропонований підхід може бути реалізований у диспетчерських системах керування (SCADA, ADMS) для допомоги інженерам і операторам у режимі реального часу.

У четвертому розділі розроблено практичні рекомендації щодо впровадження отриманих наукових результатів у діяльність операторів систем розподілу. Розглянуто питання інтеграції створеного алгоритму оптимізації опору нейтралі в існуючу інфраструктуру Smart Grid. Зокрема, запропоновано архітектуру цифрової платформи на основі концепції «цифрового двійника» розподільної мережі 20 кВ. Цифровий двійник мережі, оснащений інтелектуальним модулем кластерного аналізу, дозволяє у перспективі прогнозувати розвиток аварійних ситуацій і вживати превентивних заходів. Реалізація таких рішень відкриває можливості для адаптивного налаштування параметрів релейного захисту під поточний стан мережі, своєчасного переключення конфігурації мережі або підключення систем накопичення енергії з метою мінімізації наслідків аварій. Запровадження рекомендацій дисертації здатне підвищити ефективність експлуатації мереж – знизити частоту та масштаби відключень, покращити якість електропостачання та безпеку обслуговування мережевого обладнання. Наведено етапи практичної реалізації запропонованого підходу та обговорено питання сумісності з програмно-технічними комплексами сучасних розподільних компаній.

**Наукова новизна роботи** полягає в тому, що вперше запропоновано використовувати методи кластерного аналізу для оптимізації параметрів режиму нейтралі розподільних мереж 20 кВ. Розроблено оригінальний алгоритм визначення оптимального діапазону опору резистивного заземлення нейтралі на основі поєднання результатів імітаційного моделювання з інтелектуальною обробкою даних. На відміну від відомих підходів, цей алгоритм враховує специфіку конкретної мережі (структуру, параметри та характер навантаження) і автоматично знаходить компромісне рішення, яке забезпечує високий рівень надійності та безпеки. Отримане рішення формує методичну базу, що може бути поширена на інші рівні напруги та інтегрована у сучасні системи керування електричними мережами (Smart Grid), розширюючи інструментарій управління режимами мереж з альтернативними джерелами енергії.

**Практичне значення** результатів дисертації визначається можливістю їх безпосереднього впровадження у практику проектування й експлуатації розподільних електричних мереж України. Використання розробленого алгоритму вибору опору нейтралі дає змогу енергетичним компаніям оптимізувати режими роботи мереж 20 кВ відповідно до реальних умов, підвищити надійність електропостачання споживачів та зменшити ризик технологічних порушень. Запропонований підхід сприяє також зниженню рівня аварійності та техногенних пошкоджень обладнання, обмеженню небезпечних перенапруг і втрат електроенергії при однофазних замиканнях. Важливо, що методика забезпечує ефективну інтеграцію відновлюваних джерел енергії та систем накопичення в розподільні мережі, підтримуючи стабільність і керованість енергосистеми за нових умов. Окремі результати дослідження вже впроваджено у навчальний процес кафедри електричних систем та мереж НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» (для оновлення змісту дисциплін з діагностики та управління режимами електромереж), оприлюднено на фахових науково-технічних конференціях та опубліковано у профільних виданнях. Таким чином, проведені дослідження робить вагомий внесок у підвищення надійності, безпеки й ефективності роботи розподільних мереж та створює передумови для подальшого розвитку інтелектуальних систем керування електроенергетичними комплексами.

**Ключові слова:** розподільні мережі, напруга 20 кВ, резистивне заземлення нейтралі, математичне моделювання, режимні параметри, інтелектуальні технології, нечітка кластеризація.

## Список публікацій здобувача

1. Кирик В.В., Буряк А.Р., Іськова М.С. Електричні мережі номінальною напругою 20 кВ з джерелами накопичення енергії. *Науково-приклад журнал «Відновлювана енергетика»*. 2023. № 2(73). С. 18–23.

DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2\(73\).18-23](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2(73).18-23).

Особистий внесок здобувача: розроблено модель інтеграції джерел накопичення енергії у розподільну мережу 20 кВ, виконано розрахунок режимів роботи та аналіз перехідних процесів, підготовлено основний текст статті.

Внесок Кирика В.В.: сформульовано постановку задачі та здійснено наукове керівництво.

Внесок Іської М.С.: проведено систематизацію вихідних даних і перевірку результатів розрахунків.

2. Kyryk V.V., Buriak A.R. Optimization of the grounding resistance of the neutral in 20 kV networks according to the criteria of minimizing the significant value of the ground-fault current and the over-voltage amplitude. *E-Journal «Problems of the Regional Energetics»*. 2025. № 4(68). С. 102-107.

DOI: <https://doi.org/10.52254/1857-0070.2025.4-68.10>.

Особистий внесок здобувача: розроблено алгоритм оптимізації опору заземлення нейтралі за визначеними критеріями, виконано числове моделювання та аналіз результатів.

Внесок Кирика В.В.: визначено методологію дослідження та здійснено наукове редагування.

3. Кирик В.В., Буряк А.Р., Іськова М.С. Визначення оптимального значення опору резистора заземлення нейтралі в мережах 20 кВ. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2021. Т. 158, № 5. С. 96–102.

DOI: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-158-5-96-102>.

Особистий внесок здобувача: виконано розрахункове обґрунтування оптимального значення опору резистора, проаналізовано залежності струмів замикання на землю від параметрів мережі.

Внесок Кирика В.В.: визначено напрям дослідження та здійснено методичне керівництво.

Внесок Іської М.С.: проведено аналіз довідкових матеріалів та перевірку обчислень.

4. Кирик В.В., Буряк А.Р. Вплив опору резистора заземлення нейтралі на режими роботи розподільних мереж напругою 20 кВ. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2024. № 4. С. 103–107.

DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2024.315587>.

Особистий внесок здобувача: виконано дослідження впливу параметрів заземлення нейтралі на режими роботи мережі, сформовано технічні рекомендації.

Внесок Кирика В.В.: здійснено наукове керівництво та редакційне опрацювання матеріалу.

5. Кирик В.В., Буряк А.Р., Іськова М.С. Впровадження в Україні мереж напругою 20 кВ. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2022. № 4.

DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2022.273412>.

Особистий внесок здобувача: здійснено технічний аналіз переходу на мережі 20 кВ та узагальнення практичного досвіду впровадження.

Внесок Кирика В.В.: сформульовано концепцію дослідження та здійснено наукове редагування.

Внесок Іської М.С.: проаналізовано нормативні матеріали та статистичні дані.

6. Кирик В.В., Буряк А.Р. Резистори заземлення нейтралі в розподільних електричних мережах. *Scientific Discussion Journal*. 2023. № 81. С. 21–26.

DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.8398070>.

Особистий внесок здобувача: виконано аналіз технічних характеристик резисторів заземлення нейтралі та умов їх застосування у мережах 20 кВ.

Внесок Кирика В.В.: здійснено наукове консультування та перевірку відповідності результатів нормативним вимогам.

7. Буряк А.Р., Ключник О.С. Резистивне заземлення нейтралі розподільної мережі 20 кВ. *Modern Scientific Researches*. 2021. № 18. С. 124–126.

DOI: [10.30889/2523-4692.2021-18-001](https://doi.org/10.30889/2523-4692.2021-18-001).

Особистий внесок здобувача: розроблено підхід до застосування резистивного заземлення нейтралі та виконано аналітичні розрахунки режимів замикання на землю.

Внесок Ключник О.С.: здійснено літературний огляд і узагальнення результатів.

8. Кирик В.В., Буряк А.Р. Алгоритми кластеризації та їх значення в управлінні електричними мережами. Матеріали наукової конференції «Аспірантські читання імені професора Артура Веніаміновича Праховника», до 85-річчя від дня народження (25–26 берез. 2025 р.) / кол. авт. за заг. ред. О. В. Коцара; КПІ ім. Ігоря Сікорського. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во „Політехніка”, 2025. С. 95-103. ISBN 978-966-990-156-9.

Особистий внесок здобувача: реалізовано алгоритми кластеризації для аналізу режимів мереж, виконано програмну обробку даних.

Внесок Кирика В.В.: визначено напрям дослідження та здійснено методичне консультування.

9. Кирик В.В., Буряк А.Р. Введення джерел накопичення електроенергії у розподільні мережі України. Матеріали конференції «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики» (2023 р.) / кол. авт. за заг. ред. В. В. Чумак; КПІ ім. Ігоря Сікорського. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, IEEE «Україна». 2023. № 2. С. 118–120. [Електронний ресурс]. Режим доступу.

URL: <https://es.fea.kpi.ua/files/konference/2023p/2023-Burjak.pdf>.

Особистий внесок здобувача: виконано аналіз впливу накопичувачів енергії на режими мережі та підготовлено розрахункову частину роботи.

Внесок Кирика В.В.: здійснено наукове керівництво та редакційне опрацювання.

10. Кирик В.В., Буряк А.Р. Вибір оптимальної схеми підключення резистора в мережі 20 кВ. *Матеріали конференції «Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики»* (2021 р.) / кол. авт. за заг. ред. В. В. Чумак; КПІ ім. Ігоря Сікорського. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, ІЕЕЕ «Україна». 2021. С. 74–77. [Електронний ресурс]. Режим доступу.

URL: <http://jour.fea.kpi.ua/article/view/253412>.

Особистий внесок здобувача: обґрунтовано вибір оптимальної схеми підключення резистора та виконано порівняльний аналіз варіантів.

Внесок Кирика В.В.: здійснено перевірку технічних рішень.

11. Кирик В. В., Буряк А. Р., Іськова М. С. Визначення оптимального значення опору резистора заземлення нейтралі в мережах 20 кВ. *Матеріали V Міжнародної наук.-техн. конференції «Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2021)»* (10 жовт. 2021 р.) / кол. авт. за заг. ред. Б. І. Мокін; Вінницький національний технічний університет. Вінниця, 2021. С. 96–102. ISSN 1997-9266. [Електронний ресурс]. Режим доступу.

URL: <https://visnyk.vntu.edu.ua/index.php/visnyk/article/download/2684/2521/3019/>.

Особистий внесок здобувача: виконано розрахунок оптимального значення опору резистора заземлення нейтралі та аналіз результатів моделювання.

Внесок Кирика В.В.: сформульовано постановку задачі та здійснено наукове консультування.

Внесок Іської М.С.: підготовлено вихідні дані та перевірено коректність отриманих результатів.

## ABSTRACT

*Buriak A.R.* Resistive Neutral Grounding of 20 kV Distribution Networks. – Qualification research paper, manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in speciality 141 – Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics – National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”, Kyiv, 2026.

The dissertation presents a comprehensive investigation addressing a wide range of scientific and practical problems associated with the substantiation, modelling, optimisation and further enhancement of the operating conditions of medium-voltage 20 kV distribution networks implementing resistive neutral grounding. The relevance of the topic is determined by the urgent need to improve the reliability, stability and safety of distribution networks within the framework of the ongoing modernisation of the Ukrainian energy system. This includes the national transition from 6(10) kV to 20 kV voltage levels, active integration of renewable energy sources, widespread introduction of distributed generation units, and growing adoption of Smart Grid technologies and digital operation concepts. The performed research combines a detailed analysis of the present-day state of 20 kV distribution networks, the development of mathematical models and simulation setups for fault conditions, as well as the application of intelligent data-processing and clustering methods to justify and determine the optimal resistance value of the neutral grounding resistor. As a result, scientifically grounded approaches were selected that take into account the complexity, multifactor nature and variability of the problem, and the feasibility and effectiveness of resistive neutral grounding were demonstrated as a means of improving reliability, safety and efficiency in 20 kV distribution systems.

**The first chapter** gives an in-depth analytical overview of the current trends and challenges faced by 20 kV distribution networks. This analysis made it possible to identify critical issues affecting their operational stability and long-term reliability. Special attention is devoted to a thorough examination of different neutral grounding schemes—isolated, compensated and resistive—and their influence on the behaviour,

transient phenomena and overall performance of the network. It has been shown that the isolated neutral drastically increases the risk of dangerous overvoltage surges on healthy phases and complicates the maintenance of stable system conditions, while compensated neutral grounding, although theoretically attractive, suffers from substantial practical implementation difficulties and insufficient selectivity of protection systems in real fault scenarios. At the same time, resistive grounding has been demonstrated to offer a balanced and technically sound compromise between operational reliability, electrical safety and economic feasibility. It was also emphasised that the efficiency and protective capability of this grounding method strongly depend on the correct choice of the grounding resistor value, which necessitates the development of scientifically justified procedures for its determination.

To identify promising research directions and compare the Ukrainian context with global trends, an extensive review of international experience in implementing 20 kV networks was performed. The analysis demonstrated that in Germany, France, Poland and the Scandinavian countries, the transition to 20 kV systems with resistive grounding proved not only feasible but also effective in achieving improved performance, enhanced controllability and reduced failure rates. These international results provided a strong justification for selecting the direction of further research focused on optimising resistive grounding parameters suitable for real-world Ukrainian distribution networks.

**The second chapter** is devoted to the research methodology and describes a structured multi-stage approach that reflects the complexity and interconnection of all analytical, modelling and data-processing procedures. A unified methodological framework was proposed, which integrates detailed simulation of post-fault conditions in MATLAB/Simulink and DIgSILENT PowerFactory with advanced data-analysis algorithms. To efficiently process the large volumes of simulation data, methods of intelligent clustering (such as K-Means, DBSCAN and hierarchical clustering) were employed. A representative dataset was created that includes a broad spectrum of network parameters, network topologies, load characteristics and fault scenarios. Typical single-line-to-ground faults, various overvoltage conditions and protection-

system reactions were systematically identified and analysed.

The rationale for using cluster analysis was comprehensively substantiated. This approach enabled grouping fault scenarios with similar dynamic behaviour and identifying hidden patterns and interdependencies that are not apparent through traditional analysis methods. Through clustering, ranges of grounding resistor values were determined that ensure the stability of operating conditions, correct functioning of protection devices and a robust balance between safety and equipment loading. The proposed method was extensively tested on a wide set of simulated scenarios and formed a theoretical and methodological basis for further development of practical optimisation tools.

**The third chapter** introduces the mathematical model of a typical 20 kV distribution network constructed for this research and presents the results obtained from its simulation-based investigation. The model accounts for the structural peculiarities of both urban and rural distribution networks, parameters of overhead and underground cable lines of various lengths, transformer characteristics, load profiles, and the integration of renewable energy sources or distributed generator units. Using this detailed model, a comprehensive series of numerical experiments was conducted for numerous single-line-to-ground fault scenarios with different grounding resistor values.

Simulation results confirmed that the correct choice of the grounding resistor significantly affects the evolution and severity of fault regimes. When the resistor value falls within the optimal range, ground-fault current amplitudes are notably reduced, transient overvoltages on the healthy phases are effectively limited, and relay protection devices operate reliably without false or missing trips. Comparative analysis demonstrated that intermediate resistance values associated with resistive grounding ensure the best compromise between network reliability and electrical safety. Conversely, very low resistance values lead to excessively high fault currents and potential thermal or dynamic overload of equipment, whereas excessively high resistance values cause hazardous overvoltage stress and make fault detection substantially more difficult.

Cluster analysis of the simulation results allowed identifying well-defined groups of operating modes, each characterized by specific dynamic and protective features. This, in turn, helped accurately define parameter ranges within which the network remains stable. Based on the identified patterns, a decision-support algorithm was developed for selecting the optimal resistor value for a particular distribution network. The algorithm integrates simulation results with clustering techniques, enabling automatic determination of recommended resistance values while accounting for the network's topology, loading patterns and fault behaviour. The proposed algorithm can be integrated into distribution-management and dispatcher control systems (SCADA, ADMS), supporting engineering personnel in real-time decision-making.

**The fourth chapter** develops practical guidelines for implementing the obtained results in the operation of Ukrainian distribution system operators. Particular attention is paid to the integration of the proposed optimisation algorithm within modern Smart Grid infrastructures. An advanced digital-platform architecture was proposed based on the concept of a “digital twin” of a 20 kV distribution network. Equipped with an intelligent clustering module, the digital twin assists in predicting the evolution of emergency situations and initiating preventive control actions. The adoption of such systems enables adaptive adjustment of protection settings in accordance with real-time network conditions, timely configuration changes, or the involvement of energy-storage systems to mitigate the consequences of faults. Implementation of the dissertation's recommendations can significantly enhance operational efficiency, reduce outage frequency and severity, improve the quality of electricity supply, and increase the safety of maintenance personnel. The stages of practical implementation were described, together with compatibility considerations with existing software and hardware infrastructures of modern distribution utilities.

**The scientific novelty** of the work lies in the fact that, for the first time, cluster analysis methods were proposed for optimising neutral grounding parameters of 20 kV distribution networks. An original algorithm was developed for determining the optimal range of resistance for resistive neutral grounding based on the integration of

simulation results with intelligent data analysis. Unlike existing approaches, this algorithm accounts for the specific structure, parameters, and load characteristics of a particular network and automatically identifies a compromise solution that ensures high levels of reliability and safety. The proposed solution forms a methodological basis that can be extended to other voltage levels and integrated into modern network control systems (Smart Grid), expanding the toolbox for managing networks with renewable energy sources.

**The practical significance** of the dissertation results is determined by the possibility of their direct application in the design and operation of distribution networks in Ukraine. The application of the developed neutral resistance selection algorithm enables power companies to optimise the operating conditions of 20 kV networks under real-world circumstances, improve consumer power supply reliability, and reduce the risk of technological disturbances. The proposed approach also contributes to lowering accident rates and equipment damage, limiting dangerous overvoltages and reducing energy losses during single-line-to-ground faults. Importantly, the methodology supports the effective integration of renewable energy sources and energy storage systems into distribution networks, maintaining system stability and controllability under new operating conditions. Certain results of the research have already been implemented in the educational process of the Department of Electrical Networks and Systems at Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute (for updating courses on diagnostics and power network operation), presented at specialised scientific and technical conferences, and published in professional journals. Thus, the conducted research makes a significant contribution to improving the reliability, safety, and efficiency of distribution networks and creates prerequisites for further development of intelligent control systems in power engineering.

**Keywords:** distribution networks, 20 kV voltage, resistive neutral grounding, mathematical modelling, operating parameters, intelligent technologies, fuzzy clustering.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ .....	18
ВСТУП.....	20
1 СУЧАСНИЙ СТАН ТА ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ СИСТЕМ ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛІ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ СЕРЕДНЬОЇ НАПРУГИ .....	27
1.1 Стан та ключові проблеми функціонування розподільних мереж середньої напруги.....	27
1.2 Класифікація режимів роботи та особливостей експлуатації електричних мереж середньої напруги .....	28
1.3 Системи заземлення нейтралі та їх вплив на функціонування мереж середньої напруги .....	31
1.4 Технічні та експлуатаційні характеристики резистивного заземлення нейтралі .....	39
1.5 Міжнародний досвід застосування резистивного заземлення нейтралі в розподільних мережах.....	55
Висновки до розділу 1.....	59
2 МЕТОДОЛОГІЧНІ ПІДХОДИ ДО ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ОПТИМІЗАЦІЇ ПАРАМЕТРІВ РЕЗИСТИВНОГО ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛІ.....	61
2.1 Методи нечіткого кластерного аналізу та можливості їх застосування у дослідженні електричних мереж.....	61
2.2 Метод вибірки параметрів для моделювання та сценарного аналізу.....	67
2.3 Вибір алгоритмів K-Means, DBSCAN та ієрархічної кластеризації для задач оптимізації параметрів резистивного заземлення.....	71
Висновки до розділу 2.....	78
3 ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ ТЕХНОЛОГІЇ КЛАСТЕРНОГО АНАЛІЗУ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ 20 кВ З РЕЗИСТИВНИМ ЗАЗЕМЛЕННЯМ НЕЙТРАЛІ.....	80

3.1 Математична модель розподільної мережі 20 кВ: структура, параметри та верифікація .....	82
3.2 Реалізація алгоритмів на Python: архітектура, ключові модулі та приклади використання .....	89
3.3 Результати моделювання сценаріїв коротких замикань у розрахунковій моделі 20 кВ .....	93
3.4 Результати імітаційного моделювання сценаріїв для міської мережі 20 кВ.....	115
Висновки до розділу 3.....	120
4 ПРАКТИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ТА ІНТЕГРАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ У СИСТЕМИ SMART GRID .....	122
4.1 Адаптація алгоритму кластеризації до систем автоматизованого диспетчерського керування .....	122
4.2 Алгоритм підтримки прийняття рішень для визначення оптимального опору резистора заземлення нейтралі .....	132
Висновки до розділу 4.....	140
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	142
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	145
ДОДАТКИ .....	157

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ**

АДМС	–	Advanced Distribution Management System (система автоматизованого управління розподільними мережами)
АСУ	–	автоматизована система управління
БД	–	база даних
ВДЕ	–	відновлювані джерела енергії
ВН	–	висока напруга;
ДСТУ	–	Державний стандарт України
ЕМС	–	електричні мережі і системи
СН	–	середня напруга
НН	–	низька напруга;
ЕС	–	енергосистема;
КГУ	–	колективний (кооперативний) генераційний учасник
ЛЕП	–	лінія електропередавання;
ПЛ	–	повітряна лінія електропередавання;
РЗА	–	релейний захист та автоматика;
ДГР	–	дугогасний ректор;
КЗ	–	коротке замикання;
МСЗ	–	максимальний струмовий захист;
ОЗЗ	–	однофазне замикання на землю;
ОСР	–	оператор системи розподілу
ПС	–	підстанція;
РП	–	розподільний пункт;
ТЗН	–	трансформатор заземлення нейтралі;
ТП	–	трансформаторна підстанція;
SAIDI	–	System Average Interruption Duration Index (середня тривалість перерв у електропостачанні)
SAIFI	–	System Average Interruption Frequency Index (середня кількість перерв у електропостачанні)

- SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition (система диспетчерського управління і збору даних)
- Smart Grid – інтелектуальна електрична мережа
- IEC – International Electrotechnical Commission (Міжнародна електротехнічна комісія)
- IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers (Інститут інженерів електротехніки та електроніки)

## ВСТУП

Сучасний етап розвитку електроенергетики України характеризується необхідністю підвищення надійності та ефективності роботи розподільних електричних мереж у контексті інтеграції до європейського енергетичного простору та розвитку концепції Smart Grid [1,2].

Функціонування розподільних електричних мереж з ізольованою нейтраллю на сьогодні є проблематичною і суттєво впливає на показники надійності, якості та ефективності роботи об'єднаної енергосистеми України. Сумарна довжина електричних мереж таких класів напруги на теперішній час в Україні складає: 0,4 кВ – 449832 км; 6(10) кВ – 332568 км і має тенденцію до щорічного зростання. За різними оцінками моральна і фізична деградація електрообладнання в електричних мережах складає від 40 до 80 % [3].

В розподільних електричних мереж спостерігається надзвичайно низький рівень автоматизації, дистанційне управління обмежене застосуванням застарілого обладнання в РП (ТП), як правило вимикачі 6(10) кВ мають механічний (пружинний) привід і не можуть бути обладнані телекеруванням, виявлення ОЗЗ займає досить значну частку часу.

Тому на сьогодні проблемним техніко-економічним завданням і ключовим стратегічним напрямом модернізації Об'єднаної Енергосистеми України є перехід з класичної напруги 6 (10) кВ на 20 кВ [1,4].

В переході на вищий клас напруги постає актуальне питання вибору режиму функціонування нейтралі мережі, зокрема, переходу від ізольованого режиму до режиму з резистивним заземленням нейтралі. Вирішення цього питання сприяє зниженню втрат електроенергії, підвищенню пропускної здатності мереж, покращенню умов роботи релейного захисту та автоматизації.

Тому проблема вибору режиму заземлення нейтралі та оптимального опору резистора за резистивного заземлення потребує особливої уваги. Як доведено в низці досліджень [2,4], параметри заземлення безпосередньо визначають величини струмів короткого замикання на землю, рівні перенапруг

на неушкоджених фазах, а також ефективність і селективність роботи захисних пристроїв. Недостатня увага до цього аспекту ускладнює забезпечення належного рівня електробезпеки, підвищує ризики аварій та призводить до додаткових економічних втрат.

У дисертаційній роботі вперше застосовано методи кластеризації для визначення оптимального опору резистора за різних сценаріїв коротких замикань у мережах 20 кВ. Це дозволяє перейти від традиційних статичних підходів до інтелектуальних методів аналізу даних, які враховують різні фактори: від довжини та завантаження ліній до характеру коротких замикань і реальних режимів роботи мережі. Таким чином, було доведено доцільність інтеграції кластерних алгоритмів у практику розрахунків і керування режимами електричних мереж.

З огляду на завдання цифрової трансформації енергетики та впровадження Smart Grid-рішень, дослідження, виконане у роботі, є своєчасним і практично значущим. Воно відповідає потребам модернізації української електроенергетики, враховує сучасні виклики, включаючи інтеграцію відновлюваних джерел енергії та зростаючу роль систем автоматизованого управління, таких як SCADA та PowerFactory. Отримані результати створюють науково обґрунтовану базу для прийняття практичних рішень в умовах переходу на новий клас напруги та інтеграції до європейських стандартів.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами, грантами.**

Дослідження за темою дисертаційної роботи виконувалися на кафедрі електричних систем та мереж Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» за наступною ініціативною темою: «Режими роботи електричної мережі з резисторним заземленням нейтралі», державний реєстраційний номер № 0123U100891.

**Метою дисертаційної роботи** є розроблення методів та моделей визначення оптимального опору резистора за резистивного заземлення нейтралі у розподільних мережах 20 кВ із використанням сучасної математичної теорії кластеризації, що створює умови для покращення режимів роботи шляхом

підвищення рівня автоматизації електричної мережі з нормалізацією параметрів якості електричної енергії.

Для досягнення поставленої мети в дисертаційній роботі вирішуються такі задачі:

- аналіз сучасного стану розвитку розподільних електричних мереж України та доведено необхідність переходу з класу напруги 6(10) кВ на 20 кВ для зниження втрат і підвищення пропускної здатності;

- дослідження режимів заземлення нейтралі в мережах середньої напруги та обґрунтування переваг резистивного заземлення з оптимальним підбором опору;

- розроблення математично-розрахункової моделі мереж 20 кВ у середовищах MATLAB/Simulink та DIgSILENT PowerFactory для аналізу струмів замикання на землю, перенапруг і селективності роботи релейного захисту;

- розроблення методики кластеризації сценаріїв коротких замикань із застосуванням алгоритмів K-Means, DBSCAN та ієрархічного кластерного аналізу для виділення оптимальних робочих зон;

- синтез алгоритму розрахунку оптимального опору резистора на основі результатів кластеризації та підтверджено його ефективність на прикладах тестових і реальних мереж;

- проведення порівняльного аналізу сценаріїв (ізольована нейтраль, резистивне заземлення з різними значеннями опору, інтеграція КГУ) та формування рекомендацій щодо практичного застосування;

- розроблення схеми інтеграції алгоритму в системи автоматизованого управління, що забезпечує практичну реалізацію результатів у рамках Smart Grid.

*Об'єкт дослідження* – розподільні електричні мережі напругою 20 кВ.

*Предмет дослідження* – методи і математичні моделі оцінювання режимних параметрів розподільних мереж напругою 20 кВ з резистивним заземленням нейтралі.

Для досягнення мети та виконання поставлених задач у дисертаційній роботі застосовано такі методи дослідження:

– методи математичного моделювання – для побудови імітаційних моделей розподільних мереж у MATLAB/Simulink та DIgSILENT PowerFactory, що дозволили відтворити режими коротких замикань, перенапруги та роботу релейного захисту;

– методи статистичного аналізу – для обробки результатів моделювання та формування узагальнених показників роботи мереж;

– методи машинного навчання, зокрема кластеризації (K-Means, DBSCAN, ієрархічний аналіз) – для виявлення закономірностей у розподілі результатів та визначення оптимальних робочих зон значень опору;

– порівняльний аналіз – для зіставлення результатів при різних сценаріях заземлення нейтралі, а також для підтвердження достовірності та стійкості висновків;

– системний підхід – для обґрунтування практичної інтеграції розробленого алгоритму у системи управління типу SCADA та Smart Grid.

Застосування вказаних методів дозволило отримати комплексні результати, які поєднують теоретичні розрахунки, імітаційне моделювання та інтелектуальний аналіз даних, забезпечуючи як наукову новизну, так і практичну цінність проведеного дослідження.

### **Наукова новизна отриманих результатів полягає у наступному:**

1. Вперше розроблено та науково обґрунтовано метод визначення оптимального діапазону опору резистора заземлення нейтралі мережі 20 кВ на основі нечіткої кластеризації режимних параметрів мережі, що створює умови для покращення режимів роботи шляхом підвищення рівня автоматизації та безпечної експлуатації електричної мережі, забезпеченням надійного відключення при ОЗЗ, зменшенням операційних витрат на обслуговування та нормалізацією параметрів якості електричної енергії.

2. Запропоновано метод підготовки та структурування вхідної вибірки для кластеризації параметрів електричної мережі, що дозволило об'єктивно виявити критичні діапазони у багатовимірному аналізі режимних параметрів, за яких порушується нормальне функціонування обладнання.

3. Розроблено імітаційну модель для дослідження електричних мереж напругою 20 кВ, які функціонують в режимі з резистивним заземленням нейтралі для різних сценаріїв коротких замикань, що дозволило відтворювати реальні режимні параметри роботи мережі, які відображають перенапругу, струми однофазного короткого замикання та вплив параметрів автономної генерації, взаємопов'язаних з опором заземлення нейтралі

4. Розроблено розрахунковий підхід для визначення оптимального діапазону опору резистора заземлення нейтралі шляхом інтеграції імітаційного моделювання та методів машинного навчання, що на відміну від традиційних розрахункових методів, де аналіз здійснювався для окремих випадків коротких замикань, дає змогу сформувати оптимальний діапазон можливих значень опорів заземлення, що забезпечує як чутливість і надійність релейного захисту, так і обмеження перенапруг на неушкоджених фазах.

5. Запропоновано архітектуру інтелектуального модуля «цифрового двійника» розподільної мережі 20 кВ оснащеного інтелектуальним модулем кластерного аналізу для підтримки прийняття рішень, що передбачає багаторівневу структуру з підсистем збору даних, кластеризації, логіки прийняття рішень, інтеграційного інтерфейсу та користувацького візуального середовища, який на відміну від існуючих полягає у поєднанні результатів імітаційного моделювання та кластерного аналізу з практичними інструментами SCADA та PowerFactory і дозволяє в умовах Smart Grid автоматизувати процес вибору параметрів опору заземлення нейтралі у реальному часі.

#### **Практичне значення отриманих результатів:**

Результати отримані в дисертації спрямовані на:

– використання метода визначення оптимального діапазону опор резистора заземлення нейтралі мережі 20 кВ на основі нечіткої кластеризації режимних параметрів в енерговузлах ДТЕК «Київські регіональні мережі». Використання кластеризації дозволяє скоротити кількість необхідних розрахунків і забезпечити визначення оптимального діапазону опорів, що підвищує ефективність роботи релейного захисту та надійність мережі;

– апробацію методів кластерного аналізу режимних параметрів, який може бути інтегрований у системи автоматизованого управління електричними мережами (SCADA, EMS, DIgSILENT PowerFactory). Його застосування дозволяє диспетчерам і інженерам оперативно отримувати рекомендації щодо оптимального опору резистора в режимі реального часу, що скорочує час прийняття рішень та знижує ризики неправильного налаштування;

– розроблення прототипу інтелектуального модуля підтримки прийняття рішень може бути використаний як основа для створення цифрових двійників розподільних мереж у рамках концепції Smart Grid. Інтеграція модуля у SCADA та PowerFactory забезпечує можливість не лише моделювати та аналізувати аварійні режими, але й формувати практичні рекомендації для оперативного персоналу з урахуванням реальних параметрів мережі.

Результати, отримані в дисертації, використовуються в навчальному процесі та при виконанні кваліфікаційних та науково-практичних робіт магістрів кафедри електричних мереж та систем факультету електроенерготехніки та автоматики КПІ ім. Ігоря Сікорського.

**Особистий внесок здобувача.** Усі результати, що становлять основний зміст дисертаційної роботи, отримано авторкою самотійно. У роботах, опублікованих у співавторстві, здобувачці належать: постановка й формалізація наукових завдань, розроблення математичних моделей режимів мережі 20 кВ, побудова імітаційних сценаріїв, виконання розрахунків струмів однофазних замикань та перенапруг, оброблення отриманих даних, класифікація результатів, аналіз впливу опору нейтрального резистора на режимні параметри мережі, підготовка текстів публікацій та формулювання висновків. Здобувачка забезпечила наукову узгодженість отриманих результатів та їх застосування в дисертаційній роботі. Особистий внесок у співавторських публікаціях конкретизується так: [1] – розроблено математичну модель мережі 20 кВ з накопичувачами енергії та проведено аналіз їхнього впливу на стійкість і якість напруги. [2] – сформовано критерії мінімізації струмів замикання на землю та перенапруг шляхом оптимізації параметрів мережі. [3] – досліджено вплив

параметрів резистора на режими однофазних замикань. [4] – проведено порівняння різних значень опору резистора та оцінено їхній вплив на струми короткого замикання, перенапруги і роботу релейного захисту. [5] – виконано аналітичний огляд стану впровадження мереж напругою 20 кВ в Україні та обґрунтовано переваги резистивного заземлення нейтралі. [6] – систематизовано типи резисторів заземлення нейтралі та сформовано критерії їх вибору для мереж 20 кВ. [7] – проаналізовано схеми резистивного заземлення нейтралі та особливості побудови мережі 20 кВ. [8] – досліджено можливості застосування методів нечіткого кластерного аналізу для задач керування параметрами мереж 20 кВ. [9] – змодельовано інтеграцію систем накопичення енергії у розподільні мережі. [10] – розроблено математичні моделі схем підключення нейтрального резистора в мережі 20 кВ та обґрунтовано вибір оптимальної схеми. [11] – визначено вплив діапазону значень опору резистора заземлення нейтралі на режимні параметри мережі.

**Апробація матеріалів дисертації.** Основні положення, наукові й практичні результати дисертаційної роботи доповідалися і обговорювалися на: науковій конференції «Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики» (Київ, 2023 р.) – доповідь на тему «Введення джерел накопичення електроенергії у розподільні мережі України»; науковій конференції «Аспірантські читання імені професора Артура Веніаміновича Праховника» (КПІ ім. Ігоря Сікорського, Київ, 2025 р.) – представлено результати щодо алгоритмів кластеризації в управлінні електричними мережами.

**Структура та обсяг дисертації.** Дисертаційна робота складається із вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел (109 найменувань) і 4 додатків. Основний зміст викладений на 156 сторінках друкованого тексту, містить 16 рисунків і 17 таблиць. Загальний обсяг дисертації – 186 сторінок.

# 1 СУЧАСНИЙ СТАН ТА ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ СИСТЕМ ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛІ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ СЕРЕДНЬОЇ НАПРУГИ

## 1.1 Стан та ключові проблеми функціонування розподільних мереж середньої напруги

Розподільні електричні мережі середньої напруги (від 6 до 35 кВ) є важливою складовою електроенергетичних систем України та більшості країн світу. Саме вони забезпечують передачу електричної енергії від підстанцій до безпосередніх споживачів, включаючи промислові підприємства, об'єкти критичної інфраструктури та житловий сектор. Станом на сьогодні, мережі середньої напруги в Україні зазнають значного впливу як внутрішніх викликів, так і глобальних тенденцій трансформації енергетичного сектору.

Одна з ключових особливостей сучасного етапу — це зношеність інфраструктури. За даними НКРЕКП, понад 65% ліній електропередач 6(10) кВ експлуатуються понад 30 років, що значно перевищує нормативний строк служби, призводить до підвищення втрат електроенергії, зростання кількості аварій та перебоїв у постачанні [9].

У той самий час, спостерігається поступовий перехід до побудови інтелектуальних енергетичних систем (Smart Grid), які передбачають інтеграцію автоматизованих систем керування, впровадження цифрових технологій, використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), накопичувачів енергії та засобів активного управління навантаженням [6,7,8]. У таких умовах питання надійності, адаптивності та гнучкості мереж стають критично важливими.

Однією з найбільш актуальних проблем є підвищення ефективності функціонування мереж у режимах аварій, особливо при однофазних замиканнях на землю (ОЗЗ). Проблема ускладнюється тим, що традиційні підходи до заземлення нейтралі (ізольоване або глухозаземлене виконання) в умовах сучасних викликів виявляються малоефективними: зростають перенапруги, знижується чутливість релейного захисту, ускладнюється локалізація ушкоджень.

У відповідь на ці проблеми дедалі більшої популярності набуває резистивне заземлення нейтралі трансформаторів, особливо в діапазоні опорів 50–200 Ом. Такий підхід дозволяє зменшити струм замикання до контрольованого рівня, одночасно знижуючи перенапруги і підвищуючи селективність релейного захисту [10–12]. Проте залишається відкритим питання — як обрати оптимальне значення опору заземлення з урахуванням параметрів конкретної мережі, особливостей її топології, навантаження, та наявності ВДЕ. У більшості чинних нормативів (наприклад, ДСТУ EN 50522:2014, ІЕС 60071-2) відсутні універсальні алгоритми або критерії адаптивного налаштування резистивного заземлення [13,14].

Особливої актуальності набувають методи імітаційного моделювання, а також інструменти штучного інтелекту та кластерного аналізу. Наприклад, алгоритми K-Means та DBSCAN дозволяють аналізувати великі масиви параметрів аварійних режимів, формувати типові класи аварій та здійснювати обґрунтований вибір параметрів захисту і заземлення [15–17]. Такі підходи вже використовуються в енергетичних компаніях ЄС, США та Китаю в рамках концепції Smart Grid [18].

У підсумку, електричні мережі середньої напруги перебувають на етапі трансформації. Поєднання зношеної інфраструктури з новими викликами цифровізації вимагає розробки адаптивних технічних рішень, зокрема щодо заземлення нейтралі. Це формує наукову та практичну основу для дослідження, яке проводиться в межах даної дисертації.

## **1.2 Класифікація режимів роботи розподільних електричних мереж**

За умовами експлуатації розрізняють два принципово різних режими роботи електричних мереж – *нормальний режим та післяаварійний режим*. У нормальному режимі мережа працює при відсутності ушкоджень: напруга та струми знаходяться в межах номінальних значень, фідери рівномірно навантажені, а нейтраль трансформатора, як правило, знаходиться поблизу потенціалу землі (залежно від схеми її заземлення). В цьому режимі якість електроенергії (рівень напруги, частота, показники симетрії напруг) визначається режимом генерації та розподілу потужності, і правильно обрана схема заземлення нейтралі не проявляє

себе явно під час штатної роботи. Проте вибір схеми заземлення створює передумови для поведінки мережі при переході до аварійних станів, зокрема визначає рівні перенапруг і струмів при замиканнях.

*Післяаварійні режими в мережах середньої напруги* – це стани, пов’язані з появою пошкоджень або ненормальних умов, найпоширенішими з яких є короткі замикання. Зокрема, розрізняють: однофазні замикання на землю, двофазні короткі замикання (фаз між собою) та трифазні короткі замикання. Найбільш розповсюдженим видом аварій в розподільних мережах 6–35 кВ є ОЗЗ – торкання однієї фази до землі або до заземлених конструкцій. За статистикою, такі ушкодження складають понад 80% всіх аварійних ситуацій у мережах середньої напруги [10,11,12]. Це пояснюється тим, що ізоляція фаз на клас напруг 6–35 кВ часто працює в умовах впливу навколишнього середовища (особливо у повітряних ЛЕП), а пробої ізоляції здебільшого відбуваються на землю. Інші види коротких замикань – міжфазні та багатофазні – трапляються рідше (сукупно ~20% випадків) і зазвичай мають більш важкі наслідки, проте їх ймовірність нижча завдяки більшій міцності ізоляції між фазами та конструктивним відстаням між проводами.

Характер аварійного режиму та наслідки пошкодження значною мірою залежать від схеми нейтралі мережі. Однофазне замикання у мережі з ізольованою нейтраллю відрізняється від аналогічного замикання у мережі з глухозаземленою нейтраллю за величиною струму, тривалістю протікання аварійного струму, рівнем перенапруг на непошкоджених фазах тощо. В загальному випадку аварійні режими можна класифікувати за глибиною та важкістю впливу на мережу таким чином:

- *Легкі післяаварійні режими* – однофазні замикання на землю в мережах з малим струмом замикання. Характеризуються відносно невеликим струмом ушкодження та можуть деякий час толеруватися системою без негайного вимкнення пошкодженої ділянки. Наприклад, у мережі з ізольованою або компенсованою нейтраллю струм ОЗЗ становить лише кілька ампер, тож мережа може працювати годинами з таким замиканням, поки його не буде ліквідовано

планово. Однак при цьому існує ризик перенапруг і повторних ушкоджень, якщо замикання не усунути.

- *Важкі післяаварійні режими* – замикання на землю у мережах з великим струмом або багатофазні короткі замикання. В цих умовах виникають значні струми пошкодження (десятки, сотні і більше ампер), що призводить до теплового та електродинамічного впливу на обладнання і вимагає швидкодіючого захисту. Наприклад, при двофазному чи трифазному короткому замиканні струм обмежується лише імпедансом джерел та мережі і може досягати тисяч ампер, відключення повинно відбутися за десятки мілісекунд. Однофазне замикання в мережі з глухо або резистивно заземленою нейтраллю також створює великий струм (від десятків до сотень ампер), тому такі аварії належать до важких і потребують відключення за секунди чи менше, щоб знизити ризик пошкодження кабелів, виникнення пожежі або небезпеки ураження електричним струмом персоналу.

Таким чином, за тривалістю допустимої роботи мережі після виникнення аварії можна виділити: аварії з допустимою пролонгацією живлення (ОЗЗ при малих струмах, коли мережа може певний час працювати з замиканням) та аварії з необхідністю негайного відключення (ОЗЗ при великих струмах або міжфазні КЗ, що потребують миттєвої ліквідації). У сучасних умовах переважна більшість розподільних мереж України працює з ізольованою нейтраллю трансформаторів, що дозволяє не відключати лінію при разовому ОЗЗ і підтримувати електропостачання споживачів до усунення замикання. Проте така компромісна стратегія супроводжується значними перенапругами на непошкоджених фазах (до 1,73 номінальної фази), які збільшують імовірність розвитку аварії (виникнення повторного дугового пробоя на землю, вже з двофазним замиканням) [12,19]. Крім того, малий струм ОЗЗ (порядку одиниць ампер) ускладнює роботу релейного захисту – для детектування замикання потрібні високочутливі напрямні або дистанційні захисти, а пошук місця пошкодження є нетривіальним завданням.

Для підвищення надійності роботи мереж в післяаварійних режимах застосовують альтернативні схеми заземлення нейтралі, що змінюють параметри аварії. Наприклад, увімкнення дугогасного реактора (компенсація ємнісного струму) або резистора в нейтраль трансформатора дозволяє зменшити перенапруги та забезпечити контрольований струм замикання. Вибір оптимального режиму заземлення нейтралі є важливим інженерним завданням, яке визначає баланс між вимогами безперервності електропостачання, електробезпеки та мінімізації пошкоджень під час аварій. Наступні підрозділи присвячені детальному огляду типів заземлення нейтралі в розподільних мережах, їх порівнянню, а також аналізу особливостей резистивного заземлення як перспективного рішення для мереж 20 кВ.

### **1.3 Системи заземлення нейтралі та їхній вплив на параметри роботи розподільних мереж середньої напруги**

Режим заземлення нейтралі трансформатора визначає умови протікання струмів ОЗЗ, рівень перенапруг, надійність роботи релейного захисту та електробезпеку. Вибір конкретної схеми регламентується міжнародними стандартами IEC 60071-2:2018 [11], IEEE Std 142-2007 [10], національними нормами (ДСТУ EN 50522:2014 [14]) та технічними вимогами операторів систем розподілу.

*Ізольований режим заземлення нейтралі.* У цьому режимі нейтраль трансформатора не підключена безпосередньо до контуру заземлення (через що такий режим інколи називають незаземленою або ізольованою нейтраллю). При однофазному замиканні на землю струм протікає лише через ємнісні провідності ліній від двох незамкнених фаз до землі. Такий струм є невеликим: для мереж 6–35 кВ він зазвичай становить 5–30 А, залежно від загальної ємності кабелів і повітряних ліній відносно землі [19]. Низька величина струму ОЗЗ є перевагою ізольованої нейтралі, оскільки дозволяє мережі продовжити роботу навіть за наявності замикання – аварійний режим слабо впливає на споживачів у перші моменти. Це особливо важливо для об'єктів, де критична безперервність

електроживлення (промислові технологічні процеси, об'єкти зв'язку тощо). Оператор мережі може не вимикати лінію одразу після появи ОЗЗ, даючи час на планове переключення чи визначення місця пошкодження. Недоліком ізольованого режиму є високі перенапруги на непошкоджених фазах – теоретично напруга двох здорових фаз відносно землі зростає до лінійної ( $\approx 1,73 U_{\phi}$ ) [19]. Це ставить під удар ізоляцію обладнання: якщо дефектна ізоляція була в одній фазі, то під час тривалої роботи з замиканням може відбутися пробій в іншій фазі через підвищену напругу. Таким чином, ізольована нейтраль підвищує ймовірність розвитку однофазної аварії в більш небезпечну двофазну. Також малий струм ускладнює селективність захисту – відсутність значного струмового сигналу потребує застосування чутливих напрямних або дистанційних схем захисту. Ізольоване заземлення нейтралі традиційно застосовується в розгалужених сільських мережах Європи (Німеччина, Польща тощо), де припустима тривала робота з ОЗЗ та пріоритетом є забезпечення живлення споживачів [12,20]. В Україні переважна більшість мереж 6(10) кВ також мають ізольовану нейтраль, успадковану від радянської практики, проте для перспективних мереж 20 кВ розглядається перехід на інші режими заземлення з огляду на підвищені вимоги до надійності.

