

*І.В. ПАНТЕЛЄЄВА, І.С. ВАРШАМОВА, В.В. ВІННІКОВА***ПРИНЦИПИ УПРАВЛІННЯ КОНФІГУРАЦІЄЮ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ТА ЗАДАЧІ ПО ЇХ РЕАЛІЗАЦІЇ**

У статті розглядаються основні принципи управління конфігурацією електричних мереж, що спрямовані на забезпечення надійності, ефективності та економічності їх функціонування. Обґрунтовано актуальність адаптивного підходу до управління мережею в умовах зростаючої інтеграції розподілених джерел енергії (РДЕ) та змінних графіків споживання електроенергії. Викладено основні аспекти формування оптимальної структури мережі для мінімізації втрат потужності, покращення якості електропостачання та забезпечення стійкості системи до зовнішніх і внутрішніх впливів. Увагу приділено ключовим завданням, пов'язаним із реалізацією цих принципів, зокрема визначенню оптимальних точок розподілу навантаження, алгоритмів відновлення після аварій, а також автоматизації процесів керування. Проаналізовано сучасні підходи до моделювання мереж та їх впровадження у практику енергетичних компаній. Особливу увагу приділено необхідності координації між елементами мережі та активною участю споживачів у процесах оптимізації. Розглянуто основний ефект від застосування децентралізованої системи секціонування, тобто - автоматичне селективне відключення та локалізація пошкодженої ділянки, та автоматичне відновлення живлення непошкоджених споживачів.

Ключові слова: електроенергетика, електрична мережа, автоматичне секціонування мережі, надійність електропостачання, конфігурація мережі, стійкість системи, автоматичні пункти перемикачів.

*I.V. PANTIELIEIEVA, I.S. VARSHAMOVA, V.V. VINNIKOVA***PRINCIPLES OF ELECTRICAL NETWORK CONFIGURATION MANAGEMENT AND TASK FOR THEIR IMPLEMENTATION**

The article discusses the basic principles of configuration management of electrical networks, aimed at ensuring the reliability, efficiency and cost-effectiveness of their operation. The relevance of an adaptive approach to network management in the conditions of increasing integration of distributed energy sources (DES) and variable electricity consumption schedules is substantiated. The main aspects of forming an optimal network structure to minimize power losses, improve the quality of power supply and ensure the system's resistance to external and internal influences are outlined. Attention is paid to key tasks related to the implementation of these principles, in particular, determining optimal load distribution points, disaster recovery algorithms, and automation of control processes. Modern approaches to network modeling and their implementation in the practice of energy companies are analyzed. Particular attention is paid to the need for coordination between network elements and active participation of consumers in optimization processes. The main effect of using a decentralized sectioning system is considered, i.e. automatic selective disconnection and localization of the damaged area, and automatic restoration of power supply to undamaged consumers.

Keywords: electric power industry, electric network, automatic sectioning of the network, reliability of power supply, network configuration, system stability, automatic switching points.

Вступ. Сучасні електричні мережі перебувають у процесі трансформації, що викликана зростанням попиту на електроенергію, активною інтеграцією розподілених джерел енергії (РДЕ), розвитком технологій розумних мереж (Smart Grids) та необхідністю підвищення енергоефективності. Традиційні підходи до управління електричними мережами, орієнтовані на централізоване управління, не завжди дозволяють оперативно реагувати на зміни в структурі споживання, генерації та технічному стані мережі. У зв'язку з цим виникає необхідність у розробці нових принципів управління конфігурацією мереж, які враховують динамічний характер енергосистеми та можливості сучасних інформаційних технологій.

Одним із ключових аспектів ефективного управління є адаптація конфігурації мережі в режимі реального часу для мінімізації втрат потужності, покращення показників надійності та забезпечення гнучкості системи. Дослідження у цій сфері спрямовані на вирішення таких завдань, як оптимізація топології мережі [1], визначення оптимальних точок розміщення РДЕ [2] та застосування алгоритмів автоматизованого відновлення після аварій [3].

