

**НОЗДРЕНКОВ ВАЛЕРІЙ СТАНІСЛАВОВИЧ** ✉ – кандидат технічних наук, доцент, докторант кафедри комп'ютерних наук та системного аналізу, Черкаський державний технологічний університет; м. Черкаси, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-0579-6821>; e-mail: [v.s.nozdrenkov.d24@chdtu.edu.ua](mailto:v.s.nozdrenkov.d24@chdtu.edu.ua).

**ДЯГОВЧЕНКО ІЛЛЯ МИКОЛАЙОВИЧ** – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри електроенергетики, Сумський державний університет; м. Суми, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8575-8280>; e-mail: [i.diahovchenko@etech.sumdu.edu.ua](mailto:i.diahovchenko@etech.sumdu.edu.ua).

**ПЕТРОВСЬКИЙ МИХАЙЛО ВАСИЛЬОВИЧ** – кандидат фізико-математичних наук, доцент, доцент кафедри електроенергетики, Сумський державний університет; м. Суми, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0387-3136>; e-mail: [m.petrovskiy@etech.sumdu.edu.ua](mailto:m.petrovskiy@etech.sumdu.edu.ua).

## МЕТОДОЛОГІЯ АНАЛІЗУ ВПЛИВУ ЕЛЕКТРОМОБІЛІВ НА РОЗПОДІЛЬЧУ МЕРЕЖУ: ТЕОРЕТИЧНИЙ ПІДХІД

Зростання попиту на електроенергію та стрімке поширення електромобілів створюють значні виклики для низьковольтних розподільчих електромереж, зокрема для їх критично важливих компонентів, таких як розподільчі трансформатори. Інфраструктура, спроектована для традиційних навантажень, стикається з ризиком перевантаження через високі пікові навантаження, спричинені неконтрольованим заряджанням електромобілів. У цій статті розроблено комплексний методологічний підхід для оцінки впливу процесів заряджання на довговічність розподільчих трансформаторів із врахуванням різних рівнів проникнення електромобілів, комбінацій електричних навантажень та локальних умов експлуатації. Дослідження базується на гіпотезі, що оптимізація графіків заряджання, зокрема перенесення його на непікові години, може суттєво зменшити швидкість старіння трансформаторів і підвищити надійність електропостачання. Запропонована методологія використовує модель на основі нечіткої логіки, яка інтегрує численні фактори, що впливають на експлуатаційні характеристики трансформаторів, включаючи температуру навколишнього середовища, вплив гармонійних спотворень, рівень компенсації реактивної потужності, наявність зворотних потоків енергії від фотоелектричних установок та ризику перевантаження. У роботі розглянуто сценарії заряджання на вимогу, заряджання в непіковий час та комбінований режим із використанням технології «автомобіль-домівка» (V2H), що забезпечує інтеграцію електромобілів як резервного джерела енергії для побутових потреб. Результати дослідження демонструють, що запровадження таких підходів дозволяє мінімізувати витрати на модернізацію мережі, забезпечуючи стабільність її роботи навіть за умов високого рівня проникнення електромобілів. Представлена методологія слугує основою для розробки адаптивних стратегій управління енергетичними ресурсами, спрямованих на покращення стійкості системи розподілу, подовження терміну служби трансформаторів та підвищення економічної ефективності інфраструктури.

**Ключові слова:** система розподілу електроенергії; електромобіль; сценарії заряджання; старіння трансформатора; фотоелектрична установка; нечітка логіка.

**Вступ.** Занепокоєння щодо збереження навколишнього середовища, зменшення викидів парникових газів та виснаження запасів природного газу й нафти є одними з основних стимулів для прискорення та підтримки зростання використання електромобілів (ЕМ) [1]. У липні 2021 року Європейська Комісія запропонувала пакет заходів «Fit for 55», спрямований на зниження чистих викидів парникових газів щонайменше на 55 % до 2030 року, в тому числі шляхом скорочення викидів CO<sub>2</sub> від автомобілів та фургонів [2]. У цьому контексті ЕМ розглядаються як стійка альтернатива традиційним автомобілям із двигунами внутрішнього згоряння, що може бути інтегрована в сучасну енергосистему. Завдяки розвитку технологій у сфері акумуляторів, силової електроніки, мікроелектроніки та систем керування частка електромобілів у транспортному секторі стабільно зростає. За даними видання «Global Electric Vehicle Outlook» Міжнародного енергетичного агентства [3], у 2023 році продажі електромобілів досягли нового рекорду в 14 млн і інтерес продовжує зростати, незважаючи на перебої у світових ланцюгах постачання. У короткостроковій перспективі основними факторами, що обмежують подальше розповсюдження електромобілів, є зростаючі ціни на важливі мінерали, необхідні для виробництва