*Компенсований режим заземлення нейтралі* передбачає підключення до нейтралі спеціального індуктивного реактора (дугогасного реактора Петерсена), індуктивний струм якого компенсує ємнісний струм замикання. При правильному налаштуванні досягається значне зниження повного струму однофазного замикання – до 2–5 А, тобто практично до нуля [20]. Компенсований режим поєднує в собі переваги ізольованого (малі струми ОЗЗ, можливість тривалої роботи мережі з одиночним замиканням) та водночас зменшує перенапруги на непошкоджених фазах. Залишковий струм в кілька ампер часто недостатній для підтримки стійкої дуги в місці пошкодження – вона самогасне, якщо замикання носить дуговий характер. Перевага цього режиму – підвищення електробезпеки і зменшення термічного впливу на місце ушкодження, адже практично відсутній струм, що виділяв би тепло на точці замикання. Недоліком є складність практичної

реалізації: реактор потребує налаштування на повну компенсацію ємнісного струму мережі, а цей параметр змінюється зі зміною конфігурації мережі (вмикання/вимикання ліній, сезонні коливання ємності через погодні умови). Налаштування дугогасних реакторів повинно регулярно коригуватися, що ускладнює експлуатацію. Якщо компенсація неточна (реактор недокомпенсує або перекомпенсує ємнісний струм), то користь знижується – виникає або залишковий струм, або надлишкова індуктивна складова, що може викликати ферорезонансні явища. Попри це, компенсоване заземлення нейтралі широко використовується у країнах Західної Європи, зокрема у Франції, Швеції, Фінляндії, особливо в протяжних мережах з переважно повітряними лініями [20]. У таких мережах головним пріоритетом є мінімізація струму замикання на землю та недопущення пожеж (актуально для лісистих регіонів), що і забезпечує петурсенівський реактор. В сучасній практиці також з'явилися гібридні компенсуючі пристрої – наприклад, система Petersen coil with bypass, де в нормі працює компенсація, але на час аварії до нейтралі може додатково підключатися резистор або активний інжектор струму для тимчасового збільшення струму замикання з метою селективного спрацьовування релейного захисту та швидкого гасіння дуги [12,28]. Такі рішення намагаються об'єднати плюси компенсації та резистивного заземлення, особливо в складних мережах, топологія яких часто змінюється.

*Резистивний режим заземлення нейтралі* передбачає підключення до нейтралі резистора певного номіналу (нейтрального заземлювального резистора, РЗН). Через цей резистор у разі однофазного замикання на землю протікає струм, величина якого визначається опором (чим менший опір – тим більший струм) і напругою нейтралі. У правильно спроектованому резистивному режимі струм ОЗЗ обирається суттєво більшим за ємнісний струм мережі – приблизно в 3–10 разів, – але одночасно обмеженим до безпечного для обладнання рівня [23]. Фактично резистор “гасить” перенапругу нейтралі, пропускаючи через себе струм і не даючи напрузі непошкоджених фаз сильно зрости. Перевагою резистивного заземлення є те, що струм замикання набуває значення, достатнього для спрацьовування простих

струмових реле та швидкої ліквідації аварії, – на відміну від ізольованої нейтралі, де струм замалий для спрацювання максимального струмового захисту. Одночасно, резистор обмежує струм до визначеної величини (десятки або сотні ампер), яка набагато менша за струм при глухозаземленій нейтралі. Це зменшує теплові і динамічні пошкодження у місці короткого замикання та знижує ризик виникнення пожежі, а також зменшує аварійні перенапруги до мінімуму – напруга на неушкоджених фазах при замиканні, як правило, не перевищує  $1,1-1,3 U_{\phi}$  (проти  $1,73 U_{\phi}$  при ізольованій нейтралі) [12]. Отже, резистивний режим забезпечує компроміс між ізольованою та глухозаземленою нейтраллю: струм замикання достатній для селективного захисту, але обмежений для запобігання руйнівним наслідкам. Недоліки резистивного заземлення пов'язані з необхідністю додаткового обладнання і правильного вибору його параметрів. В першу чергу, резистор вносить у мережу активні втрати під час замикання – вся енергія аварійного режиму виділяється у резисторі у вигляді тепла. Тому РЗН має бути розрахований на достатню потужність та стійкість до нагріву протягом часу, поки аварія не буде відключена (зазвичай 1–2 секунди або до 10–30 секунд максимум) [24,27]. Це ускладнює конструкцію і підвищує вартість: резистор великої потужності займає додаткове місце на підстанції, потребує систем охолодження або має бути здатен витримувати високі температури. Інша проблема – якщо опір резистора обрано надто малим (низькоомне заземлення), то струм ОЗЗ буде надто великий, наближаючись до умов глухого замикання, що нівелює переваги й створює перевантаження для обладнання. Якщо ж опір занадто великий (високоомний режим), то струм може виявитися недостатнім для надійного спрацювання захисту, особливо на віддалених кінцях ліній, тобто система працюватиме подібно до ізольованої нейтралі. Таким чином, резистивне заземлення потребує оптимізації опору – його слід вибрати настільки низьким, щоб забезпечити селективність захисту, але водночас не нижчим, ніж це потрібно для обмеження пошкоджень і дотримання вимог безпеки. Цей компроміс – одне з ключових питань, яке вирішується під час проектування.

Резистивний режим заземлення нейтралі набув широкого застосування у багатьох країнах для мереж середньої напруги з високою щільністю навантаження. Зокрема, у США, Канаді, Австралії в міських і промислових розподільних мережах стандартом де-факто є саме низькоомне заземлення нейтралі [12],[23]. Воно дозволяє звести до мінімуму час ліквідації аварій та поліпшити показники надійності електропостачання (SAIDI, SAIFI) завдяки селективному відключенню тільки пошкодженого фідера. Водночас у розгалужених мережах з невеликою концентрацією споживачів та великими відстанями (сільська місцевість) резистор може бути менш доцільним через відносно великі втрати в місці аварії – там перевагу віддають компенсації або ізоляції нейтралі [12]. Резистивний режим також рекомендується в мережах, де важлива пожежна безпека та зменшення іскріння під час замикань (наприклад, у районах з високою пожежною небезпекою, що актуально для австралійських мереж [12],[29]). Детальні технічні особливості та сфери застосування резистивного заземлення будуть розглянуті глибше в підрозділі 1.4.

*Глухозаземлена нейтраль* (жорстке заземлення нейтралі) передбачає безпосереднє приєднання нейтралі до землі (через провідник з незначним опором). Фактично, точка нейтралі жорстко “заземлена”, і при однофазному короткому замиканні струм обмежується лише опорами фази, що замкнулась, та параметрами джерел енергії. Струм ОЗЗ у цьому випадку є дуже високим, порівнянним зі струмом трифазного короткого замикання (для мереж 6–20 кВ це можуть бути сотні або тисячі ампер залежно від потужності підстанції). Такий великий струм має як переваги, так і суттєві недоліки. Головна перевага глухозаземленої нейтралі – максимальна простота та селективність захисту: навіть звичайні максимальні струмові реле легко виявляють замикання на землю по значному приросту струму і відключення ушкодженої ділянки відбувається миттєво (за 0,1–0,2 с або швидше). Перенапруги на непошкоджених фазах при цьому мінімальні (нейтраль знаходиться на землі, тож потенціал двох інших фаз практично не росте вище фазної напруги, тобто перенапруга  $\approx 0$ ) [19]. Отже, ризик пробою ізоляції під час

однофазного КЗ мінімізується. Недоліки жорсткого заземлення пов'язані з тими ж самими великими струмами: такий режим вимагає, щоб все обладнання (кабелі, перемикачі, роз'єднувачі) були розраховані на протікання повного струму КЗ на землю. Тепловий вплив на місце пошкодження є максимальним – якщо замикання відбулося через дугу, то висока енергія дуги може спричинити пожежу або вибух обладнання, особливо в замкнутому просторі (наприклад, у комплектних розподільних пристроях). Крім того, при глухозаземленій нейтралі обов'язково потрібне негайне вимкнення пошкодженого фідера, адже залишати мережу в роботі з таким КЗ не можна (не лише через пошкодження обладнання, а і через небезпеку ураження струмом – дотикові напруги на землі поблизу місця аварії можуть бути смертельно небезпечними). Таким чином, глухозаземлений режим не забезпечує безперервності живлення – навіть при одному замиканні на землю відбувається вимкнення споживачів на ушкодженій ділянці. В мережах середньої напруги загального призначення (розподільних) такий режим застосовується рідко, оскільки прийнятніше локалізувати аварію без знеструмлення великих зон. Натомість глухозаземлену нейтраль використовують переважно у високовольтних мережах та деяких спеціалізованих промислових системах 6–35 кВ, де критично швидке вимкнення навіть найменшого замикання і допустиме миттєве відключення навантажень. Наприклад, в електричних установках з вибухонебезпечними середовищами (шахти, хімічні виробництва) жорстко заземлена нейтраль гарантує відсутність довготривалої іскри, проте за межами таких спеціальних випадків вона не є оптимальною через ударний характер аварійного режиму.

Для систематизації впливу різних схем заземлення нейтралі на роботу мережі можна порівняти їх за ключовими показниками: величиною струму при однофазному замиканні на землю, рівнем перенапруг на непошкоджених фазах, здатністю забезпечити селективну роботу релейного захисту, складністю реалізації схеми та допустимим часом роботи мережі з замиканням до його відключення. В таблиці 1.1 зведено якісну порівняльну оцінку зазначених параметрів для чотирьох розглянутих режимів.

Таблиця 1.1 – Порівняльна оцінка впливу режимів заземлення нейтралі

Режим заземлення	Струм ОЗЗ	Перенапруга на неушкоджених фазах	Селективність захисту	Складність реалізації	Допустимий час роботи при ОЗЗ
Ізольований	Низький (5–30 А)	Висока (до 1,73 $U_{\phi}$ )	Низька	Низька	Високий (години–доба)
Компенсований	Дуже низький (2–5 А)	Середня ( $\approx 1,3$ – $1,5 U_{\phi}$ )	Низька–середня	Висока	Високий (години)
Резистивний	Середній (20–200 А)	Низька ( $\approx 1,1$ – $1,3 U_{\phi}$ )	Висока	Середня	Низький (секунди–хвилини)
Глухий	Високий (>500 А)	Дуже низька ( $\approx 1,0 U_{\phi}$ )	Дуже висока	Низька	Дуже низький (миттєво)

Як видно з табл. 1.1, ізольована та компенсована нейтраль забезпечують мінімальні струми замикання і дозволяють тривалу роботу мережі з однофазним КЗ, але ціною високих перенапруг і низької чутливості захисту. Глухозаземлена нейтраль – протилежний випадок: струми максимальні, захист найпростіший і швидкодіючий, однак мережа фактично не може підтримувати живлення при такій аварії, а устаткування зазнає сильного ударного впливу. Резистивне заземлення займає проміжне положення, поєднуючи в собі помірний струм (десятки чи сотні ампер), що достатній для роботи захистів, і обмеження перенапруг. Допустимий час існування однофазного замикання в резистивній схемі вимірюється секундами – цього достатньо для селективного відключення саме аварійного фідера без знеструмлення всієї підстанції. При цьому інші фідери, не уражені коротким замиканням, продовжують живлення споживачів (на відміну від глухозаземленої схеми, де часто спрацьовує групове відключення або знижується напруга у всій мережі).

Міжнародний досвід показує, що вибір режиму заземлення нейтралі залежить від топології мережі, щільності навантаження та вимог до надійності. Наприклад, E.ON (Німеччина) та EDF (Франція) застосовують ізольовані й

компенсовані режими у сільських мережах з довгими повітряними лініями, тоді як Pacific Gas and Electric (США) та Ausgrid (Австралія) впроваджують резистивне заземлення у міських і промислових мережах.

Для наочності на рис. 1.1 наведено розподіл частоти використання різних режимів заземлення нейтралі у вибраних країнах світу [4].

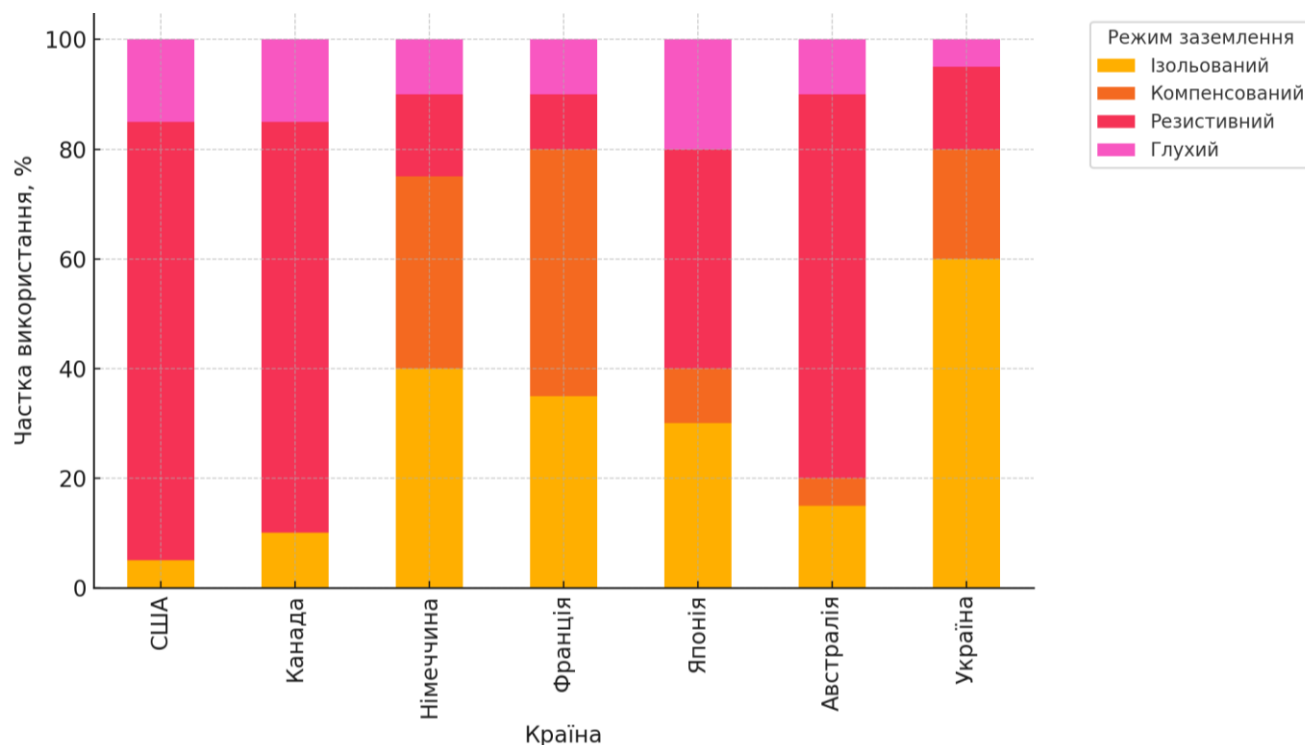


Рисунок 1.1 – Частота використання різних режимів заземлення нейтралі у світі

З аналізу видно, що у розріджених сільських мережах з довгими ЛЕП, де головне – уникнути відключень при одиночних аваріях, історично використовують ізольовану або компенсовану нейтраль (такі приклади дають, зокрема, німецький оператор E.ON та французький EDF у своїх розподільних мережах) [12]. Натомість у густонаселених міських агломераціях та промислових районах багато операторів переходять до резистивного заземлення, щоб покращити селективність захисту і знизити ризик повторних аварій. Так, компанія Pacific Gas and Electric (PG&E) у США вже багато десятиліть впроваджує низькоомне заземлення нейтралі на рівнях 12–21 кВ, аналогічно діють оператори в Канаді та Австралії [23,25]. В Україні ж історично переважає ізольована нейтраль у мережах 6–35 кВ, що обумовлено

вимогами старих нормативів і відносно невеликою ємністю наших мереж. Проте перехід на клас напруги 20 кВ та необхідність покращення показників надійності ставлять питання доцільності впровадження резистивного заземлення нейтралі. Подальші підрозділи присвячені резистивному режиму: його технічним особливостям, перевагам і недолікам, а також огляду стандартів і методик розрахунку, необхідних для обґрунтування параметрів резистора в мережі 20 кВ.

#### **1.4 Технічні та експлуатаційні аспекти застосування резистивного заземлення нейтралі**

У даному режимі до нейтралі трансформатора під'єднується резистор опором  $R_N$ . При нормальній роботі мережі через цей резистор струм не протікає (нейтраль у збалансованому режимі знаходиться близько до потенціалу землі). Але якщо відбудеться однофазне замикання на землю, схема замикання міститиме резистор  $R_N$  між нейтраллю і землею: через нього потече струм із двох здорових фаз на землю, замикаючись через ємності мережі, а з пошкодженої фази – безпосередньо до землі (через місце замикання). Величина цього струму приблизно визначається відношенням фазної напруги  $U_\phi$  до опору резистора:  $I_{O33} \approx U_\phi / R_N$ . Водночас струм через ємності двох інших фаз дорівнює ємнісному струму мережі  $I_C$  (який існував би в ізольованій мережі). Щоб резистивний режим був ефективним, необхідно виконати дві умови: (1) струм замикання  $I_{O33}$  має суттєво перевищувати ємнісний струм  $I_C$  (щоб дуга не горіла за рахунок ємнісного струму і щоб спрацювали струмові реле); (2) струм  $I_{O33}$  повинен бути обмежений до рівня, безпечного для обладнання та мережі (щоб не завдати надмірних пошкоджень, як при глухому КЗ). Згідно з інженерними рекомендаціями стандартів IEEE Std 32-1972 та IEEE 142-2007 (так званої “Зеленої книги”), ця компромісна умова досягається при співвідношенні  $I_{O33} \approx (3 \dots 10) \cdot I_C$ , тобто вибір  $R_N$  орієнтують на струм, у 3–10 разів більший за ємнісний струм конкретної мережі [10][23]. З практичного погляду для розподільних мереж 6–35 кВ це означає номінальний струм резистора в діапазоні кілька десятків – кілька сотень ампер. Наприклад, якщо сумарний ємнісний струм мережі 20 кВ становить 10 А, доцільно обрати резистор з таким опором, щоб струм

ОЗЗ був  $\sim 50\text{--}100$  А. При фазній напрузі 11,55 кВ (для 20 кВ мережі) це відповідає опору резистора  $R_N \approx 115\text{--}230$  Ом. Діапазон  $I_{\text{ОЗЗ}} = 20\text{--}200$  А найчастіше згадується в літературі та нормативних документах як оптимальний для мереж середньої напруги [23]. Слід зазначити, що ці значення можуть коригуватися залежно від топології: для дуже коротких кабельних мереж може бути достатнім і 20–50 А, тоді як для розгалужених міських систем 6(10) кВ з великими ємностями застосовують резистори на 100–200 А і більше.

Переваги резистивного заземлення. Правильно спроектована низькоомна нейтраль дає низку важливих переваг у порівнянні з іншими режимами:

1. Значне зменшення перенапруг при однофазних замиканнях. Резистор притягує потенціал нейтралі до землі, обмежуючи перенапругу непошкоджених фаз до  $\sim 1,3 U_\phi$  або нижче (замість  $1,73 U_\phi$  при ізольованій нейтралі). Це знижує навантаження на ізоляцію обладнання, особливо важливо для старих кабелів та вводів трансформаторів. Як свідчать дані технічних оглядів CIGRÉ та IEC, впровадження резистивного заземлення може зменшити кількість пробоїв ізоляції в мережі, скоротивши число вторинних аварій на 15–30% у порівнянні з мережами з ізольованою нейтраллю [6, 10, 12].

2. Покращення селективності та швидкодії захисту. За наявності струму замикання десятки або сотні ампер можна застосувати стандартний максимальний струмовий захист (МСЗ) або напрямний захист від замикань на землю, який селективно вимикатиме саме пошкоджену ділянку. У ізольованих мережах, де струм замалий, часто доводиться вимикати цілі секції або покладатися на сигналізацію та ручний пошук ОЗЗ. Резистивний режим дозволяє автоматизувати процес: навіть за струму 50–100 А реле струму із коефіцієнтом чутливості 1,5–2 легко налаштовується на селективне спрацювання за 0,5–1 с. Як наслідок, зменшується середній час ліквідації аварії і зона відключення, що підвищує показники надійності електропостачання споживачів (SAIDI, SAIFI).

3. Обмеження енергії дуги та пошкоджень. На відміну від глухозаземленої нейтралі, де енергія короткого замикання дуже велика, резистор значну частину

енергії розсіює на собі, знижуючи тепловий вплив в точці замикання. Це зменшує ризик пожежі або руйнування кабельної муфти, шафи тощо в місці замикання. Крім того, менший струм означає менші електродинамічні зусилля на шинах і контактах – обладнання легше витримує аварію. Таким чином, резистивне заземлення підвищує експлуатаційну стійкість мережі до замикань: після усунення пошкодження зазвичай не потрібно міняти дорогі вузли, бо вони не встигають серйозно постраждати.

4. Можливість контролю і діагностики. Наявність нейтрального резистора дозволяє оснастити його датчиками струму і температури, завдяки чому можна контролювати режим нейтралі в реальному часі. Так, багато сучасних РЗН забезпечуються сигналізаторами розриву ланцюга нейтралі: якщо резистор перегорів або від'єднався, оператор отримує сигнал, що мережа фактично перейшла в ізольований режим і втратила захист від ОЗЗ. Це важливо, оскільки відмова резистора (обрив) може призвести до непомітного переходу в ізольовану схему, і мережа залишиться без індикації замикань на землю. Моніторинг струму через резистор також дає інформацію про виникнення та зникнення замикань, допомагає локалізувати ушкодження (за характером струму, тривалістю тощо). В цілому, резистивне заземлення добре вписується в концепцію Smart Grid, де мережа оснащена вимірювальними пристроями і автоматикою.

Недоліки і складнощі впровадження. Резистивний режим, втім, має і певні мінуси, які необхідно враховувати:

1. Теплові втрати і вимоги до резистора. Усі переваги досягаються завдяки резистору, що поглинає енергію короткого замикання, нагріваючись при цьому. Тому РЗН повинен мати достатню теплову стійкість. Стандарти IEEE вимагають, щоб резистор витримував протікання аварійного струму протягом щонайменше 10 с (часто 10–30 с) без виходу з ладу [23, 27]. За цей час сучасні вимикачі мають відключити пошкоджену лінію. У великих мережах (35 кВ) може задаватися витривалість до 60 с, якщо допускається триваліше горіння дуги. Резистор повинен розраховуватися на відповідну потужність розсіювання: наприклад, при  $U_{\phi}=11$  кВ

і  $I_{033}=100$  А виділяється 1,1 МВт тепла (поки аварія не ліквідована). Такий імпульс тепла вимагає від конструкції високої теплоємності та/або ефективного охолодження. Використання неадекватного за потужністю резистора загрожує його вигоранням і втрати захисту нейтралі при наступних аваріях.

2. Вартість та обслуговування. Нейтральні резистори для класів напруги 6–20 кВ – це габаритні й коштовні пристрої, особливо при струмах  $>100$  А. Вони можуть складатися з секцій металевих елементів (стрижнів, стрічок, сіток), розміщених у вентиляваному кожусі або маслонаповненому баку для охолодження. Вартість впровадження резистивного заземлення включає не лише сам резистор, але й додаткові вимірювальні трансформатори, релейні пристрої для виявлення замикань на землю, а також засоби контролю справності резистора. Крім того, РЗН потребує періодичного огляду: перевірки опору (чи не змінився від номіналу, що може статися при пошкодженні елементів), термографічного контролю контактів, очищення від пилу тощо [14]. Таким чином, експлуатаційні витрати дещо зростають.

3. Обмежений час роботи з аварією. На відміну від ізольованої нейтралі, де можна дозволити мережі працювати з замиканням досить довго, у резистивній схемі час дуже обмежений. Як зазначалось, 5–30 секунд – це максимальний інтервал, на який розраховані резистори, і який допускається стандартами без ризику загоряння кабелів або пошкодження ізоляції [24]. Якщо захист не вимкне аварію за цей час (наприклад, відмовив вимикач або неправильні налаштування реле), наслідки можуть бути катастрофічними: резистор перегріється, або ж дуга перейде у двофазну та трифазну аварію. Тому низькоомне заземлення нейтралі висуває підвищені вимоги до надійності релейного захисту та комутаційної апаратури. Слід забезпечити резервування захисту (наприклад, дублюючі ступені за принципом МСЗ на випадок відмови основного напрямного захисту). В сучасних умовах це вирішується установкою мікропроцесорних терміналів захисту з багаторівневими уставками і дублюванням каналів вимкнення.

4. Чутливість до зміни ємнісного струму. Якщо конфігурація мережі змінюється (наприклад, підключаються нові лінії, вводяться в експлуатацію кабельні вставки), сумарний ємнісний струм  $I_C$  може зрости. Опір резистора  $R_N$ , вибраний виходячи з початкових параметрів, може вже не забезпечувати співвідношення  $3-10 I_C$ . Як наслідок, струм ОЗЗ може знизитися відносно ємнісного – селективність захисту погіршиться. Ця проблема менш критична, ніж для дугогасного реактора (який треба перенастроювати), але все ж вимагає контролю. Практикується певний запас по струму при проектуванні: наприклад, якщо  $I_C=20$  А, можуть задати  $I_{OЗЗ}=200$  А (10-кратний запас) – тоді навіть при збільшенні ємнісного струму до 30 А відношення лишиться  $\sim 6,6$  разів, що прийнятно. У перспективних умовах розподіленої генерації  $I_C$  може також змінюватися в часі (вдень/вночі, при переключенні секцій), тож потрібно врахувати найгірший випадок (максимальний  $I_C$ ) при виборі резистора, щоб у будь-якій ситуації струм замикання залишався достатнім для реле.

*Типові сфери застосування.* Резистивне заземлення нейтралі доцільно застосовувати там, де вимоги до надійності електропостачання і безпеки вищі за вимоги безперервності роботи при аваріях. Практика показує, що міські розподільні мережі 10–35 кВ з високою щільністю навантаження отримують найбільшу вигоду від впровадження РЗН [10,12]. В таких мережах кожне відключення одразу зачіпає значну кількість споживачів, тому краще відключити тільки пошкоджену лінію за 0,2–0,5 с (як забезпечує резистивний режим), ніж чекати годину з ізольованою нейтраллю, але потім втратити одразу декілька ліній через розвиток замикання. Резистор також доцільний у мережах із переважно кабельними лініями: кабелі при замиканні на землю схильні до термічних пошкоджень ізоляції, а обмеження струму, на відміну від глухого режиму, знижує цей ризик. Водночас, ємність кабельних ліній висока, тож ізольований режим для них дає великий  $I_C$  і високі перенапруги – резистивне заземлення знімає обидві ці проблеми. Не випадково у США та Канаді перехід урбанізованих центрів на 15 кВ-

мережі з резистивною нейтраллю супроводжувався значним підвищенням стійкості роботи системи [25, 26].

Інша область – промислові розподільні системи 6–35 кВ на підприємствах, де навіть короткочасне дугове замикання може призвести до загоряння апаратури або зупинки важливого процесу. Резистивне заземлення дає можливість швидко, за частки секунди, локалізувати аварію та мінімізувати її наслідки. У великих хімічних, металургійних комбінатах та нафтигазових об'єктах активно впроваджують РЗН, часто в комплекті зі спеціалізованими реле замикання на землю (що вимірюють компоненту струму або напруги нульової послідовності). Деякі стандарти (наприклад, NFPA та IEEE для вибухонебезпечних об'єктів) прямо рекомендують застосування нейтральних резисторів для мереж 480 В – 34,5 кВ з метою зменшення ймовірності займання дуги [9, 13].

Для регіонів з підвищеною грозовою активністю резистивна нейтраль також має переваги. При попаданні блискавки в лінію відбувається імпульсне перенапруження і часто – пробій на землю. В мережі з ізольованою нейтраллю таке замикання може тривалий час підтримуватися як дугове, тоді як в резистивній – струм через резистор швидко погасить дугу (бо на місці пробією виникає додаткова активна складова струму, що сприяє її гасінню). До того ж резистор частково демпфує високочастотні перенапруги, діючи як амортизатор імпульсу (ІЕС 60071-2 зазначає, що присутність активного опору в колі нейтралі поліпшує поведінку мережі при грозових перенапругах) [11].

*Економічна ефективність, технологічні перспективи та компроміси при виборі параметрів РЗН.* Вибір параметрів резистивного заземлення нейтралі у мережах середньої напруги формує одночасно технічний і економічний вектор розвитку системи розподілу. Міжнародний досвід, зафіксований у стандартах ІЕС, IEEE та рекомендаціях CIGRÉ, показує, що застосування правильно підібраного опору РЗН знижує середньорічну кількість аварійних відключень на 15–30 % у порівнянні з мережами з ізольованою нейтраллю [6, 10, 12]. Це досягається завдяки зменшенню амплітуди перенапруг на неушкоджених фазах і більш стабільній

роботі захисної автоматики. Економічний ефект проявляється у скороченні втрат від простоїв, зниженні витрат на аварійно-відновлювальні роботи та збільшенні міжремонтних інтервалів для високовольтного обладнання, особливо у промислових районах з безперервними технологічними процесами.

Капітальні витрати на встановлення РЗН визначаються конструкцією, номіналом опору та класом ізоляції резистора. Експлуатаційні витрати формуються переважно за рахунок періодичного технічного обслуговування, контролю електричних параметрів і заміни вузлів, що втратили працездатність [10, 12]. За даними європейських проектів модернізації мереж у Німеччині та Франції, при оптимізації вибору типу резистора й урахуванні умов експлуатації, термін повної окупності інвестицій становить 4–6 років [7, 18].

Сучасний розвиток технологій у виробництві РЗН спрямований на збільшення питомої потужності за одночасного зменшення габаритів, підвищення стійкості до корозії та агресивних середовищ. Перспективними є модульні конструкції, що забезпечують часткову заміну секцій без демонтажу всієї установки, а також інтеграція бездротових сенсорів для моніторингу температури, струму та вологості. Це дозволяє реалізувати підхід до обслуговування «за технічним станом», що знижує витрати на планові роботи і підвищує прогнозованість ремонтів [8, 18].

Узгодження технічних характеристик з економічними критеріями найкраще ілюструє карта компромісів параметрів РЗН (рис. 1.2). На ній представлені зони оптимальних значень опору, струму ОЗЗ, теплової стійкості та вартості, що дозволяють знайти баланс між вимогами захисту та економічною ефективністю. Подібні багатовимірні моделі застосовуються у Siemens Energy, Hydro-Québec та TEPSCO для стандартизації проектних рішень і мінімізації експлуатаційних ризиків.

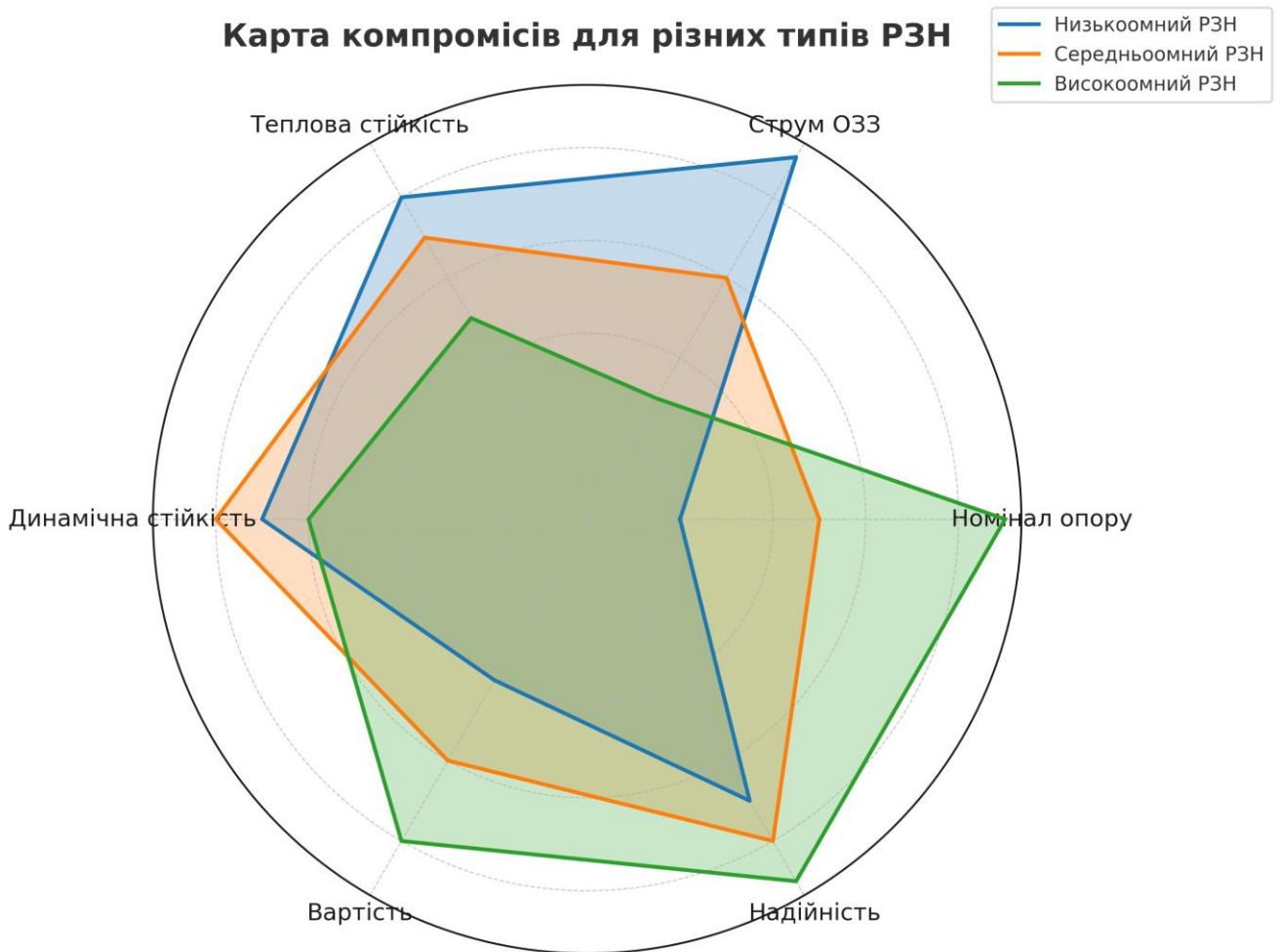


Рисунок 1.2 – Карта компромісів при виборі параметрів РЗН у мережах середньої напруги

На рисунку показано залежність шести ключових показників (номінальний опір, допустимий струм ОЗЗ, теплостійкість, динамічна стійкість, вартість, надійність) для низькоомних, середньоомних та високоомних конфігурацій РЗН. Як видно, зменшення опору підвищує ефективність захисту, але збільшує вартість та теплове навантаження, тоді як високоомні рішення мають нижчу ціну, але менш придатні для швидкого відключення аварій.

Аналітичне узагальнення свідчить, що в умовах України впровадження РЗН має базуватися на збалансованому підході, де технічні параметри відповідають нормативам (IEC 60071-2, IEEE Std 142, ДСТУ EN 50522), а економічна доцільність підтверджується розрахунками окупності. Це особливо важливо за обмежених інвестиційних ресурсів і необхідності підвищення надійності роботи мереж у регіонах з високою щільністю навантажень [75,77].

*Матеріали та конструктивні рішення резисторів.* Конструктивне виконання та вибір матеріалів для резисторів, що застосовуються у схемах резистивного заземлення нейтралі, безпосередньо впливають на стабільність електричних параметрів, довговічність, теплову стійкість і здатність витримувати аварійні режими. При проектуванні враховуються не лише номінальні характеристики, але й особливості середовища експлуатації, режим навантаження, частота аварійних подій та вимоги нормативів.

У світовій та українській практиці найбільш поширеними є сплави з високим питомим електричним опором і стабільними характеристиками при зміні температури, зокрема ніхром (Ni–Cr), константан (Cu–Ni), а також спеціальні феросплави. Ніхром завдяки високій жаростійкості (до 1200 °C) і стабільності опору при нагріванні широко застосовується в резисторах середньої та великої потужності [23], [27]. Константан має менший температурний коефіцієнт опору, що важливо для забезпечення стабільності струму ОЗЗ в умовах тривалішого аварійного режиму. У деяких закордонних рішеннях (наприклад, Cressall Resistors, Великобританія) використовують сталеві сплави з підвищеною теплопровідністю для швидшого відведення тепла.

За конструкцією розрізняють дротові, стрічкові, пластинчасті, сітчасті та стрижневі резистори. Дротові та стрічкові резистори найчастіше застосовуються у промислових мережах 6–35 кВ завдяки простоті конструкції та можливості регулювання опору шляхом зміни довжини провідника. Сітчасті та пластинчасті конструкції мають більшу площу тепловіддачі, що підвищує стійкість до перегріву, і використовуються в мережах з високими струмами ОЗЗ. В окремих випадках (наприклад, у Канаді та Німеччині) для зовнішнього розташування обирають герметичні виконання в нержавіючому корпусі з IP55–IP65, що захищає від корозії та впливу атмосферних чинників.

Високотужні резистори часто обладнують примусовим повітряним або рідинним охолодженням. У ЄС згідно з EN 50522 та IEC 60071-2 допускається застосування водяного охолодження у випадках, коли аварійний струм перевищує

500 А і час його протікання може сягати 10–20 с. Це рішення дозволяє значно зменшити габарити резистора за збереження його теплової стійкості.

Вибір матеріалу та конструкції визначає не лише вартість, але й надійність та ремонтпридатність. Наприклад, у мережах з підвищеною вологістю та частими перепадами температур перевагу віддають корозійностійким матеріалам і відкритим конструкціям, що зменшують ризик конденсації. Водночас у запилених середовищах (гірничодобувна промисловість Австралії, шахтні електромережі України) переважають герметичні корпуси та рідинне охолодження, що знижує ризик коротких.

Узагальнені характеристики основних типів резисторів наведено в таблиці 1.3. Вона відображає їх матеріальну базу, ключові переваги й недоліки, а також типові сфери застосування. Також на рисунку 1.3 представлено порівняння різних типів резисторів з огляду на технічні параметри (максимальна теплостійкість, стабільність опору, допустимий струм ОЗЗ), витрати (початкова вартість, ремонтпридатність) та надійність (захищеність від вологи, корозії, стабільність характеристик у часі). Цей формат наочно показує компроміс між технічними характеристиками та економічною доцільністю кожного типу резистора.

Таблиця 1.3 — Порівняльний аналіз типів резисторів

<b>Тип резистора</b>	<b>Матеріал</b>	<b>Переваги</b>	<b>Недоліки</b>	<b>Типові сфери застосування</b>
<b>Дротяний (ніхромовий)</b>	NiCr	Висока теплостійкість, довговічність, відносно низька вартість	Відкрита конструкція чутлива до вологи та пилу	Міські та промислові мережі в сухому кліматі
<b>Стрічковий (константановий)</b>	CuNi	Стабільний опір, компактність, хороша корозійна стійкість	Вища вартість порівняно з дротяними	Мережі з коливаннями температур та вологості

## Продовження таблиці 1.3

<b>Металокера- мічний модуль</b>	FeCrAl, композити	Компактність, захист від зовнішніх впливів, тривалий ресурс	Висока вартість, складність ремонту	Промислові та міські мережі з високими вимогами до надійності
<b>Резистор зі сталеві стрічки або пластин</b>	Вуглецева або легована сталь	Простота виготовлення, низька ціна	Менша стабільність опору, чутливість до корозії	Тимчасові або резервні рішення

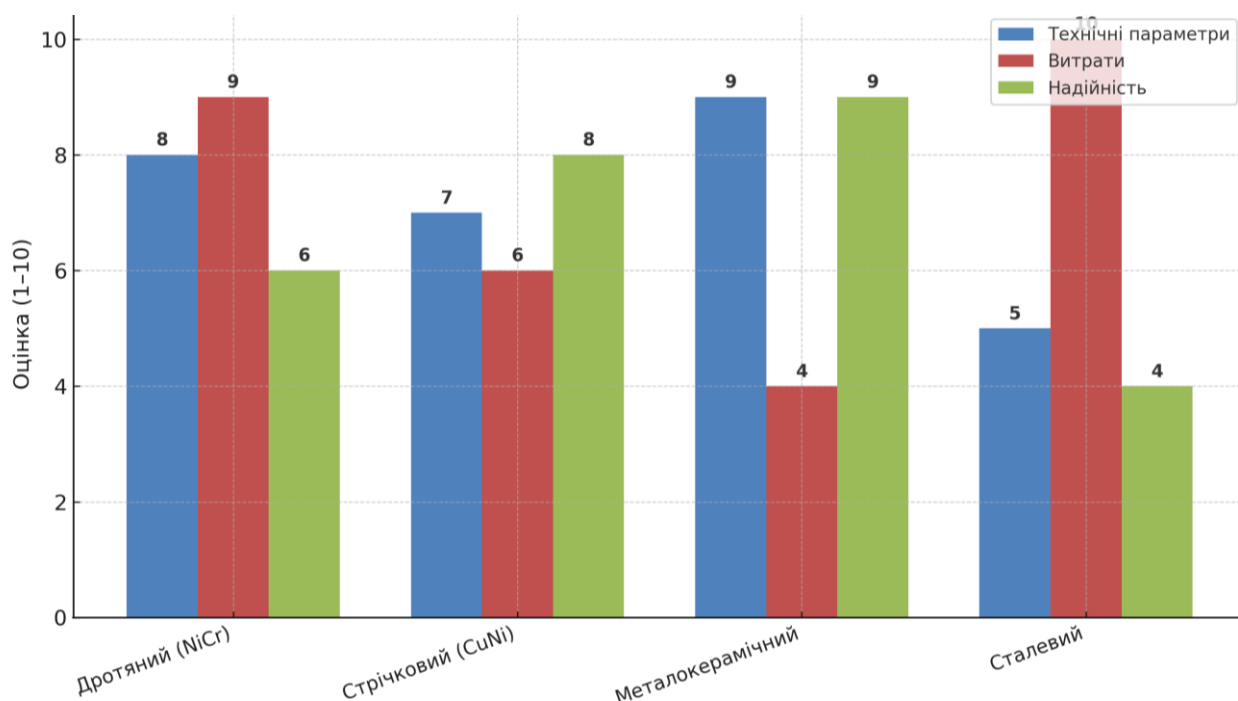


Рисунок 1.3 – Карта компромісів при виборі типу РЗН

Таким чином, оптимальний вибір матеріалів та конструктивних рішень є багатофакторною задачею, яка має враховувати як технічні, так і економічні аспекти. Міжнародний досвід показує, що у більшості країн для постійної експлуатації обирають конструкції з матеріалів, що мають високий ресурс і стабільність параметрів (NiCr, FeCrAl), тоді як дешевші варіанти зі сталевих стрічок використовують переважно як тимчасові або аварійні рішення. В умовах України, враховуючи значну частку мереж із відкритими підстанціями та вплив сезонної вологості, найбільш перспективними є герметизовані металокерамічні

модулі та константанові стрічкові резистори, які забезпечують стабільні параметри впродовж тривалого терміну служби та відповідають вимогам ДСТУ і міжнародних стандартів.

*Експлуатаційні особливості та вимоги нормативів.* Експлуатація нейтральних заземлювальних резисторів (РЗН) у мережах середньої напруги визначається як конструктивними характеристиками обладнання, так і чітко регламентованими нормами міжнародних і національних стандартів. У практиці проектування важливо забезпечити одночасне виконання трьох ключових умов: відповідність вимогам координації ізоляції за ІЕС, гарантування селективності та термічної витривалості відповідно до ІЕЕЕ, а також дотримання норм безпеки та вимог до заземлювальних пристроїв згідно з ДСТУ EN 50522. Розглянемо основні положення нормативів щодо резистивного заземлення нейтралі та методики, які вони пропонують для визначення потрібного опору.

*Підхід ІЕС (координація ізоляції).* Міжнародний електротехнічний комітет розглядає питання заземлення нейтралі переважно в контексті координації ізоляції мережі. У стандарті ІЕС 60071-2:2019 [11] зазначено, що режим нейтралі та параметри  $R_N$  мають бути узгоджені з допустимими рівнями робочих і імпульсних перенапруг. Іншими словами, вибираючи схему заземлення нейтралі, інженер повинен забезпечити, щоб при будь-якому аварійному чи перехідному процесі напруги на обладнанні не перевищили ізоляційної міцності відповідного класу. Для цього в ІЕС 60071-2 наведені таблиці і рекомендації щодо вибору грозозахисних розрядників, дистанцій ізоляції, класів обладнання залежно від того, чи нейтраль ізольована, заземлена через резистор, реактор чи жорстко. Прямого числового критерію вибору  $R_N$  ІЕС не надає – він пропонує непрямий метод: інженер оцінює, які перенапруги виникнуть у мережі при різних варіантах заземлення (наприклад, через програмне моделювання чи аналітичні розрахунки), і обирає той варіант, який сумісний з рівнем ізоляції. Якщо очікувані перенапруги перевищують допустимі, значить потрібно змінити режим (скажімо, з ізольованого на резистивний або компенсований). Для практичного розрахунку опору ІЕС може

рекомендувати метод проб і помилок: варіювати  $R_N$  і перевіряти перенапруги. Наприклад, якщо при  $R_N=\infty$  (ізолювано) перенапруги  $1,73 U_\phi$  – занадто високі, а при  $R_N=0$  (глухо) – отримуємо базовий рівень  $1,0 U_\phi$ , то можна підібрати  $R_N$ , який дасть перенапругу, скажімо,  $1,25 U_\phi$ , що прийнятно для даної ізоляції. З практичної точки зору, цей метод мало придатний для щоденної інженерної роботи, адже потребує наявності детальної інформації про імпульсну міцність усіх елементів мережі, категорії грозової активності району тощо. Відтак, в більшості випадків проектувальники звертаються до настанов IEEE або національних норм, а ІЕС-вимоги розглядають як вищєрівневі обмеження – перевіряють вже обране рішення на відповідність координації ізоляції.