Крім того, важливим фактором є координація між різними елементами мережі, включаючи активну участь споживачів у регулюванні попиту. Розвиток

технологій Інтернету речей (IoT), штучного інтелекту (ШІ) та систем моніторингу в режимі реального часу створює нові можливості для впровадження розумних систем керування [4].

Отже, тема управління конфігурацією електричних мереж є надзвичайно актуальною в умовах сучасних викликів енергетичної галузі. У цій статті розглядаються основні принципи управління конфігурацією, а також завдання, пов'язані з їх реалізацією для забезпечення стабільності, ефективності та гнучкості енергосистем.

Постановка проблеми. Основним завданням статті є висування та доведення гіпотези про те, що розробка та обґрунтування принципів управління конфігурацією електричних мереж з урахуванням сучасних викликів, таких як інтеграція розподілених джерел енергії (РДЕ), розвиток технологій розумних мереж (Smart Grids) та необхідність підвищення ефективності, надійності й гнучкості енергосистем є важливішим напрямом подальшого розвитку енергетики. Основна увага приділяється оптимізації топології мережі, автоматизації управління аварійними режимами та мінімізації втрат потужності.

Ефективне управління конфігурацією електричних мереж на основі інтеграції адаптивних алгоритмів, технологій штучного інтелекту та автоматизованих

систем моніторингу дозволяє підвищити надійність енергосистем, зменшити втрати потужності та забезпечити їхню стійкість до динамічних змін у генерації й споживанні.

Методологія. У дослідженні використовувались аналітичні та чисельні методи для моделювання та оптимізації конфігурації електричних мереж; алгоритми оптимізації для визначення раціонального розміщення розподілених джерел енергії та мінімізації втрат потужності. Для аналізу роботи системи у різних режимах використовувались методи імітаційного моделювання, що враховують змінність навантажень та генерації; системи моніторингу в реальному часі забезпечували перевірку та валідацію результатів моделювання.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Проблема дослідження представлена у роботах таких вчених як: Бондаренко О.В. (оптимізація режимів електричних мереж, зокрема з урахуванням розподілених джерел енергії та систем накопичення); Козловський С.В. (енергетичні системи Smart Grid, автоматизація керування аварійними режимами, оптимізація схем електропостачання; Дмитрієнко О.М. (моделювання електричних мереж для аналізу втрат потужності та оптимізації розміщення джерел генерації); Стогній Б.С.; Гомеля В.В.; Mehrdad Abedi; Johann G. Pesching; Mohammed Shahid; Jianshu Chen; Masood Farrokh; Anand Rajput; Alexander Kushev) та інші. Ці вчені зробили значний внесок у розвиток методів і технологій для управління конфігурацією електричних мереж, що є важливим для адаптації сучасних енергосистем до нових викликів.

Структура електричних мереж є одним із ключових факторів, що впливають на рівень надійності електропостачання, якість електроенергії та доступність мережевої інфраструктури. Хоча цей термін широко використовується науковцями та фахівцями з експлуатації, досі немає загальноприйнятого його визначення. Це призводить до відсутності єдиного трактування поняття конфігурації електричних мереж.

У різних джерелах електричні мережі з однаковою структурою та топологією можуть мати різні класифікації з точки зору їхньої конфігурації [5]. Враховуючи це, а також аналіз термінів, що входять до поняття «конфігурація електричної мережі», пропонується таке визначення: «конфігурація електричної мережі» – це сукупність характеристик електричної мережі, що визначають взаємне розташування її елементів на схемі та в просторі, а також співвідношення їхніх технічних параметрів.

Управління конфігурацією електричних мереж – це процес цілеспрямованого впливу оперативного персоналу, релейного захисту та автоматики, а також засобів дистанційного керування на обладнання електромережі з метою забезпечення необхідних параметрів її конфігурації. Параметри конфігурації включають: схему електричної мережі, просторове розташування її елементів, технічні характеристики електроустаткування та параметри роботи мережі.

Мета дослідження. Розробка та обґрунтування принципів управління конфігурацією електричної

мережі для підвищення її надійності, ефективності та адаптивності до змінних умов експлуатації.