акумуляторів, а також проблеми з ланцюгами постачання, спричинені військовим вторгненням російської федерації в Україну. У довгостроковій перспективі необхідне більш активне розгортання інфраструктури зарядних станцій для обслуговування очікуваного зростання продажів електромобілів [3].

Водночас існують серйозні побоювання щодо безпечної та надійної роботи систем розподілу електроенергії (СРЕ) у зв'язку з зростаючим проникненням ЕМ у електромережу. Заряджання акумуляторів споживає значно більше електроенергії порівняно зі звичайними побутовими приладами, особливо через широке застосування у багатьох сучасних житлових будинках потужних швидкісних зарядних пристроїв потужністю від 10 до 22 кВт, на відміну від традиційних зарядних пристроїв потужністю 3–6 кВт [4]. При випадковому або некоординованому заряджанні високий рівень проникнення ЕМ може перевантажити лінії електропередач та трансформатори, що негативно вплине на ефективність та надійність мережі [1]. Більше того, одночасна робота кількох потужних швидкісних зарядних пристроїв може призвести до відключення електропостачання у житлових районах, які обслуговуються трансформаторами, що не розраховані на такі навантаження [4]. У цьому контексті розробка

© В. С. Ноздренков, І. М. Дяговченко, М. В. Петровський, 2024



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*  
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

стратегій для збереження довговічності розподільчих трансформаторів набуває особливої важливості.

**Огляд літератури.** У науковій літературі питання впливу ЕМ на СРЕ та її компоненти досліджується з різних точок зору [5–10]. У дослідженні [7] проведено огляд та кількісну оцінку потенційних впливів заряджання ЕМ на елементи СРЕ. Автори роботи [5] оцінюють реальну роль акумуляторних та гібридних електромобілів у зменшенні викидів парникових газів. Імовірнісний метод для оцінки впливу вищих гармонік, спричинених електромобілями, які підключаються до електромережі на СРЕ, було запропоновано у роботі [6]. Огляд впливу станцій швидкого заряджання ЕМ на якість електроенергії (PQ) у мережах наведено у [7]. Стаття [8] пропонує метод для оцінки та зниження впливу заряджання на PQ та довговічність трансформаторів. Стохастично сформульований метод для моделювання впливу ЕМ на теплове старіння трансформаторів подано в [9]. Підхід до кількісної оцінки прискорення старіння трансформаторів внаслідок додаткового навантаження від заряджання ЕМ описано в роботі [10], підкреслюючи важливість інтелектуального управління заряджанням та керування навантаженням.

Результати зазначених досліджень вказують на те, що основними факторами, які впливають на довговічність трансформаторів, є температура навколишнього середовища, рівень проникнення ЕМ та час початку заряджання [4, 9, 10], при цьому низька якість PQ додатково погіршує стан трансформаторів [6–8].

Відомою стратегією пом'якшення впливу зростаючого попиту на електроенергію для заряджання ЕМ на СРЕ є посилення та модернізація мережі. Автори [4] розробили модель на основі нечіткої логіки для діагностики стану трансформаторів та зменшення їхнього старіння, використовуючи фотоелектричну (PV) генерацію, конденсаторні батареї та акумуляторні накопичувачі енергії. У роботі [11] було використано метод граничних значень Парето для пошуку балансу між оптимізацією витрат та скороченням викидів під час заряджання ЕМ за різних значень максимальної потужності трансформатора. Незважаючи на те, що трансформатор часто є слабким місцем розподільної мережі, його модернізація для усунення перевантажень, спричинених заряджанням ЕМ, у більшості випадків не є доцільною через високу вартість та викиди, що пов'язані з модернізацією [11].