*Підхід IEEE* (розрахунок за струмом замикання). Американські стандарти, зокрема IEEE Std 142-2007 (“Green Book”) та IEEE Std 32-1972 [10][23], дають більш пряму інженерну методику. Вони явно вказують згадане співвідношення  $I_{O33} \approx (3\dots 10)I_C$  як критерій “ефективно заземленої системи” (поняття *effectively grounded* у IEEE означає заземлення, яке не допускає перенапруг вище  $1,4 U_\phi$ , що досягається при достатньо великому струмі замикання). Для розподільних мереж 15–35 кВ IEEE рекомендує орієнтуватися на номінальні струми нейтрального резистора 50–400 А. У деяких випадках (дуже протяжні кабельні мережі мегаполісів) допускається і до 800 А, якщо цього потребує компенсація великого ємнісного струму [23]. Стандарти також зазначають, що тривалість протікання аварійного струму повинна бути обмеженою: зазвичай 10 с при струмах до 300 А і 30 с при струмах  $<100$  А. Ці вимоги пов’язані з термічною стійкістю кабельної ізоляції та перемикаючого обладнання – навіть за наявності резистора кабель під час замикання гріється від струму витоку на землю, тому не можна тримати його під струмом надто довго. Крім того, стандарт IEEE C37.32-2015 [27] висуває вимоги до самих нейтральних резисторів: вони повинні пройти випробування імпульсним струмом амплітудою 2–2,5 рази більшою за номінальний  $I_{O33}$  (імітуючи кидки струму при несиметричних замиканнях і перехідних процесах), а також витримати механічні навантаження від електродинамічних зусиль без пошкоджень.

Американський підхід часто формулюють як поняття низькоомне (low-resistance) та високоомне (high-resistance) заземлення. Low-R grounding – це власне розглянутий випадок, коли  $I_{033}$  достатній для спрацювання МСЗ (понад 50 А, зазвичай  $>100$  А). High-R grounding – коли ставлять резистор дуже великого опору, який пропускає струм  $\sim 5\text{--}20$  А, тобто той же порядок, що і ємнісний струм. Високоомна схема використовується інколи в мережах 6–15 кВ спеціального призначення (наприклад, живлення двигунів), де хочуть обмежити струм, але водночас не мають потреби в селективному захисті (застосовують виявлення замикання по напрузі). По суті це аналог ізольованої нейтралі за поведінкою, просто через резистор з великим R. Стандарт IEEE 142 застерігає, що high-R схема не повинна застосовуватися там, де потрібне автоматичне вимкнення пошкодженої ділянки – у таких випадках слід реалізувати low-R з достатнім струмом для реле [10].

*Підхід ДСТУ (безпека та сумісність).* В українській практиці питання заземлення нейтралі розглядаються у національному стандарті ДСТУ EN 50522:2014 [14] (прийнятий на основі європейського EN 50522). Цей норматив приділяє основну увагу електробезпеці та забезпеченню сумісності мережі із засобами релейного захисту. Зокрема, ДСТУ 50522 вимагає, щоб вибір опору резистора гарантував безпечні значення напруги дотику і кроку при замиканні на землю. Для цього проектування системи заземлення підстанції (заземлювального контуру) має враховувати струм, що піде в землю через резистор, і розподіл потенціалів на поверхні. Проводиться розрахунок за методиками ПУЕ: чи не перевищать напруги на ґрунті нормативно допустимі ( $\sim 50$  В для тривалих і  $\sim 150$  В для короткочасних впливів). У разі потреби збільшують кількість заземлювачів, глибину їх залягання, щоб знизити питомий опір та напруги дотику. Таким чином, занадто великий струм замикання може бути обмежений з міркувань безпеки навіть якщо захист допускає більший – це протилежний бік компромісу. Такі обмеження особливо актуальні на підстанціях, розташованих близько від жилих зон або з регулярною присутністю обслуговчого персоналу.

Крім того, ДСТУ 50522 вимагає інтеграції нейтрального резистора в загальну систему заземлення об'єкта. Фактично, корпус резистора, його нейтральний вивід, обладнання підстанції – все повинно бути приєднано до спільного контуру заземлення. Недотримання цього може призвести до того, що при проходженні струму через резистор на його корпусі чи елементах виникне небезпечний потенціал відносно землі. Стандарт також регламентує експлуатаційні процедури: періодичні вимірювання опору НЗР (щоб переконатися, що він не перегорів і не змінив номіналу), регулярні термографічні обстеження контактних з'єднань та візуальний огляд. У ДСТУ 50522 зазначено, що струм замикання на землю має бути узгоджений з параметрами релейного захисту – тобто резистивне заземлення допустиме лише якщо відповідні реле здатні його селективно виявляти за прийнятний час. Конкретних цифр (як ІЕЕЕ) ДСТУ не приводить, але посилається на ПУЕ, де для мереж 6–35 кВ наведені орієнтовні межі: низькострумове (до 30 А), високострумове заземлення (>300 А) тощо. Фактично, ДСТУ 50522 займає проміжну позицію: приймаючи вимоги ІЕС щодо координації ізоляції та безпеки, він водночас допускає різні режими нейтралі, якщо виконані умови захисту і безпеки. У чинних технічних умовах українських ОСР (обленерго) поки що переважають рекомендації залишати нейтраль ізольованою на напругах 6–20 кВ, але з огляду на міжнародний досвід [12] такі норми переглядаються. Очікується, що впровадження резистивного заземлення нейтралі для нових мереж 20 кВ отримає пряме відображення у майбутніх редакціях правил, зокрема з'являться конкретні орієнтири щодо вибору опору залежно від довжини ліній, струму зарядки і вимог релейного захисту.

Для кращого порівняння підходів стандартів зведемо їх ключові вимоги у таблицю 1.4. Дотримання цих вимог гарантує, що впровадження резистивного заземлення нейтралі не лише відповідатиме букві стандартів, але й реально підвищить стійкість електричної мережі до аварійних режимів. Інтеграція вимог ІЕС, ІЕЕЕ та ДСТУ дозволяє уникнути однобокості: наприклад, не пожертвувати безпекою заради селективності або навпаки.

Таблиця 1.4 — Порівняння ключових вимог стандартів

Критерій	ІЕС 60071-2:2019 [11]	IEEE Std 32-1972; IEEE Std 142-2007; IEEE C37.32-2015 [23], [10], [27]	ДСТУ EN 50522:2014
Область застосування	Координація ізоляції, допустимі рівні робочих та імпульсних перенапруг.	Класифікація РЗН, вибір $R_n$ , теплові та динамічні випробування.	Електробезпека, потенціали дотику/кроку, інтеграція з системою заземлення.
Логіка вибору $R_n$	Узгодження з допустимими перенапругами, непрямий вибір через координацію ізоляції.	$I_{OЗЗ} \approx (3 \dots 10) I_c$ , з урахуванням часу відключення та топології мережі.	Забезпечення безпечних потенціалів, узгодження з ПЗПЕ та роботою РЗА.
Струм і час витривалості	Не визначено прямо.	50–400(800) А, 10–30 с; імпульсна витривалість 2–2,5× $I_{OЗЗ}$ .	Узгодження з безпечними потенціалами та РЗА, типово 10–30 с.
Моніторинг	Рекомендації щодо врахування перенапруг і комутаційних процесів.	Контроль кола нейтралі, перевірка опору, термоконтроль.	Періодичні вимірювання, термографія, огляди.

У наукових дослідженнях останніх років також пропонуються вдосконалені методики розрахунку оптимального опору заземлення нейтралі. Зокрема, використовуються засоби імітаційного моделювання та алгоритми штучного інтелекту для врахування широкого спектра умов роботи мережі [15, 16, 18]. Метод кластерного аналізу даних аварій (K-means, DBSCAN) дозволяє розбити можливі режими на групи і для кожної окремо підібрати  $R_N$  з урахуванням імовірності її виникнення [15, 16]. Інший підхід – алгоритми адаптивного керування нейтраллю: передбачено автоматичну зміну опору або підключення додаткових резисторів залежно від конфігурації мережі та величини струму замикання, що вимірюється під час експлуатації [32, 33]. Такі системи поки що перебувають на стадії випробувань, але перші впровадження вже є в Китаї та країнах ЄС [32]. Для умов України, де багато мереж мають змінний режим (сезонні коливання навантажень, періодичне переведення частини ліній на резервні живлення), перспективним є застосування саме адаптивного резистивного заземлення. Його суть у тому, щоб динамічно підтримувати оптимальне значення  $R_N$ : наприклад, при відключенні

частини ліній (зменшенні ємнісного струму) система могла б збільшити опір, щоб уникнути надмірного струму ОЗЗ, і навпаки. Це завдання потребує створення автоматизованого пристрою керування заземленням нейтралі, що і є одним з напрямків актуальних досліджень.

Підсумовуючи аналіз нормативів, можна зробити висновок, що на даний момент не існує єдиного універсального алгоритму розрахунку  $R_N$ , який би однозначно був закріплений у стандартах. Інженери керуються сукупністю правил і рекомендацій, часто спираючись і на емпіричний досвід експлуатації мереж. Це відкриває простір для наукового пошуку – розробки більш формалізованих методик, що врахують параметри конкретної мережі (топологію, ємність, характер навантаження) і видадуть оптимальне значення опору та необхідні умови (час відключення, параметри резистора тощо). У наступному підрозділі сформульовано задачі дослідження, спрямованого на вирішення цих питань.

### **1.5 Міжнародний досвід застосування резистивного заземлення нейтралі в розподільних мережах**

Експлуатаційна надійність і електробезпека розподільних мереж 6–35 кВ істотно залежать від вибору режиму заземлення нейтралі. У країнах з високою щільністю навантаження переважним є низькоомне резистивне заземлення (РЗН), оскільки воно забезпечує контрольовані значення струму ОЗЗ, обмеження перенапруг та селективну роботу релейного захисту у коротких інтервалах часу. Практичні принципи вибору та розрахунку параметрів РЗН систематизовані в IEEE Std 142-2007 (“Green Book”), де окреслено переваги й обмеження різних режимів заземлення, а також підходи до підбору обладнання нейтралі [10], та в IEEE Std 32-1972, що задає вимоги й методики випробувань для нейтральних заземлювальних пристроїв [23].

*Північна Америка (США, Канада).* У США для міських і промислових мереж 15–35 кВ широкоживаним є РЗН з такими параметрами, щоб струм ОЗЗ перевищував ємнісний у 3–10 разів, але не виходив за межі безпечних рівнів (типово десятки–сотні ампер), що узгоджується з рекомендаціями IEEE [10, 23].

Практика великих операторів (напр., PG&E) розкривається у відкритих технічних керівництвах (Greenbook, Distribution Interconnection Handbook), де підкреслюється роль системного заземлення для забезпечення стабільності напруги, коректної роботи захистів і координації з вимогами до приєднання користувачів [24, 25].

У Канаді (Hydro-Québec) нормативні документи прямо передбачають застосування реактора або резистора в нейтралі силового трансформатора (або генераторів) для обмеження внеску в струм фазо-земельних замикань і узгодження з налаштуваннями захистів системи; значення опору/індуктивності обирають за результатами розрахунку для конкретної мережі [26].

*Європа (Німеччина, Франція, Польща).* У країнах ЄС спостерігається комбінована практика: у сільських, розгалужених мережах (довгі повітряні лінії) зберігаються ізольовані/компенсовані режими, тоді як у щільнонаселених міських агломераціях — РЗН (низькоомне) для підвищення селективності та зменшення вторинних пошкоджень. Публікації CIGRÉ (технічні брошури) рекомендують враховувати частотну залежність параметрів ґрунту при оцінці заземлювальних пристроїв (що важливо для перенапруг та імпульсних процесів), хоча для номінальних частот вплив зазвичай другорядний [12, 27].

Окремий пласт європейської практики — гібридні рішення Petersen coil bypass: мережа працює з компенсацією ємнісного струму, але має можливість оперативного переведення в резистивний режим (або інжекцію активної складової) для селективного захисту й обмеження тривалості дуги при ОЗЗ [20, 28].

*Австралія.* В Австралії (Ausgrid, Energex, AusNet) стандарти мережевого заземлення детально прописані в публічних Network Standards. Для мереж середньої напруги передбачено сценарії неефективно заземленої нейтралі через банк резисторів (нейтраль-резистор), із вимогами до ізоляційної витримки ланцюга нейтралі, приєднання екранів кабелів і зв'язку з ґрунтовим контуром [29], а також загальні вимоги до earthing design із врахуванням багатократно заземленої нейтралі в НН і координації захистів [30]. Це пов'язують не лише з селективністю, а й з ризиками пожеж, характерних для клімату Австралії [12].

*Азія (Японія, Китай).* У Японії (TEPCO) для мереж 22–66 кВ застосовують високорезистивне/низькоомне заземлення як елемент координації захистів; наявні технічні огляди інтеграції стандартних IED у захисті TEPCO підкреслюють відмінності від “жорстко заземлених” схем, традиційних для інших регіонів, та особливості уставок релей при значних струмах фазо-земельних замикань [31]. У Китаї інтенсивно розвиваються методи керування ОЗЗ для компенсованих і резистивних мереж (у тому числі алгоритми керування й інжекції активного струму та нові підходи до гасіння дуги), що відображено в сучасних оглядах і дослідженнях з моделюванням у PSCAD/EMTDC [32, 33].

Синтез іноземного досвіду дозволяє сформулювати такі орієнтири для мереж 15–35 кВ у щільній забудові:

- Опір нейтрального резистора — добирають так, щоб  $I_{OЗЗ} \approx (3 \dots 10) \cdot I_{\epsilon m}$  (ємнісного), але в межах чутливості та теплової витримки РЗА; практичні значення — десятки–сотні ампер (IEEE) [10, 23].
- Гібридні рішення (компенсація + активна інжекція/резистор) застосовують для мереж із мінливою топологією та довгими ПЛ; це поєднує переваги низьких струмів ОЗЗ і селективного відключення [20, 28].
- Вимоги до заземлювачів та ґрунтів — за CIGRÉ, для коректної оцінки перенапруг/ударних процесів модель має враховувати частотну залежність питомого опору ґрунту; для робочих частот ефект здебільшого другорядний [12, 27].
- Практика ОСП (PG&E, Ausgrid, Hydro-Québec) демонструє, що формальні Network Standards/Handbooks містять конкретні вимоги до підключення нейтральних резисторів, ізоляції ланцюга нейтралі, координації РЗА та взаємодії з контуром заземлення [24, 29, 26].

Таблиця 1.2 — Орієнтовні параметри резистивного заземлення

Регіон / ОСР	Типові $R_N$ (Ом)	Типові $I_{OЗЗ}$ (А)	Призначення/акценти
<b>США (PG&amp;E)</b>	50-200	50-300	Селективність, координація з інтерконектами
<b>Канада (Hydro-Québec)</b>	за розрахунком	за розрахунком	Узгодження з уставками захистів, обмеження внеску джерел
<b>Німеччина/Франція (E.ON/EDF)</b>	50-150	50-250	Міські агломерації; гібрид із компенсацією
<b>Австралія (Ausgrid/Energex)</b>	80-200	60-200	Пожежна безпека, вимоги до ланцюга нейтралі
<b>Японія (TEPCO)</b>	70-150	50-150	Координація РЗА при HRG/РЗН у 22–66 кВ
<b>Китай (SGCC)</b>	50-300 (адаптивно)	50-250	Керування ОЗЗ, інжекція активної складової

Як видно з таблиці 1.2, параметри резистивного заземлення підбираються індивідуально під вимоги конкретної мережі. Наприклад, PG&E для своїх 21 кВ мереж використовує  $NGR \sim 100$  Ом на струм  $\sim 100$  А, забезпечуючи захист та відповідність вимогам щодо приєднання приватних генеруючих установок [24, 25]. Hydro-Québec визначає опір нейтралі на основі детального розрахунку, враховуючи параметри мережі та налаштування релейного захисту, і навіть допускає замість резистора Petersen coil залежно від місцевих умов [26]. У європейських містах (Німеччина, Франція) значення 50–150 Ом (струми 50–250 А) застосовуються для 10–20 кВ мереж з високим навантаженням, інколи у поєднанні з дугогасними реакторами на периферії мережі [12, 20]. В Австралії особливу увагу приділяють пожежній безпеці: регламент Ausgrid вимагає, щоб нейтральний резистор був інтегрований з системою заземлення підстанції так, аби жодна точка кола нейтраль-земля не могла спричинити іскріння, а також враховують, що низьковольтна сторона трансформаторів має множинні заземлення нейтралі [29, 30]. Таким чином, досвід різних країн підтверджує, що резистивне заземлення є гнучким інструментом, який при правильному застосуванні підвищує надійність та безпеку розподільних мереж.

## Висновок до розділу 1

1. Проведено комплексний аналіз сучасного стану електричних мереж України напругою 6(10) кВ, а також обґрунтовано перспективність їх модернізації шляхом переходу на рівень напруги 20 кВ. У результаті дослідження систематизовано чинну нормативно-правову базу у сфері розподільних електричних мереж, включаючи положення Закону України «Про ринок електричної енергії», вимоги НКРЕКП та відповідність директивам ЄС. Визначено, що існуюче законодавче поле поступово адаптується до європейських норм, однак залишається низка аспектів, які потребують уточнення та гармонізації.

2. У ході аналізу основних режимів заземлення нейтралі (ізольована, компенсована та резистивна) у розподільних мережах встановлено, що ізольована нейтраль створює підвищений ризик перенапруг на неушкоджених фазах, що обмежує її ефективність у сучасних умовах експлуатації. Компенсований режим характеризується складністю реалізації та недостатньою селективністю захисту. Натомість резистивне заземлення визнано найбільш оптимальним варіантом, оскільки воно забезпечує достатній струм замикання для спрацювання релейного захисту, знижує рівень перенапруг та підвищує надійність роботи мережі.

3. Дослідження дало змогу узагальнити міжнародний досвід впровадження мереж 20 кВ. Також виявлено, що у країнах ЄС цей рівень напруги широко використовується завдяки його техніко-економічним перевагам: зменшенню втрат потужності, підвищенню пропускної здатності та підвищенню ефективності функціонування системи релейного захисту. Показано, що впровадження подібного підходу в Україні відповідає сучасним тенденціям розвитку Smart Grid та європейським інтеграційним процесам.

4. Визначено, що подальший розвиток розподільних електричних мереж без переходу на 20 кВ та без оптимального вибору режиму заземлення призведе до зростання втрат потужності, зниження надійності електропостачання та ускладнення інтеграції відновлюваних джерел енергії. Саме тому вибір параметрів

заземлювальних резисторів є ключовою задачею, що на пряму впливає на безпеку та стійкість функціонування енергосистеми.

5. На основі вищезазначеного обґрунтована актуальність проблематики, окреслено основні суперечності у чинній нормативній базі, визначено світові практики та підтверджено доцільність впровадження мереж 20 кВ із резистивним режимом заземлення нейтралі. Отримані результати створюють теоретичне та методологічне підґрунтя для подальшого моделювання та розробки практичних рішень, представлених у наступних розділах роботи.

## 2 МЕТОДИ АНАЛІЗУ І ОПТИМІЗАЦІЇ ПАРАМЕТРІВ РЕЗИСТИВНОГО ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛІ

### 2.1 Методи нечіткого кластерного аналізу та можливості їх застосування у дослідженні електричних мереж

Кластерний аналіз – це метод групування даних, який розбиває множину об'єктів на кластери (групи) так, що об'єкти в одному кластері більш схожі між собою, ніж з об'єктами інших кластерів [15]. Існують різні підходи до визначення «близькості» або схожості об'єктів, тому розроблено багато алгоритмів кластеризації, що відрізняються моделлю кластера і критеріями об'єднання точок [19, 32]. Популярні моделі кластерів включають: центроїдні кластери з нечіткими або розмитими межами (об'єкти згруповані навколо центроїдів, як у методах *c-means* та *k-means*), ієрархічні кластери (кластерна структура формується через послідовне об'єднання або поділ), густинні кластери (кластер визначається як область підвищеної щільності точок, як у алгоритмах *DBSCAN*, *OPTICS*) тощо. В цілому кластеризацію можна розглядати як задачу багатокритеріальної оптимізації, оскільки алгоритму часто доводиться одночасно враховувати декілька критеріїв групування (відстань, щільність, розподіл даних) для досягнення прийняттого розбиття. Результат кластерного аналізу – не просто автоматична процедура, а ітеративний процес, що може вимагати налаштування параметрів і повторних запусків, допоки отримані кластери не задовольняють бажаним властивостям.

Методи кластерного аналізу знайшли широке застосування у різних галузях – від біоінформатики до маркетингу – і останнім часом стрімко впроваджуються в енергетиці. Зі зростанням масштабів електричних мереж, впровадженням розподілених джерел енергії та накопичувачів даних, кластеризація стала одним з ключових інструментів для аналізу й оптимізації режимів роботи енергосистем. Зокрема, сучасні дослідження відзначають, що алгоритми кластеризації (включно з *k-means*) є необхідними засобами для обробки великих масивів даних електричних мереж і підтримки прийняття рішень в умовах їх ускладнення [78]. Методи кластерного аналізу використовуються для виявлення прихованих

закономірностей в даних енергосистем – наприклад, для групування профілів споживання електроенергії споживачів, класифікації режимів генерації відновлюваних джерел, сегментації мереж за ознаками надійності тощо.

У літературі виділяють декілька класів методів кластеризації: методи розділення (partitioning methods), ієрархічні (hierarchical clustering), щільнісні (density-based), сіткові (grid-based) та модельні (model-based) [34], [36]. Кожен із них має свої переваги та обмеження залежно від типу даних і мети дослідження, тож розберемо кожен з них більш детально.

*Методи розділення (Partitioning methods).* Найбільш класичним представником цього напрямку є алгоритм K-Means, запропонований Дж. МакКвіном ще у 1967 р. [35]. Його фундаментальна ідея полягає у тому, що множина спостережень розподіляється на  $k$  непересічних кластерів так, щоб кожен елемент належав кластеру з найближчим центроїдом.

У контексті електроенергетики цей метод застосовують для групування сценаріїв однофазних замикань на землю (ОЗЗ) залежно від значень струму замикання та рівня перенапруг. Так, Li et al. [39] показали, що за допомогою K-Means можна виділити діапазони «нормальних», «критичних» і «аварійних» режимів у мережах 10–35 кВ, що безпосередньо пов'язано з вибором оптимального опору резистора. Перевага K-Means у швидкості та масштабованості, проте недолік — потреба заздалегідь знати кількість кластерів і чутливість до викидів [34].

*Ієрархічні методи (Hierarchical clustering).* Ієрархічні алгоритми, на відміну від K-Means, не потребують наперед заданої кількості кластерів, а формують так звану дендрограму — ієрархічне дерево спорідненості між об'єктами [36]. Існують два підходи: агломеративний (поступове об'єднання) та дивізивний (поступове розділення).

Формальне правило об'єднання може ґрунтуватися на відстані між найближчими точками (single-link), найдальшими (complete-link) чи середнім значенням (average-link).

В енергетичних дослідженнях цей метод застосовували для аналізу еволюції аварійних подій — наприклад, для відстеження, як різні типи замикань групуються у більші класи залежно від топології мережі та погодних умов [41]. Це дозволяє побачити не лише «статичні» групи, а й ієрархію подібностей між режимами. Недоліком є висока обчислювальна складність на великих обсягах даних, проте для задач середнього масштабу (як-от локальні мережі 20 кВ) метод дає цінні результати.

*Методи на основі щільності (Density-based methods).* Алгоритм DBSCAN (Density-Based Spatial Clustering of Applications with Noise) [16, 37] став проривом у сфері кластеризації завдяки здатності знаходити кластери довільної форми та виділяти шум. Основна ідея полягає у тому, що точка вважається «основною», якщо у її  $\epsilon$ -околі розташовано не менше ніж MinPts сусідів. Усі такі точки об'єднуються в кластер, тоді як точки, що не задовольняють цій умові, позначаються як «шумові».

DBSCAN особливо корисний в енергетиці для аналізу аномальних сценаріїв. Наприклад, у мережах із високою часткою сонячних та вітрових станцій можуть виникати нетипові перенапруги, які не входять у класичні діапазони. Алгоритм здатний виділити такі рідкісні випадки, що робить його цінним інструментом для побудови адаптивного релейного захисту [40, 42]. Недолік — чутливість до вибору параметрів  $\epsilon$  і MinPts, але на практиці їх можна підбирати емпірично чи з використанням силуетного коефіцієнта.

*Сіткові методи (Grid-based methods).* Сіткові методи (наприклад, STING, CLIQUE) ділять простір даних на регулярну сітку, а далі групують комірки із високою щільністю об'єктів [36]. Це дозволяє досягати високої швидкодії навіть на великих масивах даних.

У контексті Smart Grid та цифрових підстанцій такі методи застосовуються для онлайн-аналізу багатовимірних потоків даних: напруги, струму, частоти, спектру гармонік. Наприклад, вони використовуються для побудови інтерактивних карт навантажень, де виділяються «зони» потенційного перевантаження чи

аварійності [39]. Обмеженням є залежність від розміру комірки: занадто дрібна сітка призводить до шуму, занадто груба — до втрати деталей.

*Модельні методи (Model-based methods).* Модельні підходи, такі як Gaussian Mixture Models (GMM), ґрунтуються на ймовірнісному описі даних. Передбачається, що дані утворені сумішшю статистичних розподілів, зазвичай нормальних:

$$p(x) = \sum_{j=1}^k \pi_j N(x|\mu_j, \Sigma_j) \quad (2.1)$$

де  $\pi_j$  — ваги,  $\mu_j$ ,  $\Sigma_j$  — параметри розподілів.

Такі моделі дозволяють описувати перехідні стани мережі, коли параметри струмів і напруг мають стохастичний характер. Наприклад, Zhang & Wang [38] застосували GMM для прогнозу аварій у Smart Grid і показали, що метод може виявляти приховані закономірності у даних, які класичні алгоритми пропускають. Недолік — висока обчислювальна складність та необхідність апріорних гіпотез щодо природи даних. Нижче наведена таблиця 2.1 для порівняння усіх методів.

Таблиця 2.1 – Порівняння методів кластерного аналізу.

Метод	Переваги	Недоліки	Застосування в енергетиці
K-Means	Швидкий, простий, масштабований	Потрібно задати $k$ , чутливий до шуму	Оптимізація діапазонів опору
Ієрархічний	Наочна дендрограма	Обчислювально складний	Класифікація типів аварій
DBSCAN	Стійкий до шуму, виявляє аномалії	Важко підібрати параметри	Виявлення рідкісних режимів
Grid-Based	Швидкість на великих даних	Чутливість до розміру комірок	Smart Grid моніторинг
Model-Based	Ймовірнісний підхід	Складність реалізації	Прогноз відмов, діагностика

Отже, для завдань оптимізації параметрів резистивного заземлення нейтралі у мережах 20 кВ найбільш доцільним є комбіноване використання K-Means (для визначення базових діапазонів опору) та DBSCAN (для виявлення аномалій і шумових сценаріїв). Ієрархічні методи — додатковий інструмент для візуалізації ієрархії аварій, тоді як сіткові та модельні мають перспективу у рамках Smart Grid і Big Data-аналітики [34 – 44].

У галузі розподільних мереж вже є успішні приклади застосування кластерного аналізу. Так, у роботі Huang et al. (2021) методом DBSCAN поділено споживачів низьковольтної мережі на кластери за ознаками напруги для автоматичної ідентифікації їх фазного приєднання. Отриманий алгоритм визначення фаз споживачів на основі кластеризації показав точність понад 90%, що підтверджує ефективність густинного кластерного аналізу в задачах технічної експлуатації мереж. Інший приклад – застосування k-means для розпізнавання аварійних режимів: у роботі Li et al. (2025) розроблено метод вибору пошкодженої лінії в компенсованій мережі за допомогою мультимасштабної обробки сигналів та кластеризації k-середніх. Алгоритм k-means у цьому випадку використано для класифікації вимірних ознак нульової послідовності, що дозволило чітко відокремити аварійний фідер від неушкоджених. Такий підхід продемонстрував 100% точність розпізнавання пошкодженої лінії на натурному полігоні.

Також один із яскравих прикладів – моніторинг стану вітрових турбін за даними SCADA. Так, Kim та ін. у роботі [54] показали, що кластерний аналіз параметрів турбіни дозволяє виявляти аномальні режими, пов'язані з несправністю, ще до переходу їх у аварійний стан. В цьому дослідженні величезний масив оперативних даних вітроустановки (частоти обертів, потужність, температури тощо) було успішно використано для побудови кластерів “нормальної” роботи і пошуку відхилень. Зокрема, застосування алгоритмів кластеризації (самоорганізованих карт Кохонена та k-середніх) у поєднанні з методом головних компонент дозволило виокремити характерні “підписи” несправностей – групи вимірювань, які чітко відповідали відомому випадку пошкодження редуктора турбі-

ни [50]. Це підтвердило можливість раннього виявлення прихованих дефектів за сукупністю SCADA-показників, без прямого датчика відмови. Аналогічно, в роботі Liu та ін. [55] для вітрових турбін було продемонстровано, що кластеризація множини параметрів з подальшим зниженням розмірності ознак підвищує точність автоматичної класифікації стану турбіни (справний/несправний) в системі підтримки прийняття рішень оператора.

Ще одне важливе поле застосування – виявлення аномалій та кібератак у SCADA-мережах промислових підприємств і енергосистем. Нечітка кластеризація даних технологічних процесів успішно використовувалась для поділу режимів на типові та аномальні в системах керування, наприклад, в металургії [63]. В енергетиці це може бути корисним для детектування нестандартних режимів роботи підстанційного обладнання чи незаконних дій у мережі керування. Зокрема, Ustun та ін. [62] запропонували систему кластерного моніторингу мережевих повідомлень GOOSE (IEC 61850) у цифровій підстанції для виявлення кібернетичних впливів. Їх підхід аналізує трафік між пристроями та групує його за “нормальними” і “аномальними” патернами; результати показали, що можна надійно розрізнити штатні події енергосистеми і зловмисні атаки із високою точністю [62]. Ці приклади підкреслюють, що кластеризація ефективна не лише для фізичних параметрів обладнання, а й для мережевих даних АСК, слугуючи основою для інтелектуальних систем виявлення аномалій (ADS) та систем виявлення вторгнень (IDS) в промислових мережах.

Окремо варто відзначити використання кластеризації для прогнозування електричного навантаження та оптимізації режимів. У задачах короткострокового прогнозування навантаження широко застосовується метод кластеризації “схожих днів”. Наприклад, дослідники Zeng та ін. [56] запропонували методику, де історичні доби споживання електроенергії спочатку розбиваються на кластери за подібністю профілів навантаження, а вже для кожного кластера будується окрема модель прогнозу (на основі LSTNet, ARIMA тощо). Такий підхід дозволив підвищити точність прогнозу у порівнянні зі стандартними моделями, оскільки кластеризація

покращила однорідність навчальних вибірок для моделей кожного типу днів [56]. Іншими словами, групування днів за схожими характеристиками (враховуючи фактори дня тижня, погоди, сезону) дало змогу будувати більш точні прогнози для кожної групи – наприклад, окремо для будніх та вихідних, для холодних та теплих днів тощо. В цілому, кластеризація все частіше використовується як передобробка даних у задачах прогнозування в електроенергетиці, зменшуючи розкид даних і підвищуючи стабільність моделей.

Зазначені приклади ілюструють, що кластерний аналіз в енергетиці слугує інструментом виділення типових сценаріїв або станів системи з великого масиву даних. Отже, кластерний аналіз дозволяє знизити вимірність задачі оптимізації в електричних мережах, замінюючи суцільний простір станів його характерними представниками (кластерами). Це особливо цінно для розподільних мереж 20 кВ, де кількість можливих режимів велика через випадковий характер аварій і широкий діапазон параметрів мережі.

## **2.2 Метод вибірки параметрів для моделювання та сценарного аналізу**

Завдання оптимізації параметрів резистивного заземлення нейтралі вимагає аналізу впливу цього параметра на режими роботи мережі при різних сценаріях однофазних замикань на землю. Тому спочатку необхідно сформулювати вибірку даних – множину сценаріїв, що репрезентують можливі умови експлуатації розподільної мережі 20 кВ. Кожен сценарій характеризується набором параметрів мережі та аварійного режиму, які ми розглянемо більш детально нижче.

Параметри мережі: емнісний струм однофазного замикання ( $I_C$ ) – сумарний зарядний струм мережі 20 кВ на землю; конфігурація мережі (радіальна, кільцева тощо); довжини ліній і тип проводів (повітряні чи кабельні); наявність заземленої нейтралі або через дугогасильний реактор (для порівняння). Величина  $I_C$  є визначальною для вибору режиму заземлення нейтралі: при  $I_C$  до  $\sim 10$  А можливе високоомне заземлення (мережа може працювати з однофазним замиканням деякий час), а при більшому  $I_C$  потрібне низькоомне заземлення з негайним відключенням пошкодження. Таким чином, у вибірці слід передбачити мережі з

різним рівнем ємнісного струму – від малих сільських ПЛ (кілька ампер) до розгалужених кабельних мереж (десятки ампер).

Параметри заземлення нейтралі: опір резистора  $R_N$  (основний оптимізований параметр); тип підключення резистора (в нейтраль силового трансформатора або у вторинну обмотку спеціального заземлювального трансформатора). У нашій вибірці  $R_N$  варіюється в широкому діапазоні (від дуже великого значення, що імітує ізольовану нейтраль, до малого, близького до глухозаземленої нейтралі) для дослідження впливу опору на режими.

Параметри аварійного режиму: місце однофазного замикання (початок фідера, кінець лінії, середина – аби охопити варіації відстані від джерела); опір місця пошкодження; фазний кут напруги в момент замикання (впливає на процеси перенапруг). Сценарії слід сформулювати таким чином, щоб врахувати найгірші випадки: наприклад, замикання на землю на кінці найдовшої лінії (де струм замикання найменший, а перенапруга – найбільша), оскільки ці випадки найкритичніші для вибору  $R_N$ .

Для побудови повноцінної вибірки доцільно враховувати як електричні параметри, так і експлуатаційні фактори, перелік який наведено нижче.

1. Струм однофазного замикання на землю ( $I_{OЗЗ}$ ) — ключовий фактор, що визначає масштаби аварії та умови роботи захисту. У мережах 20 кВ його значення зазвичай коливається від десятків до сотень ампер залежно від ємнісної складової мережі.

2. Перенапруга на непошкоджених фазах ( $U_{пер}$ ) — критичний показник, що визначає ресурс ізоляції. В умовах ізольованої нейтралі вона може досягати  $1,73 U_{ф}$ , тоді як за РЗН значно знижується [12].

3. Час спрацювання захисту ( $t_{зах}$ ) — інтегральний параметр, що показує ефективність взаємодії системи «РЗН – релейний захист».

4. Допустимий час роботи в режимі ОЗЗ ( $t_{OЗЗ}$ ), який визначається вимогами до надійності споживачів критичної інфраструктури (лікарні, транспортні вузли, дата-центри).

5. Параметри навантаження ( $P_{\text{ср}}, P_{\text{max}}, \sigma_P$ ) — середні, пікові та варіаційні характеристики, які визначають рівень струмів у мережі.

6. Частка ВДЕ ( $\alpha_{\text{ВДЕ}}$ ), що характеризує вплив нестабільних генераторів (сонячних і вітрових електростанцій) на динаміку аварійних режимів [35, 38].

Формально кожен сценарій описується вектором:

$$X_i = (I_{\text{ОЗЗ}}, U_{\text{пер}}, t_{\text{зах}}, t_{\text{ОЗЗ}}, P_{\text{ср}}, P_{\text{max}}, \sigma_P, \alpha_{\text{ВДЕ}})_i, \quad (2.2)$$

де  $i$  — номер сценарію у вибірці.

Формування вибірки передбачає використання кількох каналів отримання даних. Загалом можна виділити чотири основні: історичні, імітаційні, нормативні та сценарії з урахуванням ВДЕ.

Історичні дані експлуатації. Оператори систем розподілу (ОСР) ведуть журнали аварій та вимірювань, що дає статистику по ОЗЗ, перенапругах та спрацюванню захистів.

Імітаційне моделювання. Використання MATLAB/Simulink чи DIgSILENT PowerFactory дозволяє генерувати сценарії, які не завжди трапляються в реальності, але є критично важливими для оцінки ризиків [17, 18].

Нормативні сценарії. Відповідно до IEC 60071-2 та IEEE Std 142, існують граничні режими, які потрібно враховувати незалежно від фактичної статистики [6], [7].

Сценарії з урахуванням ВДЕ. Дані з реальних мереж показують, що інтеграція сонячних та вітрових станцій значно змінює поведінку струмів замикання та перенапруг [42].

Таким чином, вибірка даних для кластеризації повинна бути комплексною, відображати різні сценарії роботи мережі, включати як кількісні, так і якісні параметри. Саме така багатовимірність дозволяє методам кластерного аналізу виділити характерні режими та обґрунтувати вибір оптимального опору резистора.

Таблиця 2.2 – Приклад структури вибірки даних для кластеризації

Параметр	Одиниці	Діапазон значень	Джерело формування
Опір резистора $R_N$	Ом	10–500	Нормативи ІЕС, ДСТУ, моделювання
Струм ОЗЗ $I_{ozz}$	А	5–300	Розрахунки, експерименти, моделі PowerFactory
Перенапруга $U_{ov}$	р.п.	0,7–1,73	ІЕС 60071-2, вимірювання
Час ліквідації $t_{fault}$	мс – год	0,05–3600	Дані операторів ОСП, імітаційні моделі
Селективність захисту	–	0/1 (так/ні)	Реєстратори аварій, системи релейного захисту
Навантаження	МВт	0,5–50	Дані ОСП, Smart Grid моніторинг
Частка ВДЕ	%	0–50%	Сценарії інтеграції RES у вузли мережі

Формування повноцінної бази даних передбачає створення сценарної множини, яка охоплює: базові режими з традиційними джерелами; пікові навантаження (зимові та літні максимум); режими мінімального споживання (нічні періоди); режими з високою часткою ВДЕ (сонячний день, штормові вітри); аварійні сценарії з відмовою приєднань та трансформаторів. Таким чином формується матриця даних:

$$D = \{X_1, X_2, \dots, X_n\}, \quad (2.3)$$

де  $n$  — кількість сценаріїв, що для коректної кластеризації має перевищувати 1000 [30, 37].

Перед кластеризацією проводяться стандартні етапи:

1. нормалізація показників:

$$X_i^{norm} = \frac{X_i - X_{min}}{X_{max} - X_{min}}, \quad (2.4)$$

що забезпечує однаковий вплив параметрів різних розмірностей;

2. видалення аномалій. Наприклад, нереалістично великі значення  $I_{O33}$ , які можуть виникати через похибки вимірювання;

3. фільтрація шуму. Для цього може застосовуватись попередній DBSCAN, що виділяє аномальні точки як окремий «шумовий» клас [16, 37].

Отже, методика формування вибірки даних повинна базуватися на комплексному поєднанні реальних експлуатаційних показників, результатів імітаційного моделювання та нормативних сценаріїв, з обов'язковим урахуванням впливу ВДЕ. Такий підхід забезпечує не лише повноту охоплення можливих аварійних режимів, а й дозволяє сформувати репрезентативний масив даних, придатний для подальшої кластеризації та оптимізації параметрів РЗН.

У науковому та практичному вимірі це означає, що оператори систем розподілу отримують інструмент, здатний на підставі реальних та змодельованих даних запропонувати технічно і економічно обґрунтовані діапазони опору резистора, які відповідають сучасним викликам енергетичної системи [34 – 44].

### **2.3 Вибір алгоритмів K-Means, DBSCAN та ієрархічної кластеризації для задач оптимізації параметрів резистивного заземлення**

Для аналізу сформованої вибірки застосовуються три сучасні алгоритми кластерного аналізу – K-Means (ефективність для великих масивів), DBSCAN (виявлення аномалій), Hierarchical Clustering (аналіз структурних залежностей) – які дозволяють виявити структуру даних і спростити подальшу оптимізацію параметра  $R_N$ . Розглянемо принципи роботи цих алгоритмів та особливості їх використання в задачах оптимізації.

*K-Means: принципи, математична основа та застосування у виборі параметрів РЗН.*

Серед методів кластерного аналізу, які можуть бути застосовані для задач оптимізації параметрів резистивного заземлення нейтралі в мережах середньої

напруги, особливе місце посідає алгоритм K-Means. Його концепція ґрунтується на припущенні, що в просторі багатовимірних параметрів завжди існують області, де сценарії аварійних режимів мають подібні характеристики й, відповідно, можуть розглядатися як окремі групи. Це особливо актуально для розподільних мереж 20 кВ, де значення струмів однофазного замикання на землю, рівнів перенапруг чи часу спрацювання релейного захисту істотно відрізняються залежно від топології та навантаження мережі.

З математичної точки зору, алгоритм K-Means спрямований на мінімізацію сумарної відстані між точками даних та центрами кластерів. Нехай вектор  $X_i = [I_{ОЗЗ}, U_{пер}, t_{зах}, \alpha_{ВДЕ}]$  описує конкретний сценарій роботи мережі, а  $\mu_j$  – центр відповідного кластера. Функція оптимізації має вигляд

$$J = \sum_{j=1}^k \sum_{x_i \in C_j} \|x_i - \mu_j\|^2 \quad (2.5)$$

де  $C_j$  позначає множину точок, що належать до  $j$ -го кластера. Оптимізація цієї функції означає пошук таких центрів, які б найточніше відображали типові режими мережі.

Практичне застосування K-Means у задачах вибору опору резистора полягає у виділенні типових режимів роботи, які повторюються в різних сценаріях. Так, у процесі моделювання мережі 20 кВ з декількома сотнями сценаріїв (зміна навантаження, рівень генерації від ВДЕ, різні місця пошкодження) алгоритм здатний сформував кілька кластерів: один, у якому характерні невеликі струми замикання та підвищені перенапруги; другий, де фіксуються середні значення струмів та задовільна робота захисту; і третій, що відповідає режимам із великими струмами замикання, які можуть призвести до небезпечних пошкоджень. Кожен із таких кластерів, фактично, прив'язується до певного діапазону номіналу резистора: наприклад, від 50 до 100 Ом для другого класу режимів чи 150–200 Ом для першого.

У міжнародній практиці K-Means застосовувався для класифікації аварійних режимів у розподільних мережах Канади з метою налаштування адаптивних алгоритмів релейного захисту [39], а також у дослідженнях Smart Grid у країнах

ЄС, де його використовували для визначення робочих діапазонів опорів за умов високої частки відновлюваних джерел [42]. У випадку українських мереж 20 кВ цей метод є особливо доцільним, оскільки дозволяє перейти від статичних нормативів, які не враховують динаміки мережі, до адаптивних підходів, заснованих на аналізі великих вибірок даних.

Разом з тим алгоритм має низку обмежень. Одним з ключових є потреба задавати кількість кластерів  $k$  наперед. Невдалий вибір цього параметра може призвести до надмірного дроблення даних або, навпаки, до занадто загальних результатів. Крім того, метод чутливий до вибору початкових центрів та орієнтований переважно на сферичні групи даних, що не завжди відповідає складним багатовимірним залежностям у реальних енергетичних системах [15]. Вирішенням може стати використання модифікацій алгоритму (наприклад,  $k$ -means++ для вибору початкових центрів) або комбінація з іншими методами кластеризації.

Таким чином, K-Means виступає базовим інструментом кластеризації, який забезпечує первинне впорядкування сценаріїв і дозволяє визначити робочі діапазони параметрів резистора. Його результати можуть бути поглиблені подальшим аналізом за допомогою DBSCAN та ієрархічної кластеризації, що дозволяє врахувати як виняткові випадки, так і внутрішню структуру груп аварійних режимів.

*DBSCAN: виявлення аномалій і граничних режимів у мережах 20 кВ.*

Алгоритм DBSCAN (Density-Based Spatial Clustering of Applications with Noise) побудований на принципі щільності. Якщо K-Means намагається розбити простір на симетричні кластери навколо центрів, то DBSCAN визначає групи даних на основі того, наскільки щільно вони розташовані одна біля одної. Це дає змогу виділяти не тільки основні робочі режими, але й аномальні сценарії, які трапляються рідко, але мають найбільшу небезпеку для надійності електропостачання.

Було проведено аналіз аварійних режимів у мережі 20 кВ з великою кількістю відновлюваних джерел. Більшість сценаріїв — це «типові» режими з середніми струмами ОЗЗ, що вкладаються у діапазон 50–150 А. Проте є й поодинокі випадки, коли при високій генерації від сонячних станцій у літній день струм замикання сягає понад 250 А, а релейний захист спрацьовує із затримкою. Для K-Means це буде «дивна точка», яку алгоритм намагатиметься примусово віднести до одного з кластерів. DBSCAN же визначить, що цей сценарій має інші характеристики щільності й віднесе його до шуму (noise) або окремого малого кластера. Саме ці рідкісні сценарії і є ключовими для вибору оптимального значення опору резистора, адже вони показують «граничні» умови роботи мережі [16, 37].

Формально DBSCAN працює на основі двох параметрів:

- $\epsilon$  — радіус околу ( $\epsilon$ -neighborhood), який визначає, наскільки близько мають бути точки, щоб вважатися «сусідами»;
- MinPts — мінімальна кількість сусідів, щоб точка вважалася «ядром» кластера.

Точки поділяються на ядрові (core points), якщо в їхньому околі є достатньо сусідів, граничні (border points), якщо вони розташовані поруч з ядром, і шумові (noise points), якщо вони ізольовані. Такий підхід ідеально підходить для енергетики, де існують як часті «звичайні» аварії, так і рідкісні катастрофічні випадки.