Виклад основного матеріалу дослідження. Керування конфігурацією передбачає вплив як на окремі її параметри, так і на кілька з них одночасно в комплексі. У табл. 1 представлено основні методи управління конфігурацією електричної мережі.

Таблиця 1 – Основні способи керування конфігурацією електричної мережі

№	Параметр конфігурації, що змінюється	Спосіб впливу
1.	Схема електричної мережі	1. Ручна, або автоматична зміна стану (перемикання) комутаційних апаратів. 2. Реконструкція / модернізація електричної мережі із зміною її схеми.
2.	Просторове положення елементів електричної мережі	1. Реконструкція / модернізація електричної мережі зі зміною просторового стану елементів мережі. 2. Ручна, або автоматична зміна стану (перемикання) комутаційних апаратів (зміна просторового становища у разі відносно, наприклад, змінюється положення джерела живлення щодо якоїсь точки мережі при включенні резервного джерела, що впливає на параметри режимів роботи мережі)
3.	Технічні характеристики електроустаткування електричної мережі	1. Заміна електроустаткування, елементів електричної мережі, у тому числі проводів, опор, трансформаторів, засобів релейного захисту та автоматики тощо. 2. Здійснення ручного або автоматичного регулювання технічних характеристик обладнання, наприклад, зміна положення перемикача ПВВ, РПН на силовому трансформаторі, зміна уставки спрацьовування реле, автоматичного вимикача тощо.
4.	Параметри режимів роботи електричної мережі	1. Ручна, або автоматична зміна стану (перемикання) комутаційних апаратів. 2. Здійснення ручного або автоматичного регулювання технічних характеристик обладнання. 3. Зміна значення та характеру навантаження, підключеного до мережі, наприклад, підключення установок компенсації реактивної потужності, додаткових навантажень (переважно це здійснюється перемиканням комутаційних апаратів, але слід розглядати цей спосіб управління окремо у зв'язку з особливостями на параметри режимів роботи мережі). 4. Зміна параметрів електроенергії, що видається джерелами, підключеними до мережі, наприклад, зміна значення напруги, частоти

Головна мета управління конфігурацією електричної мережі – мінімізувати кількість і тривалість перерв

в електропостачанні споживачів, а також зменшити випадки та тривалість невідповідності якості електроенергії встановленим нормам і договірним зобов'язанням. Крім того, управління конфігурацією спрямоване на підвищення доступності електромережної інфраструктури, що включає можливість підключення нових споживачів та скорочення строків приєднання. У роботах [6, 7] детально проаналізовано структуру часу перерв в електропостачанні, періоди невідповідності якості електроенергії та тривалість технологічних приєднань разом із їхніми складовими.

Скорочення цих часових інтервалів можливе шляхом управління конфігурацією електричних мереж на різних рівнях, зокрема через впровадження інтелектуальних енергосистем. Це передбачає застосування принципів моніторингу, керованості, гнучкості конфігурації, сегментованості, інтелектуалізації обладнання та його інтеграції в економічні процеси. Керування конфігурацією передбачає визначення мети керуючого впливу та забезпечення зворотного зв'язку для контролю його ефективності. Необхідність зміни конфігурації виникає при зміні режиму роботи електричної мережі, що супроводжується певними параметрами, які важливо своєчасно ідентифікувати. Для цього електромережі, зокрема сільські, мають бути оснащені системами контролю та моніторингу, що забезпечують відстеження параметрів режимів роботи, технічного стану обладнання, а також положення комутаційних апаратів. Таке технічне забезпечення дозволить реалізувати принцип спостереження мережі.

Дані, отримані від систем моніторингу параметрів режимів роботи електричної мережі, мають бути впорядковані для ефективного використання засобами управління її конфігурацією. Наявність таких систем забезпечує оперативне реагування на зміни в режимі роботи мережі, зокрема на аварійні відключення, критичні відхилення показників якості електроенергії та інші позаштатні ситуації.