Аналітичний метод для оцінки ефективності модернізації інфраструктури для заряджання ЕМ та підвищення її пропускної здатності у низьковольтних СРЕ запропоновано в [12]. Імовірнісна оцінка втрат життєвого циклу трансформаторів при заряджанні потужними швидкісними зарядними пристроями проведена в роботі [13]. Автори [14] продемонстрували негативний вплив неконтрольованого заряджання ЕМ на низьковольтну мережу та запропонували систему управління енергоспоживанням на основі нечіткої логіки для координації процесу заряджання.

У дослідженні [15] була розроблена система управління заряджанням ЕМ в локальних мережах

низької напруги, що дозволяє зменшити пікове навантаження та коливання навантаження, одночасно задовольняючи попит на заряджання ЕМ. У роботі [16] була використана нейронна мережа з довгостроковою та короткостроковою пам'яттю для прогнозування попиту на навантаження та ціни на електроенергію, а також для децентралізованого та скоординованого заряджання ЕМ на основі інформації, отриманої в результаті прогнозуванням. У той же час, раціональне розряджання електромобілів було визнано важливим інструментом для підтримки електричної мережі за допомогою двонаправленої передачі енергії від транспортного засобу до мережі (V2G) або від транспортного засобу до будинку (V2H) [17].

У дослідженні [18] запропоновано оптимальний графік заряджання ЕМ для зниження коливань навантаження, підтримання напруги в допустимих межах та відтермінування інвестицій у мережеву інфраструктуру. Автори дійшли висновку, що агреговане управління заряджанням та розряджанням ЕМ може позитивно вплинути на зменшення навантаження на СРЕ [18]. Метод оптимізації на основі сімейства частинок для заряджання ЕМ на паркуванні, що мінімізує загальну вартість заряджання при дотриманні технічних та експлуатаційних обмежень, розроблено в [19]. У роботі [20] було оцінено режими заряджання/розряджання ЕМ на паркуваннях з точки зору їх рентабельності та впливу на профіль напруги та втрати в мережі.

Складна методологія для прогнозування попиту та зменшення пікових навантажень від заряджання підключених ЕМ та їхній просторовий і часовий вплив на побутове навантаження представлена у [21]. У дослідженні [22] запропоновано стратегію визначення частки відновлюваних джерел енергії в житлових мережах, яка орієнтована на впровадження ЕМ та індивідуальні енергетичні потреби кожного домогосподарства. У роботі [23] порівнювали імовірнісний метод на основі квадратичного програмування та детерміністичний метод на основі Монте-Карло для розробки графіку заряджання/розряджання для випадку V2G, спрямованого на мінімізацію вартості зарядки та зниження навантаження. Багатоцільова модель планування заряджанням електромобілів, що має на меті мінімізацію вартості заряджання та пікового навантаження, представлена в роботі [24].

Система управління енергоспоживанням та планування заряджанням, яка використовує управління акумуляторними батареями та взаємодію із зарядними станціями, була представлена в роботі [25]. У дослідженні [26] запропоновано концепцію графіку заряджання на добу вперед, яка спрямована на збільшення прибутковості власників ЕМ та операторів розподільчих систем, при цьому було враховано термін служби акумуляторів електромобілів та мережевих трансформаторів.

Таким чином, основними стратегіями для мінімізації негативних впливів заряджання ЕМ на СРЕ є:

- посилення СРЕ за допомогою фотоелектричної генерації та технологій накопичення енергії;
- модернізація елементів СРЕ (наприклад, трансформаторів і кабельних ліній);
- компенсація реактивної потужності;
- перенесення заряджання ЕМ на непікові години;
- впровадження інтелектуального заряджання, режимів V2G та V2H.