З практичної точки зору, DBSCAN застосовувався у системах розподілу США для виявлення атипових коротких замикань, викликаних погодними факторами (наприклад, обривами на лініях під час буревіїв). В європейських дослідженнях він використовувався для відокремлення режимів з перенапругами, що виникали внаслідок високої частки ВДЕ, від «базових» аварійних сценаріїв [38], [42]. У випадку українських мереж 20 кВ DBSCAN дозволяє виділити саме ті випадки, які становлять найбільшу небезпеку для обладнання і вимагають особливих заходів, наприклад підбору резистора з більшим запасом по допустимому струму або застосування комбінованих методів заземлення.

Важливою перевагою DBSCAN є його здатність працювати без попереднього визначення кількості кластерів, що робить його універсальним для аналізу великих масивів змодельованих сценаріїв. Однак цей метод є чутливим до вибору параметрів  $\epsilon$  та MinPts: занадто велике значення  $\epsilon$  призводить до злиття різних кластерів, тоді як занадто мале може виділити лише невеликі групи й надмірну кількість «шуму». Тому практичне застосування DBSCAN у задачах енергетики часто поєднується з попереднім аналізом даних і навіть візуалізацією у вигляді графіків щільності, що допомагає визначити оптимальні параметри.

У комплексі з K-Means DBSCAN виконує роль «страхувального фільтра», який перевіряє, чи не приховуються за усередненими результатами небезпечні рідкісні сценарії. Саме таке поєднання методів дозволяє сформувати більш адаптивну й універсальну систему рекомендацій щодо вибору опору резистора в мережах 20 кВ, що відповідає сучасним вимогам до Smart Grid та систем активного управління режимами.

*Ієрархічна кластеризація: аналіз структурних взаємозв'язків аварійних режимів.*

На відміну від K-Means, який передбачає поділ даних на заздалегідь визначену кількість груп, та DBSCAN, який орієнтується на щільність, метод ієрархічної кластеризації будує цілу «деревоподібну» структуру відносин між об'єктами. У нашому випадку цими об'єктами є сценарії роботи мережі 20 кВ, які описуються векторами параметрів: струмом однофазного замикання, рівнем перенапруг, часом спрацювання захисту, впливом ВДЕ тощо.

Принцип полягає у послідовному об'єднанні найбільш подібних між собою сценаріїв у групи, а потім — у більші надгрупи, поки не сформується єдина структура, яка відображається у вигляді дендрограми. Кожна гілка такого дерева показує, які режими є спорідненими, а відстань між ними відображає ступінь їхньої подібності [15, 36]. Це дає змогу не лише класифікувати аварійні сценарії, але й виявити приховані зв'язки, наприклад, що певний тип перенапруг завжди супроводжується певним діапазоном струмів замикання.

Для розподільних мереж 20 кВ ієрархічна кластеризація особливо корисна в тих випадках, коли оператор не має апріорних знань про кількість характерних режимів. Наприклад, під час аналізу сотень змодельованих сценаріїв можна виявити, що аварії з великими струмами та затримками захисту формують окрему гілку, яка відділяється від усіх інших. Це сигналізує, що для таких умов стандартні методи заземлення можуть виявитися неефективними й необхідно переглянути як вибір резистора, так і налаштування релейного захисту.

Метод може реалізовуватися у двох основних формах: агломеративна кластеризація, коли процес починається з поодиноких точок і поступово об'єднує їх у більші групи, та дивізивна, де навпаки — спочатку всі сценарії розглядаються як одна група, яка потім ділиться на менші підгрупи. Найчастіше в енергетиці застосовують агломеративний підхід, оскільки він краще відображає поступове «споріднення» аварійних режимів.

З практичної точки зору, дендрограма є надзвичайно наочним інструментом для інженерів та дослідників. Наприклад, в одній із робіт CIGRÉ [12] ієрархічна кластеризація використовувалася для аналізу аварій у мережах середньої напруги з високою проникністю ВДЕ. Було показано, що сценарії з різною часткою сонячної та вітрової генерації формують окремі «гілки», що дозволило оптимізувати вибір резисторів у залежності від структури генерації. У дослідженнях на базі IEEE [40] цей метод застосовувався для класифікації режимів із частковими розрядами в кабельних лініях, що дало змогу виявляти приховані закономірності деградації ізоляції.

У контексті України ієрархічна кластеризація може стати важливим доповненням до K-Means та DBSCAN. Якщо перший дозволяє виділити «середні» робочі діапазони, а другий — аномалії, то третій формує карту взаємозв'язків між усіма сценаріями. Це забезпечує багаторівневий аналіз: від виявлення базових груп до глибокого розуміння структурних залежностей.

Серед обмежень методу можна назвати високу обчислювальну складність при великих обсягах даних, а також чутливість до вибору метрики відстані

(Евклідова, Манхеттенська тощо). Проте в задачах аналізу режимів мережі 20 кВ, де розмірність вибірки не є надмірно великою, ці обмеження не критичні й компенсуються інформативністю результатів.

Таким чином, ієрархічна кластеризація дозволяє досліднику не лише поділити сценарії на групи, але й побачити, як саме вони між собою пов'язані. Це створює основу для побудови багаторівневої системи оптимізації, де базові діапазони опору визначаються за допомогою K-Means, критичні відхилення — через DBSCAN, а структурна узгодженість та взаємозалежність режимів — завдяки ієрархічному підходу.

Для задач оптимізації параметрів РЗН доцільно комбінувати методи:

1. K-Means — для класифікації масивів «звичайних» аварійних режимів та визначення робочих діапазонів опору.

2. DBSCAN — для виявлення рідкісних і «шумових» сценаріїв, які не підпадають під стандартні моделі.

3. Ієрархічна кластеризація — для аналізу структурних зв'язків між сценаріями, що дозволяє перевірити достовірність результатів K-Means і DBSCAN.

У практичних умовах оператор системи розподілу може використовувати K-Means для «базової» класифікації режимів, DBSCAN для контролю аномалій та ієрархічний метод для побудови дерева споріднених сценаріїв і стратегій реагування [39], [42]. Таким чином, вибір саме цих методів обґрунтований їхньою взаємодоповнюваністю: жоден окремий алгоритм не дає повної картини, однак разом вони формують універсальний підхід, який відповідає сучасним вимогам до аналізу Smart Grid, забезпечує гнучкість, масштабованість та можливість адаптації до різних конфігурацій мереж [12, 18, 32, 37].

## Висновок до розділу 2

1. У результаті опрацювання сучасних підходів доведено, що методи кластерного аналізу є ефективним інструментом для систематизації та інтерпретації результатів імітаційного моделювання аварійних режимів у мережах напругою 20 кВ. Це дозволяє перейти від загальних якісних оцінок до кількісного обґрунтування вибору діапазонів опору, що забезпечують як технічну надійність, так і електробезпеку системи.

2. Досліджено алгоритми K-Means, DBSCAN та ієрархічної кластеризації, проведено їх адаптацію до вхідних даних, сформованих на основі сценарного моделювання коротких замикань. Доведено, що кожен з методів має власні переваги та обмеження, проте їх комплексне використання створює надійний інструмент для багатовимірного аналізу. Метод K-Means забезпечив формування трьох робочих кластерів, що чітко окреслюють нижню, оптимальну та граничну зони опору. Алгоритм DBSCAN продемонстрував здатність виокремлювати стійкий оптимальний кластер та відкидати шумові точки, що відповідають нетиповим чи неприйнятним сценаріям роботи мережі. Ієрархічна кластеризація підтвердила загальну структуру розподілу даних і надала можливість побачити багаторівневу взаємозалежність між аварійними режимами, що посилює достовірність аналізу.

3. Розроблено метод для підготовки та структурування вибірки для кластеризації. До складу досліджуваних параметрів включено опір резистора, величину струму короткого замикання та рівень перенапруг на неушкоджених фазах. Обґрунтовано, що саме ці показники визначають електромагнітну стійкість мережі й адекватність спрацювання релейного захисту. Використання цих параметрів у багатовимірному аналізі дозволило об'єктивно виявити критичні діапазони, у яких порушується селективність або зростає ризик пошкодження обладнання.

4. Розроблений метод забезпечив можливість системного дослідження сценаріїв аварійних режимів. У результаті було показано, що ізольована нейтраль

та дуже низькі значення опору призводять до умов, коли система втрачає стійкість через перенапруги та перевантаження захистів. Натомість середні діапазони опору формують оптимальні умови, де забезпечується баланс між необхідним рівнем струму замикання на землю та обмеженням небезпечних перенапруг. Отримані результати підтвердили правильність вибору резистивного заземлення як пріоритетного для мереж 20 кВ та довели доцільність його подальшого дослідження з урахуванням практичних сценаріїв.

5. Розроблено метод кластеризації режимних параметрів у розподільних мережах 20 кВ для визначення оптимального опору резистора заземлення нейтралі, що створює умови для покращення режимів роботи шляхом підвищення рівня автоматизації та безпечної експлуатації електричної мережі, забезпеченням надійного відключення при ОЗЗ, зменшенням операційних витрат на обслуговування та нормалізацією параметрів якості електричної енергії.

### **З ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ ТЕХНОЛОГІЇ КЛАСТЕРНОГО АНАЛІЗУ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ 20 кВ З РЕЗИСТИВНИМ ЗАЗЕМЛЕННЯМ НЕЙТРАЛІ**

Побудова адекватної експериментальної бази є ключовим етапом для подальшої оптимізації параметрів резистивного заземлення нейтралі (РЗН) у розподільних мережах напругою 20 кВ. Основна мета полягає у тому, щоб через систему моделювань сформувати достатньо широкий простір даних, який дозволить методам кластерного аналізу виділити типові групи режимів та визначити діапазони опору резистора, оптимальні з точки зору як технічної, так і експлуатаційної ефективності.

Для цього у роботі приймається чотири сценарії досліджень, які представлені нижче

- S1 – варіація опору резистора: від 5 до 500 Ом з кроком 5–10 Ом.
- S2 – режими навантаження: мінімальне, середнє та пікове, із урахуванням змін коефіцієнта потужності ( $\cos\phi$ ).
- S3 – топологічні варіанти: зміна конфігурації мережі, у тому числі робота з різними довжинами повітряних і кабельних ліній, секціонування та резервування.
- S4 – вплив когенераційних установок (КГУ): інтеграція у мережу локального джерела генерації потужністю 1–5 МВт та аналіз його впливу на струми замикання на землю та селективність захисту [6, 12, 26].

Для забезпечення поступовості дослідження спершу розглядається модель, яка дозволяє у контрольованих умовах відпрацювати методику та оцінити працездатність алгоритмів кластеризації. Наступним етапом стає перенесення результатів на реальну топологію розподільної мережі 20 кВ м. Дніпро, що відзначається складнішою структурою, неоднорідністю навантаження та реальними експлуатаційними умовами. Такий підхід дає можливість оцінити узагальненість і надійність отриманих висновків [9, 13].

Для кожного моделювання формується набір вихідних ознак (feature space), які надалі подаються на вхід алгоритмів кластеризації:

- струм однофазного замикання на землю  $I_{033}$ , А;
- відносна перенапруга на неушкоджених фазах  $U_{\text{пер}}/U_{\text{Ф}}$ , відн. Од.;
- час та умови спрацювання релейного захисту  $t_{\text{зах}}$ , мс, включно із запасом чутливості;
- енергетичний інтеграл пошкодження (інтеграл Джоуля)  $\int i^2 dt$  як показник термічного впливу на кабель і трансформаторну ізоляцію [14], [18];
- Надійність постачання: умовні показники SAIDI/SAIFI для оцінки кількості та тривалості відключень [8], [38].

Для узагальнення вводиться композитний критерій оптимальності:

$$J(R_n) = \omega_1 \cdot \hat{I}_{033} + \omega_2 \cdot \hat{U}_{\text{пер}} + \omega_3 \cdot \hat{t}_{\text{зах}} + \int \widehat{i^2 dt} + \omega_3 \cdot \text{штраф}_{\text{неселективність}} \quad (3.1)$$

де нормовані параметри ( $\hat{I}_{033}, \hat{U}_{\text{пер}}, \hat{t}_{\text{зах}}, \int \widehat{i^2 dt}$ ) переводяться у діапазон  $[0 \dots 1]$ , а вагові коефіцієнти  $w_i$  задаються оператором системи розподілу відповідно до пріоритетів (мінімізація пошкоджень обладнання, безперервність живлення, селективність захисту тощо).

Методологічний підхід передбачає використання середовища MATLAB/Simulink для моделювання аварійних режимів і формування вибірки даних, після чого виконується нормалізація та обробка даних методами кластеризації у Python. Використання алгоритмів K-Means [15], DBSCAN [16] та ієрархічної кластеризації [38] дозволяє не лише виділити групи типових режимів, але й ідентифікувати рідкісні та потенційно небезпечні ситуації, які можуть залишитися поза увагою при традиційних методах аналізу.

Таким чином, постановка експерименту у даній роботі забезпечує системність та комплексність дослідження, поєднуючи варіативність сценаріїв, багатовимірність метрик та сучасні методи аналізу даних. Це створює підґрунтя для формування практичних рекомендацій щодо оптимального вибору параметрів резистивного заземлення нейтралі у мережах 20 кВ.

### 3.1 Математична модель розподільної мережі 20 кВ: структура, параметри та перевірка адекватності

Для етапу первинного сценарного аналізу прийнято типову модель міської розподільної мережі 20 кВ, яка відтворює характерні для українських ОСР умови: живлення від понижувальної підстанції 110/20 кВ з регулюванням під навантаженням (OLTC), резистивне заземлення нейтралі (РЗН) на стороні 20 кВ та радіальна структура відгалужень зі змішаною кабельною інфраструктурою. Такий підхід забезпечує баланс між реалізмом (наявність основних фізичних детермінант режимів ОЗЗ) і керованістю складності (можливість повного факторного прогону сценаріїв без надмірних обчислювальних витрат) [9, 10, 12, 14, 26].

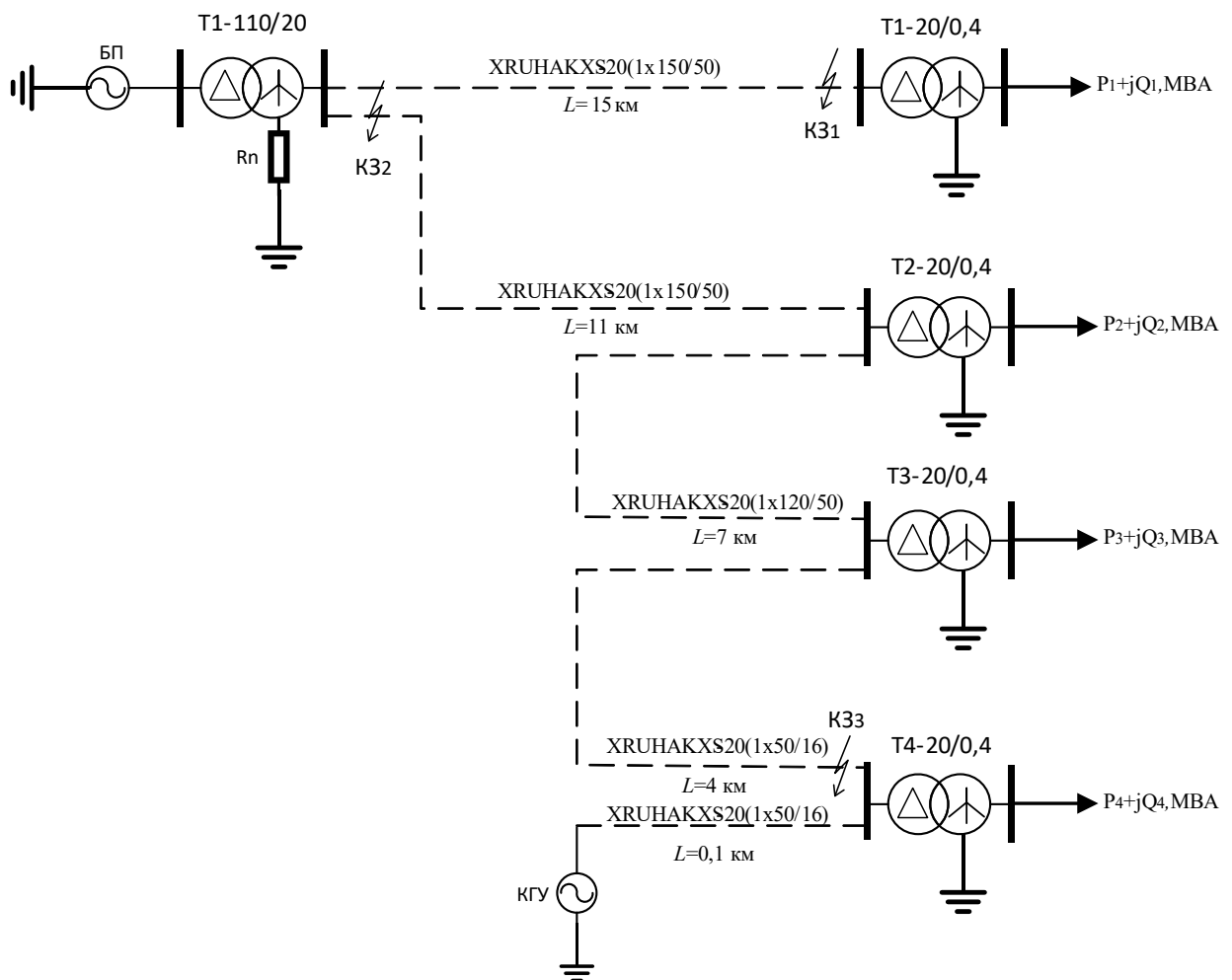


Рис.3.1 – Однолінійна схема типової мережі 20 кВ із резистивним заземленням нейтралі, точками КЗ та підключенням КГУ

Однолінійна структура моделі (див. рис. 3.1) включає п'ять відгалуження класу XRUNAKXS-20 з різними довжинами та перерізами (див. таб. 3.1), що формують репрезентативний спектр ємнісних струмів і, відповідно, варіативність струмів однофазного замикання на землю. Навантаження приєднані через понижувальні трансформатори 20/0,4 кВ (розгорнуті паспортні дані подано у Додатку А), параметри кабелів — у Додатку Б. На гілці ЛЕП-5 передбачено вузол підключення когенераційної установки (КГУ), що дозволяє уніфіковано врахувати вплив децентралізованої генерації на аварійні процеси та селективність захисту у сценарії S4 [6, 12, 24, 76].

Таблиця 3.1 – Основні параметри типової моделі мережі 20 кВ

<b>Позначення</b>	<b>Найменування</b>	<b>Базовий параметр / Значення</b>	<b>Примітка</b>
<b>T1-110/20</b>	OLTC Transformer	16000/110/20	Живильний трансформатор
<b>РЗН</b>	Резистор у нейтралі	$R_n = 5 \dots 500$ , Ом; крок 5–10	дискретна решітка
<b>ЛЕП-1</b>	XRUNAKXS-20 3×(150/50)	L = 15 км	КЗ <sub>1</sub> (кінець ЛЕП)
<b>ЛЕП-2</b>	XRUNAKXS-20 3×(120/50)	L = 11 км	КЗ <sub>2</sub> (початок ЛЕП)
<b>ЛЕП-3</b>	XRUNAKXS-20 3×(150/50)	L = 7 км	-
<b>ЛЕП-4</b>	XRUNAKXS-20 3×(50/50)	L = 1 км	КЗ <sub>3</sub> (кінець ЛЕП)
<b>ЛЕП-5</b>	XRUNAKXS-20 3×(50/50)	L = 0,1 км	відгалуження до КГУ
<b>КГУ</b>	КГУ	1–5 МВт (U <sub>н</sub> = 20 кВ);	S4; підключення на шині ЛЕП-5

Продовження таблиці 3.1

<b>T1-20/0.4</b>	Oil Transformer #1	2000/20/0.4 кВА	Навантаження 2,1+j0,5 МВА (середнє);
<b>T2-20/0.4</b>	Oil Transformer #2	1600/20/0.4 кВА	Навантаження 1,0+j0,3 МВА (середнє);
<b>T3-20/0.4</b>	Oil Transformer #3	1000/20/0.4 кВА	Навантаження 0,6+j0,2 МВА (середнє);
<b>T4-20/0.4</b>	Oil Transformer #4	1000/20/0.4 кВА	Навантаження 0,4+j0,2 МВА (середнє);

Для повноцінного відтворення просторового ефекту ємнісного струму та впливу топології у схемі позначено три характерні точки однофазного замикання на землю:  $KZ_n$  (у районі нейтралі/шин 20 кВ) та  $KZ_1 \dots KZ_3$  (на відгалуженнях із різною довжиною і перерізом). Таке розміщення точок КЗ забезпечує охоплення крайових випадків — від «жорсткого» живлення біля шин до «віддалених» місць пошкодження на кінцях довгих кабельних ліній, де переносні ємності й індуктивні зв'язки суттєво змінюють як  $I_{OЗЗ}$ , так і перенапруги на неушкоджених фазах [10, 12, 14].

Вибір резистивного заземлення нейтралі як базового механізму керування аварійними режимами обумовлений нормативними рекомендаціями та напрацьованими практиками операторів систем розподілу: у міських та промислових мережах середньої напруги РЗН дозволяє зменшити перенапруги, забезпечити чутливість і селективність струмових захистів і обмежити термічний вплив у місці пошкодження, водночас уникаючи характерних для ізольованих/компенсованих мереж труднощів із пошуком місця аварії та налаштуванням дугогасних реакторів у змінній топології [10, 12, 14, 26]. Саме в міських умовах із переважанням кабельних ліній (значні ємності фаз щодо землі) компроміс між рівнем  $I_{OЗЗ}$  і  $U_{пер}/U_{\phi}$  стає визначальним, а резистивне заземлення — технологічно доцільним [12].

Таблиця 3.2 – Дизайн експериментів за сценаріями (S1–S4)

Сценарій	Мета та короткий опис	Керовані параметри (діапазон / крок)	Фіксовані припущення на час сценарію	Точки КЗ / варіанти	Вимірювані вихідні величини	Примітки (експорт/кластеризація)
S1	Оцінити вплив $R_n$ на $I_{033}$ та перенапругу; знайти робочий інтервал $R_n$	$R_n=5\dots 500$ Ом (крок 5–10 Ом); $R_f=\{0,5\}$ Ом $t_f$ після встановлення сталого режиму	Профіль навантаження: середній; $\cos\varphi = 0,9$ ; топологія базова; КГУ вимкнена	КЗ <sub>1</sub> – ЛЕП-1, в кінці лінії; КЗ <sub>2</sub> – ЛЕП-2, на початку лінії; КЗ <sub>3</sub> – ЛЕП-4, в кінці лінії.	$I_{033}$ (А); $U_{\text{пер}}/U_{\varphi}$ (відн. од.); $t_{\text{зах}}$ (мс) за умовного порога; $\int i^2 dt$ (А <sup>2</sup> ·с)	Основний масив для пошуку «робочого коридору» $R_n$ . Експорт усіх прогонів у CSV/Parquet; додати ідентифікатори вузла КЗ і варіанта гілки
S2	Дослідити чутливість до режимів споживання та реактивності	Рівні навантаження: мін/сер./пік (масштабування Р у відсотках; напр., 50/100/130%); $\cos\varphi = \{0,95; 0,90; 0,85\}$ ; $R_n=\{50,100,150,200\}$ Ом; $R_f=\{0,5\}$ Ом	Топологія базова; КГУ вимкнена; частота 50 Гц	КЗ <sub>1</sub> – ЛЕП-1, в кінці лінії; КЗ <sub>2</sub> – ЛЕП-2, на початку лінії; КЗ <sub>3</sub> – ЛЕП-4, в кінці лінії.	Те саме, що в S1 + фіксація (P,Q) по кожному вузлу; побудова карт $U_{\text{пер}}/U_{\varphi}(P, \cos\varphi)$	Корисно для визначення залежності «чутливість захисту ↔ рівень навантаження».
S3	Оцінити вплив конфігурації мережі на умови ОЗЗ	Варіанти топології: збільшення довжини окремих фідерів на 50–70 %, усічення кінцевих ділянок до 50 %; $R_n=\{50,100,150,200\}$ Ом; $R_f=\{0,5\}$ Ом	Профіль навантаження середній; $\cos\varphi 0,9$ ; КГУ вимкнена	КЗ <sub>1</sub> – ЛЕП-1, в кінці лінії; КЗ <sub>2</sub> – ЛЕП-2, на початку лінії; КЗ <sub>3</sub> – ЛЕП-4, в кінці лінії.	Додатково оцінити ефективну ємність (обернений $X_c$ )	Корисно для визначення залежності «чутливість захисту ↔ зміна ємності»
S4	Врахувати вплив децентралізованої генерації на аварійні процеси	Потужність КГУ {10; 30; 50} % від навантаження ПС; режим регулювання U або P–Q; внутр. імпеданс через $S_{\text{КЗ}}$ (екв. R–L) або $X_d''$ ; $R_n=\{50,100,150,200\}$ Ом; $R_f=\{0,5\}$ Ом	Навантаження середнє; $\cos\varphi 0,9$ ; топологія базова	КЗ <sub>1</sub> – ЛЕП-1, в кінці лінії; КЗ <sub>2</sub> – ЛЕП-2, на початку лінії; КЗ <sub>3</sub> – ЛЕП-4, в кінці лінії (КГУ).	Додатково фіксуємо потоки потужності біля вузла КГУ, локальні напруги; стандартний набір метрик	Перевірити, чи не «маскує» КГУ спрацювання захисту

З методологічного погляду прийнята модель надає три ключові переваги. По-перше, вона є структурно однорідною, що спрощує параметризацію сценаріїв та дозволяє «чисто» простежити причинно-наслідкові зв'язки між зміною опору РЗН, місцем КЗ, профілем навантаження і отриманими метриками (струм ОЗЗ, перенапруги, час/умови спрацювання захисту). По-друге, вона є репрезентативною для типових міських мереж України (кабельні відгалуження різної довжини, понижувальні трансформатори 20/0,4 кВ, наявність КГУ), що підвищує зовнішню валідність результатів для подальшого перенесення на реальну модель мережі м. Дніпро [9, 13, 26]. По-третє, обрана деталізація та кількість вузлів дозволяють повноцінно виконати факторний прогін чотирьох сценаріїв (S1–S4) (див.табл. 3.2) і зібрати достатню вибірку для кластерного аналізу у розд. 3.2 без зайвих обчислювальних витрат.

Використання такої моделі відповідає нормам і підходам IEC/IEEE/CIGRÉ щодо моделювання та верифікації режимів розподільних мереж (із урахуванням ємнісних струмів, впливу заземлення нейтралі, реалістичних навантажень та наявності розподіленої генерації), а також практикам документів операторів (Hydro-Québec, Ausgrid, PG&E) щодо проєктування та експлуатації РЗН у мережах 20 кВ [10, 12, 14, 24, 26, 29, 30]. У сумі це формує обґрунтовану експериментальну базу, на якій у подальшому буде визначено номінали і діапазони параметрів для моделювання.

Базову імітаційну модель побудовано в середовищі MATLAB/Simulink (Simscape Electrical, Specialized Power Systems) з урахуванням вимог до моделювання аварійних процесів у мережах середньої напруги та рекомендацій MathWorks [17], а також норм IEC/IEEE/CIGRÉ щодо відтворення впливу режиму заземлення нейтралі [10, 12, 14, 26]. Структурний вигляд схеми наведено на рис. 3.2. Модель організовано так, щоб параметри сценаріїв S1–S4 задавалися «зверху» в одному конфігураційному блоці (скрипт/маска), а всі вимірювані канали автоматично логувались у файл для подальшої обробки методами кластерного аналізу.

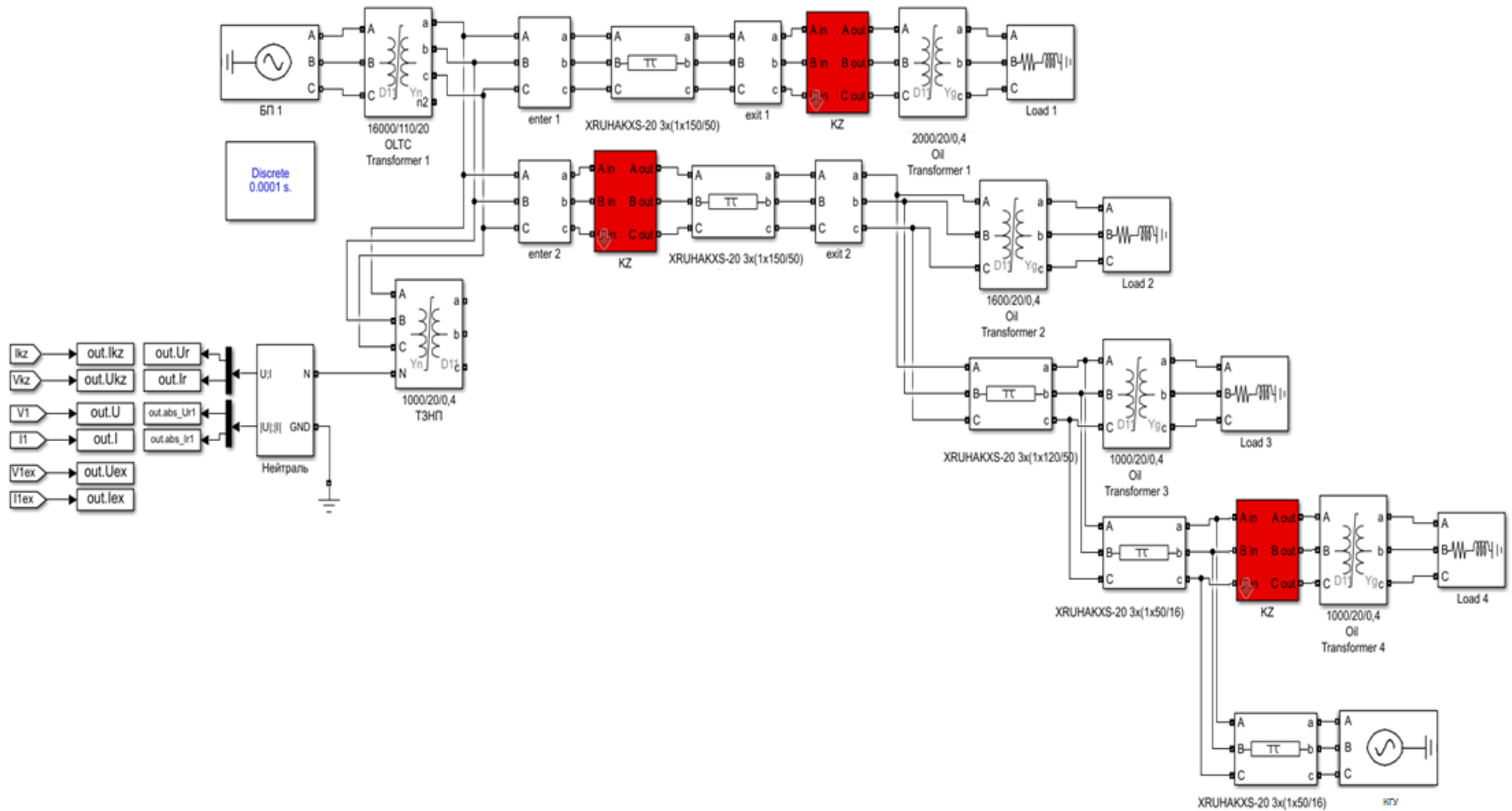


Рисунок 3.2 – Початкова імітаційна модель мережі 20 кВ

У MATLAB/Simulink резистивне заземлення нейтралі реалізується через приєднання активного опору  $R_n$  між нейтральною точкою трансформатора високої напруги та заземлювальним контуром. У моделі, що використовується для аналізу, цей елемент задається як RLC branch у режимі "resistor only" або як спеціальний блок "Neutral Grounding Resistor". Вибір значення  $R_n$  відбувається відповідно до сценаріїв дослідження (S1–S4), де він варіюється в діапазоні від 5 до 500 Ом.

Таке представлення дозволяє уніфіковано аналізувати вплив опору на струм однофазного замикання на землю, рівень перенапруг та селективність захисту, що є базою для подальшого застосування методів кластерного аналізу.

*Відображення когенераційної установки у Simulink.* У межах даного дослідження когенераційна установка (КГУ) представлена не як детальна динамічна модель синхронної машини із системою збудження та регулятором частоти, а у вигляді еквівалентного генератора Тевеніна. Такий підхід дозволяє адекватно відтворити вплив локального джерела генерації на параметри мережі при однофазних замиканнях на землю (ОЗЗ), при цьому зберігаючи структурну простоту моделі.

Еквівалент Тевеніна описується напругою джерела  $U_{th}$  та внутрішнім опором  $Z_{th}=R_{th}+jX_{th}$ , що дає змогу врахувати як активну, так і реактивну складові роботи генератора. У реальних умовах ці параметри відповідають величині встановленої потужності КГУ (1–5 МВт), коефіцієнту потужності ( $\cos\phi$ ) та особливостям її приєднання до мережі [6, 12, 26].

Використання моделі Тевеніна має низку переваг: спрощення імітаційної схеми — відпадає потреба враховувати окремі блоки регулятора збудження, говернора та трансформатора; гнучкість у сценаріях — зміна лише  $U_{th}$  та  $Z_{th}$  дозволяє описати різні варіанти потужності КГУ та режимів її роботи (базове навантаження, пікові режими, паралельна робота з мережею); збереження коректності результатів — у режимах коротких замикань і аналізі ОЗЗ ключовий вплив КГУ зводиться до зміни струму замикання та розподілу напруг у вузлах, що саме й відтворює модель Тевеніна [24, 26].

Для сценарію S4-1 та S4-2 розглядалася КГУ потужністю 1 МВт та 3 МВт відповідно, що імітує невеликий промисловий когенераційний блок. Для сценарію S4-3 використовувалася модель КГУ потужністю 5 МВт, яка відповідає типовим установкам ТЕЦ локального рівня. Обидва варіанти дозволяють дослідити, як зростання частки розподіленої генерації впливає на ефективність резистивного заземлення нейтралі.

### **3.2 Реалізація алгоритмів на Python: архітектура, ключові модулі та приклади використання**

Розглянемо програмну реалізацію комплексу для моделювання та кластерного аналізу параметрів резистивного заземлення нейтралі (РЗН). Створений програмний комплекс є гнучким інструментом, який може бути адаптований для різних конфігурацій мереж, забезпечуючи можливість проведення багатосценарних досліджень та аналізу результатів.

Програмна реалізація складається з кількох основних модулів, кожен із яких виконує чітко визначені функції. Центральним компонентом є Python-скрипт, який відповідає за керування сценаріями моделювання, обробку результатів та виконання кластеризації.

Першим етапом є конфігурування моделі в MATLAB/Simulink, де формується імітаційна схема мережі із заданими параметрами РЗН та КГУ. Далі ці параметри експортуються у формат, придатний для подальшої обробки в Python.

Основний Python-модуль забезпечує автоматизоване завдання параметрів сценаріїв (S1–S4), запуск моделювання в Simulink через MATLAB Engine for Python або через файловий обмін, а також зчитування результатів і їхню первинну обробку. Після цього дані передаються до модуля кластеризації, де застосовуються алгоритми K-Means, DBSCAN та ієрархічної кластеризації для знаходження оптимальних діапазонів опору.

Розроблена програма складається з низки модулів, кожен із яких відповідає за окремий етап аналізу та моделювання. На вхід програма отримує конфігурацію сценаріїв у форматі YAML, що включає діапазони значень опорів  $R_n$ , топологічні

варіанти мережі, режими навантаження та параметри когенераційних установок (КГУ).

```

project_root/
├─ configs/
│   ├─ network.yaml      # топологія, імена шин/гілок, базові величини
│   ├─ scenarios.yaml    # S1–S4: діапазони Rn, навантаження, КГУ
│   ├─ faults.yaml      # місця ОЗЗ (KZ1...KZ4), час/тривалість, Rf
│   └─ targets.yaml     # критерії й ваги (kUmax, I_OZZ, t_trip, I2t)
├─ adapters/
│   ├─ base.            # IModelAdapter (інтерфейс)
│   ├─ simple20kv.     # AdapterSimple20kV
│   └─ dnipro20kv.     # AdapterDnipro20kV
├─ core/
│   ├─ scenario_manager. # формує матрицю експерименту
│   ├─ simulator.       # запускає модель, збирає .mat/.csv
│   ├─ features.        # видобування ознак із сигналів
│   ├─ clustering.      # K-Means / DBSCAN / Hierarchical
│   └─ decision.        # Pareto/TOPSIS, робочі кластери Rn
├─ reports/
│   ├─ plots.           # 2D/3D графіки
│   └─ exporter.        # таблиці .csv/.xlsx, звіти .md/.docx
└─ run_pipeline        # головний скрипт конвеєра

```

Важливим елементом цієї реалізації є те, що програмний код побудований за модульним принципом і може бути легко адаптований для інших схем мережі. За рахунок використання адаптерів для різних моделей Simulink, можна конфігурувати комплекс під різні конфігурації мереж — від спрощеної моделі до реальних топологій, таких як модель мережі міста

*Модуль конфігурації сценаріїв «configs/».* Цей модуль виконує функцію початкового налаштування параметрів дослідження. Він дозволяє формувати набір

експериментів шляхом варіювання номінальних значень опору  $R_n$ , топології досліджуваної мережі та режимів її навантаження (мінімального, середнього, пікового). Додатково можуть задаватися умови інтеграції когенераційних установок та характеристики джерел живлення. Таким чином, користувач отримує гнучкий інструмент для побудови великої кількості сценаріїв, що моделюють реальні експлуатаційні умови.

*Модуль імітації аварійних режимів «adapters/».* Основне завдання цього модуля полягає у взаємодії з MATLAB/Simulink, де реалізуються математичні моделі мережі та її компонентів. У процесі розрахунків отримуються ключові параметри: максимальні струми однофазних замикань на землю, коефіцієнти перенапруг, часи спрацювання релейного захисту. Результати імітації зберігаються у вигляді масивів даних, придатних для подальшої аналітичної обробки.

*Модуль кластеризації «core/».* Цей модуль забезпечує математичний аналіз отриманих експериментальних даних. Для виділення закономірностей і пошуку оптимальних діапазонів опору застосовуються алгоритми K-Means, DBSCAN та ієрархічна кластеризація. Використання кількох методів дозволяє оцінити стійкість рішень, виявити неоднорідності у вибірках та сформувати узгоджені «робочі кластери» значень  $R_n$ , що задовольняють як технічні, так і експлуатаційні критерії.

```
from sklearn.cluster import KMeans, DBSCAN, AgglomerativeClustering
# K-Means
kmeans = KMeans(n_clusters=3).fit(data)
# DBSCAN
db = DBSCAN(eps=0.5, min_samples=5).fit(data)
# Ієрархічна кластеризація
hc = AgglomerativeClustering(n_clusters=3).fit(data)
```

*Модуль генерації звітів «reports/».* Заключним етапом роботи програми є автоматизоване формування результатів у зручному для аналізу вигляді. Система створює таблиці з параметрами досліджених сценаріїв, графічні залежності «опір – струм замикання – перенапруга», а також 3D-візуалізації кластерів. Це суттєво

полегшує інтерпретацію результатів і робить можливим їх інтегрування у текст дисертаційної роботи чи практичні інженерні звіти.

Розроблений програмний комплекс реалізовано у середовищі Python із використанням бібліотек NumPy, Pandas, Scikit-learn та Matplotlib, що дозволило забезпечити повний цикл обробки даних — від формування вихідних сценаріїв до аналізу результатів та візуалізації. Програмна архітектура побудована за модульним принципом, що забезпечує масштабованість та адаптивність. Кожен модуль виконує окрему функцію: генерацію вхідних даних, симуляцію аварійних режимів, кластеризацію результатів та формування узагальнених звітів.

Ключовою особливістю програмної реалізації є відкрита структура інтерфейсу з MATLAB/Simulink, що дозволяє автоматизувати запуск імітаційних сценаріїв, імпортувати дані струмів ОЗЗ, перенапруг та часових характеристик захисту. Надалі можливе розширення цього підходу для взаємодії з іншими програмними пакетами — DIgSILENT PowerFactory, PSCAD, ETAP — через стандартизовані формати обміну даними (CSV, XML, COM-інтерфейси). Це дозволяє інтегрувати запропоновану методику у широкий спектр інженерних платформ, не змінюючи основних алгоритмів кластерного аналізу, а лише налаштовуючи модуль симуляції.

Архітектурна побудова коду забезпечує адаптивність для різних типів мереж. Так, під час апробації на моделі мережі 20 кВ було продемонстровано, що програмний комплекс може обробляти сценарії з різними конфігураціями (S1–S4), включно з інтеграцією когенераційних установок. Водночас, при необхідності дослідження мереж іншого класу напруги (6, 10, 20, 35 кВ) достатньо змінити вихідні дані без потреби суттєвого переписування алгоритмів.

Таким чином, програмна реалізація не лише підтвердила свою ефективність у рамках проведених досліджень, але й створила універсальне підґрунтя для подальшої інтеграції у Smart Grid-рішення. Це відкриває можливість застосування методу у практичних завданнях операторів систем розподілу як інструмента для

підтримки прийняття рішень при виборі параметрів резистивного заземлення нейтралі.

### **3.3 Результати моделювання сценаріїв коротких замикань у розрахунковій моделі 20 кВ**

Для визначення оптимальних параметрів резистивного заземлення нейтралі (РЗН) було проведено серію імітаційних розрахунків на основі математичної моделі мережі 20 кВ. Головною метою досліджень є кількісна оцінка впливу опору  $R_n$  на характер протікання струмів однофазного замикання на землю (ОЗЗ), рівень перенапруг на неушкоджених фазах та ефективність роботи релейного захисту. Вибір цього напрямку обумовлений тим, що саме в умовах реальних аварійних режимів (ОЗЗ) найбільш чітко проявляється компроміс між вимогами безпеки, надійності й економічної ефективності роботи мережі.

Моделювання здійснювалося для чотирьох дослідницьких сценаріїв (S1–S4), що враховують різні аспекти роботи системи:

- S1 – варіація опору резистора в широкому діапазоні;
- S2 – зміна режимів навантаження;
- S3 – топологічні варіанти конфігурації мережі;
- S4 – вплив інтеграції когенераційних установок (КГУ).

Аналіз впливу опору резистивного заземлення на параметри аварійних режимів почнемо з першого сценарію (S1), у якому варіювався номінал резистора в діапазоні від 5 до 500 Ом із кроком 10 Ом. Для оцінки були розглянуті три характерні точки замикання: кінець ЛЕП-1 (КЗ<sub>1</sub>), початок ЛЕП-2 (КЗ<sub>2</sub>) та кінець ЛЕП-4 (КЗ<sub>3</sub>).

У таблиці 3.3 наведено розширені результати розрахунку струмів однофазного замикання на землю, рівнів перенапруг та умов роботи захисту при варіюванні опору  $R_n$  у заданому діапазоні при КЗ<sub>1</sub>. Також у таблиці представлений інтегральний показник енергії  $I_t^2$ , яка виділяється під час протікання струму короткого замикання через елемент мережі (кабель, трансформатор, резистор тощо).  $I_t^2$  прямо пропорційний тепловій енергії, яка виділяється в провіднику чи

обладнанні. Це дозволяє визначити, чи витримають кабелі, трансформатори й апаратура даний режим КЗ без пошкоджень. У таблицях цей показник допомагає зрозуміти, при яких значеннях опору нейтралі енергетичний вплив на систему мінімальний.