Для подальшого зменшення часу відновлення електропостачання та усунення невідповідностей якості електроенергії необхідно впроваджувати принцип керованості мережі. З цією метою в мережі встановлюються комутаційні апарати, а інше обладнання оснащується системами автоматичного та дистанційного керування. Це, у поєднанні із застосуванням секціонування та резервування, дозволяє реалізувати принцип гнучкості конфігурації, забезпечуючи можливість її зміни відповідно до режимів роботи мережі. Застосування цього принципу дозволяє ізолювати пошкоджені ділянки мережі та забезпечити подачу електроенергії на непошкоджені сегменти за рахунок резервного живлення (за його наявності).

У таких випадках час відновлення живлення для непошкоджених ділянок скорочується до тривалості автоматичного ввімкнення резерву (АВР). Завдяки цьому тривалість відновлення мережі для пошкоджених ділянок зменшується у 2,8 рази, а для непошкоджених – у 32,5 рази. Такий результат досягається шляхом встановлення в електромережах пристроїв секціонування та резервування, зокрема мультитактичних комутаційних систем (МКС) із двома або більше незалежними

контактними групами [8], секційних пунктів (СП) та універсальних секційних пунктів.

Ще одним важливим принципом управління конфігурацією електричної мережі, що сприяє зменшенню часу перерв в електропостачанні та відхилень у якості електроенергії, є сегментованість мережі. Цей принцип передбачає, що мережа повинна мати можливість функціонувати як у складі централізованої системи електропостачання, так і розділятися на окремі сегменти, здатні працювати незалежно у разі втрати зв'язку з іншими ділянками або з основною мережею.

Кожен сегмент мережі при цьому повинен мати власне джерело електропостачання, яким можуть бути як традиційні, так і відновлювані джерела енергії. При роботі в паралельному режимі з основною мережею ці джерела повинні забезпечувати синхронізацію з нею. Оскільки поділ мережі на сегменти здійснюється за допомогою комутаційних апаратів, зокрема МКС, синхронізація має виконуватися саме в точках їх встановлення.

Реалізація принципу сегментованості мережі потребує розробки нових методів і технічних рішень для управління конфігурацією електромереж, з урахуванням необхідності забезпечення такої «віддаленої» синхронізації. Як показано раніше, впровадження принципу керованості мережі забезпечує можливість дистанційного та автоматичного управління її конфігурацією. Однак, у процесі створення електромереж на основі технологій Smart Grid необхідно реалізовувати ще один важливий принцип управління конфігурацією – інтелектуалізацію обладнання.

Це означає, що обладнання, встановлене в мережі, зокрема секційні пункти, МКС та трансформаторне обладнання підстанцій, повинно бути оснащене інтелектуальними системами моніторингу, контролю, обліку та управління. Такі системи забезпечують інтеграцію обладнання в структуру інтелектуальної мережі. При цьому передбачається, що обладнання зможе незалежно реагувати на зміни в мережі та приймати рішення щодо перемикання для оптимізації режиму її роботи [9]. Для цього алгоритми роботи блоків керування обладнанням повинні включати елементи штучного інтелекту та мати здатність до самонавчання. Оснащення обладнання інтелектуальними системами моніторингу, контролю, обліку та управління не лише сприятиме реалізації всіх зазначених принципів управління мережею, але й забезпечить дотримання принципу інтегрованості електричної мережі в економічну систему.

Запропоновані та розглянуті вище принципи повинні мати можливість практичного застосування до електричних мереж. Проілюструємо їх застосування на прикладі електричної мережі, показаної на рис. 1.

Розглянемо основні граничні схеми для подвійних повітряних ліній (ПЛ) з двостороннім живленням (конфігурація типу D2, рис. 1):