Зазначені стратегії були розглянуті в наведених вище публікаціях як окремо, так і в різних комбінаціях. Однак, багато раніше представлених підходів покладаються на умови ринку електроенергії, навантаження та схеми заряджання, що агреговані на національному або регіональному рівнях, що може призвести до неточних визначень впливу на розподільчі системи в інших географічних регіонах. Дослідження [4, 11–13] спрямовані на усунення негативного впливу на термін служби розподільчих трансформаторів шляхом модернізації та посилення мережі, в той час як можливості різних стратегій заряджання та розряджання електромобілів для подовження терміну служби трансформаторів не розглядається. Рішення, представлені у роботах [14, 15], не включають модель старіння силового трансформатора. Концепція з роботи [16] не враховує вплив локальної фотоелектричної генерації та вищих гармонік на тривалість служби силового трансформатора. Крім того, методи планування заряджанням ЕМ, розроблені у дослідженнях [18–26], переважно орієнтовані на прибутковість (тобто мінімізацію витрат, пов'язаних із заряджанням), тоді як стан обладнання залишається поза увагою.

**Мета статті.** Зважаючи на існуючі виклики та виявлені обмеження попередніх досліджень, це дослідження має на меті розробити інтегрований метод для аналізу впливу пікових навантажень на СРЕ з ЕМ, з урахуванням різних сценаріїв попиту на електроенергію та локалізованого заряджання ЕМ. Запропонований метод використовує інструмент на основі нечіткої логіки, що враховує такі фактори, як температура навколишнього середовища, вищі гармоніки, компенсація реактивної потужності, зворотні потоки енергії та перевантаження. Це дослідження базується на результатах попередньої роботи [4]. Однак, на відміну від неї, метою цієї роботи є узагальнення попереднього досвіду та розробка методології аналізу впливу ЕМ на розподільчу мережу, а також дослідження потенціалу планування заряджання та застосування методів зменшення пікових навантажень, таких як V2H, для зниження впливу на термін служби трансформатора. Відповідність різних стратегій заряджання ЕМ було оцінено з урахуванням попиту на електроенергію та рівня проникнення ЕМ, що дозволяє провести комплексний аналіз впливу пікових навантажень у системі розподілу електроенергії.

Розроблена модель досліджує параметри та фактори, що впливають на нормальне функціонування

силового трансформатора, та попереджає про ситуації, які загрожують надійності та безперервності електропостачання. Використання інструмента не потребує складних обчислень, і модель легко налаштовується під умови різних мереж низької напруги. Крім того, модель є зручною для користувача та заснована на зрозумілій нечіткій логіці, що підвищує практичність та доступність запропонованого методу для реальних умов.

**Вхідні дані, метод моделювання та сценарії дослідження.** Для ефективного планування впливу ЕМ на електричні мережі та можливого використання їхніх акумуляторів для зменшення пікових навантажень важливо враховувати додаткове навантаження, що виникає при заряджанні ЕМ на розподільчих трансформаторах. Трансформатори є критичними компонентами типових радіальних СРЕ, і їхня стабільна робота є основою для безперебійного електропостачання. За нормальних експлуатаційних умов правильно підібрані та належним чином обслужені трансформатори розраховані на термін служби близько 20–30 років при номінальному навантаженні. Проте постійне перевищення їхньої номінальної потужності може суттєво скоротити їхній термін служби [13]. Перевантаження викликає перегрів обмоток і магнітопроводу, що призводить до старіння ізоляції і, відповідно, до зменшення експлуатаційного ресурсу трансформатора. Прискореному старінню трансформаторів сприяють кілька факторів, серед яких висока температура навколишнього середовища, навантаження вище номінального значення, наявність вищих гармонік у напрузі та струмі. Всі ці фактори були включені в модель разом зі схемами заряджання ЕМ та даними про енергоспоживання споживачів.

**1. Система розподілу електроенергії.** Для цього дослідження обрана типова радіальна СРЕ, що є характерною для малих населених пунктів та сільської місцевості в Україні. Спрощена однолінійна схема такої СРЕ показана на рис. 1. У головній частині фідера встановлений масляний трансформатор 10/0,4 кВ. До його вторинної напруги 0,4/0,23 кВ під'єднано кілька ліній, що живлять 240 житлових будинків та місцеве підприємство. На шині вторинної напруги також розташовані шунтувальний конденсаторний блок (ШКБ) та фотоелектрична електростанція місцевого масштабу. Житлові будинки можуть мати ЕМ та дахові PV-установки, які забезпечують внутрішні потреби або подають енергію до мережі. ШКБ має 12 ступенів регулювання, і його вихідна потужність може автоматично регулюватися відповідно до наявного попиту на реактивну потужність.