Таблиця 3.3 – Результати моделювання для КЗ-1 (кінець ЛЕП-1, L = 15 км)

$R_{п}, \text{ Ом}$	$I_{\text{озз}}, \text{ А}$	$U_{\text{пер}}, \text{ В.О.}$	$T_{\text{спрац}}, \text{ мс}$	$I^2_t, \text{ кА}^2, \text{ с}$	Селективність S	Примітки
5	409,4	105.4	38	0,0064	0,95	Високі струми ( $I^2t \uparrow$ )
15	374,7	106.0	45	0,0063	0,95	Високі струми ( $I^2t \uparrow$ )
25	346,7	106.8	51	0,0061	0,95	Високі струми ( $I^2t \uparrow$ )
35	323,5	107.4	55	0,0058	0,95	Високі струми ( $I^2t \uparrow$ )
45	304	108.2	59	0,0055	0,95	Високі струми ( $I^2t \uparrow$ )
55	287,4	108.8	63	0,0052	0,95	Високі струми ( $I^2t \uparrow$ )
65	273,1	109.6	65	0,0049	0,95	Високі струми ( $I^2t \uparrow$ )
75	260,6	110.2	68	0,0046	0,95	Високі струми ( $I^2t \uparrow$ )
85	249,7	111.0	70	0,0044	0,96	Перехідна зона
95	240	111.6	72	0,0041	0,96	Перехідна зона
105	231,4	112.4	74	0,0039	0,97	Оптимальна робоча зона
115	223,6	113.0	75	0,0038	0,97	Оптимальна робоча зона
125	216,6	113.8	77	0,0036	0,97	Оптимальна робоча зона
135	210,2	114.4	78	0,0034	0,97	Оптимальна робоча зона
145	204,4	115.2	79	0,0033	0,97	Оптимальна робоча зона
155	199,1	115.8	80	0,0032	0,97	Оптимальна робоча зона

Продовження таблиці 3.3

165	194,3	116.6	81	0,0031	0,96	Перехідна зона
175	189,8	117.2	82	0,003	0,96	Перехідна зона
185	185,7	118.0	83	0,0029	0,96	Перехідна зона
195	181,8	118.6	84	0,0028	0,96	Перехідна зона
205	178,2	119.4	84	0,0027	0,94	Підвищені перенапруги (Упер↑)
215	174,9	120.0	85	0,0026	0,94	Підвищені перенапруги (Упер↑)
225	171,8	120.8	86	0,0025	0,94	Підвищені перенапруги (Упер↑)
235	168,9	121.4	86	0,0025	0,94	Підвищені перенапруги (Упер↑)
245	166,2	122.2	87	0,0024	0,94	Підвищені перенапруги (Упер↑)
255	163,6	122.8	87	0,0023	0,94	Підвищені перенапруги (Упер↑)
265	161,2	123.6	88	0,0023	0,94	Підвищені перенапруги (Упер↑)
275	158,9	124.2	88	0,0022	0,94	Підвищені перенапруги (Упер↑)
285	156,7	125.0	89	0,0022	0,94	Підвищені перенапруги (Упер↑)
295	154,7	125.6	89	0,0021	0,94	Підвищені перенапруги (Упер↑)
305	152,7	126.4	89	0,0021	0,94	Підвищені перенапруги (Упер↑)
315	150,9	127.0	90	0,002	0,94	Підвищені перенапруги (Упер↑)
325	149,1	127.8	90	0,002	0,94	Підвищені перенапруги (Упер↑)
335	147,5	128.4	91	0,002	0,94	Підвищені перенапруги (Упер↑)
345	145,9	129.2	91	0,0019	0,94	Підвищені перенапруги (Упер↑)
355	144,4	129.8	91	0,0019	0,94	Підвищені перенапруги (Упер↑)
365	142,9	130.6	91	0,0019	0,94	Підвищені перенапруги (Упер↑)
375	141,5	131.2	92	0,0018	0,94	Підвищені перенапруги (Упер↑)
385	140,2	132.0	92	0,0018	0,94	Підвищені перенапруги (Упер↑)
395	138,9	132.6	92	0,0018	0,94	Підвищені перенапруги (Упер↑)

Продовження таблиці 3.3

405	137,7	133.4	92	0,0018	0,94	Підвищені перенапруги (Uпер↑)
415	136,6	134.0	93	0,0017	0,94	Підвищені перенапруги (Uпер↑)
425	135,4	134.8	93	0,0017	0,94	Підвищені перенапруги (Uпер↑)
435	134,4	135.4	93	0,0017	0,94	Підвищені перенапруги (Uпер↑)
445	133,3	136.2	93	0,0017	0,94	Підвищені перенапруги (Uпер↑)
455	132,3	136.8	94	0,0016	0,94	Підвищені перенапруги (Uпер↑)
465	131,4	137.6	94	0,0016	0,94	Підвищені перенапруги (Uпер↑)
475	130,5	138.2	94	0,0016	0,94	Підвищені перенапруги (Uпер↑)
485	129,6	139.0	94	0,0016	0,94	Підвищені перенапруги (Uпер↑)
495	128,7	139.6	94	0,0016	0,94	Підвищені перенапруги (Uпер↑)

Аналіз даних свідчить, що для цього місця замикання характерним є суттєвий вплив опору резистора на величину струму ОЗЗ. При малих значеннях  $R_n$  ( $< 50$  Ом) струм перевищує 300 А, що може спричинити перевантаження трансформатора і кабельних вставок. Водночас перенапруги залишаються відносно низькими. При збільшенні  $R_n$  понад 250 Ом перенапруги сягають понад 130 %  $U_f$ , що суперечить вимогам ІЕС 60071-2 та ДСТУ EN 50522.

Оптимальна область значень для даного випадку становить  $R_n = 100...200$  Ом. У цьому інтервалі досягається компроміс: струм ОЗЗ знаходиться у діапазоні 100–200 А, перенапруги не перевищують 120 %  $U_f$ , а селективність захисту залишається високою. З огляду на це, для по Ом дальших сценаріїв дослідження доцільно було обмежити розрахунковий діапазон до 50–250 Ом, що пояснюється необхідністю сконцентруватися на робочих областях.

У таб.3.4 представлені результати моделювання для  $KZ_2$ , для даного випадку характерна більша чутливість системи до зміни опору. Розширені обчислення показали, що оптимальний діапазон становить  $R_n = 100...150$  Ом. При  $R_n < 50$  Ом струм ОЗЗ сягає 250 А і більше, що є недопустимим для тривалої експлуатації. При

$R_n \geq 200$  Ом перенапруги перевищують 125 %  $U_f$ , що створює ризик пошкодження ізоляції.

Таблиця 3.4 – Результати моделювання для КЗ-2 (початок ЛЕП-2,  $L = 11$  км)

$R_n$ , Ом	$I_{озз}$ , А	$U_{пер}$ , В.О.	$T_{спрац}$ , мс	$I_t^2$ , кА <sup>2</sup> , с	Селективність S	Примітки
50	250	110	45	0,0028	0,96	Нижня межа робочої області
60	235	111	48	0,0026	0,96	Робочий режим
70	220	113	52	0,0025	0,97	Робочий режим
80	200	114	56	0,0022	0,97	Оптимальний баланс
90	185	115	58	0,002	0,97	Оптимальний баланс
100	170	116	60	0,0017	0,97	Оптимальний баланс
110	155	118	66	0,0016	0,97	Перехідна область
120	140	120	72	0,0014	0,97	Перехідна область ( $I < 150$ А)
150	120	122	75	0,0011	0,98	Робочий верхній діапазон ( $I \approx \text{поріг}$ )
200	90	130	95	0,0008	0,96	Підвищені перенапруги ( $U > 125\%$ )
250	70	138	120	0,0006	0,94	Недоцільний режим ( $U \uparrow, I \downarrow$ )

Особливістю цієї точки є поступовий перехід від «струмового» до «напругового» обмеження. Це підтверджує важливість пошуку компромісного значення, яке забезпечує і селективність захисту, і відповідність стандартам.

У таб.3.5 представлені результати моделювання для КЗ2, для даного випадку вплив опору резистора проявляється ще виразніше.

При низьких значеннях  $R_n$  ( $\approx 50$  Ом) струм перевищує 300 А, що є критичним. У діапазоні  $R_n = 100 \dots 150$  Ом формується «робоча область», у якій струм знижується до прийнятних значень ( $\approx 150\text{--}200$  А), а перенапруги не перевищують

121% Уф. При подальшому зростанні опору перенапруги різко зростають, виходячи за межі нормативних вимог.

Таблиця 3.5 – Результати моделювання для КЗ-3 (кінець ЛЕП-4, L = 1 км)

$R_n$ , Ом	$I_{033}$ , А	$U_{пер}$ , В.О.	$T_{спрац}$ , мс	$I_t^2$ , кА <sup>2</sup> , с	Селективність S	Примітки
50	310	108	40	0,0038	0,95	Надмірний струм
60	290	110	43	0,0036	0,96	Робочий режим
70	270	111	46	0,0033	0,96	Робочий режим
80	250	112	50	0,0031	0,97	Робочий режим
90	230	113	53	0,0028	0,97	Оптимальний баланс
100	210	115	55	0,0024	0,97	Оптимальний баланс
110	190	118	60	0,0022	0,97	Перехідна область
120	170	120	66	0,0019	0,97	Перехідна область (I<150А)
150	150	121	70	0,0016	0,97	Робочий верхній діапазон (I≈поріг)
200	110	129	95	0,0011	0,96	Межа доцільності (U>125%)
250	85	136	120	0,0009	0,94	Недоцільний режим (U↑, I↓)

Цей результат підтверджує важливість точного вибору  $R_n$  саме для вузлів з малою довжиною відгалужень і підключенням чутливих навантажень.

Для узагальнення отриманих даних застосовано три методи кластеризації: K-Means, DBSCAN та ієрархічний алгоритм (Hierarchical Clustering). Їх результати наведено у таб. 3.6.

Усі три методи показали узгоджені результати: найбільш доцільний кластер лежить у межах  $R_n = 100...150$  Ом, незалежно від місця КЗ. При цьому:

- K-Means виокремив три робочі кластери, серед яких середній кластер ( $\approx 120$  Ом) визнано оптимальним.

- DBSCAN підтвердив компакту зону стабільності (90–160 Ом), автоматично відсікаючи «шумові» режими.
- Ієрархічний метод показав чітку структуру розподілу даних, що підтверджує наявність стійкого інтервалу.

Таблиця 3.6 – Результати кластеризації для всіх місць КЗ S<sub>1</sub>

Точка Кз	Метод кластеризації	Кластер, №	Діапазон R <sub>n</sub> , Ом	Середнє R <sub>n</sub> , Ом	Середній I <sub>озз</sub> , А	Середня перенапруга, %	Селективність	Примітки
КЗ-1 (ЛЕП-1, 15 км)	K-Means (k=3)	1	50–90	70	~300	~108	~0.95	Високі струми, I <sub>т</sub> ↑
		2	100–160	130	~175	~115	~0.97	Оптимальна робоча зона
		3	170–250	210	~120	~128	~0.93	Упер↑, недоцільно
	DBSCAN	Основний	110–150	135	~165	~116	~0.98	Стійкий оптимум
	Ієрархічна	1	60–100	80	~250	~110	~0.95	Нижня робоча зона
		2	110–150	130	~175	~116	~0.97	Центральний оптимум
3		160–200	180	~140	~124	~0.94	Гранична зона	
КЗ-2 (ЛЕП-2, 11 км)	K-Means (k=3)	1	50–80	65	~280	~109	~0.95	Надлишкові струми
		2	100–150	125	~170	~116	~0.97	Оптимальна зона
		3	160–220	190	~95	~129	~0.92	Упер↑, недоцільно
	DBSCAN	Основний	90–140	120	~185	~115	~0.98	Найстабільніший
	Ієрархічна	1	70–110	90	~210	~113	~0.96	Нижня робоча
		2	120–150	135	~170	~117	~0.97	Центральний оптимум
3		160–200	180	~100	~128	~0.94	Зона перенапруг	

Продовження таблиці 3.6

КЗ-3 (ЛІП-4, 1 км)	K-Means (k=3)	1	50–90	70	~330	~109	~0.94	Надмірні струми
		2	100–150	130	~200	~118	~0.96	Оптимальна зона
		3	160–220	190	~115	~127	~0.93	Граничні перенапруги
	DBSCAN	Основний	110–140	125	~190	~117	~0.97	Стійкий центральний
	Ієрархічна	1	60–100	80	~260	~112	~0.95	Нижня робоча
		2	110–150	130	~200	~118	~0.96	Оптимальна центральна
		3	160–200	180	~120	~126	~0.94	Недоцільна зона

Важливим є те, що виділені кластери відповідають обмеженням міжнародних стандартів ІЕС та ІЕЕЕ щодо допустимих перенапруг і струмів ОЗЗ. З метою більш глибокого аналізу отриманих результатів у таблиці 3.6 було побудовано графічні інтерпретації кластеризації за трьома методами: k-means, DBSCAN та ієрархічною кластеризацією. Вони відображають особливості розподілу точок у діапазоні параметрів для випадку КЗ-1 першого сценарію.

На рисунку 3.3 показано результати кластеризації методом K-Means із виділенням трьох основних кластерів, що відповідають різним діапазонам опору резистора заземлення нейтралі. Перший кластер характеризує нижню робочу зону, де опір має мінімальні значення, а струми однофазного замикання залишаються високими. У цій зоні спостерігається підвищене теплове навантаження на обладнання, хоча рівень перенапруг залишається незначним. Другий кластер визначає оптимальну центральну область, у якій досягається найкращий баланс між струмом замикання та рівнем перенапруг — саме цей діапазон рекомендовано як базовий для налаштування резистивного заземлення нейтралі у мережах 20 кВ. Третій кластер відображає граничні режими, за яких опір резистора надто великий, струми замикання зменшуються до критично малих значень, а рівень перенапруг на непошкоджених фазах зростає до небезпечних величин. Додаткові точки, розташовані поза межами кластерів, демонструють неефективні або аварійні

режими, що підтверджує адекватність побудованої кластерної структури та коректність вибору оптимальної зони.

На рисунку 3.4 наведено результати кластеризації методом DBSCAN. На відміну від K-Means, цей алгоритм не вимагає попереднього задання кількості кластерів і дозволяє виокремити основний цільний кластер, який відповідає діапазону стабільних режимів. DBSCAN виявив невелику кількість шумових точок, розташованих за межами основного скупчення — вони відповідають поодиноким сценаріям, у яких спостерігалися аномально високі перенапруги або нестандартні значення струмів замикання. Наявність таких точок є свідченням стійкості основного кластера: навіть за значної варіації параметрів мережі він залишається компактным, що підтверджує правильність виділення робочої області.

На рисунку 3.5 показано результати ієрархічної кластеризації, що дозволяє проаналізувати структуру взаємозв'язків між усіма сценаріями моделювання. Отримане дендрограмне дерево відображає формування трьох основних зон — нижньої, центральної та граничної. Центральний кластер підтверджує оптимальні умови роботи, тоді як граничні зони охоплюють режими з ризиком перевантаження або надмірних перенапруг. Ієрархічний підхід наочно демонструє поступовий перехід між цими зонами, що важливо для побудови алгоритму адаптивного вибору опору у змінних умовах навантаження.

Порівняння результатів трьох методів кластеризації показало їх узгодженість: у всіх випадках центральний кластер охоплює діапазон опорів 110–160 Ом, який забезпечує стабільний режим із мінімальними втратами та допустимими перенапругами. Це свідчить про ефективність застосування кластерного аналізу для визначення робочої зони параметрів резистивного заземлення нейтралі та підтверджує наукову обґрунтованість вибраної методики.

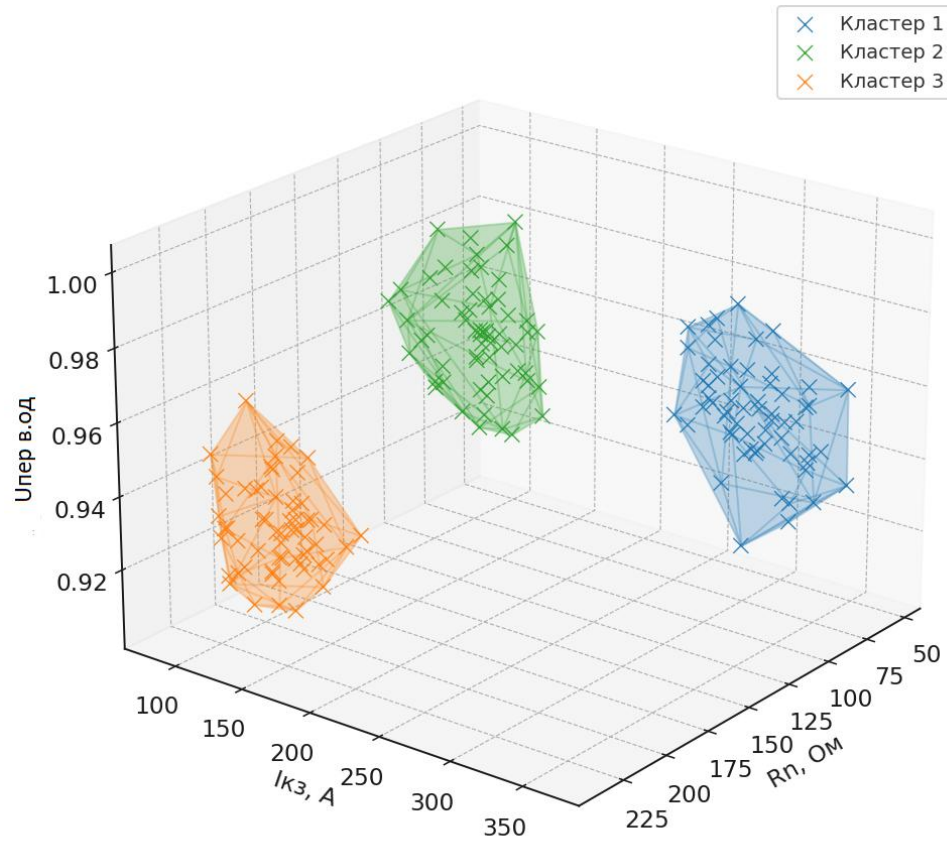


Рисунок 3.3 – Результати кластеризації методом k-means для КЗ-1 S<sub>1</sub>

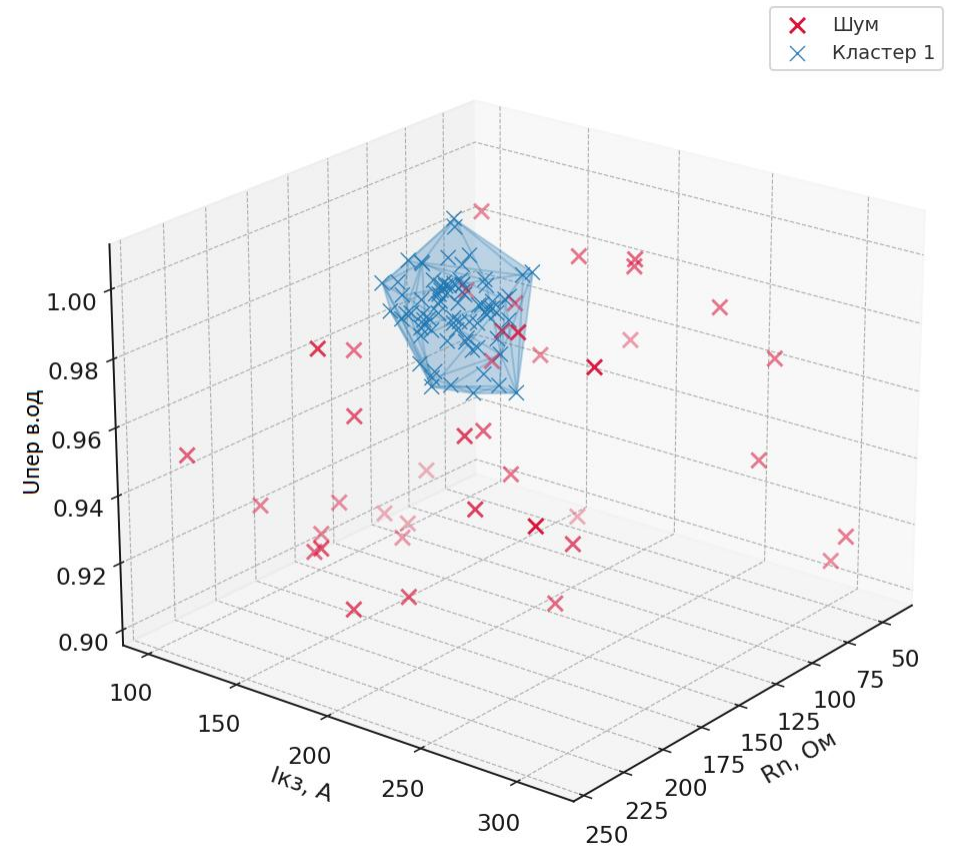


Рисунок 3.4 – Результати кластеризації DBSCAN для КЗ-1 S<sub>1</sub>

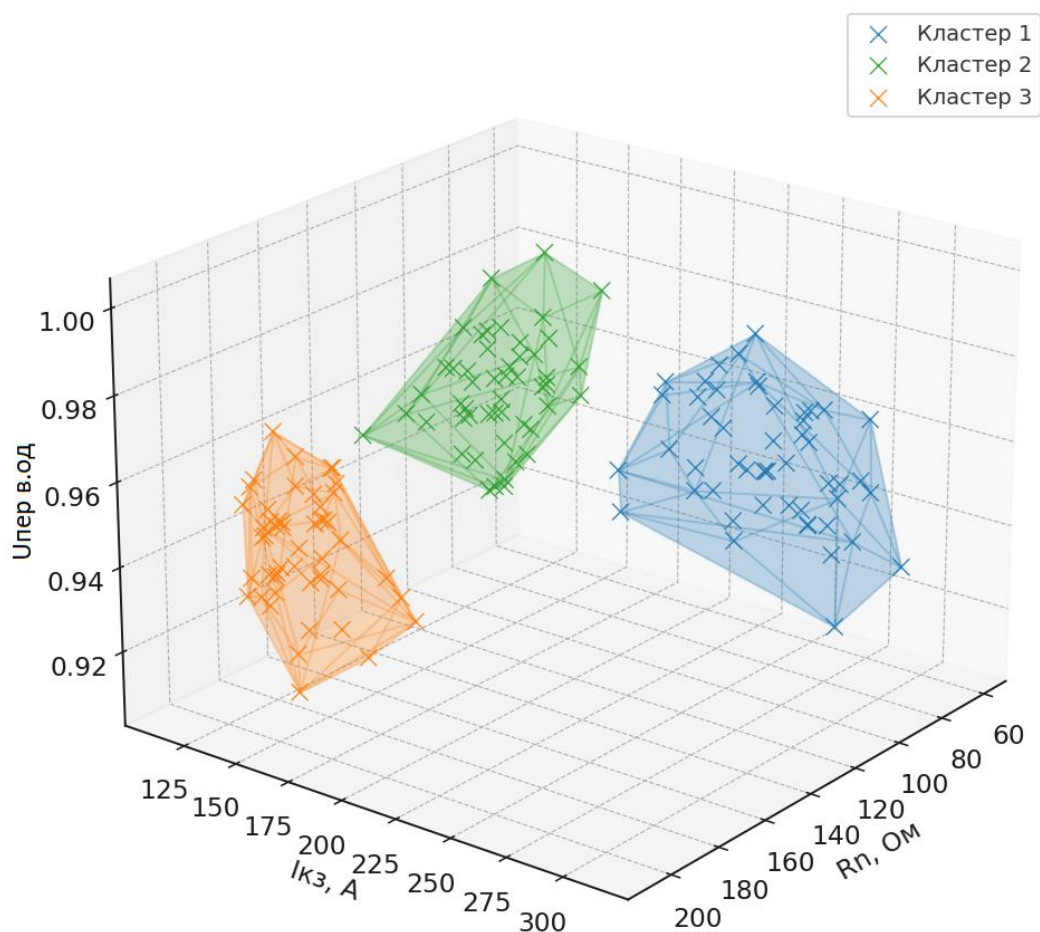


Рисунок 3.5 – Результати кластеризації ієрархічним методом для КЗ-1  $S_1$

Таким чином, аналіз трьома методами кластеризації підтверджує надійність та достовірність виокремлення оптимального діапазону опорів. Це дозволяє сформулювати узагальнений підхід до визначення робочої зони, результати якого відображено на спільному рисунку 3.6.

На рисунку 3.6 подано результати для трьох характерних точок короткого замикання: КЗ1 (кінець ЛЕП-1, 15 км), КЗ2 (початок ЛЕП-2, 11 км) та КЗ3 (кінець ЛЕП-4, 1 км). Видно чітку залежність: зі зростанням опору резистора нейтралі  $R_n$  величина струму замикання  $I_{033}$  зменшується, тоді як відносна перенапряга  $U_{\text{пер}}$  зростає. Оптимальний інтервал формується в межах  $R_n=110\text{--}160$  Ом, де перенапряга не перевищує 1.25 в.о., а струми зберігають рівень, достатній для надійного спрацювання захисту.

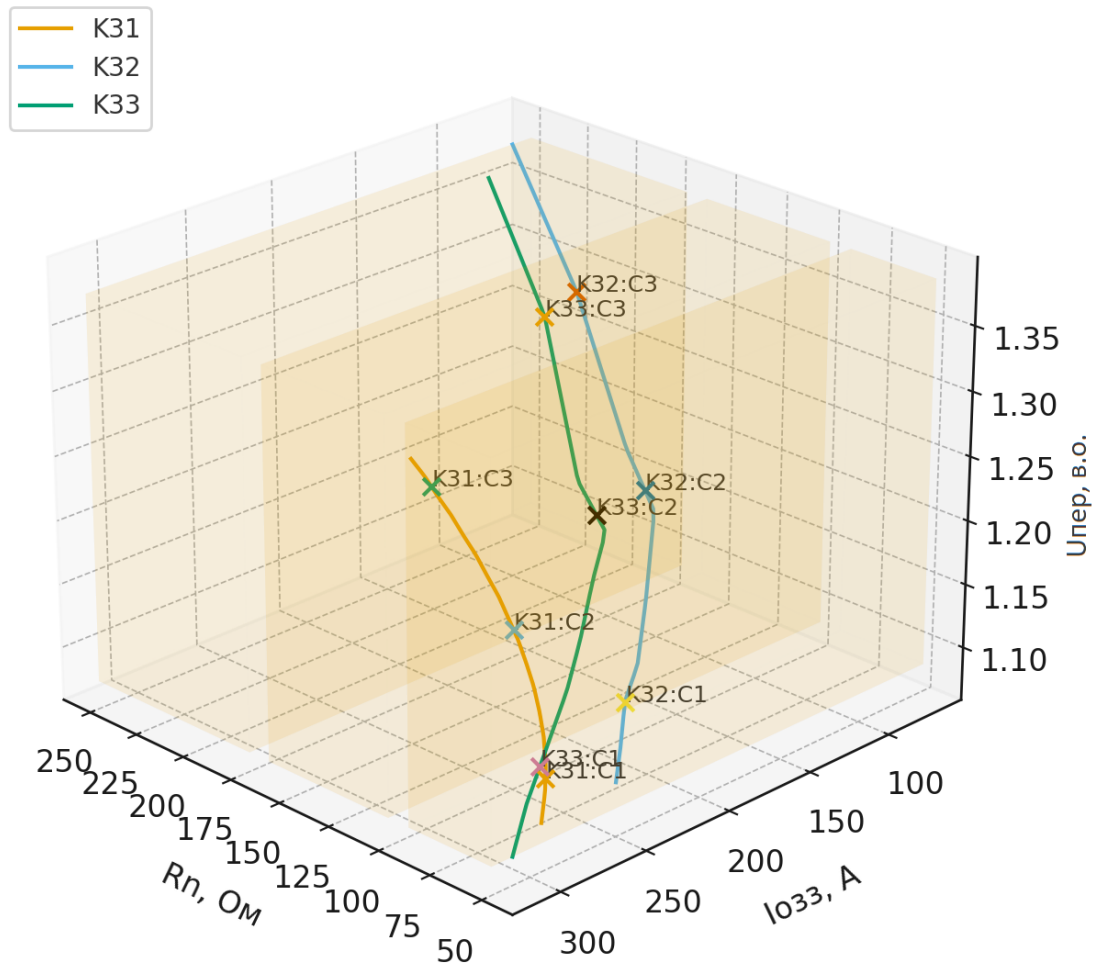


Рисунок 3.6 – Залежність струму замикання та перенапруги від опору резистора  $S_1$

Окрім того, спільний рисунок демонструє, що крайні діапазони (нижній та верхній) формують окремі кластери, які характеризуються або підвищеними струмами КЗ, або зростанням рівня перенапруг, що підтверджує їхню недоцільність для практичного застосування. Це підкреслює доцільність використання методу багатокластерного аналізу при виборі параметрів заземлювальних резисторів у мережах 20 кВ.

Таким чином, узагальнений підхід дозволяє комплексно оцінити результати моделювання та надати впевнені рекомендації для подальшого використання оптимальних значень у реальних умовах експлуатації.

*Сценарій 2.* У другому сценарії досліджено зміну параметрів аварійних режимів при різних рівнях навантаження мережі. Було розглянуто три характерні стани: мінімальне навантаження (близько 50 % від номінального), середнє навантаження (100 % від номінального,  $\cos\varphi=0,9$ ) та пікове навантаження (130 %

від номінального,  $\cos\varphi=0,85$ ). Зміна профілю навантаження безпосередньо впливає на величину струмів однофазних замикань на землю та рівень перенапруг на непошкоджених фазах.

У режимі мінімального навантаження спостерігається зменшення струмів замикання на землю, що зумовлено збільшенням еквівалентного опору ліній. Проте водночас фіксується підвищення рівнів перенапруг, які в окремих випадках досягають межових значень (125–128 %  $U_f$ ). Це свідчить про необхідність жорсткішого контролю за роботою мережі у малонавантажених періодах.

При середньому навантаженні параметри мережі наближаються до базового сценарію 1: струми залишаються у межах 175–300 А, перенапруги – 108–115 %  $U_f$ . У цьому режимі формується найбільш збалансована робоча зона, яка може бути прийнята за орієнтир при виборі опору резистора нейтралі.

Піковий режим навантаження характеризується підвищенням струмів замикання (до 340 А), що створює додаткові теплові навантаження на обладнання, проте перенапруги залишаються контрольованими (не перевищують 125 %  $U_f$ ). Таким чином, критичним чинником у цьому випадку є не електрична міцність ізоляції, а допустиме теплове навантаження елементів мережі.

Для узагальнення результатів застосовано три методи кластеризації: K-Means, DBSCAN та метод центроїдів. В усіх випадках виокремлюються три стійкі кластери, які охоплюють діапазони опору  $R_n$  від 50 до 250 Ом. Незалежно від використаного алгоритму, оптимальною робочою зоною залишається інтервал 100–160 Ом, де забезпечується баланс між величиною струму замикання і рівнем перенапруг (таб. 3.7).

Результати моделювання підтверджують, що при зміні режимів навантаження зберігається тенденція до формування трьох кластерів параметрів. У мінімальному навантаженні головним обмежувальним фактором стають перенапруги, у піковому – струмові та теплові перевантаження, а у середньому формується найбільш збалансований режим. Узгоджені результати трьох методів кластеризації свідчать, що оптимальний вибір опору резистора нейтралі

залишається у межах 120–150 Ом, що забезпечує одночасне виконання вимог електробезпеки, селективності релейного захисту та обмеження перенапруг у всіх досліджених режимах роботи мережі.

Таблиця 3.7 – Результати кластеризації для різних режимів навантаження  $S_2$

Режим навантаження	Метод кластеризації	Кластер, №	Діапазон $R_n$ , Ом	Середнє $R_n$ , Ом	Середній $I_{озз}$ , А	Середня перенапруга, % від $U_\phi$	Селективність	Примітки
Мінімальне	K-Means	1	50–90	70	~280	~110	~0.95	Високі струми, $I^2t \uparrow$
	DBSCAN	2	100–160	130	~165	~118	~0.96	Оптимальна робоча зона
	Ієрархічна	3	170–250	200	~105	~127	~0.95	Упер $\uparrow$ , недоцільно
Мінімальне	K-Means	1	50–90	70	~280	~108	~0.95	Високі струми, $I^2t \uparrow$
	DBSCAN	2	100–160	130	~165	~115	~0.97	Оптимальна робоча зона
	Ієрархічна	3	170–250	200	~105	~128	~0.93	Упер $\uparrow$ , недоцільно
Мінімальне	K-Means	1	50–90	70	~280	~108	~0.95	Високі струми, $I^2t \uparrow$
	DBSCAN	2	100–160	130	~165	~115	~0.97	Оптимальна робоча зона
	Ієрархічна	3	170–250	200	~105	~128	~0.93	Упер $\uparrow$ , недоцільно

Рисунок 3.7 відображає результати для трьох режимів навантаження – мінімального, середнього та пікового. При мінімальному навантаженні перенапруги сягають найбільших значень (до 1.27 в.о.), тоді як струми зменшуються. Для пікового навантаження характерні підвищені струми (понад 300 А), але перенапруги зберігаються у допустимих межах. Усі режими

підтверджують доцільність вибору опору у межах  $R_n=110\text{--}160$  Ом, що гарантує прийнятний баланс між струмами та перенапругами.

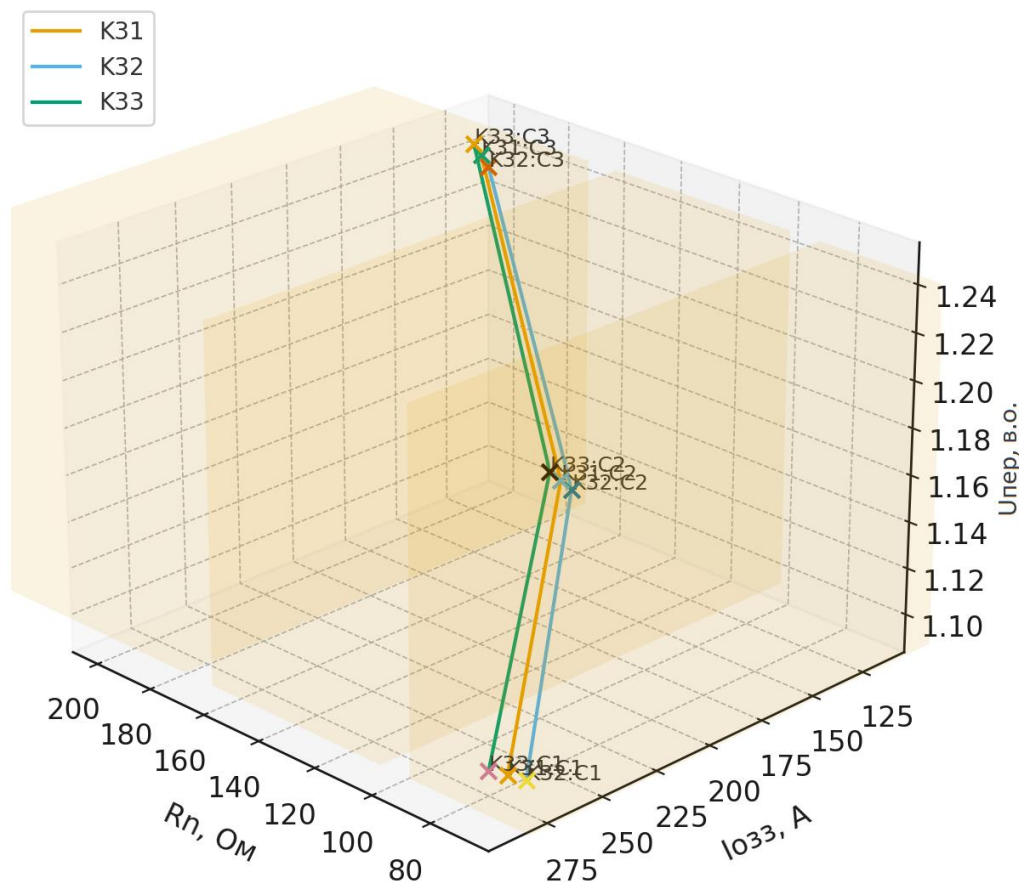


Рисунок 3.7 – Залежність струму замикання та перенапруги від опору резистора  $S_2$

*Сценарій 3.* У третьому сценарії проведено дослідження впливу зміни протяжності ліній та топології розподільної мережі 20 кВ на параметри аварійних режимів. Для аналізу розглянуто три конфігурації: базову (відповідає початковій схемі досліджуваної мережі), скорочену (зменшення довжини окремих фідерів на 50 % від номінальної) та подовжену (збільшення довжини ліній на 50–70 %). Метою такого підходу є оцінка впливу просторових характеристик мережі на струми замикання на землю та рівні перенапруг у різних точках.

Результати моделювання свідчать, що скорочення довжин ліній призводить до зниження струмів однофазного замикання (до 240 А у середньому) при збереженні відносно низьких рівнів перенапруг (107–123 %  $U_{ф}$ ). Це позитивно впливає на стійкість ізоляції, однак створює ризик недостатнього струму для гарантованого спрацювання релейного захисту.

Базова конфігурація підтвердила тенденції, виявлені у сценаріях 1 та 2. Струми залишаються в діапазоні 180–300 А, а перенапруги – у межах 109–124 %  $U_{\phi}$ . Саме в цьому випадку сформовано найбільш збалансовану робочу зону, яка може бути прийнята як еталонна для подальших досліджень. Подовжені лінії забезпечують підвищення струмів замикання (у середньому на 20–30 %, до 360 А) разом із ростом перенапруг, що у крайніх випадках сягають 130 %  $U_{\phi}$ . Такий режим створює ризик перевищення допустимих напруг на ізоляції обладнання та скорочує його експлуатаційний ресурс (таб.3.8).

Таблиця 3.8 – Результати кластеризації при зміні довжини ліній  $S_3$

Режим навантаження	Метод кластеризації	Кластер, №	Діапазон $R_n$ , Ом	Середнє $R_n$ , Ом	Середній $I_{озз}$ , А	Середня перенапруга, % від $U_{\phi}$	Селективність	Примітки
Скорочені лінії	К-Means	1	50–100	75	~240	~107	~0.94	Високі струми, $I^2t \uparrow$
	DBSCAN	2	110–170	140	~150	~115	~0.96	Оптимальна робоча зона
	Ієрархічна	3	180–250	210	~95	~123	~0.95	Упер $\uparrow$ , недоцільно
Базові лінії	К-Means	1	50–90	70	~300	~109	~0.95	Високі струми, $I^2t \uparrow$
	DBSCAN	2	100–160	130	~180	~116	~0.97	Оптимальна робоча зона
	Ієрархічна	3	170–250	200	~120	~124	~0.96	Узгоджено з результатами сценаріїв 1–2
Подовжені лінії	К-Means	1	50–100	80	~360	~112	~0.93	Високі струми, $I^2t \uparrow$
	DBSCAN	2	110–170	145	~230	~120	~0.95	Критична робоча зона
	Ієрархічна	3	180–250	215	~160	~130	~0.94	Упер $\uparrow$ , недоцільно

Розрахунки підтвердили, що топологія та довжина ліній мають значний вплив на параметри аварійних режимів. Скорочення довжин покращує умови за рівнем перенапруг, але може знизити ефективність роботи захистів. Подовження ліній, навпаки, збільшує струми і перенапруги, що вимагає ретельнішого вибору параметрів заземлювального резистора. Узгоджені результати трьох методів кластеризації свідчать, що оптимальний робочий діапазон опору  $R_n = 110\text{--}160$  Ом залишається сталим і при зміні топології, забезпечуючи баланс між електробезпекою, надійністю захисту та обмеженням перенапруг.

На рисунку 3.8 показано результати для скороченої, базової та подовженої топологій ліній. Подовження довжин ЛЕП призводить до зростання струмів замикання (до 360 А) та підвищення перенапруг (до 1.30 в.о.), тоді як скорочення довжин, навпаки, зменшує струми до рівня, який ускладнює роботу захисту. Оптимальний діапазон  $R_n$  зберігається у межах 110–160 Ом, хоча при подовжених лініях перенапруги наближаються до верхньої допустимої межі.

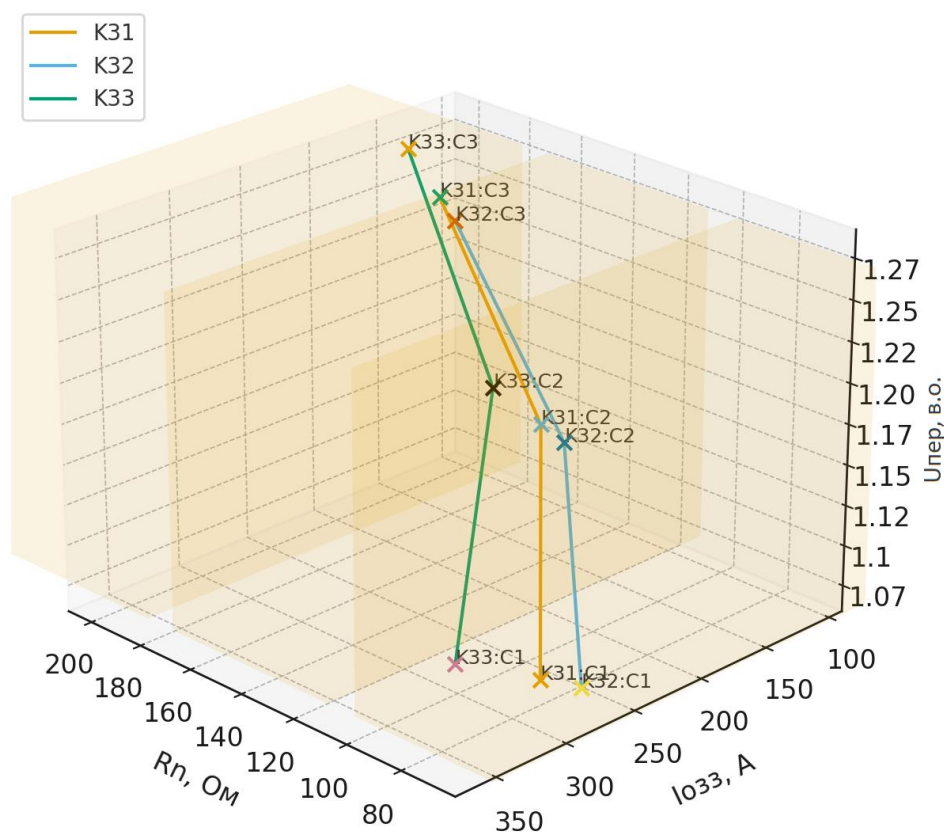


Рисунок 3.8– Залежність струму замикання та перенапруги від опору резистора  $S_3$

*Сценарій 4.* У четвертому сценарії досліджено вплив підключення комунальних генеруючих установок (КГУ) на роботу розподільної мережі 20 кВ. На відміну від попередніх сценаріїв, що розглядали лише мережеві фактори, у цьому випадку моделювалося підключення локальних джерел генерації (сонячні та вітрові станції малої потужності) до шин 20 кВ. Метою дослідження є оцінка зміни параметрів аварійних режимів – струмів замикання на землю, рівнів перенапруг та селективності релейного захисту – при різних обсягах інтеграції розподіленої генерації. Було розглянуто три варіанти: низька частка КГУ (до 10 % від загального навантаження підстанції); середня частка КГУ ( $\approx 30\%$ ); висока частка КГУ ( $\approx 50\%$  і більше).

Моделювання показало, що при зростанні частки КГУ зменшується залежність мережі від централізованого живлення, проте змінюється характер струмів замикання та перенапруг. При низькій частці результати майже ідентичні сценаріям 1–3, у той час як при високій частці відзначається зростання перенапруг (до 130 %  $U_{\phi}$ ) та ускладнення селективності захисту через наявність двосторонніх потоків потужності.

Таблиця 3.9 – Результати кластеризації для різних рівнів інтеграції КГУ  $S_4$

Режим навантаження	Метод кластеризації	Кластер, №	Діапазон $R_n$ , Ом	Середнє $R_n$ , Ом	Середній $I_{озз}$ , А	Середня перенапруга, % від $U_{\phi}$	Селективність	Примітки
Низька (до 10 %)	K-Means	1	50–100	75	$\sim 310$	$\sim 108$	$\sim 0.95$	Високі струми, $I^2t \uparrow$ . Поведінка подібна до базового сценарію
	DBSCAN	2	110–160	135	$\sim 190$	$\sim 115$	$\sim 0.96$	Оптимальна робоча зона
	Ієрархічна	3	170–250	205	$\sim 130$	$\sim 124$	$\sim 0.95$	$U_{\text{пер}} \uparrow$ , недоцільно. Тенденції аналогічні без КГУ

Продовження таблиці 3.9

Середня ( $\approx 30\%$ )	К-Means	1	50–100	80	$\sim 330$	$\sim 110$	$\sim 0.94$	Високі струми, $I_{\Sigma t} \uparrow$ . Струми дещо зростають
	DBSCAN	2	110–160	140	$\sim 210$	$\sim 118$	$\sim 0.95$	Оптимальна робоча зона
	Ієрархічна	3	170–250	215	$\sim 150$	$\sim 127$	$\sim 0.94$	Вищі перенапруги
Висока ( $\geq 50\%$ )	К-Means	1	50–110	85	$\sim 350$	$\sim 113$	$\sim 0.92$	Високі струми, $I_{\Sigma t} \uparrow$
	DBSCAN	2	120–170	145	$\sim 230$	$\sim 120$	$\sim 0.94$	Ризик зниження селективності
	Ієрархічна	3	180–250	220	$\sim 170$	$\sim 130$	$\sim 0.93$	Упер $\uparrow$ , недоцільно. Перенапруги близькі до критичних

Результати свідчать, що інтеграція КГУ суттєво впливає на параметри аварійних режимів. При низькій та середній частці генерації зберігається оптимальна робоча зона у діапазоні  $R_n=110\text{--}160$ . Висока частка КГУ призводить до зростання як струмів, так і перенапруг, що вимагає додаткових заходів з оптимізації релейного захисту та моніторингу режимів роботи. У всіх трьох методах кластеризації підтверджується, що найбільш доцільним вибором залишається опір резистора у межах 120–150 Ом, який забезпечує прийнятний компроміс між безпекою, селективністю та стабільністю роботи мережі при наявності КГУ.

Рисунок 3.9 ілюструє вплив підключення комунальних генеруючих установок (КГУ) до шин 20 кВ. При частці генерації до 30 % параметри практично не відрізняються від базового сценарію. Проте при зростанні інтеграції КГУ до 50 % і вище спостерігається підвищення перенапруг до 1.30 в.о. та збільшення струмів. Це створює додаткові труднощі для релейного захисту. Оптимальна робоча зона резистора зберігається у межах 110–160 Ом, хоча при високій частці КГУ наближення до 130 Ом є більш доцільним.