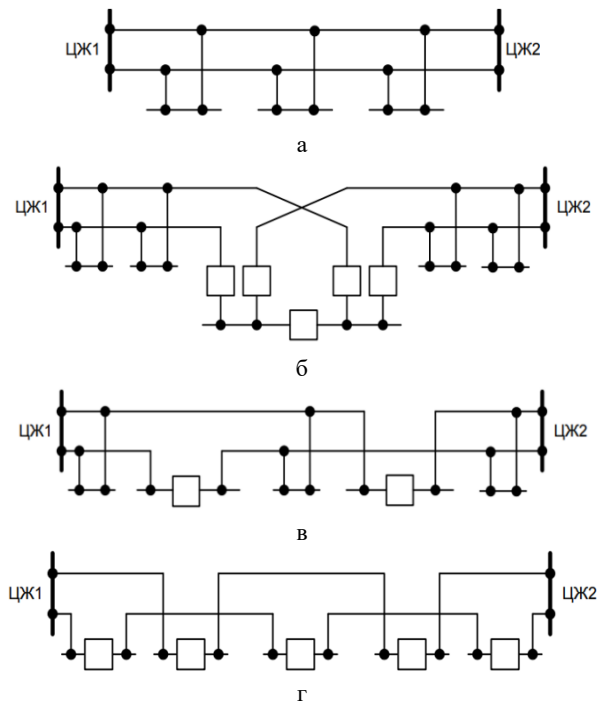
- підключення всіх проміжних підстанцій через відгалуження від обох ланцюгів (комутація типу B2, рис. 1, а);

- усі проміжні підстанції комутуються за схемою B2, за винятком однієї, розташованої приблизно в

центрі, до якої підходять два ланцюги ПЛ (комутація типу П2, рис. 1, б);

– підключення підстанцій здійснюється по чергово: через одну – за схемою В2, або заходом одного з ланцюгів за схемою П1 (рис. 1, в);

– усі проміжні підстанції приєднуються шляхом по чергового заходу одного з ланцюгів дволанцюгової ПЛ (комутація типу П1, рис. 1, г).



а – приєднання всіх підстанцій на відгалуженнях;
б – те ж, але з заходом обох ПЛ на одну з підстанцій;
в – з позачерговим приєднанням на відгалуженнях та в розсічку кожної повітряної лінії; г – з приєднанням всіх підстанцій в розсічку кожної ПЛ (по чергово)

Рис. 1. Варіанти схем приєднання проміжних підстанцій до подвійних повітряних ліній з двостороннім живленням

Розрахунки показали, що за сучасних значень щільності навантажень і середньої потужності підстанцій оптимальним варіантом підключення проміжних підстанцій до конфігурації Д2 є по чергове застосування схем відгалужень і заходів (рис. 1, в).

Завдяки наявності подвійної лінії конфігурація Д2 може ефективно використовуватися в мережах 110 кВ для підключення підстанцій із значним сумарним навантаженням (до 100–120 МВт) за умови загальної довжини лінії 120–180 км. За сучасної щільності навантажень це відповідає приєднанню чотирьох–п'яти підстанцій.

Висока пропускна здатність мережі, побудованої за конфігурацією Д2 (при середньому перерізі проводів ПЛ 110 кВ на основній ділянці можна передавати потужність близько 150 МВт, враховуючи допустимий нагрів), забезпечує її тривалу експлуатацію без необхідності переходу на інші типи конфігурацій [10, 11].

У деяких випадках може виникнути техніко-економічна доцільність виконання заходу на новий центр живлення (ЦЖ), який має вигідне розташування

відносно мережі, що дозволить поділити її приблизно на дві рівні частини.

Аналіз вартості будівництва мереж 110 і 220 кВ з урахуванням їх пропускної спроможності та середніх навантажень підстанцій свідчить про можливість поширення більшості висновків, зроблених для мереж 110 кВ, на мережу 220 кВ. При цьому необхідність використання комутаційного обладнання в мережах 220 кВ дещо зменшується порівняно з мережею 110 кВ конфігурації Р2.

Для мережі 220 кВ граничні умови використання конфігурації Д1 визначаються відстанню 200–250 км за сумарного навантаження підключених підстанцій до 300 МВт. Для конфігурації Д2 ці параметри становлять 250–400 км при навантаженні в межах 500–600 МВт, при цьому: оптимальне проектування схем електричних мереж 110–220 кВ доцільно виконувати, переважно, на основі простих конфігурацій, таких як радіальні схеми (Р2), а також одинарні та подвійні лінії з двостороннім живленням (Д1, Д2). Використання складних конфігурацій (вузлових В3 та багатоконтурних Б) повинно бути обмеженим і застосовуватися лише за відсутності можливості реалізації простих схем [12, 13]. У міру розвитку мережі вищого класу напруги та збільшення кількості центрів живлення частка складних конфігурацій поступово знижується. Застосування простих конфігурацій мережі забезпечує підключення 75–85 % підстанцій 110–220 кВ за допомогою двох повітряних ліній. Решта підстанцій повинні приєднуватися через три-чотири повітряні лінії. Виконання заходу на підстанцію 110–220 кВ більш ніж чотирма повітряними лініями не є обґрунтованим з точки зору оптимальної структури мережі.