**2. Температура навколишнього середовища.** Згідно з дослідженням [27], середня температура навколишнього середовища для силового трансформатора не повинна перевищувати 30 °С протягом 24 годин. Для дослідження дані про температуру навколишнього середовища можна отримати з фотоелектричної географічної інформаційної системи (PVGIS) [28], наприклад для географічного розташування міста Суми (широта: 50.9077°, довгота: 34.7981°).

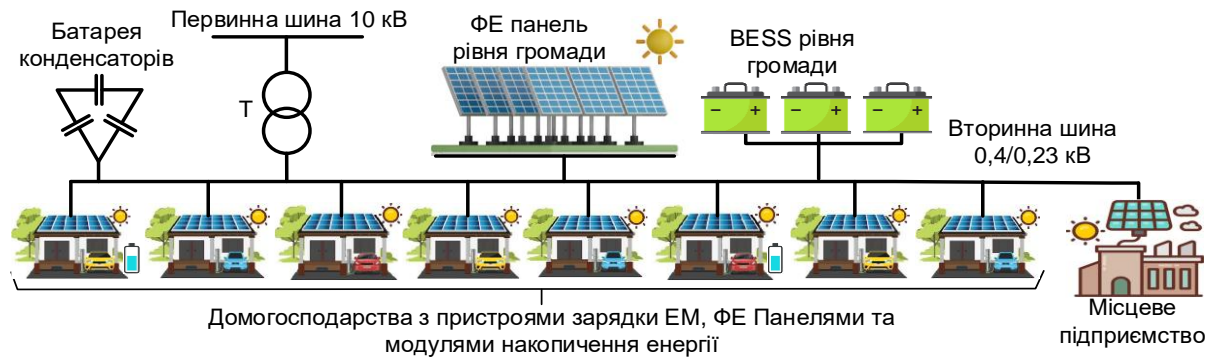


Рисунок 1 – Типова схема розподільної мережі

**3. Фотоелектрична генерація.** Дані про щогодинну сонячну радіацію та швидкість вітру були отримані з фотоелектричної географічної інформаційної системи (PVGIS) [28] для обраного географічного розташування. Вихідна потужність фотоелектричної установки  $P_{PV}$  оцінюється за методикою, описаною у дослідженні [29]. Електрична енергія, що постачається фотоелектричною установкою, є добутком потужності  $P_{PV}$  та часу роботи  $t$ :

$$E_{PV} = \sum_{t=1}^n P_{PV} \cdot t \quad (1)$$

Припускається, що інвертори фотоелектричних установок мають коефіцієнт потужності, що дорівнює одиниці.

**4. Вищі гармоніки.** При високих рівнях гармонійних спотворень температура обладнання має тенденцію до зростання. Наявність високочастотних гармонік збільшує втрати на гістерезис, втрати пов'язані зі струмами Фуко в сталі, а також втрати в обмотках трансформаторів [30]. Крім того, вплив гармонік на трансформатори призводить до циркуляції струмів нульової послідовності в обмотках, з'єднаних за схемою «трикутник», що викликає додаткове навантаження [30]. Прогнозування складу та рівнів гармонійних компонентів у мережі є складним завданням через їхню змінну природу. Для вирішення цього питання були згенеровані синтетичні дані для гармонік напруги на основній частоті та вищих гармонік 3-го, 5-го, 7-го та 11-го порядків. Гармонійні сигнали напруги модулюються з використанням випадкового розподілу в таких діапазонах амплітуд:

- основна гармоніка: 0.9–1.1 відн. од. (відповідно до EN 50160-2010 [31]);
- 3-тя гармоніка: 0–0.075 відн. од.;
- 5-та гармоніка: 0–0.09 відн. од.;
- 7-ма гармоніка: 0–0.075 відн. од.;
- 11-та гармоніка: 0–0.0525 відн. од.