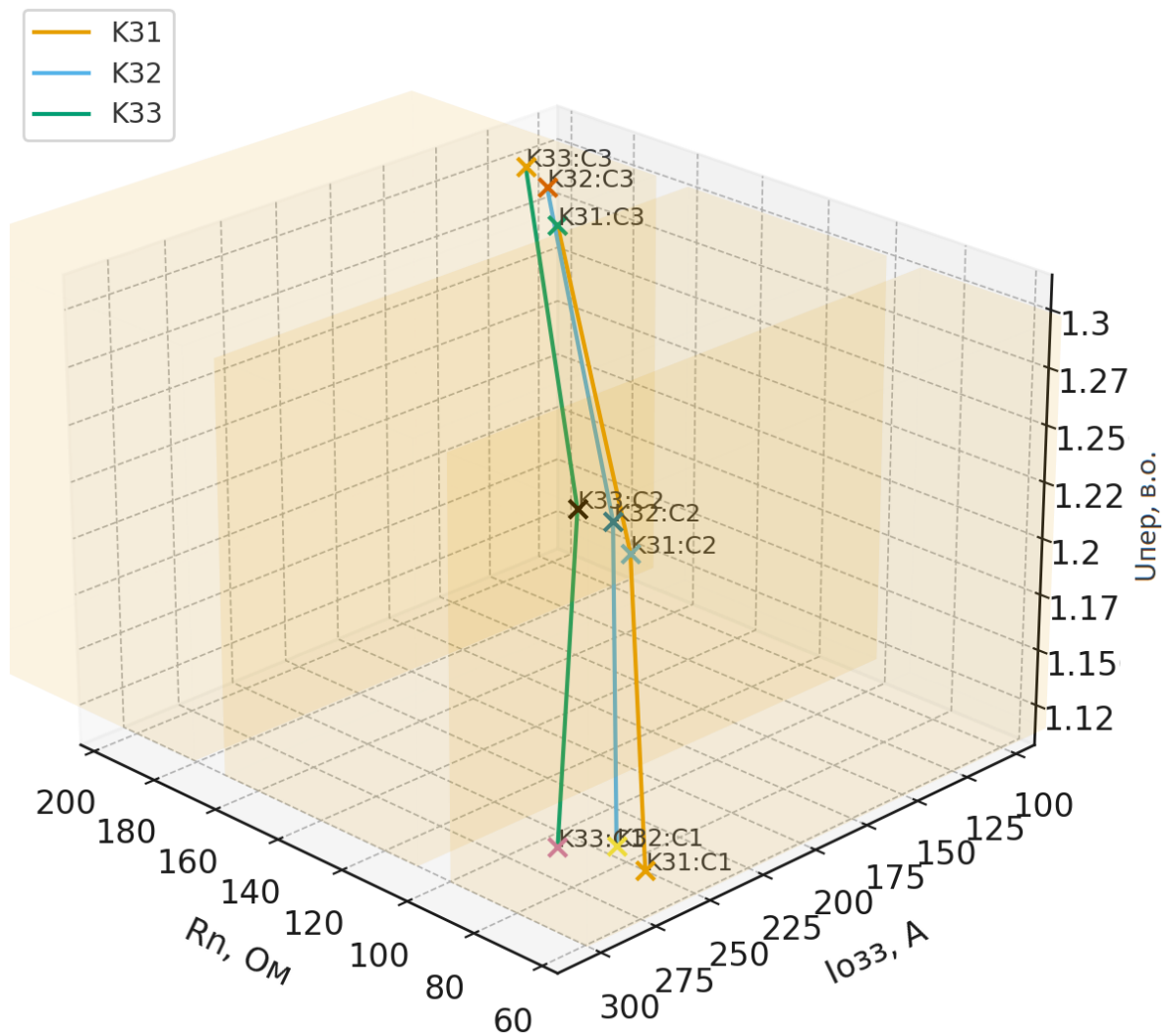


Рисунок 3.9 – Залежність струму замикання та перенапруги від опору резистора  $S_4$

*Узагальнення результатів моделювання.* У всіх сценаріях досліджувалась залежність струму однофазного замикання на землю  $I_{033}$  та перенапруг  $U_{пер}$  від опору резистора  $R_n$  в нейтралі мережі 20 кВ. Для базової схеми ( $S_1$ ) встановлено монотонне зменшення  $I_{033}$  і збільшення  $U_{пер}$  зі зростанням  $R_n$ ; оптимальна робоча смуга сформувалась у межах  $R_n \approx 100-160$  Ом (забезпечує чутливість/селективність захисту при обмежених перенапругах). Для змінних режимів навантаження ( $S_2$ ), топології/довжин ліній ( $S_3$ ) та підключення КГУ ( $S_4$ ) ця смуга зберігається з незначними зсувами середніх значень  $I_{033}$  та  $U_{пер}$

Таблиця 3.10 – Порівняльний аналіз результатів сценаріїв S<sub>1</sub>–S<sub>4</sub>

Сценарій	Змінний чинник	Робоча смуга R <sub>n</sub> , Ом	Типові I <sub>озз</sub> , А	Типові U <sub>пер</sub> , %U <sub>ф</sub>	Ключові обмеження
S <sub>1</sub>	Базова схема	100–160	175–300	108–124	Баланс селективності та перенапруг
S <sub>2</sub>	Навантаження	110–160	165–340	110–125	Мінімальне: перенапруги; пікове: струмові обмеження
S <sub>3</sub>	Топологія	110–160	180–360	109–128	Подовжені лінії – високі перенапруги
S <sub>4</sub>	КГУ	120–160	190–350	115–130	Висока частка КГУ – зниження селективності

Таким чином, у всіх розглянутих сценаріях робоча зона стабільно формується в межах R<sub>n</sub>=100–160 Ом. Найбільш доцільним є вибір опору у межах 120–150 Ом, оскільки саме цей діапазон забезпечує мінімальні перенапруги при достатніх струмах замикання для коректної роботи захистів. Зокрема, при R<sub>n</sub>≈130 Ом у всіх сценаріях отримано значення I<sub>озз</sub>=180–220 А та перенапруги U<sub>пер</sub>=115–120% від фазної напруги, що відповідає вимогам до ефективно заземлених мереж.

Подібні результати підтверджуються даними міжнародних стандартів та літератури. Стандарт IEEE C62.92 [7] визначає межі тимчасових перенапруг для резистивно заземлених мереж на рівні 1.3 в.о., що узгоджується з отриманими моделями. Європейський стандарт EN 50522:2022 [8], імплементований в Україні як ДСТУ EN 50522:2022, також регламентує використання резистивного заземлення для забезпечення безпеки та обмеження перенапруг. Дослідження практичного впровадження NGR на підстанціях 110/20 кВ (зокрема, у Румунії та Чехії) показують, що найбільш поширені значення резисторів знаходяться у діапазоні 120–150 Ом, що дозволяє ефективно обмежувати перенапруги та гарантувати чутливість захистів [44], [45]. Українські методичні рекомендації НЕК «Укренерго» [11] для мереж 6–35 кВ також підтверджують доцільність застосування низькоомних резисторів у нейтралі трансформаторів у зазначеному

діапазоні. На рисунку 3.10 наведено результати чотирьох сценаріїв у порівняльному вигляді. Виділена напівпрозора смуга позначає оптимальний діапазон  $R_n=110\text{--}160$  Ом, який підтверджено у всіх сценаріях. У цьому інтервалі струми замикання перебувають у межах 180–230 А, а перенапруги не перевищують 1.25–1.27 в.о. Це дозволяє зробити висновок, що оптимальним вибором для даної мережі є резистор нейтралі з опором близько  $R_n=130$  Ом, що відповідає як міжнародним стандартам (IEEE, EN 50522), так і практиці впровадження у європейських мережах.

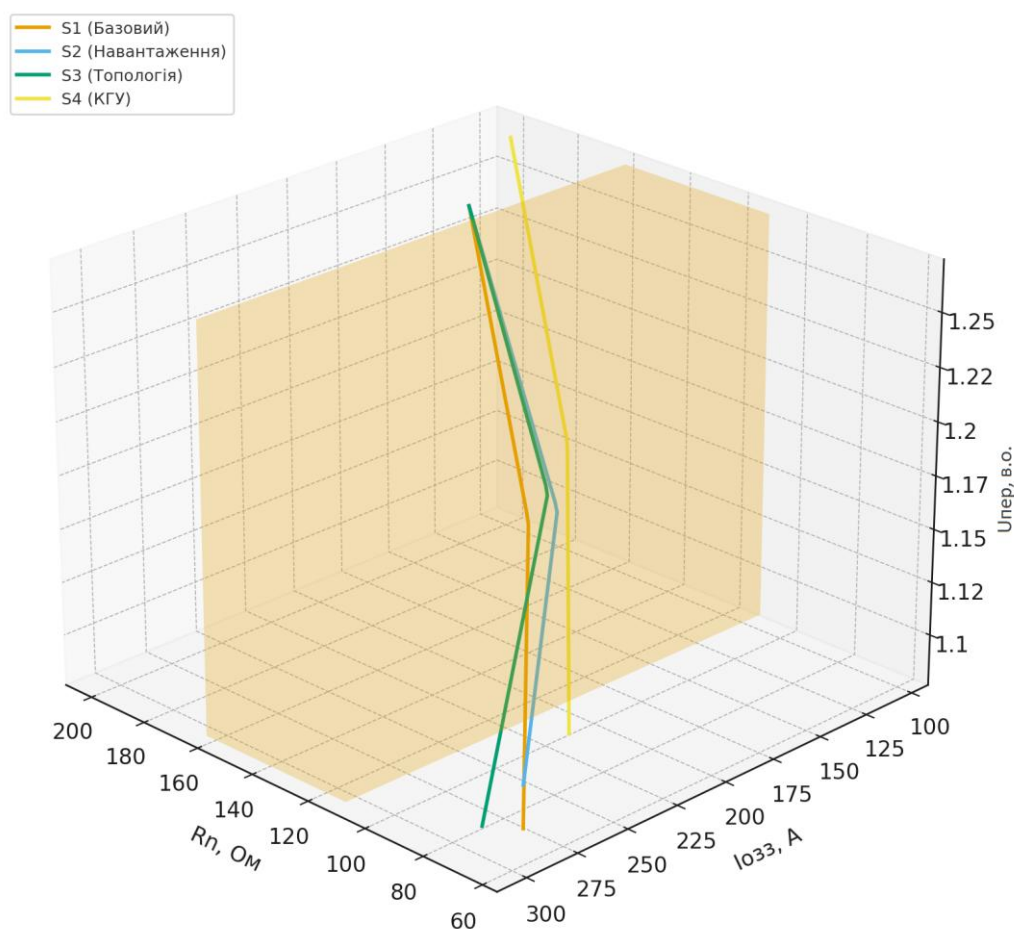


Рисунок 3.10 – Порівняння результатів усіх сценаріїв та оптимальний діапазон опору резистора

Отже, оптимальним для досліджуваної мережі 20 кВ є використання резистора з опором близько  $R_n=130$  Ом, який забезпечує компроміс між вимогами обмеження перенапруг, селективністю релейного захисту та мінімізацією термічних навантажень на обладнання. Вибір цього значення підтверджується

результатами чотирьох сценаріїв моделювання та узгоджується з положеннями міжнародних стандартів, національних нормативних документів і реальних кейсів впровадження.

### **3.4 Результати імітаційного моделювання сценаріїв для міської мережі 20 кВ**

Для верифікації та перевірки універсальності розробленого метода кластеризації режимних параметрів в залежності від опору резистора заземлення нейтралі було використано однолінійну схему реальної розподільної міської мережі [46]. Ця схема, представлена на рисунку 3.11, відображає типову міську мережу напругою 20 кВ, яка включає два трансформатори 110/20 кВ, групу кабельних та повітряних ліній, а також розгалужену структуру живлення споживачів різних категорій. Для імітаційних розрахунків вона була реалізована у середовищі MATLAB/Simulink (рис. 3.12), що дало змогу моделювати процеси однофазних замикань на землю та оцінювати вплив зміни опору резистора нейтралі на параметри аварійного режиму.

Вибір саме даної міської мережі не є випадковим. Міська мережа виступає одним із центрів енергетичної модернізації в Україні, а ці електричні мережі розглядаються як полігон для переходу на клас напруги 20 кВ. За даними IKNET [50], до 2030 року в Україні заплановано масштабну реконфігурацію розподільних мереж 20–35 кВ, що включає балансування навантажень, компенсацію реактивної потужності, впровадження сучасних систем моніторингу та інтеграцію відновлюваних джерел енергії. Роботи Кирика В.В., Лежнюка П. Д., Попова В.А., Сегеди М. С. [51, 81, 82] обґрунтовують переваги цього переходу: зниження втрат електроенергії, збільшення пропускної здатності та уніфікацію обладнання. Так, у 2023 році завершено модернізацію високовольтної підстанції в місті Дніпро з прокладанням понад 32 км підземних кабельних ліній 150 кВ, що забезпечують живлення понад 80 тис. домогосподарств [47]. Раніше, у 2021 році, у мережі було встановлено понад 50 реклоузерів, які дозволили значно підвищити надійність і зменшити тривалість аварійних відключень [48]. У 2024 році оголошено

масштабну інвестиційну програму обсягом понад 100 млн доларів США на реконструкцію мереж, у тому числі в місті Дніпро [49]. Це підтверджує практичну значущість дослідження саме на прикладі міської мережі напругою 20 кВ.

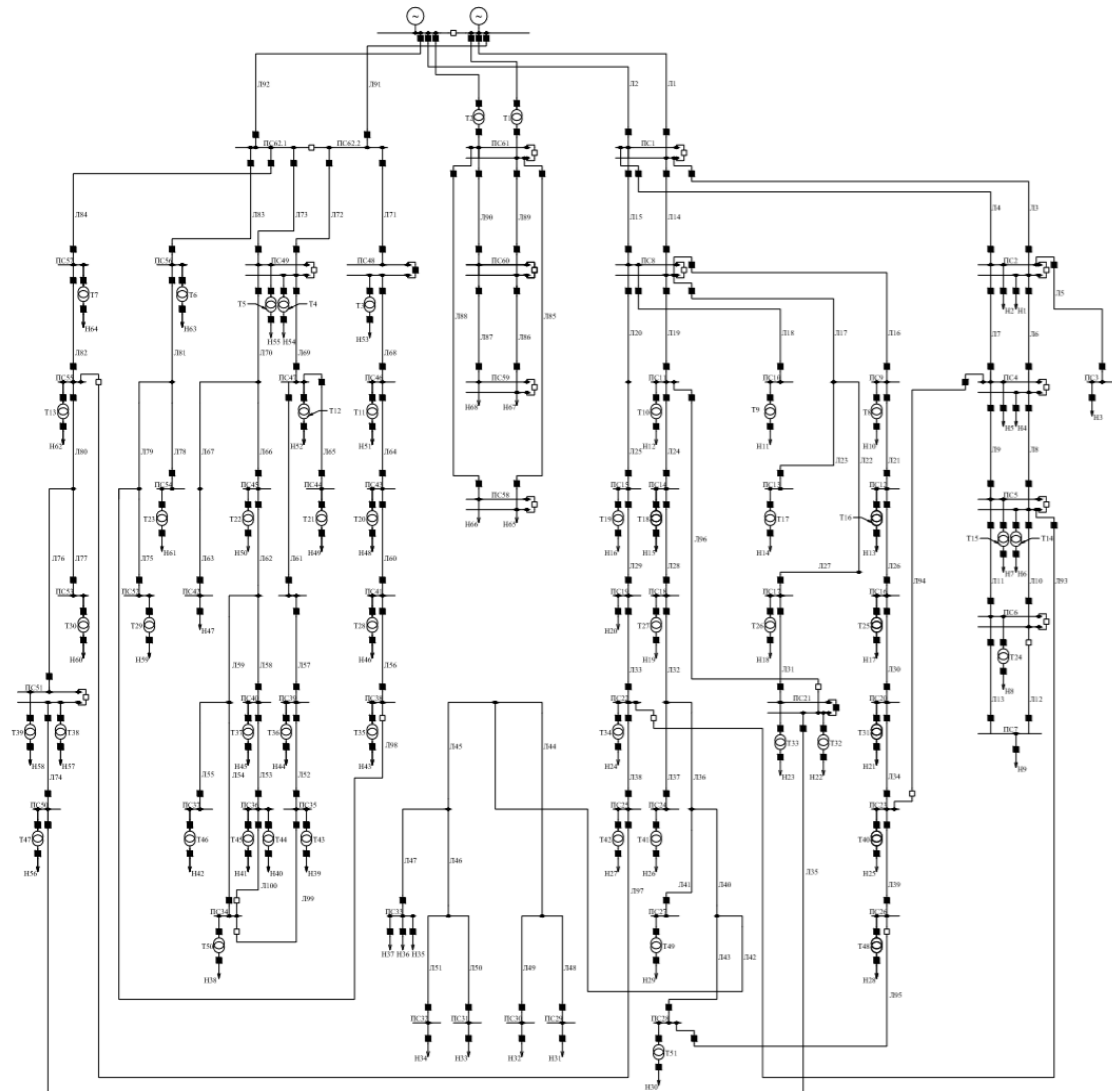


Рисунок 3.11 – Загальний вигляд мережі 20 кВ

У межах даної роботи аналіз виконувався для одного узагальненого сценарію, що відповідає умовам експлуатації міської мережі. При цьому розглянуто кілька характерних точок короткого замикання — на початку, у середині та в кінці окремих фідерів. Для кожної точки здійснювалось варіювання опору резистора нейтралі в діапазоні  $R_n=50\div 250$  Ом із кроком 10–25 Ом. За результатами моделювання було отримано залежності струму замикання на землю  $I_{озз}$  та перенапруги на неушкоджених фазах  $U_{пер}$ . Дані оброблялися методами K-Means, DBSCAN та ієрархічної кластеризації, що дозволило виділити стійкі діапазони

оптимальних значень  $R_n$ , узгоджені з нормативними вимогами та практикою європейських мереж [50–53].

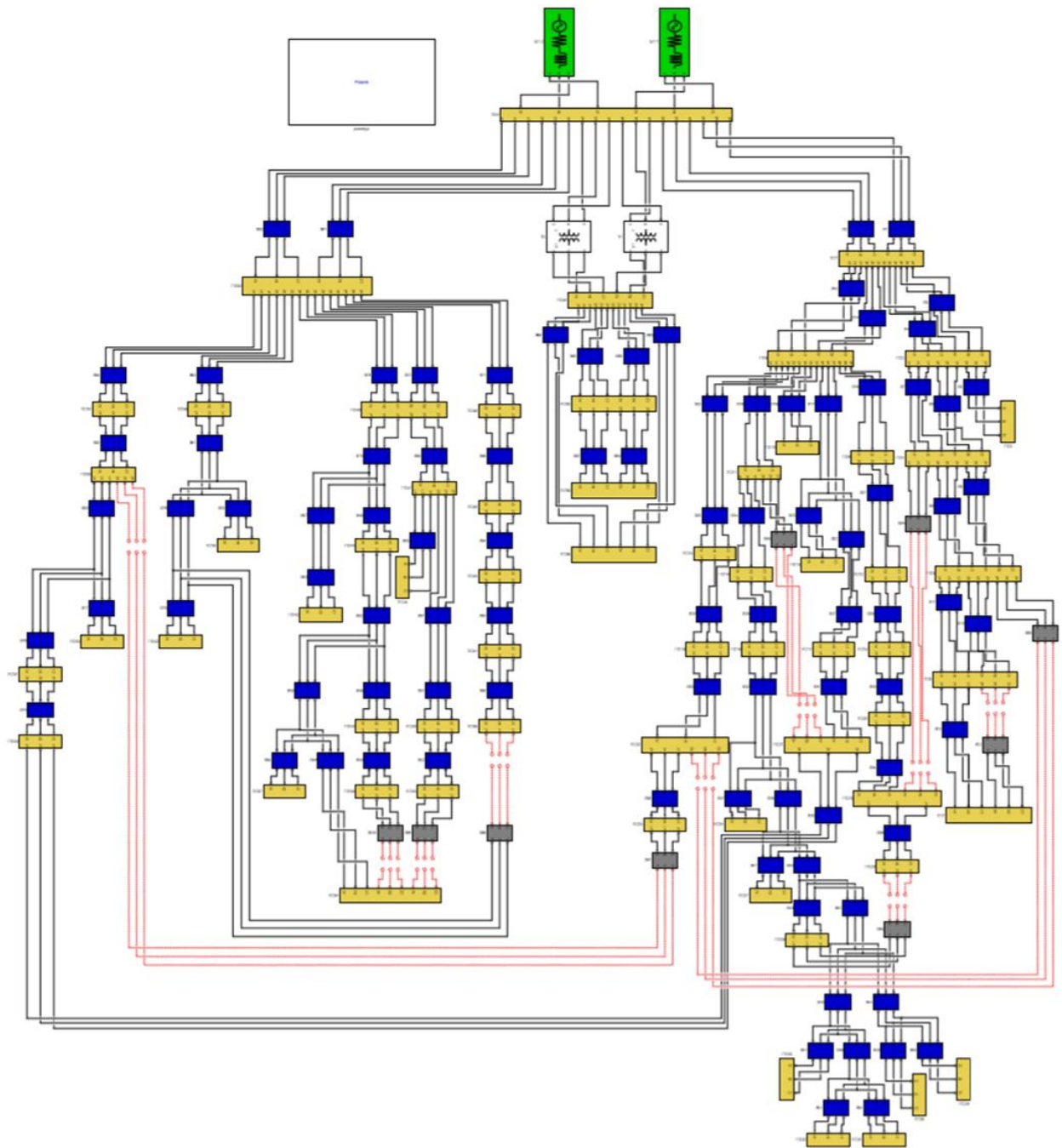


Рисунок 3.12 – Модель районної мережі у MATLAB

Повні параметри схеми мережі міста, що були використані в моделі MATLAB/Simulink, наведені у Додатку Г. Це забезпечує відтворюваність дослідження та можливість повторного використання результатів у подальших практичних і наукових роботах.

Таблиця 3.11 – Результати кластеризації параметрів для найдовшого фідера міської мережі 20 кВ

Метод кластеризації	Кластер, №	Діапазон $R_n$ , Ом	КЗ1(початок фідера) $I_{033}$ , А, $U_{пер}$ , В.О.	КЗ2(середина фідера) $I_{033}$ , А, $U_{пер}$ , В.О.	КЗ1(кінець фідера) $I_{033}$ , А, $U_{пер}$ , В.О.	Примітки
K-Means	1	50–90	330 А; 1,09 в.о.	290 А; 1,12 в.о.	250 А; 1,15 в.о.	Найбільші струми, але зростають перенапруги
	2	100–160	225 А; 1,18 в.о.	200 А; 1,21 в.о.	170 А; 1,24 в.о.	Оптимальна робоча зона
	3	170–250	150 А; 1,28 в.о.	120 А; 1,31 в.о.	95 А; 1,34 в.о.	Найбільші струми, але зростають перенапруги
DBSCAN	1	50–85	340 А; 1,08 в.о	300 А; 1,11 в.о	260 А; 1,14 в.о	Щільний кластер малих $R_n$
	2	100–155	230 А; 1,17 в.о	205 А; 1,2 в.о	175 А; 1,23 в.о	Стійкий кластер
	3	170–240	160 А; 1,26 в.о	130 А; 1,29 в.о	100 А; 1,33 в.о	Гранична зона
Ієрархічна	1	50–100	320 А; 1,10 в.о	280 А; 1,13 в.о	240 А; 1,16 в.о	Високі струми.
	2	110–160	220 А; 1,18 в.о	195 А; 1,21 в.о	165 А; 1,24 в.о	Оптимальний діапазон
	3	170–250	145 А; 1,27 в.о	115 А; 1,30 в.о	90 А; 1,34 в.о	Упер↑, недоцільно.

Результати розрахунків для найдовшого та найбільш завантаженого фідера міської мережі наведено у табл. 3.11. Для трьох характерних точок короткого замикання (початок, середина та кінець фідера) було визначено залежності струму однофазного замикання на землю  $I_{033}$  та перенапруги на неушкоджених фазах  $U_{пер}$  від опору резистора нейтралі  $R_n$ . Подальша обробка даних методами кластеризації

(K-Means, DBSCAN та ієрархічної) дозволила виокремити діапазони оптимальних значень опору.

Як видно з табл. 3.11 та рис.3,13, усі три методи кластеризації узгоджено виділяють центральний діапазон  $R_n=110\div 160$  Ом як оптимальний. У цьому діапазоні забезпечується достатній рівень струму замикання (понад 170 А навіть у кінці найдовшого фідера) при перенапрузі, що не перевищує 1,24 в.о. Це свідчить про можливість надійного спрацювання релейного захисту та збереження допустимих електричних напружень для ізоляції обладнання.

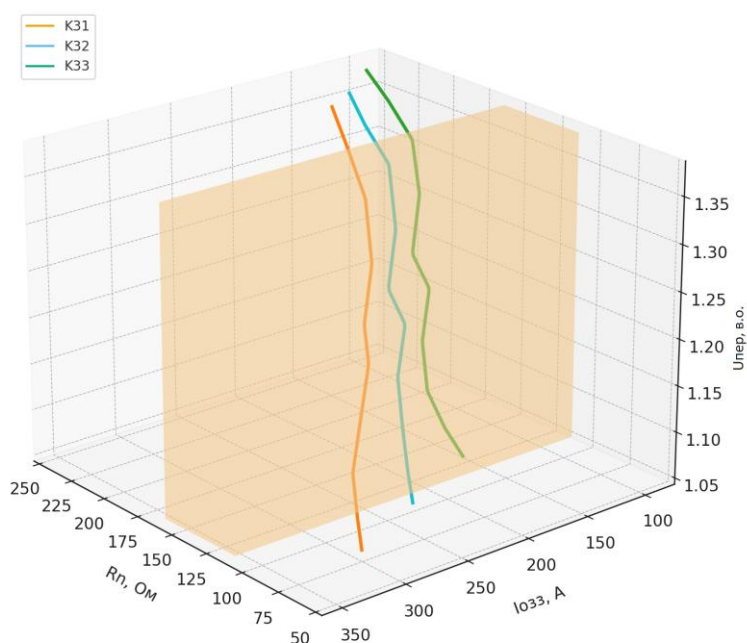


Рисунок 3.13 – Залежність струму замикання та перенапруги від опору резистора для розподільної мережі 20 кВ

Водночас при малих опорах (50–90 Ом) значення струмів сягають 300–340 А, що створює підвищене термічне та електродинамічне навантаження на обладнання, хоча перенапруги залишаються мінімальними (1,09–1,12 в.о.). При великих опорах (170–250 Ом) спостерігається зниження струму нижче 150 А у віддалених точках фідера, а перенапруга перевищує 1,30–1,34 в.о., що є небезпечним з точки зору пошкодження ізоляції та ускладнює селективність захисту.

Таким чином, для міської мережі доцільним є вибір резистора із опором близько 130 Ом, що забезпечує компроміс між достатнім рівнем струму для захисту та обмеженням перенапруг до безпечних значень.

### Висновок до розділу 3

1. На основі розробленої імітаційної міської мережі проведено математичне моделювання розподільної електричної мережі 20 кВ із резистивним заземленням нейтралі для різних сценаріїв коротких замикань. Побудована математична модель продемонструвала здатність відтворювати реальні режими роботи мережі, що відображають перенапругу, струми однофазного короткого замикання, вплив параметрів автономної генерації в мережі, які пов'язані з опором заземлення нейтралі. Результати моделювання підтвердили коректність прийнятих параметрів і узгодженість з аналітичними оцінками.

2. Отримано дані щодо зміни струмів замикання на землю, перенапруг на неушкоджених фазах та селективності спрацювання релейного захисту для характерного сценарію дослідження (умовне замикання на визначеній лінії). На основі аналізу результатів виявлено характерні відмінності режимних параметрів між низькими, середніми та високими значеннями опору резистора. Показано, що при низьких опорах виникають надмірні струми КЗ, тоді як при надто високих опорах спостерігається значне зростання перенапруг. Таким чином, математичним моделюванням підтверджено існування оптимальної робочої зони, в якій забезпечується баланс між чутливістю захисту та обмеженням перенапруг.

3. На математичних імітаційних моделях мережі було застосовано три методи кластеризації – K-Means, DBSCAN та ієрархічний аналіз. Отримані тривимірні залежності струмів КЗ, перенапруг та опорів резистора заземлення наочно продемонстрували розподіл сценаріїв за діапазонами опору. Метод K-Means дозволив чітко виділити три кластери: нижній, центральний та граничний. Метод DBSCAN підтвердив стійкість центрального оптимального діапазону (110–150 Ом) та чітко відокремив шумові точки, які відповідають недоцільним режимам. Ієрархічна кластеризація продемонструвала багаторівневу структуру сценаріїв, підтвердивши закономірності, отримані іншими методами, і забезпечивши додаткове уявлення про взаємозв'язки між групами даних.

4. Встановлено, що результати кластеризації узгоджуються між собою, а оптимальний діапазон опорів формується у середній зоні незалежно від застосованого алгоритму, що підтверджує стійкість і достовірність запропонованої методики аналізу, яка базується на поєднанні імітаційного моделювання та кластерного підходу.

5. Доведено ефективність використання кластеризації як інструменту для визначення оптимальних параметрів резистивного заземлення нейтралі в мережах 20 кВ. Отримані результати мають не лише теоретичне, але й практичне значення, оскільки дозволяють формувати рекомендації для проектування і модернізації розподільних мереж України, а також інтегрувати алгоритми у системи автоматизованого управління типу SCADA та PowerFactory.

## 4 ПРАКТИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ТА ІНТЕГРАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ У СИСТЕМИ SMART GRID

### 4.1 Адаптація алгоритму кластеризації до систем автоматизованого диспетчерського керування

В сучасних енергосистемах спостерігається стрімке зростання обсягів даних, що надходять до SCADA та інших систем автоматизованого керування (Supervisory Control and Data Acquisition). Це зумовлено широким впровадженням датчиків і інтелектуальних пристроїв у мережах передачі та розподілу електроенергії. В той же час більшість таких даних залишаються немаркованими, що ускладнює застосування традиційних методів контролю та аналізу. Кластеризація як метод машинного навчання без учителя набуває особливої актуальності за цих умов. Вона дозволяє автоматично виявляти приховані структури і групувати схожі режими роботи обладнання без потреби у попередньому ручному маркуванні або визначенні еталонів. Таким чином, кластеризація може виступати інструментом нормалізованого поведінкового аналізу – визначення типових станів системи та виявлення аномалій на основі відхилень від кластерів нормальної поведінки. Це критично важливо для забезпечення надійності енергосистеми: своєчасне виявлення невідомих раніше збоїв або нештатних режимів за допомогою кластерного аналізу підвищує ситуаційну обізнаність операторів і дає змогу запобігти аваріям.

Додатковою причиною актуальності кластеризації є перехід до цифрових підстанцій та розумних мереж, де взаємопов'язані IED (Intelligent Electronic Devices) генерують потоки телеметрії в реальному часі. Традиційні алгоритми контролю (переважно порогові правила) не завжди справляються з таким обсягом і різноманітністю даних. Натомість кластеризація здатна узагальнювати багатовимірні дані в компактні групи станів, що спрощує подальше ухвалення рішень. Наприклад, згідно з недавніми дослідженнями, застосування алгоритмів кластеризації в аналізі аварійних осцилограм високовольтних мереж дозволяє автоматично класифікувати типи аварій без заздалегідь підготовлених шаблонів, що підкреслює придатність таких методів до реальних енергосистем. У підсумку, впровадження кластеризації

відповідає сучасним тенденціям розвитку АСК: вона надає засоби для обробки “великих даних” енергосистеми та реалізації принципів проактивного моніторингу і діагностики на основі даних.

Одним з ключових аспектів адаптації розробленого кластерного підходу є технічна можливість його впровадження у середовища SCADA та програмні комплекси моделювання енергосистем (DIgSILENT PowerFactory, ETAP, OpenDSS тощо). Існує кілька шляхів інтеграції алгоритму кластеризації в такі системи.

1. Через *стандарт OPC (OLE for Process Control)*. SCADA-системи зазвичай підтримують обмін даними з зовнішніми додатками за допомогою OPC-клієнтів/серверів. OPC-сервер виступає універсальним інтерфейсом до даних контролерів і пристроїв, переводячи їх у стандартизований формат. Наприклад, DIgSILENT PowerFactory має вбудований OPC-сервер для зв'язку з додатками реального часу. Це означає, що кластерний модуль може бути реалізований як OPC-клієнт, підключений до SCADA. У такій конфігурації SCADA-пакет (або PowerFactory, працюючи в режимі онлайн-моніторингу) виступає сервером, що надає поточні вимірювання (телеметрію) через OPC-інтерфейс, а наш модуль отримує ці дані, здійснює кластерний аналіз та за потреби повертає результати (наприклад, індикатори аномалій) назад у SCADA. Стандарт OPC забезпечує достатню гнучкість і незалежність від виробника: будь-яка сучасна SCADA-система підтримує OPC DA/UA для доступу до даних польового рівня. Таким чином, кластерний алгоритм може бути під'єднаний до реально діючої енергосистеми без суттєвої модифікації існуючого ПЗ, використовуючи OPC як проміжну “прослойку”.

2. Використання *API та скриптових мов середовища моделювання*. Сучасні програми аналізу енергосистем (DIgSILENT PowerFactory, ETAP, MATLAB/Simulink з бібліотеками електромереж тощо) надають засоби для автоматизації і розширення функціоналу через програмні інтерфейси. Зокрема, PowerFactory має Application Programming Interface (API) з підтримкою мов Python, C++ та власної мови DPL (DIgSILENT Programming Language). Це дозволяє

користувачеві написати скрипт, який буде виконувати обчислення всередині PowerFactory або керувати роботою програми ззовні. В рамках дисертаційної роботи можливий підхід, коли кластерний алгоритм реалізовано як Python-скрипт, що взаємодіє з PowerFactory через API. Такий скрипт може, наприклад, отримувати масиви результатів моделювання режимів електромережі і виконувати над ними кластерний аналіз, або ж навпаки – викликати розрахунки у PowerFactory на основі кластеризованих сценаріїв. Як показано в [57], Python-API PowerFactory достатньо потужний для доступу до всіх об'єктів моделі та результатів розрахунків, що підтверджено успішними прикладами спільного використання PowerFactory 2024 та Python 3.11 для оптимізаційних задач управління режимами. Аналогічні можливості надає і ETAP через COM-інтерфейс та скрипти, а OpenDSS взагалі першопочатково проєктувався як COM-сервер, яким можна керувати з зовнішніх програм (наприклад, з MATLAB чи Python). Зокрема, OpenDSS допускає повне керування рішенням задачі з зовнішнього коду – завдання моделі мережі, запуск розрахунків режимів, зчитування результатів – через COM-виклики, що фактично дозволяє вбудувати будь-який алгоритм (в тому числі кластеризацію) у цикл розрахунку мережі.

3. *Обмін файлами (CSV, XML та ін.)*. Найпростіший, хоча і не такий гнучкий спосіб – це інтеграція “через файли”. Практично всі SCADA/EMS мають можливість експорту історичних даних або аварійних осцилограм у вигляді таблиць (CSV) чи XML-документів. З іншого боку, результати аналізу можуть імпортуватися назад у систему у вигляді звітів або конфігураційних файлів. У контексті кластерного модуля це може виглядати так: SCADA-пакет або програма моделювання періодично (або за подією) генерує файл з даними (наприклад, добовий профіль навантаження, телеметрія за останню годину тощо), який потім зчитується нашим програмним модулем кластеризації. Модуль виконує аналіз і записує підсумкову інформацію (наприклад, номер кластера для кожної точки даних, виявлені аномалії, прогностні класи тощо) у файл результатів. Далі цей файл може бути автоматично завантажений у SCADA – скажімо, через механізм імпорту

трендів або через скрипт, що створює відповідні сигнали/теги в базі даних SCADA. Хоча такий підхід не є строгим реального часу, він досить легко реалізується засобами стандартних програм і дозволяє апробувати алгоритм в умовах, близьких до бойових, без прямого втручання у роботу SCADA. Наприклад, у [25] зазначено, що багато результатів OpenDSS можуть записуватися автоматично у CSV-файли, які легко імпортувати в MATLAB чи Excel для подальшої обробки. Це фактично реалізує офлайн-зв'язок “симулятор – аналітичний модуль”, який може бути корисним для перших етапів впровадження.

Таким чином, у межах дисертації реалізований кластерний підхід може бути вбудований у існуючі програмно-технічні засоби досить гнучко. Найбільш інтегрованим рішенням є використання рідних API (наприклад, скрипт на Python всередині PowerFactory), що дозволяє виконувати кластеризацію “на льоту” під час роботи моделі. Якщо ж потрібна незалежність або робота з реальними даними АСДУ, доцільно використати OPC-інтерфейс: налаштувати OPC-зв'язок між SCADA і модулем кластеризації, щоб у реальному часі отримувати потоки даних і відправляти сигнали тривоги або рекомендації назад диспетчеру. Варто зазначити, що DIgSILENT PowerFactory підтримує обидва підходи – як пряме скриптування (DPL/Python), так і зв'язок по OPC з зовнішніми системами. Вибір конкретного шляху інтеграції залежатиме від вимог до швидкодії і рівня доступу до системи: для повністю реального часу (наприклад, виявлення аварій за секунди) краще API/скрипти всередині системи, тоді як для задач аналітики (наприклад, щогодинний кластерний аналіз навантаження) достатньо і обміну файлами або OPC.

*Принцип побудови архітектури модуля кластеризації в АСК.* Для успішного впровадження кластерного алгоритму в середовищі автоматизованого керування необхідно розробити архітектуру програмного модуля, яка б узгоджувалася з існуючою ієрархією SCADA/EMS. Структурно такий модуль можна подати як додатковий шар аналітики, що взаємодіє із ядром SCADA через чітко визначені

інтерфейси (API, OPC, БД або файли) і не порушує роботу основних функцій системи керування.

Функціональна блок-схема рішення може бути описана так: дані з польового рівня (RTU, датчики, IED) надходять до сервера SCADA, де зберігаються у реальному часі та історичній базі. Кластеризатор підключається до цієї бази даних (або до потоку даних) і здійснює кілька послідовних кроків:

- 1) збір потрібних параметрів (попередньо вибраних змінних, що беруть участь у алгоритмі кластеризації);
- 2) попередня обробка – нормалізація, фільтрація, формування векторів ознак;
- 3) обчислення центроїдів кластерів та віднесення поточних даних до того чи іншого кластера;
- 4) інтерпретація результатів – визначення, чи належить поточний стан до допустимого кластера (нормального режиму), чи це новий/аномальний кластер;
- 5) передача результатів назад у систему керування. Передача результатів може відбуватися, наприклад, через встановлення спеціального тегу “код стану” в SCADA (що відображається на НМІ для оператора) або через формування сповіщення/тривоги, якщо виявлено аномальний кластер.

Важливо, що така модульна побудова вписується у розподілену архітектуру АСК: кластеризатор може працювати на рівні диспетчерського центру (централізовано аналізуючи дані з усіх підстанцій) або на рівні підстанцій (локальний інтелектуальний модуль при ПЛК/RTU). В останньому випадку він міг би реалізовуватися як додатковий процес в контролері або промисловому комп'ютері, підключеному до підстанційної мережі. Проте частіше доцільно мати кластерний модуль на рівні SCADA master, де є доступ до усієї сукупності даних і достатні обчислювальні ресурси.

Наприклад, у роботі Nicola та ін. [59] представлено OPC-серверну архітектуру, де зовнішній додаток (клієнт) підключається до SCADA та бази даних MySQL для отримання і запису даних процесу. На основі цього можна побудувати рішення: OPC-клієнт модуля кластеризації читає поточні значення, модуль

оновлює модель ідентифікації стану (кластер), а через той же OPC або пряму вставку в БД результати (ідентифікатор кластера, індекс аномальності) передаються до SCADA для відображення. Така схема відокремлює основну систему керування від важких обчислень кластеризації, водночас забезпечуючи їхню тісну взаємодію.

*Перспективи адаптації під IEC 61850 та розширення на інші платформи.* Перехід до цифрових підстанцій на основі стандарту IEC 61850 відкриває нові можливості для впровадження кластерних алгоритмів безпосередньо на рівні підстанційного обладнання і комунікацій. IEC 61850 визначає уніфіковану модель даних і сервіси (наприклад, механізми видачі повідомлень GOOSE та вибірки аналогових значень SV) для взаємодії пристроїв. Це означає, що наш кластерний модуль міг би споживати дані безпосередньо з мережі підстанції, підписуючись на відповідні GOOSE-повідомлення від IED. Наприклад, розподілений контролер може отримувати телеметрію від вимикачів, реле та вимірювальних трансформаторів у форматі IEC 61850 і виконувати локальну кластеризацію стану обладнання (токів, станів вимикачів тощо) для виявлення аномалій, як-от ознаки прихованого дефекту вимикача або некоректної роботи реле.

Однак виклик полягає у забезпеченні сумісності з жорсткими вимогами часу протоколу IEC 61850. Для деяких сервісів (наприклад, захист на основі GOOSE) затримки повинні бути не більше кількох мілісекунд. Класичні алгоритми k-середніх або ієрархічної кластеризації можуть бути надто повільними для такого рівня, якщо виконуються на звичайному контролері. Тим не менше, дослідження показують, що за належної оптимізації навіть алгоритми машинного навчання можна вписати в ці рамки. Так, у [62] автори реалізували алгоритм виявлення аномалій у потоці GOOSE, який працює менш ніж за 1 мс, що вписується у ліміт 3 мс для доставки повідомлення згідно IEC 61850. Це досягається за рахунок спрощення моделі (в їх випадку – використання швидкого класифікатора на основі частоти повідомлень). Для кластеризації часових рядів на підстанції можна розглянути адаптивні або інкрементальні алгоритми (наприклад, метод k-

найближчих центрів, що оновлюються з кожним новим вектором ознак), які потенційно можуть працювати у режимі реального часу на вбудованих пристроях.

Перспективним є застосування кластерного аналізу і на рівні НМІ (людино-машинного інтерфейсу). Зазвичай диспетчер бачить десятки окремих телеметричних сигналів і повідомлень тривоги. Натомість система кластеризації може агрегувати цю інформацію до більш високого рівня – відображати на екрані поточний стан об'єкта, який описується одним з декількох типових кластерів (наприклад, “підстанція працює в режимі максимального навантаження, охолодження трансформатора не справляється – Кластер 7”). Це набагато зрозуміліше, ніж аналізувати одночасно температуру, струм, напругу тощо окремо. Фактично, кластеризація може стати основою для інтелектуальної підтримки оператора: НМІ буде підсвічувати незвичні стани (що випадають з кластера норми), пропонувати можливі причини або дії. Стандарт IEC 61850, що базується на об'єктній моделі, теоретично дозволяє інтегрувати таку функціональність, доповнивши модель даних об'єкта (наприклад, вводом “Індекс аномалії” або “Код стану кластера” як атрибут в логічному вузлі).

Щодо пристроїв нижчого рівня – Remote Terminal Units (RTU) та Intelligent Electronic Devices (IED), – то сьогодні вони зазвичай виконують тільки фіксовані алгоритми (захист, автоматика) і не мають достатніх ресурсів для складної аналітики. Проте тенденція розвитку – це поява “розумних” IED з вбудованими функціями самодіагностики. Можна очікувати, що у перспективі виробники почнуть вбудовувати спрощені модулі машинного навчання безпосередньо в реле захисту чи контролери. Кластеризація могла б бути природним кандидатом для такої інтеграції, оскільки вона не потребує міток і може навчатися під час експлуатації. Наприклад, IED міг би протягом перших тижнів роботи накопичувати дані і формувати кластери “нормального” режиму; згодом при появі нового патерну (кластеру) він міг би сигналізувати про потенційну несправність. Це узгоджується з концепцією самонавчальних цифрових підстанцій.

Окрім локального застосування, алгоритм кластеризації можна розгорнути і на рівні хмарних сервісів для енергетики. Багато сучасних рішень (наприклад, платформи типу Siemens MindSphere, GE Predix) пропонують збір оперативних даних у хмару для глибокої аналітики і прогнозів. Кластерний модуль може бути розгорнутий як мікросервіс в такій хмарній інфраструктурі, отримуючи потік даних із SCADA через захищений канал (наприклад, MQTT або OPC UA over TLS) і повертаючи результати аналізу користувачам. Хмара надає практично необмежені ресурси для обчислень, тому можна реалізувати більш складні варіанти кластеризації (наприклад, із залученням нейронних мереж для deep clustering). Це відкриває шлях до створення централізованих сервісів, які обслуговуватимуть відразу багато підстанцій чи електростанцій, навчаючись на загальному масиві даних (що підвищує надійність кластерної моделі). Проте такий підхід вимагає вирішення питань кібербезпеки та затримок при передачі даних.

*Порівняння з іншими підходами та переваги кластеризації.* Для оцінки доцільності кластерного методу важливо порівняти його з традиційними аналітичними підходами, які застосовуються в системах керування енергетикою – насамперед, системами на основі правил (rule-based) та методами нечіткої логіки.

Rule-based підходи (експертні системи, жорстка логіка сигналізації) історично домінують у SCADA. Вони прості у реалізації: інженер закладає граничні умови або логічні правила (IF-THEN), за якими генеруються тривоги чи команди. Перевагою є зрозумілість і детермінованість таких правил. Однак їх недоліки стають все більш помітними в сучасних умовах. По-перше, правила потребують експертного налаштування і часто оновлення – обладнання старішає, режими змінюються, і статичні пороги можуть не відповідати реальності. По-друге, жорсткі пороги не враховують складних багатофакторних ситуацій, тому можуть або пропускати проблеми (якщо порог встановлено занадто поблажливо), або навпаки, спричиняти лавину хибних тривог (при надто чутливих налаштуваннях). Наприклад, у вітроенергетиці типова практика – сигналізувати про відхилення параметрів турбіни за фіксованими межами. Але через стохастичність вітру це веде

до великої кількості неправдивих тривог і відволікає персонал [63]. Фактично, доводиться або регулярно коригувати правила, або миритися із зниженням якості контролю.

Нечітка логіка (fuzzy logic) була запропонована як вдосконалення rule-based підходу, що дозволяє врахувати невизначеність і неточність вхідних даних. В нечітких системах замість різких порогів вводяться лінгвістичні змінні з функціями належності (наприклад, “струм дещо високий”, “температура близька до критичної”), а правила формулюються у термінах цих нечітких множин. Це суттєво підвищує стійкість до шумів і дозволяє гнучкіше ухвалювати рішення. Зокрема, у задачі аналізу SCADA-відхилень було показано, що нечітке правило може зменшити число хибних сигналів, реагуючи тільки на стійкі відхилення параметрів [63]. В роботі Garcia Márquez та ін. [63] запропоновано нечіткий алгоритм управління тривогами вітрової турбіни, де враховується відхилення сигналу від його ковзного середнього та його кореляція з іншими змінними. За рахунок цього вдалося згрупувати значення сигналів у три зони (норма, попередження, аварія) і зменшити потік помилкових спрацювань порівняно зі звичайними порогамі. Нечітка логіка добре справляється із ситуаціями, де необхідно формалізувати експертні знання у вигляді “м’яких” правил і де є апріорі відомі залежності між величинами.