На рис. 2 представлено приклад підключення АЕС при передачі потужності 440 МВт на напрузі 330 кВ. Для підключення АЕС більшої потужності на цій напрузі необхідно використовувати чотири або більше повітряних ліній, що ще більше ускладнює структуру мережі. Вибір місця розташування нових підстанцій 750/330 кВ має здійснюватися в районах існуючих вузлів мережі 330 кВ, сприяючи її спрощенню.

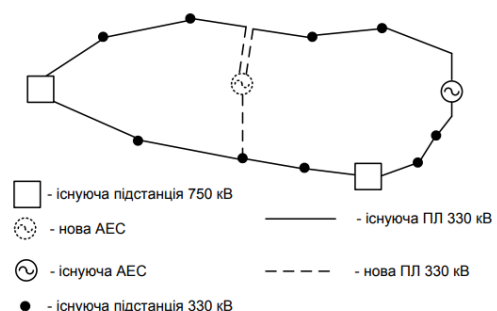


Рис. 2. Приклад приєднання АЕС до мережі 330 кВ

Висновки. Оптимальне управління конфігурацією електричних мереж сприяє зменшенню кількості та тривалості перерв в електропостачанні, скороченню випадків і часу невідповідності якості електроенергії встановленим нормам, а також покращенню

доступності енергетичної інфраструктури. Основними принципами такого управління є спостережуваність, керованість, гнучкість конфігурації, сегментованість мережі, інтелектуалізація обладнання та його інтеграція в економічну систему.

Реалізація цих принципів вимагає значної роботи зі створення нових технічних рішень для моніторингу параметрів режимів роботи електричних мереж, зокрема низьковольтних. Крім того, необхідно розробити сучасні пристрої секціонування та резервування, а також засоби регулювання показників якості електроенергії й інші технологічні компоненти.

Список літератури

1. Carpentier J. Optimal power flow: Uses, methods, and requirements in the 2020s. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022.
2. Sarafraz S., Abedi M. Optimal placement of distributed generation units considering reliability and loss reduction. Energy Systems, 2021.
3. Wang Y., et al. Fault detection and restoration in smart grids using machine learning algorithms. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020.
4. Gungor V. C., et al. Smart grid technologies: Communication technologies and standards. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2019.
5. Халатов А.А. Енергетика України: сучасний стан і найближчі перспективи. Вісник НАН України. 2018, №6, С. 53-61.
6. Василюга П.О. Шведченко В.Ф. Досвід та перспективи використання рекзозерів. Фізика, електроніка, електротехніка: матеріали НТК, Суми- 2018, С.151.
7. Козирський В.В., Петров П.В., Гай О.В. Методи і технічні засоби підвищення надійності та ефективності електропостачання споживачів з використанням вакуумних реклоузерів. К.: Гнозис, 2019. 248 с.
8. Світова Енергетична Рада [Електронний ресурс]: http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2015/WEC_16_page.
9. Afroz A., Vinay P., Biswarup D. Switch and recloser placement in distribution system considering uncertainties in loads, failure rates and repair rates // Electric Power Systems Research. 2017, V. 140, pp. 619–630.
10. Moradi A., Fotuhi-Firuzabad M., Rashidi-Nejad M. A reliability cost/worth approach to determine optimum switching placement in distribution systems (Conference Paper) // Proceedings of the IEEE/PES Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference - Asia and Pacific; Dalian; China. 15-18 August 2016, pp. 1-5.
11. Elsaiah S., Benidris M., Mitra J. Reliability improvement of power distribution system through feeder reconfiguration // 2019 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Durham, UK. 2016. pp. 1-6. doi: 10.1109/PMAPS.2014.6960676
12. Determination of Power Supply System Efficiency of Rural Consumers // Handbook of Research on Renewable Energy and Electric Resources for Sustainable Rural Development. 2018. (pp. 394-420). doi:10.4018/978-1-5225-3867-7.ch017