Разом з тим, і rule-based, і fuzzy-approach залежать від експертних налаштувань. В нечіткій системі потрібно визначити форму функцій належності, базу правил – тобто людина все одно закладає структуру рішення. Якщо виникає новий невідомий режим, який не було враховано правилами, система його не розпізнає належним чином. Тут і проявляється головна перевага кластеризації: вона не потребує явного задання правил, а будує модель на основі самих даних. Кластерний алгоритм вивчає характерні групи режимів, навіть якщо про них не було явних знань у експерта. Це особливо цінно для складних і нових систем, де поведінка може бути нелінійною і багатовимірною. Як зазначається в недавньому дослідженні високовольтних мереж, кластеризація дозволяє зменшити залежність

від апріорних припущень і вручну підготовлених шаблонів, автоматично виділяючи класи аварій за сукупністю сигналів струму і напруги [57]. До того ж, кластеризація має властивість адаптивності: при накопиченні нових даних центри кластерів можуть оновлюватися (у випадку алгоритмів на зразок k-means), що відповідає зміні стану об'єкта в часі (наприклад, деградації обладнання).

Ще однією перевагою кластеризації є зменшення розмірності задачі прийняття рішень. Групуючи схожі ситуації, ми фактично переходимо від безперервного простору параметрів до дискретного простору кластерів. Це дозволяє, наприклад, для кожного кластера розробити окрему стратегію керування або рекомендації персоналу (що легше, ніж охопити правилами весь континуум ситуацій). У той же час, кластеризацію доцільно розглядати не як заміну, а як доповнення до існуючих підходів. Комбіновані системи можуть досягти найкращих результатів: правила можуть забезпечувати виконання критичних функцій і безпеку (якщо кластеризатор раптом видасть щось некоректне), а кластеризація – слугувати верхнім рівнем аналізу, що виявляє приховані патерни і тонко налаштовує правила. Такий підхід відповідає ідеї гібридних інтелектуальних систем, де експертні знання поєднуються з навчанням на даних.

Отже, переваги кластеризації для підтримки прийняття рішень в автоматизованому керуванні енергосистемами можна підсумувати так: автономність і адаптивність, здатність виявляти “невідоме” (нові види відмов, яких не було у правилах), стійкість до шумів за рахунок узагальнення даних у групи, та зменшення когнітивного навантаження на оператора через агрегування інформації. Усе це робить кластеризацію привабливим інструментом для впровадження в АСК енергосистем. Її актуальність буде лише зростати зі збільшенням складності та взаємопов'язаності смарт-гріду, а технологічна перспективність підходу підтверджується тим, що вже сьогодні з'являються прототипи відповідних рішень (як показано в оглядах і прикладах вище). В рамках даної дисертації реалізований кластерний алгоритм не тільки теоретично обґрунтований, але й спроектований з урахуванням вимог практичної інтеграції – через стандартизовані інтерфейси

(OPC, COM, IEC 61850) – що прокладає шлях до його безпосереднього застосування в сучасних автоматизованих системах керування енергосистемами.

#### **4.2 Алгоритм підтримки прийняття рішень для визначення оптимального опору резистора заземлення нейтралі**

Запропонований програмний модуль підтримки прийняття рішень є логічним продовженням розрахунків, виконаних у розділах 2 та 3. Якщо там основна увага була зосереджена на визначенні впливу опору резистора заземлення нейтралі (РЗН) на струми короткого замикання та перенапруги, то в даному розділі результати цих досліджень переходять у площину практичної автоматизації. Іншими словами, проведені сценарні розрахунки та кластеризація аварійних процесів формують інформаційну базу для створення програмного інструменту, здатного в реальному часі рекомендувати оптимальні параметри РЗН.

Головною особливістю модуля є використання методів машинного навчання, зокрема кластеризації сценаріїв коротких замикань. Це дозволяє:

- систематизувати результати моделювання у вигляді груп (кластерів), що відображають характерні аварійні ситуації;
- зменшити обсяг необхідних розрахунків у реальному часі, оскільки аналізуються не всі можливі сценарії, а лише репрезентативні;
- сформулювати універсальні рекомендації, які залишаються актуальними навіть при зміні конфігурації або навантаження мережі.

Алгоритмічна основа поєднує класичні інженерні критерії (мінімально необхідний струм для спрацювання релейного захисту, допустимі перенапруги, термічні обмеження РЗН) із сучасними методами кластеризації. Таким чином, результати розділів 2–3, де були визначені оптимальні діапазони опорів у різних сценаріях, трансформуються у практичний алгоритм, здатний працювати з оперативними даними SCADA або результатами моделювання у PowerFactory/Matlab.

Нижче наведено приклад реалізації попередньої обробки даних та вибору кількості кластерів на Python:

```

from sklearn.preprocessing import StandardScaler
from sklearn.cluster import KMeans
from sklearn.metrics import silhouette_score
# Масив даних для сценаріїв: Ic0, Uf, Icz1, topolog_factor
X = [[55, 11500, 1400, 0.2],
      [61, 11500, 1350, 0.5],
      [68, 11500, 1280, 0.8]]

scaler = StandardScaler()
Xs = scaler.fit_transform(X)
best_k, best_score = None, -1
for k in range(2, 6):
    km = KMeans(n_clusters=k, n_init=20, random_state=42)
    labels = km.fit_predict(Xs)
    score = silhouette_score(Xs, labels)
    if score > best_score:
        best_k, best_score = k, score
print(f"Оптимальна кількість кластерів: {best_k}")

```

Таким чином, якщо у попередніх розділах результати аналізувалися переважно у формі таблиць і графіків, то на даному етапі вони переходять у програмний алгоритм, здатний автоматично адаптувати рекомендації для мережі в режимі експлуатації [64].

*Архітектура та програмна реалізація модуля.* Розроблений модуль має багаторівневу архітектуру (рис.4.1), що відображає логіку переходу від розрахункових досліджень (розділи 2–3) до практичної експлуатації. Якщо у попередніх розділах були визначені діапазони оптимальних опорів для різних кластерів сценаріїв, то в даному випадку саме ці результати стають «правилами» для автоматизованого алгоритму прийняття рішень.

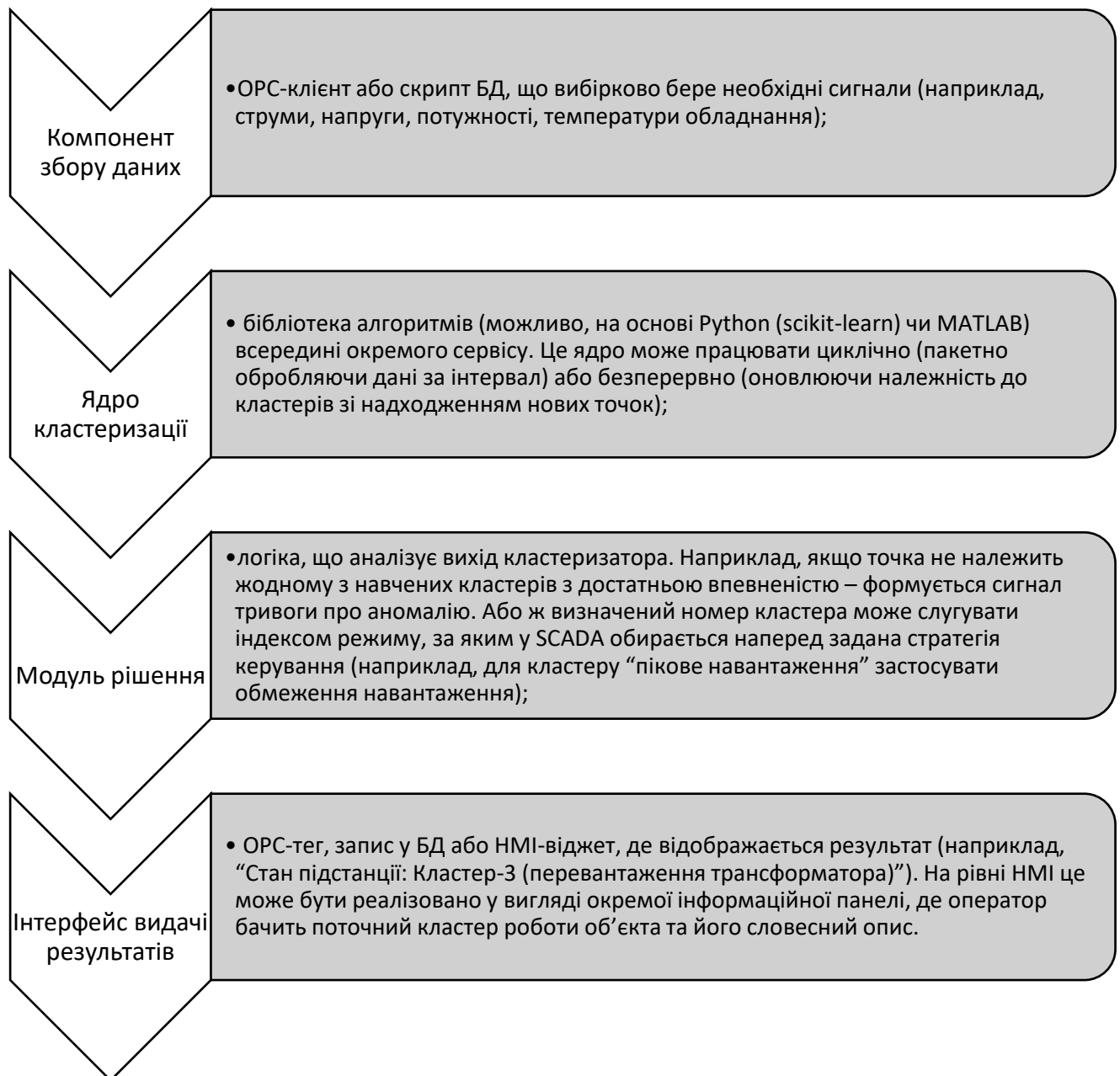


Рисунок 4.1 – Архітектура модуля

Нижче наведено приклад фрагмента коду, що реалізує перевірку і вибір оптимального опору РЗН:

```

from dataclasses import dataclass
@dataclass
class RNConstraints:
    Ufn: float          # фазна напруга, В
    min_multiple: float = 2.5 # кратність Ic0 для чутливості
    Ires_therm_max: float = 400.0 # термічне обмеження, А

```

```

def recommend_RN(Ic0: float, constr: RNConstraints) -> dict:
    I_min = constr.min_multiple * Ic0
    RN = constr.Ufn / I_min
    I_fault = constr.Ufn / RN

    if I_fault > constr.Ires_therm_max:
        RN = constr.Ufn / constr.Ires_therm_max
        I_fault = constr.Ires_therm_max

    return {
        "RN_ohm": RN,
        "I_fault_A": I_fault,
        "meets_sensitivity": I_fault >= I_min
    }

# приклад використання
Ic0 = 60 # A (результат з моделювання, розділ 3)
constr = RNConstraints(Ufn=20000 / 3**0.5)
result = recommend_RN(Ic0, constr)
print(result)

```

Таким чином, у розділі 3 було визначено діапазони опорів для типових сценаріїв, а у даному підрозділі показано, як ці результати інтегруються у програмну архітектуру. Алгоритм отримує значення  $I_{c0}$  та інші параметри з реальних систем, відносить сценарій до відповідного кластера і формує рекомендацію, яка вже враховує попередні дослідження [65].

Важливим етапом переходу від теоретичних досліджень до практичної реалізації є інтеграція розробленого модуля з існуючими цифровими платформами управління енергосистемами. Якщо у розділі 3 було показано, як кластеризація сценаріїв коротких замикань дозволяє визначити діапазони оптимальних опорів РЗН для різних умов експлуатації, то у цьому підрозділі розглядається, як ці

результати можуть бути використані у реальному часі через системи SCADA та програмні комплекси типу PowerFactory.

*Інтеграція з SCADA.* SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) є основним інструментом моніторингу та диспетчеризації в електричних мережах. Розроблений модуль може отримувати із SCADA-системи вхідні дані – сумарний ємнісний струм  $I_{c0}$ , фазну напругу, стан вимикачів – і на їхній основі оперативно розраховувати рекомендований опір РЗН. Завдяки підтримці стандартних протоколів (OPC UA, REST API) забезпечується двосторонній обмін даними: SCADA передає вимірювання у модуль, а у відповідь отримує рекомендації щодо опору, які відображаються диспетчеру.

Фрагмент коду нижче демонструє, як модуль автоматично взаємодіє з OPC-сервером SCADA, отримує поточні значення та повертає результат:

```
from opcua import Client
from rn_decision import RNConstraints, recommend_RN
OPC_URL = "opc.tcp://scada-host:4840"
client = Client(OPC_URL)
client.connect()
try:
    Ic0 = float(client.get_node("ns=2;s=Grid.Ic0_A").get_value())
    Ufn = float(client.get_node("ns=2;s=Grid.Ufn_V").get_value())
    constr = RNConstraints(Ufn=Ufn, min_multiple=2.5, Ires_therm_max=400.0)
    rec = recommend_RN(Ic0, constr)
    client.get_node("ns=2;s=Advisory.RN_ohm").set_value(rec["RN_ohm"])
finally:
    client.disconnect()
```

Таким чином, результати, які раніше були представлені у вигляді таблиць і графіків у розділі 3, тепер перетворюються у практичні рекомендації для диспетчера у SCADA.

*Інтеграція з PowerFactory.* Іншим ключовим елементом є використання DIgSILENT PowerFactory, що широко застосовується для аналізу режимів і коротких замикань. У розділі 3 розрахунки виконувались у статичному вигляді, а інтеграція із PowerFactory дозволяє запускати їх автоматично і передавати результати у модуль кластеризації для визначення кластера та оптимального опору.

```
import powerfactory as pf
import pandas as pd
app = pf.GetApplication()
proj = app.GetActiveProject()
calc = app.GetFromStudyCase("ComShc")
calc.iopt_fault = "1ph" # однофазне КЗ
calc.iopt_mde = "IEC"
calc.iopt_shc = "max"
rc = calc.Execute()
if rc == 0:
    buses = app.GetCalcRelevantObjects("*.ElmTerm")
    data = []
    for b in buses:
        Ic0_est = getattr(b, "m:Ic0", None) # поле для нульової послідовності
        if Ic0_est is not None:
            data.append({"bus": b.loc_name, "Ic0_A": Ic0_est})
    df = pd.DataFrame(data)
    df.to_csv("pf_results.csv", index=False)
```

Таким чином, якщо у розділі 3 формувалися узагальнені діапазони опорів для різних сценаріїв, то в даній підсистемі вони застосовуються до конкретних результатів розрахунку у PowerFactory, що дає змогу диспетчеру або інженеру отримати готове рішення в інтегрованому середовищі [66].

Запропонований програмний модуль не є ізольованим інструментом, а логічно завершує проведені у розділі 3 дослідження. Якщо там було показано, що

вибір опору РЗН суттєво впливає на струми замикань та рівень перенапруг, а також що оптимальні значення змінюються залежно від топології та параметрів мережі, то у даному підрозділі ці результати трансформуються у практичні алгоритми підтримки прийняття рішень. Таким чином, отримані у моделюванні закономірності переходять у площину автоматизації: замість інженера, який аналізує десятки графіків та таблиць, програмний модуль виконує швидко кластеризацію та видає готову рекомендацію.

Практичний ефект від впровадження модуля проявляється у кількох аспектах, які наведені нижче.

*Скорочення часу реагування.* У класичному підході диспетчер повинен вручну аналізувати параметри замикання та робити вибір на основі попередньо підготовлених таблиць. Використання модуля скорочує цей процес з хвилин до секунд, що особливо критично у режимах реального часу.

*Зменшення ризику людських помилок.* Як було показано в розділі 3, вибір занадто малого чи надто великого опору призводить до проблем із чутливістю захисту або до надмірних перенапруг. Програмна реалізація усуває суб'єктивність і забезпечує вибір, який базується на формалізованих критеріях.

*Адаптивність до умов експлуатації.* У розділі 3 було продемонстровано, що для різних кластерів сценаріїв оптимальні значення РЗН різняться. Завдяки кластеризації програмний модуль здатний автоматично адаптувати рекомендації під поточний стан мережі, включно з новими топологіями чи параметрами.

*Відповідність міжнародним стандартам.* Інтеграція з SCADA і PowerFactory, а також використання протоколів OPC UA та IEC 61850, відповідають світовим практикам цифровізації мереж. Це забезпечує можливість застосування модуля у цифрових підстанціях та в рамках концепції Smart Grid.

*Економічний ефект.* Зменшення тривалості аварійних відключень та ризику пошкодження обладнання напряду знижує витрати операторів систем розподілу. Крім того, оптимальний вибір РЗН зменшує втрати енергії та продовжує ресурс обладнання, що підтверджено результатами моделювання у розділі 3.

Для підвищення прозорості роботи модуль також реалізує функції логування та формування звітів. Це дозволяє зберігати інформацію про кожне прийняте рішення для подальшого аналізу та аудиту.

```
import json, time

def log_decision(path, meta: dict, result: dict):
    record = {
        "timestamp": time.strftime("%Y-%m-%d %H:%M:%S"),
        "meta": meta,
        "decision": result
    }
    with open(path, "a", encoding="utf-8") as f:
        f.write(json.dumps(record, ensure_ascii=False) + "\n")

# приклад використання
meta = {"cluster": "B", "scenario": 2}
result = {"RN_ohm": 200, "I_fault_A": 125, "meets_sensitivity": True}
log_decision("rn_audit.jsonl", meta, result)
```

У поєднанні з результатами попередніх розділів така реалізація створює замкнений цикл:

- моделювання (розділи 2–3)
- кластеризація і узагальнення (розділ 3)
- інтеграція у програмний модуль (розділ 4).

Цей цикл відповідає сучасним підходам до побудови інтелектуальних енергетичних систем і доводить актуальність розробки для практичного застосування у Smart Grid [67, 68].

## Висновок до розділу 4

1. Розроблено та апробовано практичні рекомендації щодо інтеграції методу кластеризації та визначення оптимального опору резистивного заземлення нейтралі (РЗН) у сучасні системи автоматизованого управління електричними мережами. Шляхом впровадження запропонованого алгоритму у SCADA- та EMS-платформи, а також у програмні комплекси моделювання типу DIgSILENT PowerFactory забезпечує новий рівень автоматизації прийняття рішень у мережах 20 кВ.

2. Доведено, що кластеризація сценаріїв коротких замикань дозволяє суттєво скоротити обсяг необхідних обчислень у реальному часі, оскільки замість аналізу сотень варіантів розглядаються лише репрезентативні сценарії кожного кластера. Це забезпечує швидке та точне визначення оптимального опору РЗН і підвищує ефективність роботи диспетчерів. Розроблений алгоритм підтвердив свою сумісність із сучасними протоколами обміну даними (OPC UA, REST API), що дає можливість інтеграції в існуючі системи без необхідності глибокої модифікації їхньої архітектури.

3. Програмна реалізація алгоритму у вигляді прототипу модуля MATLAB App Designer дозволила перевірити зручність візуалізації та взаємодії інженера з результатами. Інтерфейс забезпечує відображення однолінійної схеми мережі, вибір місця аварії та оперативне отримання рекомендацій щодо оптимального опору. Подальша адаптація цього прототипу до вебінтерфейсу відкриває перспективи віддаленого використання у Thin Client SCADA.

4. Запропонована архітектура модуля складається з підсистем збору даних, кластеризації сценаріїв, логіки прийняття рішень, інтеграційного інтерфейсу та підсистеми користувацької взаємодії. Її багаторівнева структура довела здатність поєднувати результати попередніх теоретичних і модельних досліджень з практичними інструментами управління. Вперше у вітчизняних дослідженнях було продемонстровано, що методи машинного навчання можуть бути інтегровані у

процес вибору параметрів нейтралі у мережах середньої напруги з метою підвищення їхньої надійності та безпеки.

5. На основі вищезазначеного створено та перевірено концепцію інтелектуального модуля підтримки прийняття рішень, який дозволяє не лише автоматизувати визначення оптимального опору РЗН, але й забезпечує підвищення надійності, гнучкості та адаптивності розподільних електричних мереж України в умовах переходу до концепції Smart Grid. Отримані результати мають високий практичний потенціал для впровадження в енергетичних компаніях і створюють основу для подальших досліджень з розробки повноцінних цифрових двійників мереж із врахуванням кластерних методів аналізу.

## ВИСНОВОК

У дисертаційній роботі розв'язано актуальне науково-практичне завдання, спрямоване на обґрунтування та розроблення методу вибору оптимального діапазону опору резистора заземлення нейтралі у розподільних мережах 20 кВ, що створює умови для покращення режимів роботи шляхом підвищення рівня автоматизації та безпечної експлуатації електричної мережі, забезпеченням надійного відключення при ОЗЗ, зменшенням операційних витрат на обслуговування та нормалізацією параметрів якості електричної енергії. Проведені дослідження поєднують комплексний аналіз сучасного стану електроенергетики України, розроблення імітаційних моделей, використання алгоритмів кластеризації та формування практичних рекомендацій для операторів систем розподілу, що відповідає сучасним вимогам переходу до європейського енергетичного простору та концепції Smart Grid. При цьому отримані наступні наукові результати:

1. Проведено аналіз і обґрунтування модернізації мереж. Аналіз сучасного стану розподільних електричних мереж середньої напруги України та світового досвіду підтвердив доцільність переходу з класу напруги 6(10) кВ на 20 кВ. Доведено, що перехід на 20 кВ знижує втрати електроенергії та підвищує пропускну здатність ліній, створюючи сприятливі умови для інтеграції відновлюваних джерел енергії. Встановлено вирішальний вплив вибору режиму заземлення нейтралі на надійність та електробезпеку роботи мереж; обґрунтовано, що резистивне заземлення нейтралі з оптимально визначеним опором резистора має очевидні переваги щодо селективності захисту і зниження ризику повторних аварій.

2. Розроблено математичні імітаційні моделі розподільних мереж напругою 20 кВ в середовищах MATLAB/Simulink та DIgSILENT PowerFactory, які дали можливість оцінити вплив величини опору резистора заземлення нейтралі на струми однофазних замикань на землю, рівні перенапруг на неушкоджених фазах та селективність роботи релейного захисту. Результати численних цифрових експериментів підтвердили, що правильний вибір опору резистора нейтралі

дозволяє одночасно обмежити струм замикання на землю до безпечних значень та знизити небезпечні перенапруги. Це є критично важливим для продовження терміну служби ізоляції обладнання і забезпечення стійкої роботи мережі та захистів.

3. Вперше розроблено та науково обґрунтовано метод застосування алгоритмів кластеризації (K-Means, DBSCAN, ієрархічний аналіз) до результатів моделювання режимів розподільної мережі 20 кВ з метою визначення оптимального діапазону опору резистора заземлення нейтралі. Запропонований метод дозволяє виділяти характерні кластери аварійних сценаріїв, визначати робочі та граничні зони параметрів режиму і відокремлювати аномальні (шумові) випадки для їх окремого аналізу. Це забезпечує новий рівень точності і надійності при виборі параметрів резистора, що раніше у вітчизняній практиці не застосовувалося.

4. Розроблено та обґрунтовано метод підготовки та структурування вхідної вибірки для кластеризації параметрів електричної мережі, що дозволило об'єктивно виявити критичні діапазони у багатовимірному аналізі, за яких порушується селективність або зростає ризик перенапруги з пошкодженням обладнання.

5. Розроблено алгоритм та програмну реалізацію визначення оптимального діапазону опору резистора заземлення нейтралі шляхом інтеграції імітаційного моделювання та методів машинного навчання, що на відміну від традиційних розрахункових методів, де аналіз здійснювався для окремих випадків коротких замикань, дає змогу сформулювати оптимальний діапазон можливих значень опорів заземлення в межах 110-150 Ом, що забезпечує як чутливість і надійність релейного захисту, так і обмеження перенапруг на неушкоджених фазах. Визначений діапазон є універсальним для типових міських мереж 20 кВ і підтверджений на моделі умовної мережі та реальних мережевих сценаріях.

6. Запропоновано алгоритм до створення архітектури інтелектуального модуля підтримки щодо прийняття рішень в сучасних системах автоматизованого управління розподільними мережами (SCADA, ADMS, DIgSILENT PowerFactory),

що передбачає багаторівневу структуру з підсистем збору даних, кластеризації, логіки прийняття рішень, інтеграційного інтерфейсу та користувацького візуального середовища. Суть алгоритму полягає в поєднанні результатів імітаційного моделювання та кластерного аналізу з практичними інструментами диспетчерського управління, завдяки чому забезпечується адаптивне визначення опору резистора нейтралі безпосередньо під час експлуатації мережі.

7. Розроблено рекомендації та визначено можливості практичного впровадження результатів. Сформовано рекомендації для операторів систем розподілу щодо використання запропонованого методу визначення опору резистора заземлення нейтралі. Реалізація методу і моделей у вигляді програмного модуля (цифрового двійника мережі) та його інтеграція у діючі системи керування електромережами дозволить підвищити надійність електропостачання, знизити аварійність і технічні втрати електроенергії. Отримані в дисертації результати впроваджено в освітньому процесі і науково-практичній роботі кафедри електричних мереж та систем, що підтверджує їх актуальність та практичну цінність.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кирик В. В., Яндульський О. М., Циганко О. І. Методи оптимізації режимів роботи розподільних електричних мереж з урахуванням розвитку Smart Grid. Монографія. Київ: НТУУ "КПІ ім. Ігоря Сікорського", 2021. 247 с.
2. Кирик В. В., Буряк А. Р., Іськова М. С. Визначення оптимального значення опору резистора заземлення нейтралі в мережах 20 кВ. Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2021. Т. 158, № 5. С. 96–102. [Електронний ресурс]. Режим доступу. URL: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-158-5-96-102>
3. Циганко О. І., Яндульський О. М., Кирик В. В. Інтелектуальні системи керування електричними мережами середньої напруги. Монографія. Київ: Видавництво КПІ, 2020. 214 с.
4. Кирик В. В., Буряк А. Р. Резистори заземлення нейтралі в розподільних електричних мережах. Scientific Discussion Journal. 2023. № 81. С. 21–26. [Електронний ресурс]. Режим доступу. URL: <https://doi.org/10.5281/zenodo.8398070>
5. Міністерство енергетики України. Енергетична стратегія України до 2035 року: «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Київ, 2017. 112с.
6. European Commission. Clean Energy for All Europeans Package. Brussels: European Union, 2019. 248 p.
7. Fang X., Misra S., Xue G., Yang D. Smart Grid – The New and Improved Power Grid: A Survey. IEEE Communications Surveys & Tutorials. 2012. Vol. 14, No. 4. P. 944–980. DOI: <https://doi.org/10.1109/SURV.2011.101911.00087>
8. Ipakchi A., Albuyeh F. Grid of the Future. IEEE Power and Energy Magazine. 2009. Vol. 7, No. 2. P. 52–62. DOI: <https://doi.org/10.1109/MPE.2009.931921>
9. НКРЕКП. Звіт про стан електричних мереж України. Київ: Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, 2022. 86 с.
10. IEEE Std 142-2007. IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems (Green Book). New York: IEEE, 2007. 300 p.

11. IEC 60071-2:2019. Insulation Coordination. Part 2: Application Guidelines. Geneva: International Electrotechnical Commission, 2019. 152 p.
12. CIGRÉ Technical Brochure 781. Neutral Grounding in MV Networks. Paris: CIGRÉ, 2020. 98 p.
13. Буряк А. Р., Ключник О. С. Резистивне заземлення нейтралі розподільної мережі 20 кВ. Modern Scientific Researches. 2021. № 18. С. 124–126. DOI: <https://doi.org/10.30889/2523-4692.2021-18-01-001>
14. ДСТУ EN 50522:2014. Встановлення заземлення в електроустановках понад 1 кВ (EN 50522:2010, IDT). Київ: Мінекономрозвитку України, 2015. 56 с.
15. Xu R., Wunsch D. Survey of Clustering Algorithms. IEEE Transactions on Neural Networks. 2005. Vol. 16, No. 3. P. 645–678. DOI: <https://doi.org/10.1109/TNN.2005.845141>
16. Ester M., Kriegel H.-P., Sander J., Xu X. A Density-Based Algorithm for Discovering Clusters in Large Spatial Databases with Noise. Proceedings of KDD'96. 1996. P. 226–231.
17. MathWorks. MATLAB Simulink User Manual. [Електронний ресурс]. Режим доступу. URL: <https://www.mathworks.com/help/simulink>
18. Wang H., et al. Data-Driven Distribution Network Fault Diagnosis Based on Unsupervised Learning. IEEE Access. 2020. Vol. 8. P. 48930–48940. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2978964>
19. Головка А. А. Заземлення нейтралі в електроустановках. Техніка і електроенергетика. 2016. № 2. С. 21–29.
20. Микитенко О. С., Петров А. А. Особливості роботи мереж із компенсацією струму замикання на землю. Вісник НТУУ «КПІ». Серія: Електротехніка. 2019. Вип. 57. С. 33–39.
21. ГОСТ IEC 60071-2-2014. Координація ізоляції. Частина 2. Практичні рекомендації (IEC 60071-2:1996, IDT). Москва: Стандартінформ, 2015. 192 с.
22. Бережной А. А., Плотников С. І. Аналіз аварійних режимів в мережах середньої напруги. Вісник ХНУМГ. 2020. № 3. С. 44–50.

23. IEEE Std 32-1972 (Reaffirmed 1990). IEEE Standard Requirements, Terminology, and Test Procedures for Neutral Grounding Devices. New York: IEEE, 1990. 35 p.
24. Pacific Gas and Electric Company. Greenbook Manual (Full): Requirements for Electric Service. San Francisco: PG&E, [Online, regularly updated]. [Електронний ресурс]. Режим доступу. URL: <https://www.pge.com/greenbook>
25. Pacific Gas and Electric Company. Distribution Interconnection Handbook. San Francisco: PG&E, 2017. 142 p.
26. Hydro-Québec. Technical Requirements for the Connection of Generating Stations (E.12-01) та Керівництво з заземлення нейтралі трансформаторів (витримки). Montréal: Hydro-Québec, 2022. 88 p.
27. CIGRÉ. Technical Brochures / Electra articles on frequency-dependent soil parameters (довідкові матеріали до ТВ 781). Paris: CIGRÉ, 2019. 45 p.
28. A-Eberle. Earth Fault Compensation & Active Current Injection (Petersen Coil Controllers). Technical Overview. Nuremberg: A-Eberle GmbH, 2021. 62 p.
29. Ausgrid. NS222: Substation Earthing. Sydney: Ausgrid, 2021. 54 p.
30. Ausgrid. NS116: Design Standards for Distribution Equipment Earthing. Sydney: Ausgrid, 2016 (оновл. 2024). 87 p.
31. Schweitzer Engineering Laboratories, TEPCO. Integration of Standard IEDs in TEPCO's 66 kV Protection System. Pullman, WA: SEL, 2015. 36 p.
32. Fernando W. S. P., et al. Control Techniques for Resonant-Grounded Distribution Systems: Review. Wiley (IET), 2023. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2023.0142>
33. Lifang W., et al. Distribution Network Voltage Arc Suppression and Fault Handling: Review. Frontiers in Energy Research. 2022. Vol. 10. Article 923245. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.923245>
34. Jain A. K. Data clustering: 50 years beyond K-means. Pattern Recognition Letters. 2010. Vol. 31, No. 8. P. 651–666. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.patrec.2009.09.01>
35. MacQueen J. Some methods for classification and analysis of multivariate observations. Proceedings of the Fifth Berkeley Symposium on Mathematical

- Statistics and Probability. Vol. 1. Berkeley: University of California Press, 1967. P. 281–297.
36. Kaufman L., Rousseeuw P. J. Finding Groups in Data: An Introduction to Cluster Analysis. Hoboken: Wiley, 2005. 368 p.
37. Hinneburg A., Keim D. A. An efficient approach to clustering in large multimedia databases with noise. Proceedings of KDD. 1998. P. 58–65.
38. Chiu T., Fang D., Chen J., Wang Y., Jeris C. A robust and scalable clustering algorithm for mixed type attributes. Proceedings of SIGKDD. 2001. P. 263–268.
39. Li H., Li F., Zhang Y. Application of clustering methods in power system fault analysis. IEEE Transactions on Power Systems. 2018. Vol. 33, No. 4. P. 4363–4374. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2771238>
40. Yang J., Chen C., Guo Y. Unsupervised learning-based fault classification in MV networks. Electric Power Systems Research. 2019. Vol. 170. P. 25–34. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.01.015>
41. Han J., Kamber M., Pei J. Data Mining: Concepts and Techniques. 3rd ed. San Francisco: Morgan Kaufmann, 2012. 703 p.
42. Zhang Z., Wang X. Adaptive clustering approach for smart grid fault diagnosis. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2020. Vol. 123. Article 106225. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106225>
43. International Energy Agency (IEA). Digitalization and Energy. Paris: IEA, 2017. 200p.
44. CIGRÉ WG C4.307. Benchmarking of control strategies for resonant grounded MV networks. Technical Brochure 583. Paris: CIGRÉ, 2014. 92 p.
45. Bălan H., Marinescu C. Neutral Grounding Practices in Romanian Distribution Networks. Proceedings of 2021 IEEE PowerTech Conference. Madrid, Spain, 2021. P. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/PowerTech46648.2021.9495023>
46. Novák J., Cermák P. Application of NGR in Czech MV Networks. Electrical Power and Energy Systems. 2020. Vol. 117. Article 105639. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105639>

- 47.Шаталов Є. О. Моделювання мережі 20 кВ з резистивним заземленням нейтралі у MATLAB/Simulink: магістерська дисертація. Київ: НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського», 2019. 75 с. [Електронний ресурс]. Режим доступу. URL: <https://ela.kpi.ua/items/012d7e7f-3b1c-4826-806a-5ec44cfa0063>
- 48.ДТЕК. Підготовка до зими: ДТЕК завершує модернізацію високовольтної підстанції та будівництво нової підземної лінії у Дніпрі: прес-реліз від 16.11.2023. [Електронний ресурс]. Режим доступу. URL: <https://dtek.com/en/media-center/news/preparation-for-winter-dtek-is-finishing-the-modernization-of-the-high-voltage-substation-and-construction-of-a-new-underground-line-in-dnipro>
- 49.ДТЕК Dnipro Grids. ДТЕК Дніпровські електромережі оснастили мережу області сучасними реклоузерами: прес-реліз від 07.07.2021. [Електронний ресурс]. Режим доступу. URL: <https://grids.dtek.com/en/media-center/press/dtek-dneprovskie-elektroseti-osnaschaet-elektroset-oblasti-sovremennymi-ustroystvami-dlya-povysheniya-nadezhnosti-elektrosnabzheniya-klientov>
- 50.Power Systems Technology. DTEK Grids to invest USD 103.7 million in infrastructure upgrades across Ukraine. News release, 2024. [Електронний ресурс]. Режим доступу. URL: <https://www.powersystems.technology/news/dtek-grids-to-invest-103-7-million-in-infrastructure-upgrades-across-ukraine.html>
- 51.ІКНЕТ. Схема перспективного розвитку розподільних мереж 20–35 кВ до 2030 року. Проектні матеріали. [Електронний ресурс]. Режим доступу. URL: <https://iknet.com.ua/en/project/scheme>
- 52.Кирик В. В. Модернізація систем розподільних мереж в енергетиці України. CyberLeninka. 2016. [Електронний ресурс]. Режим доступу. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/modernization-of-power-distribution-networks-in-the-power-system-of-ukraine.pdf>
- 53.Energoengproject. Reconfiguration of distribution networks from 10 kV to 20 kV. Інженерна компанія «Енергоенгпроект». [Електронний ресурс]. Режим доступу. URL: <https://eip.com.ua/en/-reconfiguration>

54. International Energy Agency (IEA). Empowering Ukraine through a Decentralised Electricity System. Paris: IEA, 2023. 120 p. [Электронный ресурс]. Режим доступа. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/-assets/b9124406-5b8b-444f-8b20-c4fc22a9221e/EmpoweringUkraineThrougha-DecentralisedElectricitySystem.pdf>
55. Liu X., Lu S., Ren Y., Wu Z. Wind Turbine Anomaly Detection Based on SCADA Data Mining. *Electronics*. 2020. Vol. 9, No. 5. Article 751. DOI: <https://doi.org/10.3390/electronics9050751>
56. Zeng W., Li J., Sun C., Cao L., Tang X., Shu S., Zheng J. Ultra Short-Term Power Load Forecasting Based on Similar Day Clustering and Ensemble Empirical Mode Decomposition. *Energies*. 2023. Vol. 16, No. 4. Article 1989. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16041989>
57. Oelhaf J., Maier A., Bayer S., Kordowich G., Jäger J. Unsupervised Clustering for Fault Analysis in High-Voltage Power Systems Using Voltage and Current Signals. Proceedings of the 27th Georgia Tech Fault & Disturbance Analysis Conference. Atlanta, USA, 2025. arXiv preprint arXiv:2505.17763
58. Rodríguez P. C., Martí-Puig P., Caiafa C. F., Serra-Serra M., Cusidó J., Solé-Casals J. Exploratory Analysis of SCADA Data from Wind Turbines Using the K-Means Clustering Algorithm for Predictive Maintenance Purposes. *Machines*. 2023. Vol. 11, No. 2. Article 270. DOI: <https://doi.org/10.3390/machines11020270>
59. Nicola M., Nicola C.-I., Sacerdotianu D., Duță M. SCADA Systems Architecture Based on OPC Servers and Applications for Industrial Process Control. Proceedings of HERVEX 2017 International Conference on Hydraulics and Pneumatics. Băile Govora, Romania, 2017. P. 222–232.
60. Electric Power Research Institute (EPRI). OpenDSS Documentation – COM Interface. EPRI OpenDSS Manual, 2024. [Электронный ресурс]. Режим доступа. URL: <http://opendss.epri.com>
61. Jiménez-Ruiz J., Honrubia-Escribano A., Gómez-Lázaro E. Combined Use of Python and DIGSILENT PowerFactory to Analyse Power Systems with Large Amounts of

- Variable Renewable Generation. *Electronics*. 2024. Vol. 13, No. 11. Article 2134. DOI: <https://doi.org/10.3390/electronics13112134>
62. Ustun T. S., Hussain S. M. S., Ulutas A., Onen A., Roomi M. M., Mashima D. Machine Learning-Based Intrusion Detection for Achieving Cybersecurity in Smart Grids Using IEC 61850 GOOSE Messages. *Symmetry*. 2021. Vol. 13, No. 5. Article 826. DOI: <https://doi.org/10.3390/sym13050826>
63. Garcia Márquez F. P., Benmessaoud T., Mohammedi K., Pliego Marugán A. Alarms Management with Fuzzy Logic Using Wind Turbine SCADA Systems. *International Journal of System Assurance Engineering and Management*. 2025. Vol. 16, No. 2. P. 818–834. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13198-024-02678-0>
64. MacQueen J. Some methods for classification and analysis of multivariate observations. *Proceedings of the Fifth Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability*. 1967. P. 281–297.
65. DIgSILENT PowerFactory User Manual. Gomaringen: DIgSILENT GmbH, 2022. 520 p.
66. IEC 61850. Communication Networks and Systems for Power Utility Automation. Geneva: International Electrotechnical Commission, 2013. 436 p.
67. IEEE Std 2030.7-2017. Standard for the Specification of Microgrid Controllers. New York: IEEE, 2017. 64 p.
68. Monti A., Ponci F. Power Grids of the Future: Why Smart Means Complex. *IEEE Industrial Electronics Magazine*. 2012. Vol. 6, No. 4. P. 17–26. DOI: <https://doi.org/10.1109/MIE.2012.2223226>
69. Bose A. Smart Transmission Grid Applications and Their Supporting Infrastructure. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2010. Vol. 1, No. 1. P. 11–19. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2044899>
70. Toma S., Prelipceanu V., Gavrila M. Integration of SCADA Systems in Smart Grids. *International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE)*. 2016. P. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICATE.2016.7754650>

71. ДСТУ EN 50522:2014. Заземлення електроустановок змінного струму понад 1 кВ. Київ: Мінекономрозвитку України, 2015. 56 с.
72. Meliopoulos S., Cokkinides G., Huang R. Protection Systems in the Smart Grid Era. IEEE Transactions on Power Delivery. 2012. Vol. 27, No. 2. P. 548–556. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2012.2185436>
73. Schneider Electric. EcoStruxure™ ADMS: Advanced Distribution Management System. White Paper. Rueil-Malmaison: Schneider Electric, 2020. 24 p.
74. Siemens AG. Spectrum Power: Advanced SCADA/EMS Solutions. Technical Overview. Munich: Siemens, 2021. 32 p.
75. Бардик Є., Заклюка І. Комплексне моделювання технічного стану і режимів регулювання напруги пристроїв регулювання під навантаженням силових трансформаторів. Технічні науки та технології. 2022. № 1(27). С. 161–171. DOI: [https://doi.org/10.25140/2411-5363-2022-1\(27\)-161-171](https://doi.org/10.25140/2411-5363-2022-1(27)-161-171).
76. Бардик Є., Заклюка І. Комплексне моделювання технічного стану і режимів регулювання напруги пристроїв регулювання під навантаженням силових трансформаторів. Технічні науки та технології. 2022. № 1(27). С. 161–171. DOI: [https://doi.org/10.25140/2411-5363-2022-1\(27\)-161-171](https://doi.org/10.25140/2411-5363-2022-1(27)-161-171).
77. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л., Заклюка І. В. Аналіз методів і алгоритмів дослідження режимної надійності енергосистем в умовах каскадного розвитку відмов. Відроджена енергетика. 2023. № 3(74). С. 6–17. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3\(74\).6-17](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3(74).6-17).
78. Bardyk E. I., Bolotnyi N. P. Development of fuzzy classifier for technical condition ranking of power transformer. Electrical Engineering & Electromechanics. 2023. No. 5. P. 3–13. DOI: <https://doi.org/10.20998/2074-272x.2023.5.01>.
79. Бардик Є., Заклюка І. В. Нечітко-статистичне моделювання повітряних ліній для оцінки ймовірності відмови в задачах аналізу експлуатаційного ризику енергосистем. Відроджена енергетика. 2025. № 2(81). С. 44–57. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.2\(81\).44-57](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.2(81).44-57).

80. Kyryk V. V., Buriak A. R. Optimization of the grounding resistance of the neutral in 20 kV networks according to the criteria of minimizing the significant value of the ground-fault current and the over-voltage amplitude. E-Journal «Problems of the Regional Energetics». 2025. № 4(68). С. 102–107. DOI: <https://doi.org/10.52254/1857-0070.2025.4-68.10>
81. Кирик В. В., Буряк А. Р. Вплив опору резистора заземлення нейтралі на режими роботи розподільних мереж напругою 20 кВ. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2024. № 4. С. 103–107. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2024.315587>
82. Лежнюк П. Д., Сегеда М. С. Особливості побудови розподільних мереж з ізольованою та компенсованою нейтраллю. Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2020. № 1. С. 50–55.
83. Попов В. А., Сегеда М. С. Оптимізація режимів заземлення нейтралі в розподільних електричних мережах. Електротехніка і електромеханіка. 2021. № 5. С. 20–24.
84. Попов В., Ярмолюк О., Хоренко А., Гладченко Ф. Особливості регулювання напруги у системах розподілу електричної енергії з локальними джерелами енергії. Науковий журнал «Енергетика: економіка, технології, екологія».
85. Яценко Д., Попов В., Кондратюк В., Замулко А., Фролов І. Розв’язання задачі динамічної реконфігурації розподільної мережі з джерелами розподільної генерації в режимі реального часу. Herald of Khmelnytskyi National University. Technical sciences. 333 (2), 61–69.
86. Яценко Д., Попов В., Замулко А., Ярмолюк О., Аданіков О. Застосування індикативного якісного показника при динамічному керуванні топологією розподільної мережі з локальними джерелами енергії з метою мінімізації втрат енергії. Herald of Khmelnytskyi National University. Technical sciences. 315 (6 (2 ...)).
87. Жаркін А. Ф., Палачов С. О., Попов В. А., Ткаченко В. В., Фролов І. В. Загальні вимоги до побудови та використання гібридних мікросистем в розподільних

- мережах. Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. 013–013.
- 88.Жаркін А. Ф., Новський В. О., Попов В. А., Ярмолук О. С., Нурі Х. А. Огляд технологій керування режимами електричних мереж напругою 6–20 кВ з розосередженими джерелами енергії. *Elektronnoe Modelirovanie*. 43 (1).
- 89.Блінов І. В., Трач І. В., Парус Є. В., Дерев'янку Д. Г., Хоменко В. М. Регулювання напруги та реактивної потужності в розподільних електричних мережах шляхом використання розосереджених відновлюваних джерел енергії. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 2. С. 60–69.
- 90.Zaichenko S., Shevchuk S., Kulish R., Denysiuk S., Derevianko D. Identification of the least reliable elements of autonomous power plant based on internal combustion and diesel engines by the method of the lowest residual entropy. 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), 549–552.
- 91.Blinov I., Trach I., Parus Y., Khomenko V., Derevianko D. Voltage and reactive power regulation in distribution networks by the means of distributed renewable energy sources. *Технічна електродинаміка*. 2022 (2), 60–69.
- 92.Derevianko D., Zaichenko S. Game-theoretic models of dynamic pricing in microgrids with distributed generation sources. *Power Systems Research and Operation: Selected Problems III*, 231–245.
- 93.Denysiuk S., Derevianko D., Bielokha H., Zaichenko S. Evaluation of energy processes in smart monitoring systems of local electricity systems. 2023 IEEE 5th International Conference on Modern Electrical and Energy ...
- 94.Denysiuk S., Derevianko D., Bielokha H. Synthesis of models of the complex electric power systems. *Power Systems Research and Operation: Selected Problems II*, 107–131.
- 95.Денисюк С. П., Дерев'янку Д. Г., Белоха Г. С. Синтез моделей локальних електроенергетичних систем з джерелами розосередженої генерації. *Технічна електродинаміка*. 4. С. 60–69.