13. Pantielieieva Iryna, Oliinyk Yuliia, Shmatko Nataliia, Glushko Alyona Identification of Parameters of Electrical Signals in Order to Control Energy Facilities. 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek) - 2021/9/13 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology. p. 58-62. ISBN Information: INSPEC Accession Number: 21380919 DOI: 10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569984

References (transliterated)

1. Carpentier J. Optimal power flow: Uses, methods, and requirements in the 2020s. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022.
2. Sarafraz S., Abedi M. Optimal placement of distributed generation units considering reliability and loss reduction. Energy Systems, 2021.
3. Wang Y., et al. Fault detection and restoration in smart grids using machine learning algorithms. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020.
4. Gungor V. C., et al. Smart grid technologies: Communication technologies and standards. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2019.
5. Halatov A.A. Energetika Ukrainy: suchasnyy stan i nayblizhchly perspektivi. Visnik NAN Ukrainy. 2018, 6, Pp. 53-61.
6. Vasylyeha P.O. Shvedchenko V.F. Dosvid ta perspektyvy vykorystannia rekzouzeriv. Fizyka, elektronika, elektrotehnika: materialy NTK, Sumy - 2018, P. 151.
7. Kozyrskiy V.V., Petrov P.V., Hai O.V. Metody i tekhnichni zasoby pidvyshchennia nadiinosti ta efektyvnosti elektropostachannia spozhyvachiv z vykorystanniam vakuumnykh reklouzeriv. K.: Hnozy, 2019. 248 p.
8. Svitova Enerhetychna Rada [Elektronnyi resurs]: http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2015/WEC_16_page.
9. Afroz A., Vinay P., Biswarup D. Switch and recloser placement in distribution system considering uncertainties in loads, failure rates and repair rates // Electric Power Systems Research. 2017, V. 140, Pp. 619–630.
10. Moradi A., Fotuhi-Firuzabad M., Rashidi-Nejad M. A reliability cost/worth approach to determine optimum switching placement in distribution systems (Conference Paper). Proceedings of the IEEE/PES Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference - Asia and Pacific; Dalian; China. 15-18 August 2016, Pp. 1-5.
11. Elsaiah S., Benidris M., Mitra J. Reliability improvement of power distribution system through feeder reconfiguration. 2019 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Durham, UK. 2016. pp. 1-6. doi: 10.1109/PMAPS.2014.6960676.
12. Determination of Power Supply System Efficiency of Rural Consumers. Handbook of Research on Renewable Energy and Electric Resources for Sustainable Rural Development. 2018. (pp. 394-420). doi:10.4018/978-1-5225-3867-7.ch017
13. Pantielieieva Iryna, Oliinyk Yuliia, Shmatko Nataliia, Glushko Alyona. Identification of Parameters of Electrical Signals in Order to Control Energy Facilities. 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek) - 2021/9/13 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology. p. 58-62. ISBN Information: INSPEC Accession Number: 21380919. DOI: 10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569984

Надійшло (received) 12.02.2025

Відомості про авторів / About the authors

Пантелєєва Ірина Вікторівна (Pantielieieva Iryna) – кандидат технічних наук, доцент, кафедра електротехніки і електроенергетики, Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія», Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна, м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2960-2358>; e-mail: panteleeva.uipa@gmail.com.

Варшамова Ірина Сергіївна (Varshamova Iryna) – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри електричних апаратів, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7411-2302>, e-mail: iryna.varshamova@kpi.edu.ua.

Віннікова Вікторія Вікторівна (Vinnikova Viktoriia) – кандидат економічних наук, доцент, доцент кафедри менеджменту, бізнесу і адміністрування, Державний біотехнологічний університет, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0668-9617>, e-mail: vinnikovaviktoriia5@btu.kharkov.ua.