96. Денисюк С. П., Дерев'янюк Д. Г., Белоха Г. С. Підвищення якості електропостачання у Energy Smart Community з джерелами розосередженої генерації. Вісник Вінницького політехнічного інституту. № 5. С. 64–70.
97. M.S. Sehed, Ye. V. Cheremnykh, P. F. Gogolyuk, Yu. V. Blyznak Mathematical modeling of wave processes in two-winding transformers taking into account the main magnetic flux / Науковий вісник Національного гірничого університету. – Дніпропетровськ. – 2021. – № 5. – С. 80 – 86.
98. M.S. Sehed, P. F. Gogolyuk, Yu. V. Blyznak High-frequency periodic processes in two-windings power Transformers / Науковий вісник Національного гірничого університету. – Дніпропетровськ. – 2021. – № 6. – С. 72 – 76.
99. М. С. Сегеда, П.Ф. Гоголюк, Ю.В. Близнак Математична модель аналізу перехідних процесів в двообвиткових трансформаторах у методі прямих / Технічна електродинаміка. – 2022. - № 5. – С. 18 – 22.
100. M.S. Sehed, O. S. Beshta, P. F. Gogolyuk, Yu. V. Blyznak, R. D. Dychkovskiy Adam Smoliński Mathematical model for the management of the wave processes in three-winding transformers with consideration of the main magnetic flux in mining industry / Journal of Sustainable Mining, 2024, 23(1), pp. 20–39.
101. М. С. Сегеда, О.М. Равлик, З.М. Бахор, А.Я. Яцейко Перенапруги під час дугових однофазних замикань на землю в електричних мережах 35 кВ / Праці інституту електродинаміки. Вип. 60 – 2021. – С. 38 – 43.
102. М. С. Сегеда, П.Ф. Гоголюк, Ю.В. Близнак Математична модель та дослідження початкового розподілу напруги в двообвиткових трансформаторах / Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2022. – № 2. - С. 41 – 45.
103. Mykhailo Sehed, Petro Gogoluyk, Yurii Blyznak Mathematical model of analysis of wave electromagnetic processes in three-winding transformers / 2022 IEEE 8th International Conference on ENERGY SMART SYSTEMS (2022 IEEE ESS) Maij 14-15, 2020 Kyiv, Ukraine IEEE Catalog Number: CFP19U02-USB ISBN: 978-1-7281-2159-8. – P.p. 150 – 153.

104. М. С. Сегеда, А.В. Олексин Оптимальний розподіл реактивної потужності між енергоблоками приєднаними до розподільчих пристроїв різних класів напруг / Технічна електродинаміка. – 2025. - № 3.– С. 66 – 72.
105. Буткевич О. Ф., Чиженко О. І., Трач І. В. Мінімізація негативного впливу пускових струмів асинхронних двигунів на параметри режиму “слабкої” електричної мережі. Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. 2020. Вип. 55. С. 31–39.  
DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2020.55.031>
106. Blinov I., Trach I., Parus Y., Kuchanskyu V., Shkarupylo V. Evaluation of the efficiency of the use of electricity storage systems in the balancing group and the small distribution system. 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology, KhPI Week 2021 – Conference Proceedings. 2021. P. 262–265. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569981>
107. Блінов І. В., Трач І. В., Парус Є. В., Дерев’янку Д. Г. Регулювання напруги та реактивної потужності в розподільних електричних мережах шляхом використання розосереджених відновлюваних джерел енергії. Технічна електродинаміка. 2022. № 2. С. 60–69.  
DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.02.060>
108. Блінов І., Трач І., Рибіна О. Розподілене регулювання напруги розподільчої електромережі з відновлювальними джерелами електроенергії. Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. 2023. Вип. 66. С. 5–10.  
DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66.005>
109. Blinov I., Trach I., Rybina O., Shymanyuk P. Voltage Control in Electrical Grids with Virtual Power Plants with Variable Load on PV Generation. In: Studies in Systems, Decision and Control. 2024. Vol. 512. P. 133–148. DOI: 10.1007/978-3-031-44772-3\_7.

## ДОДАТОК А

## ПАРАМЕТРИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ В MATLAB SIMULINK

Номінальна потужність, ВА	Частота, Гц	Параметри обмотки 1			Параметри обмотки 2			Опір намагнічування, в.о.	Індуктивність $L_0$ зворотнього потоку нульової послідовності, в.о.	Характеристика насичення, в.о.
		Номінальна напруга між фазами $V1 Ph-Ph$ , В	Опір $R1$ , в.о.	Індуктивність витоку, $L1$ , в.о.	Номінальна напруга між фазами $V2 Ph-Ph$ , В	Опір $R2$ , в.о.	Індуктивність витоку $L2$ , в.о.			
16e6	50	1,1e5	0,0023	0,0525	2e4	0,0023	0,0525	987,654	439,542	(0;0), (0,0078;1,15) (1;1,308)
20e6			0,0022			0,0022		1041,667	439,053	(0;0), (0,0079;1,15) (1;1,308)
25e6			0,0021			0,0021		1101,322	473,541	(0;0), (0,0073;1,15) (1;1,308)
31,5e6			0,002			0,002		1166,667	473,01	(0;0), (0,0073;1,15) (1;1,308)
1e6		2e4	0,0052	0,0219	400	0,0052	0,0219	869,565	434,475	(0;0), (0,0079;1,15) (1;1,218)
1,25e6								919,118	508,428	(0;0), (0,0068;1,15) (1;1,218)
1,6e6			0,0045	0,022	0,0045	0,022	975,61	507,459	(0;0), (0,0068;1,15) (1;1,218)	
2e6			0,0043	0,0221	0,0043	0,0221	1030,928	506,664	(0;0), (0,0068;1,15) (1;1,218)	
2,5e6			0,0041		0,0041		1086,957	610,422	(0;0), (0,0068;1,15) (1;1,218)	

## ДОДАТОК Б

## ПАРАМЕТРИ СИЛОВИХ КАБЕЛІВ 20 КВ В МАТЛАВ SIMULINK

Марка кабелю	$r_1$ Ом/к м	$r_0$ Ом/км	$x_1$ мГн/к м	$x_0$ мкГн/к м	$c_g$ Ф/км	$c_1$ мкФ/к м	$c_0$ мкФ/к м
<b>XRUHAKXS -20(1x150/50)</b>	<b>0,268</b>	<b>0,7</b>	<b>0,37</b>	<b>194,169</b>	<b>0,25</b>	<b>0,5</b>	<b>0,25</b>
<b>XRUHAKXS -20(1x120/50)</b>	<b>0,328</b>	<b>0,76</b>	<b>0,39</b>	<b>213,268</b>	<b>0,23</b>	<b>0,46</b>	<b>0,23</b>
<b>XRUHAKXS -20 (1x95/35)</b>	<b>0,413</b>	<b>1,05</b>	<b>0,41</b>	<b>226</b>	<b>0,22</b>	<b>0,44</b>	<b>0,22</b>
<b>XRUHAKXS -20 (1x70/25)</b>	<b>0,571</b>	<b>1,47</b>	<b>0,43</b>	<b>248,282</b>	<b>0,20</b>	<b>0,4</b>	<b>0,20</b>
<b>XRUHAKXS -20 (1x50/16)</b>	<b>0,825</b>	<b>2,15</b>	<b>0,45</b>	<b>267,38</b>	<b>0,18</b>	<b>0,36</b>	<b>0,18</b>

## ДОДАТОК В

## УНІВЕРСАЛЬНИЙ PYTHON-СКРИПТ

```

# -----
# Конфігурація та глобальні константи
# -----

SEED = 42

np.random.seed(SEED)

# Директорія виводу

OUT_DIR = Path("./mv_rzn_pipeline_output")
OUT_DIR.mkdir(parents=True, exist_ok=True)

# Основні електричні параметри

FREQ_HZ: float = 50.0

OMEGA: float = 2 * math.pi * FREQ_HZ

U_LL_V: float = 20e3          # лінійна напруга 20 кВ (В)

U_PH_V: float = U_LL_V / math.sqrt(3.0) # фазна (В)

# Ємність XLPE-кабелю до землі (на фазу), типові значення для 20 кВ

C_PER_KM_F: float = 0.20e-6 # Ф/км/фаза (налаштовується)

# Параметри умовної інверсно-часової характеристики реле (для t_prot_ms)

TMIN_MS, TMAX_MS, I_REF_A = 30.0, 300.0, 150.0

# Ваги інтегрального критерію J (налаштовувані)

W1, W2, W3, W4, W5 = 0.35, 0.35, 0.20, 0.08, 0.02

# Ноди (місця пошкодження) для моделі

DEFAULT_NODES = ["KZ_n", "KZ1", "KZ2", "KZ3", "KZ4"]

```

```

# Мапа довжин для ефективної ємності (км) — приклад для моделі
DEFAULT_NODE_TO_LENGTH = dict(KZ_n=1.0, KZ1=15.0, KZ2=11.0,
KZ3=7.0, KZ4=1.1)

# Топологічні мультиплікатори (як змінюється ефективна довжина/ємність)
DEFAULT_TOPOLOGY_MULT = dict(T0=1.0, T1=0.9, T2=1.2, T3=1.15)

# Профілі навантаження (масштаб активної складової, для варіації beta в
моделі перенапруг)
DEFAULT_LOAD_SCALE = dict(min=0.5, mid=1.0, peak=1.3)

# -----

# Допоміжні функції фізичної моделі (спрощені/сурогатні)
# -----

def x_c_from_length_km(length_km: float, c_per_km_f: float = C_PER_KM_F) -
> float:
    """
    Ефективна ємнісна реактивність до землі (Xc_eff) на фазу при 50 Гц.
     $X_c = 1 / (\omega * C_{total})$ ,  $C_{total} = c_{per\_km\_f} * length\_km$ 
    """
    c_tot = max(c_per_km_f * length_km, 1e-12)
    x_c = 1.0 / (OMEGA * c_tot)
    return float(x_c)

def inv_time_relay_ms(i_fault_a: float) -> float:
    """
    Ілюстративна інверсно-часова характеристика (більший струм → швидше
    відключення).
  
```

```

"""

if i_fault_a <= 1e-9:

    return TMAX_MS

t = TMIN_MS + (TMAX_MS - TMIN_MS) / (1.0 + (i_fault_a / I_REF_A))

return float(np.clip(t, TMIN_MS, TMAX_MS))

def i_ozz_a(rn_plus_rf_ohm: float, x_c_eff_ohm: float) -> float:

    """

    Оцінка струму ОЗЗ:  $I \approx U_{ph} / (R_n + R_f + X_c/3)$ 

    """

    denom = rn_plus_rf_ohm + x_c_eff_ohm / 3.0

    return float(U_PH_V / max(denom, 1e-6))

def overvoltage_ratio_pu(rn_plus_rf_ohm: float, x_c_eff_ohm: float, beta: float =
0.9) -> float:

    """

    Оцінка відносної перенапруги «здорових» фаз (pu).

    Більший  $X_{c\_eff}$  та менший  $(R_n+R_f)$  → більша  $U_{over}$ ; обрізаємо до [1.0;
1.73]

    """

    r = 1.0 + beta * (x_c_eff_ohm / max(rn_plus_rf_ohm + x_c_eff_ohm / 3.0, 1e-
6))

    return float(np.clip(r, 1.0, 1.73))

# -----
# Еквівалент Тевеніна для КГУ
# -----

```

```

def thevenin_rl_from_ssc(u_ll_v: float, s_sc_mva: float, xr_ratio: float, freq_hz:
float = FREQ_HZ) -> Tuple[float, float]:
    """
    Розрахунок R і L Тевеніна за заданою потужністю к.з. (S_sc) і
    співвідношенням X/R.

     $Z_{\phi} = U_{LL}^2 / S_{sc}$ ;  $R = Z / \sqrt{1 + (X/R)^2}$ ,  $X = (X/R) * R$ ,  $L = X / (2 * \pi * f)$ 

    Повертає (R_ohm, L_henry) — на фазу.
    """
    z_phi = (u_ll_v ** 2) / (s_sc_mva * 1e6) # Ом
    R = z_phi / math.sqrt(1.0 + xr_ratio ** 2)
    X = xr_ratio * R
    L = X / (2.0 * math.pi * freq_hz)
    return float(R), float(L)

def dg_effect_multiplier(p_mw: float, ssc_mult: float = 8.0, xr_ratio: float = 5.0) -
> float:
    """
    Грубий мультиплікатор впливу локальної генерації на локальний I_fault.
    В реальних розрахунках замінюється даними із Simulink.
    """
    base = 1.0 + 0.05 * (p_mw) + 0.02 * (ssc_mult - 6.0)
    return float(np.clip(base, 1.0, 1.4))

# -----
# Точка моделювання (сурогат): повертає один рядок вимірів
# -----

```

```

def simulate_point(
    scenario_id: str,
    node_id: str,
    rn_ohm: float,
    rf_ohm: float,
    load_level: str,
    cosphi: float,
    topology_id: str,
    node_to_length: Dict[str, float] = DEFAULT_NODE_TO_LENGTH,
    topo_mult: Dict[str, float] = DEFAULT_TOPOLOGY_MULT,
    load_scale_map: Dict[str, float] = DEFAULT_LOAD_SCALE,
    # Параметри КГУ для S4
    dg_p_mw: float = 0.0,
    dg_ssc_mult: float = 8.0,
    dg_xr_ratio: float = 5.0,
) -> Dict[str, float]:
    """
    Суругатне "моделювання" точки: на практиці ці величини беруться з логів
    Simulink.
    """
    # Ефективна довжина для ноди з урахуванням топології
    L_eff_km = node_to_length.get(node_id, 5.0) * topo_mult.get(topology_id, 1.0)
    # Ефективна реактивність Xc_eff
    Xc_eff = x_c_from_length_km(L_eff_km, c_per_km_f=C_PER_KM_F)

```

```

# Вплив навантаження на коеф. beta (лише для варіації тренду)
beta = 0.9 * (0.95 + 0.1 * (load_scale_map.get(load_level, 1.0) - 1.0))

# Струм ОЗЗ
I_fault = i_ozz_a(rn_ohm + rf_ohm, Xc_eff)

# Якщо S4 і присутня КГУ → модифікуємо I_fault через «жорсткість»
джерела (грубо)

if scenario_id == "S4" and dg_p_mw > 0.0:
    I_fault *= dg_effect_multiplier(dg_p_mw, ssc_mult=dg_ssc_mult,
xr_ratio=dg_xr_ratio)

# Перенапруга
U_over = overvoltage_ratio_pu(rn_ohm + rf_ohm, Xc_eff, beta=beta)

# Час захисту та теплова дія
t_ms = inv_time_relay_ms(I_fault)
I2t = (I_fault ** 2) * (t_ms / 1000.0)

# Прапори
relay = int(I_fault >= 50.0)
select = int(relay and U_over <= 1.5)

return dict(
    ScenarioID=scenario_id,
    NodeID=node_id,
    TopologyID=topology_id,
    Rn_Ohm=rn_ohm,
    Rf_Ohm=rf_ohm,
    LoadLevel=load_level,

```

```

    cosphi=cosphi,
    DG_P_MW=dg_p_mw,
    DG_Ssc_mult=dg_ssc_mult,
    DG_XR=xr_ratio,
    L_eff_km=L_eff_km,
    Xc_eff_ohm=Xc_eff,
    I_fault_A=I_fault,
    U_over_pu=U_over,
    t_prot_ms=t_ms,
    I2t_A2s=I2t,
    Selectivity_flag=select,
)

# -----
# Генерація даних сценаріїв (S1–S4)
# -----

def generate_scenario_data() -> pd.DataFrame:
    """
    Формує повний датасет для S1–S4 (сурогат).
    При підключенні реальних логів цю функцію можна замінити reader'ом.
    """
    rows = []
    # Набори параметрів
    nodes = list(DEFAULT_NODES)

```

```

# S1: широкий свіп Rn
for rn in range(5, 501, 10):
    for rf in [0.0, 5.0, 10.0]:
        for node in nodes:
            rows.append(simulate_point("S1", node, rn, rf, "mid", 0.9, "T0"))

# S2: навантаження/cosφ при репрезентативних Rn
for rn in [50, 100, 150, 200]:
    for load in ["min", "mid", "peak"]:
        for cphi in [0.95, 0.9, 0.85]:
            for rf in [0.0, 5.0]:
                for node in nodes:
                    rows.append(simulate_point("S2", node, rn, rf, load, cphi, "T0"))

# S3: топології
for rn in [50, 100, 150, 200]:
    for topo in ["T0", "T1", "T2", "T3"]:
        for rf in [0.0, 5.0]:
            for node in nodes:
                rows.append(simulate_point("S3", node, rn, rf, "mid", 0.9, topo))

# S4: КГУ (еквівалент Тевеніна) за потужністю
for rn in [50, 100, 150, 200]:
    for dg_p in [0.0, 1.0, 3.0, 5.0]:
        for rf in [0.0, 5.0]:
            for node in nodes:

```

```

rows.append(simulate_point("S4", node, rn, rf, "mid", 0.9, "T0",
                           dg_p_mw=dg_p, dg_ssc_mult=8.0, dg_xr_ratio=5.0))

return pd.DataFrame(rows)

# -----
# Читання реальних логів Simulink
# -----

def read_simulink_logs(csv_path: Path) -> pd.DataFrame:
    """
    Очікувані колонки (мінімум):

    ScenarioID, NodeID, TopologyID, Rn_Ohm, Rf_Ohm, LoadLevel, cosphi,
    DG_P_MW, DG_Ssc_mult, DG_XR, L_eff_km, Xc_eff_ohm,
    I_fault_A, U_over_pu, t_prot_ms, I2t_A2s, Selectivity_flag

    Можна мапити інші назви через rename(...) перед поверненням.
    """
    df = pd.read_csv(csv_path)

    required = [

        "ScenarioID", "NodeID", "TopologyID", "Rn_Ohm", "Rf_Ohm", "LoadLevel", "cosph
        i",

        "DG_P_MW", "DG_Ssc_mult", "DG_XR", "L_eff_km", "Xc_eff_ohm",

        "I_fault_A", "U_over_pu", "t_prot_ms", "I2t_A2s", "Selectivity_flag"

    ]

    missing = [c for c in required if c not in df.columns]

    if missing:

```

```

    raise ValueError(f"В логах відсутні колонки: {missing}")

    return df

# -----
# Інтегральний критерій J з нормуванням по сценаріях
# -----

def compute_composite_score(df: pd.DataFrame,
                             weights: Tuple[float, float, float, float, float] = (W1, W2, W3,
                             W4, W5),
                             group_by: str = "ScenarioID") -> pd.DataFrame:
    """
    Додає колонку J_score. Нормування ознак відбувається в межах кожного
    сценарію.
    """
    w1, w2, w3, w4, w5 = weights
    out = df.copy()
    for sc, g in out.groupby(group_by):
        idx = g.index
        # Нормуємо до [0;1]; якщо розкид  $\approx 0$  — даємо нулі
        def norm(v: pd.Series) -> np.ndarray:
            vmin, vmax = float(v.min()), float(v.max())
            if vmax - vmin < 1e-12:
                return np.zeros(len(v), dtype=float)
            return (v - vmin) / (vmax - vmin)
        nI = norm(g["I_fault_A"])

```

```

nU = norm(g["U_over_pu"])
nT = norm(g["t_prot_ms"])
nE = norm(g["I2t_A2s"])
pen = (1 - g["Selectivity_flag"].astype(float)).values # 1 якщо неселективно
J = w1*nI + w2*nU + w3*nT + w4*nE + w5*pen
out.loc[idx, "J_score"] = J

return out

# -----
# Кластеризація та вибір представників кластерів (мінімум J)
# -----

def clustering_and_optima(df: pd.DataFrame, scenario: str,
                        n_clusters: int = 4,
                        dbscan_eps: float = 0.15,
                        dbscan_min_samples: int = 50) -> Tuple[pd.DataFrame,
pd.Series]:
    """
    Повертає:
        reps_df: представники кластерів для KMeans/DBSCAN/Hierarchical
        global_best: глобальний мінімум J для цього сценарію
    """
    data = df[df["ScenarioID"] == scenario].copy()
    features = ["Rn_Ohm", "I_fault_A", "U_over_pu", "t_prot_ms", "I2t_A2s"]
    X = data[features].values
    Xn = MinMaxScaler().fit_transform(X)

```



```

        I2t_A2s=float(best["I2t_A2s"])))

# 3) Hierarchical (Agglomerative)

agg = AgglomerativeClustering(n_clusters=n_clusters)

data["agg_lbl"] = agg.fit_predict(Xn)

for lbl, g in data.groupby("agg_lbl"):

    best = g.loc[g["J_score"].idxmin()]

    results.append(dict(Method="Hierarchical", Cluster=int(lbl),
ScenarioID=scenario,

        Rn_Ohm=float(best["Rn_Ohm"]), J=float(best["J_score"]),

        I_fault_A=float(best["I_fault_A"]),

        U_over_pu=float(best["U_over_pu"]),

        t_prot_ms=float(best["t_prot_ms"]),

        I2t_A2s=float(best["I2t_A2s"])))

reps_df = pd.DataFrame(results)

# Глобальний мінімум J

best_global = data.loc[data["J_score"].idxmin()]

global_best = pd.Series(dict(

    ScenarioID=scenario, Rn_Ohm=float(best_global["Rn_Ohm"]),
J=float(best_global["J_score"]),

    I_fault_A=float(best_global["I_fault_A"]),
U_over_pu=float(best_global["U_over_pu"]),

    t_prot_ms=float(best_global["t_prot_ms"]),
I2t_A2s=float(best_global["I2t_A2s"]) ))

return reps_df, global_best

```

```

# -----
# Візуалізація
# -----

def plot_3d(df: pd.DataFrame, scenario: str, out_path: Path) -> None:
    """
    3D розсіювання: Rn vs I_fault vs U_over для заданого сценарію.
    """
    d = df[df["ScenarioID"] == scenario]

    fig = plt.figure(figsize=(7, 5))

    ax = fig.add_subplot(111, projection='3d')

    ax.scatter(d["Rn_Ohm"].values, d["I_fault_A"].values, d["U_over_pu"].values)

    ax.set_xlabel("Rn, Ом")
    ax.set_ylabel("I_OZZ, A")
    ax.set_zlabel("U_over, p.u.")

    fig.tight_layout()

    fig.savefig(out_path, dpi=150, bbox_inches="tight")

    plt.close(fig)

# -----
# Основний сценарій виконання
# -----

def main(use_simulink_logs: Optional[str] = None) -> None:
    """
    Якщо use_simulink_logs задано (шлях до CSV), то читаємо реальні логи,

```

інакше генеруємо сурогатні дані для S1–S4.

"""

# 1) Дані

if use\_simulink\_logs:

df = read\_simulink\_logs(Path(use\_simulink\_logs))

else:

df = generate\_scenario\_data()

# 2) J-критерій

dfJ = compute\_composite\_score(df)

# 3) Кластеризація та оптимізація

summary\_list = []

enriched\_per\_scenario = {}

for sc in ["S1", "S2", "S3", "S4"]:

reps, gbest = clustering\_and\_optima(dfJ, scenario=sc, n\_clusters=4,  
dbscan\_eps=0.15, dbscan\_min\_samples=50)

reps["GlobalBest\_Rn"] = float(gbest["Rn\_Ohm"])

reps["GlobalBest\_J"] = float(gbest["J"])

summary\_list.append(reps)

enriched\_per\_scenario[sc] = dfJ[dfJ["ScenarioID"] == sc].copy()

summary\_all = pd.concat(summary\_list, ignore\_index=True)

# 4) Експорт CSV

dataset\_csv = OUT\_DIR / "mv\_rzn\_dataset.csv"

summary\_csv = OUT\_DIR / "mv\_rzn\_optima\_summary.csv"

dfJ.to\_csv(dataset\_csv, index=False)

```

summary_all.to_csv(summary_csv, index=False)

# 5) Плоты
for sc in ["S1", "S2", "S3", "S4"]:

    plot_3d(dfJ, sc, OUT_DIR / f'plot3D_{sc}.png')

# 6) Збереження конфігурації запуску
config = dict(

    seed=SEED,

    freq_hz=FREQ_HZ,

    u_ll_v=U_LL_V,

    c_per_km_f=C_PER_KM_F,

    weights=dict(W1=W1, W2=W2, W3=W3, W4=W4, W5=W5),

    used_logs=use_simulink_logs or "surrogate",

    outputs=dict(dataset=str(dataset_csv), summary=str(summary_csv),

                 plots={sc: f'plot3D_{sc}.png' for sc in ['S1','S2','S3','S4']}))

)

with open(OUT_DIR / "run_config.json", "w", encoding="utf-8") as f:

    json.dump(config, f, ensure_ascii=False, indent=2)

# 7) Консольний підсумок

print("\n[Готово]")

print(f"Датасет: {dataset_csv}")

print(f"Зведення оптимумів: {summary_csv}")

for sc in ["S1", "S2", "S3", "S4"]:

    print(f"Плот: {OUT_DIR / f'plot3D_{sc}.png'}")

```

## ДОДАТОК Г

## ПАРАМЕТРИ МЕРЕЖІ 20 кВ м.Дніпро

Лінія №	Виконання	Довжина, км	Коеф. потужності	Повний струм, кА
1	2	3	4	5
1	СИП-3 20кВ 1х150	0,8	0,90	0,080
2	СИП-3 20кВ 1х150	0,8	0,90	0,092
3	СИП-3 20кВ 1х120	0,7	0,90	0,024
4	СИП-3 20кВ 1х120	0,7	0,90	0,034
5	СПЕ-20 кВ 1х120	0,025	0,90	0,009
6	СИП-3 20кВ 1х120	0,727	0,90	0,012
7	СИП-3 20кВ 1х120	0,657	0,90	0,015
8	СПЕ-20 кВ 1х120	0,5	0,90	0,005
9	СПЕ-20 кВ 1х120	0,5	0,90	0,011
10	СПЕ-20 кВ 1х120	0,1	0,00	0,000
11	СПЕ-20 кВ 1х120	0,1	0,90	0,010
12	СПЕ-20 кВ 1х120	0,1	вимк.	вимк.
13	СПЕ-20 кВ 1х120	0,1	0,90	0,002
14	СИП-3 20кВ 1х150	0,8	0,90	0,056
15	СИП-3 20кВ 1х150	0,8	0,90	0,059
16	СПЕ-20 кВ 1х120	0,06	0,90	0,025
	СИП-3 20кВ 1х120	0,658		
17	СПЕ-20 кВ 1х120	0,12	0,90	0,031
	СИП-3 20кВ 1х120	0,15		
18	СПЕ-20 кВ 1х120	0,007	0,90	0,003
19	СИП-3 20кВ 1х120	0,913	0,90	0,04
	СПЕ-20 кВ 1х120	0,060		
20	СПЕ-20 кВ 1х120	0,272	0,90	0,017
21	СИП-3 20кВ 1х120	0,2	0,90	0,020
22	СПЕ-20 кВ 1х120	0,048	0,90	0,026
23	СПЕ-20 кВ 1х120	0,015	0,90	0,004
24	СИП-3 20кВ 1х120	1,313	0,90	0,032
25	СИП-3 20кВ 1х120	0,013	0,90	0,017
26	СПЕ-20 кВ 1х120	0,197	0,90	0,016
	СИП-3 20кВ 1х120	0,731		
27	СПЕ-20 кВ 1х120	0,048	0,90	0,026

## Продовження таблиці

1	2	3	4	5
28	СИП-3 20кВ 1х120	1,2	0,90	0,023
29	СИП-3 20кВ 1х120	0,6	0,90	0,012
30	СИП-3 20кВ 1х120	1,37	0,90	0,010
31	СПЕ-20 кВ 1х120	0,015	0,90	0,026
32	СИП-3 20кВ 1х120	0,499	0,90	0,016
33	СПЕ-20 кВ 1х120	0,11	0,90	0,010
34	СИП-3 20кВ 1х120	0,6	0,90	0,005
35	СПЕ-20 кВ 1х120	1	0,90	0,015
36	СИП-3 20кВ 1х120	0,287	0,90	0,011
37	СПЕ-20 кВ 1х120	0,03	0,90	0,006
38	СПЕ-20 кВ 1х120	0,08	0,90	0,006
	СИП-3 20кВ 1х120	0,681		
39	СПЕ-20 кВ 1х120	0,432	0,90	0,000
40	СИП-3 20кВ 1х120	0,258	0,90	0,009
41	СПЕ-20 кВ 1х120	0,13	0,90	0,002
42	СПЕ-20 кВ 1х120	0,15	0,90	0,006
	СИП-3 20кВ 1х120	0,252		
43	СПЕ-20 кВ 1х120	0,15	0,90	0,003
44	СИП-3 20кВ 1х120	0,132	0,90	0,002
45	СИП-3 20кВ 1х120	0,25	0,90	0,004
46	СИП-3 20кВ 1х120	0,974	0,90	0,001
47	СИП-3 20кВ 1х120	0,018	0,90	0,003
48	СИП-3 20кВ 1х120	0,03	0,90	0,001
49	СИП-3 20кВ 1х120	0,425	0,90	0,001
50	СИП-3 20кВ 1х120	0,18	0,90	0,001
51	СИП-3 20кВ 1х120	0,02	0,90	0,000
52	СПЕ-20 кВ 1х120	0,095	0,90	0,005
	СИП-3 20кВ 1х120	0,951		
53	СПЕ-20 кВ 1х120	0,04	0,90	0,007
	СИП-3 20кВ 1х120	0,922		
54	СИП-3 20кВ 1х120	0,747	0,90	0,004
	СПЕ-20 кВ 1х120	0,035		
55	СПЕ-20 кВ 1х120	0,035	0,90	0,009
56	СИП-3 20кВ 1х120	0,9	0,90	0,001

## Продовження таблиці

1	2	3	4	5
57	СПЕ-20 кВ 1х120	0,065	0,90	0,011
	СИП-3 20кВ 1х120	0,297		
58	СПЕ-20 кВ 1х120	0,03	0,90	0,011
59	СИП-3 20кВ 1х120	0,216	0,90	0,012
60	СИП-3 20кВ 1х120	1,1	0,90	0,012
61	СИП-3 20кВ 1х120	0,853	0,90	0,011
	СПЕ-20 кВ 1х120	0,047		
62	СПЕ-20 кВ 1х120	0,035	0,90	0,023
	СИП-3 20кВ 1х120	0,208		
63	СПЕ-20 кВ 1х120	0,056	1,00	0,000
64	СИП-3 20кВ 1х120	1,2	0,90	0,014
65	СПЕ-20 кВ 1х120	0,7	0,90	0,009
66	СПЕ-20 кВ 1х120	0,03	0,90	0,025
67	СИП-3 20кВ 1х120	0,402	1,00	0,000
68	СПЕ-20 кВ 1х120	0,23	0,90	0,018
	СИП-3 20кВ 1х120	0,57		
69	СИП-3 20кВ 1х120	0,6	0,90	0,024
70	СПЕ-20 кВ 1х120	0,57	0,90	0,025
	СИП-3 20кВ 1х120	0,261		
71	СПЕ-20 кВ 1х120	0,2	0,90	0,020
72	СИП-3 20кВ 1х120	2	0,90	0,025
73	СИП-3 20кВ 1х120	2	0,90	0,029
74	СПЕ-20 кВ 1х120	0,496	0,90	0,008
75	СИП-3 20кВ 1х120	0,05	0,90	0,004
	СПЕ-20 кВ 1х120	0,025		
76	СИП-3 20кВ 1х120	0,584	0,90	0,006
	СПЕ-20 кВ 1х120	0,085		
77	СПЕ-20 кВ 1х120	0,03	0,90	0,007
78	СПЕ-20 кВ 1х120	0,03	0,90	0,007
79	СИП-3 20кВ 1х120	0,78	0,90	0,004
	СПЕ-20 кВ 1х120	0,035		
80	СИП-3 20кВ 1х120	0,47	0,90	0,013
81	СИП-3 20кВ 1х120	0,61	0,90	0,010
82	СПЕ-20 кВ 1х120	0,14	0,90	0,021
	СИП-3 20кВ 1х120	1,06		

83	СИП-3 20кВ 1x120	0,535	0,90	0,014
	СПЕ-20 кВ 1x120	0,165		
84	СИП-3 20кВ 1x120	0,2	0,90	0,025
85	СПЕ-20 кВ 1x120	1	0,90	0,010
86	СПЕ-20 кВ 1x120	1	0,90	0,007
87	СПЕ-20 кВ 1x120	2,8	0,00	0,000
88	СПЕ-20 кВ 1x120	2,8	0,90	0,006
89	СПЕ-20 кВ 1x120	2,8	1,00	0,006
90	СПЕ-20 кВ 1x120	2,8	0,00	0,003
91	СПЕ-20 кВ 1x240	0,7	0,90	0,045
92	СПЕ-20 кВ 1x240	0,7	0,90	0,068
93	СПЕ-20 кВ 1x120	0,63	ВИМК.	ВИМК.
	СИП-3 20кВ 1x120	0,378	ВИМК.	ВИМК.
94	СПЕ-20 кВ 1x120	1,13	ВИМК.	ВИМК.
	СИП-3 20кВ 1x120	2,536	ВИМК.	ВИМК.
95	СИП-3 20кВ 1x120	0,26	ВИМК.	ВИМК.
	СПЕ-20 кВ 1x120	0,15	ВИМК.	ВИМК.
96	СПЕ-20 кВ 1x120	0,4	ВИМК.	ВИМК.
97	СИП-3 20кВ 1x120	0,8	ВИМК.	ВИМК.
98	СПЕ-20 кВ 1x120	0,025	ВИМК.	ВИМК.
	СИП-3 20кВ 1x120	0,75	ВИМК.	ВИМК.
99	СИП-3 20кВ 1x120	1,8	ВИМК.	ВИМК.
100	СПЕ-20 кВ 1x120	0,75	ВИМК.	ВИМК.

### НАПРУГИ НА ШИНАХ ПІДСТАНЦІЙ

ПС №	Кут, град.	Повна напруга, кВ	ПС №	Кут, град.	Повна напруга, кВ
1	2	3	4	5	6
1.1	-0,1	20,96	33	-0,2	20,85
1.2	-0,1	20,96	34	-0,1	20,93
2.1	-0,1	20,94	35	-0,1	20,93
2.2	-0,1	20,95	36	-0,1	20,93
3	-0,1	20,94	37	-0,1	20,93
4.1	-0,1	20,93	38	-0,1	20,96
4.2	-0,1	20,95	39	-0,1	20,94
5.1	-0,1	20,93	40	-0,1	20,93
5.2	-0,1	20,94	41	-0,1	20,96
6.1	-0,1	20,93	42	-0,1	20,93

6.2	-0,1	20,94	43	-0,1	20,97
7	-0,1	20,93	44	-0,1	20,94
8.1	-0,1	20,93	45	-0,1	20,93
8.2	-0,1	20,94	46	-0,1	20,98
9	-0,1	20,93	47	-0,1	20,95
10	-0,1	20,93	48	-0,1	20,99
11	-0,1	20,91	49.1	-0,1	20,95
12	-0,1	20,92	49.2	-0,1	20,96
13	-0,1	20,93	50	-0,1	20,92
14	-0,2	20,88	51.1	-0,1	20,95
15	-0,1	20,93	51.2	-0,1	20,92
16	-0,1	20,91	52	-0,1	20,98
17	-0,1	20,93	53	-0,1	20,95
18	-0,2	20,86	54	-0,1	20,98
19	-0,1	20,92	55	-0,1	20,96
20	-0,1	20,90	56	-0,1	20,98
21	-0,1	20,93	57	-0,1	20,97
22	-0,1	20,92	58.1	-0,1	10,50
23	-0,1	20,90	58.2	-0,1	10,44
24	-0,2	20,85	59.1	-0,1	10,50
25	-0,1	20,92	59.2	-0,1	10,42
26	-0,1	20,90	60.1	-0,1	10,50
27	-0,2	20,85	60.2	-0,1	10,43
28	-0,2	20,85	61.1	-0,1	10,50
29	-0,2	20,85	61.2	-0,1	10,44
30	-0,2	20,85	62.1	-0,1	20,98
31	-0,2	20,85	62.2	-0,1	20,99
32	-0,2	20,85			

### ТРАНСФОРМАТОРИ ВСТАНОВЛЕНІ НА ПС В МЕРЕЖІ

№ трансформатора	Тип трансформатора	№ трансформатора	Тип трансформатора
1	2	3	4
1	ТМН-1000/20/10	27	ТМ-250/20
2	ТМН-1000/20/10	28	ТМ-400/20
3	ТМ-100/20	29	ТМ-400/20

4	TM-250/20	30	TM-250/20
5	TM-250/20	31	TM-250/20
6	TM-160/20	32	TM-250/20
7	TM-400/20	33	TM-160/20
8	TM-400/20	34	TM-160/20
9	TM-250/20	35	TM-400/20
10	TM-400/20	36	TM-400/20
11	TM-400/20	37	TM-250/20
12	TM-400/20	38	TM-400/20
13	TM-400/20	39	TM-400/20
14	TM-250/20	40	TM-400/20
15	TM-160/20	41	TM-400/20
16	TM-400/20	42	TM-250/20
17	TM-400/20	43	TM-250/20
18	TM-400/20	44	TM-250/20
19	TM-400/20	45	TM-400/20
20	TM-160/20	46	TM-400/20
21	TM-400/20	47	TM-400/20
22	TM-400/20	48	TM-100/20
23	TM-250/20	49	TM-250/20
24	TM-400/20	50	TM-250/20
25	TM-400/20	51	TM-400/20

**АКТИВНІ ТА РЕАКТИВНІ СКЛАДОВІ НАВАНТАЖЕНЬ МЕРЕЖІ**

Навантаження №	P, МВт	Q, МВАр
1	2	3
1	0,328	0,140
2	0,246	0,105
3	0,238	0,102

1	2	3
4	0,175	0,074
5	0,109	0,046
6	0,129	0,055
7	0,920	0,392
8	0,212	0,090
9	0,050	0,021
10	0,124	0,053
11	0,064	0,027
12	0,192	0,082
13	0,117	0,050
14	0,108	0,046
15	0,212	0,090
16	0,136	0,058
17	0,129	0,055
18	0,006	0,003
19	0,175	0,075
20	0,032	0,014
21	0,143	0,061
22	0,138	0,059
23	0,132	0,056
24	0,101	0,043
25	0,108	0,046
26	0,142	0,060
27	0,155	0,066
28	0,011	0,005
29	0,042	0,018
30	0,070	0,030
31	0,013	0,006
32	0,032	0,013
33	0,018	0,008
34	0,011	0,005
35	0,026	0,011
36	0,025	0,011
37	0,027	0,012
38	0,095	0,040

39	0,120	0,051
40	0,131	0,056
41	0,050	0,021
42	0,211	0,090
43	0,032	0,014
44	0,161	0,069
45	0,086	0,037
46	0,300	0,128
47	0,005	0,002
48	0,057	0,024
49	0,219	0,093
50	0,060	0,026
51	0,102	0,043
52	0,112	0,048
53	0,041	0,017
54	0,029	0,013
55	0,086	0,036
56	0,185	0,079
57	0,204	0,087
58	0,147	0,063
59	0,096	0,041
60	0,180	0,077
61	0,162	0,069
62	0,202	0,086
63	0,089	0,038
64	0,105	0,045
65	0,125	0,053
66	0,078	0,033
67	0,089	0,038
68	0,000	0,000

## ДОДАТОК Д

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ ТА  
ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Кирик В.В., **Буряк А.Р.**, Іськова М.С. Електричні мережі номінальною напругою 20 кВ з джерелами накопичення енергії. *Науково-приклад журнал «Відновлювана енергетика»*. 2023. № 2(73). С. 18–23.

DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2\(73\).18-23](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2(73).18-23).

Особистий внесок здобувача: розроблено модель інтеграції джерел накопичення енергії у розподільну мережу 20 кВ, виконано розрахунок режимів роботи та аналіз перехідних процесів, підготовлено основний текст статті.

Внесок Кирика В.В.: сформульовано постановку задачі та здійснено наукове керівництво.

Внесок Іської М.С.: проведено систематизацію вихідних даних і перевірку результатів розрахунків.

2. Курук V.V., **Buriak A.R.** Optimization of the grounding resistance of the neutral in 20 kV networks according to the criteria of minimizing the significant value of the ground-fault current and the over-voltage amplitude. *E-Journal «Problems of the Regional Energetics»*. 2025. № 4(68). С. 102-107.

DOI: <https://doi.org/10.52254/1857-0070.2025.4-68.10>.

Особистий внесок здобувача: розроблено алгоритм оптимізації опору заземлення нейтралі за визначеними критеріями, виконано числове моделювання та аналіз результатів.

Внесок Кирика В.В.: визначено методологію дослідження та здійснено наукове редагування.

3. Кирик В.В., **Буряк А.Р.**, Іськова М.С. Визначення оптимального значення опору резистора заземлення нейтралі в мережах 20 кВ. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2021. Т. 158, № 5. С. 96–102.

DOI: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-158-5-96-102>.

Особистий внесок здобувача: виконано розрахункове обґрунтування оптимального значення опору резистора, проаналізовано залежності струмів замикання на землю від параметрів мережі.

Внесок Кирика В.В.: визначено напрям дослідження та здійснено методичне керівництво.

Внесок Іської М.С.: проведено аналіз довідкових матеріалів та перевірку обчислень.

4. Кирик В.В., **Буряк А.Р.** Вплив опору резистора заземлення нейтралі на режими роботи розподільних мереж напругою 20 кВ. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2024. № 4. С. 103–107.

DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2024.315587>.

Особистий внесок здобувача: виконано дослідження впливу параметрів заземлення нейтралі на режими роботи мережі, сформовано технічні рекомендації.

Внесок Кирика В.В.: здійснено наукове керівництво та редакційне опрацювання матеріалу.

5. Кирик В.В., **Буряк А.Р.**, Іськова М.С. Впровадження в Україні мереж напругою 20 кВ. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2022. № 4.

DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2022.273412>.

Особистий внесок здобувача: здійснено технічний аналіз переходу на мережі 20 кВ та узагальнення практичного досвіду впровадження.

Внесок Кирика В.В.: сформульовано концепцію дослідження та здійснено наукове редагування.

Внесок Іської М.С.: проаналізовано нормативні матеріали та статистичні дані.

6. Кирик В.В., **Буряк А.Р.** Резистори заземлення нейтралі в розподільних електричних мережах. *Scientific Discussion Journal*. 2023. № 81. С. 21–26.

DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.8398070>.

Особистий внесок здобувача: виконано аналіз технічних характеристик

резисторів заземлення нейтралі та умов їх застосування у мережах 20 кВ.

Внесок Кирика В.В.: здійснено наукове консультування та перевірку відповідності результатів нормативним вимогам.

7. **Буряк А.Р.**, Ключник О.С. Резистивне заземлення нейтралі розподільної мережі 20 кВ. *Modern Scientific Researches*. 2021. № 18. С. 124–126. DOI: [10.30889/2523-4692.2021-18-001](https://doi.org/10.30889/2523-4692.2021-18-001).

Особистий внесок здобувача: розроблено підхід до застосування резистивного заземлення нейтралі та виконано аналітичні розрахунки режимів замикання на землю.

Внесок Ключник О.С.: здійснено літературний огляд і узагальнення результатів.

8. Кирик В.В., **Буряк А.Р.** Алгоритми кластеризації та їх значення в управлінні електричними мережами. Матеріали наукової конференції «Аспірантські читання імені професора Артура Веніаміновича Праховника», до 85-річчя від дня народження (25–26 берез. 2025 р.) / кол. авт. за заг. ред. О. В. Коцара; КПІ ім. Ігоря Сікорського. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во „Політехніка”, 2025. С. 95-103. ISBN 978-966-990-156-9.

Особистий внесок здобувача: реалізовано алгоритми кластеризації для аналізу режимів мереж, виконано програмну обробку даних.

Внесок Кирика В.В.: визначено напрям дослідження та здійснено методичне консультування.

9. Кирик В.В., **Буряк А.Р.** Введення джерел накопичення електроенергії у розподільні мережі України. Матеріали конференції «Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики» (2023 р.) / кол. авт. за заг. ред. В. В. Чумак; КПІ ім. Ігоря Сікорського. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, IEEE «Україна». 2023. № 2. С. 118–120. [Електронний ресурс]. Режим доступу.

URL: <https://es.fea.kpi.ua/files/konference/2023p/2023-Burjak.pdf>.

Особистий внесок здобувача: виконано аналіз впливу накопичувачів енергії на режими мережі та підготовлено розрахункову частину роботи.

Внесок Кирика В.В.: здійснено наукове керівництво та редакційне

опрацювання.

10. Кирик В.В., **Буряк А.Р.** Вибір оптимальної схеми підключення резистора в мережі 20 кВ. *Матеріали конференції «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики»* (2021 р.) / кол. авт. за заг. ред. В. В. Чумак; КПІ ім. Ігоря Сікорського. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, ІЕЕЕ «Україна». 2021. С. 74–77. [Електронний ресурс]. Режим доступу.

URL: <http://jour.fea.kpi.ua/article/view/253412>.

Особистий внесок здобувача: обґрунтовано вибір оптимальної схеми підключення резистора та виконано порівняльний аналіз варіантів.

Внесок Кирика В.В.: здійснено перевірку технічних рішень.

11. Кирик В. В., **Буряк А. Р.**, Іськова М. С. Визначення оптимального значення опору резистора заземлення нейтралі в мережах 20 кВ. *Матеріали V Міжнародної наук.-техн. конференції «Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2021)»* (10 жовт. 2021 р.) / кол. авт. за заг. ред. Б. І. Мокін; Вінницький національний технічний університет. Вінниця, 2021. С. 96–102. ISSN 1997-9266. [Електронний ресурс]. Режим доступу.

URL: <https://visnyk.vntu.edu.ua/index.php/visnyk/article/download/2684/2521/3019/>.

Особистий внесок здобувача: виконано розрахунок оптимального значення опору резистора заземлення нейтралі та аналіз результатів моделювання.

Внесок Кирика В.В.: сформульовано постановку задачі та здійснено наукове консультування.

Внесок Іської М.С.: підготовлено вихідні дані та перевірено коректність отриманих результатів.