Сукупний вплив PQ на розподільчий трансформатор оцінюється опосередковано через повне гармонійне спотворення (THD) напруги  $V_{THD}$  [32]:

$$V_{THD} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1}, \quad (2)$$

де  $V_{THD}$  – сумарне гармонійне спотворення напруги;  
 $V_h$  – середньоквадратичні значення амплітуд відповідних гармонік (RMS);

$V_1$  – амплітуда основної (першої) гармоніки напруги RMS.

#### 5. Стратегії заряджання електромобілів.

Близько 80 % заряджання ЕМ здійснюється в житлових приміщеннях, при цьому приблизно 15–20% випадків заряджання припадає на робочі місця [33]. Тому в цьому дослідженні передбачається, що заряджання ЕМ переважно відбувається в житлових будинках, використовуючи точки зарядки змінного струму, доступні в стандартних домашніх електромережах. Заряджання в домашніх умовах може здійснюватися в режимах 2 або 3 відповідно до ІЕС 61851-1 [34], які широко використовуються в Європі та в усьому світі. Потужність таких зарядних систем варіюється від 3,7 кВт до 22 кВт, що дозволяє зарядити ЕМ на відстань до 100 км за 1–8 годин [35].

Для вивчення впливу різних стратегій заряджання розглядаються три режими заряджання:

1. Заряджання на вимогу: здійснюється щодня і починається відразу після приїзду автомобіля додому та його паркування.

2. Заряджання в непіковий час: здійснюється щодня, але починається після вечірнього пікового періоду, щоб забезпечити повний заряд акумулятора до наступного дня.

3. Заряджання в непіковий час з технологією V2H: здійснюється щодня, починаючи після опівночі. ЕМ розряджається для потреб житла впродовж періоду з 17:00 до 24:00, з урахуванням обмежень ємності акумулятора та активності транспортного засобу поза домом.

Профілі заряджання/розряджання ЕМ для кожного транспортного засобу були відтворені з посиланням на дослідження [21] і показані на рис. 2. Передбачається, що протягом року попит на електроенергію з боку ЕМ може змінюватися на  $\pm 10$  % відносно контрольних значень. Діапазони варіації

позначені пунктирними лініями поруч із відповідними кривими на рис. 2.

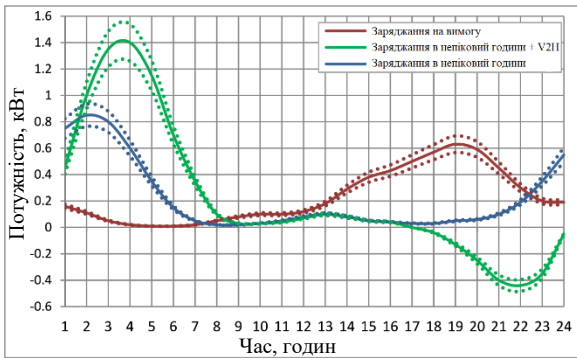


Рисунок 2 – Профілі заряджання/розряджання ЕМ

Профілі заряджання на вимогу є реалістичними відповідно до статистичних результатів випробувань ЕМ у реальних умовах [36, 37]. Як показано у дослідженні [36], поведінка заряджання ЕМ не демонструє вираженої сезонної залежності, і різниця у часі початку заряджання між робочими днями (з понеділка по п'ятницю) та вихідними (субота та неділя) є незначною. Проте можуть існувати певні варіації залежно від демографічних характеристик (наприклад, вік, стать) власника ЕМ [37]. У середньому, у робочі дні перше заряджання починається близько 8:00 (перед роботою) або о 18:00 (після роботи); друге заряджання (якщо є) зазвичай починається після 18:00 [36]. Очікується, що споживання електроенергії для заряджання в робочий день буде приблизно таким же, як у вихідні, і для обох варіантів використовувалися схожі криві.

Згідно з даними [21], середнє пікове навантаження для заряджання на вимогу становить 0.64 кВт на ЕМ, при цьому максимальне навантаження зазвичай спостерігається близько 19:00, а середньодобова потреба в енергії для домогосподарства становить 1.9 кВт. Для заряджання в непіковий час середнє пікове навантаження на заряджання становить 0.87 кВт на ЕМ, максимальне навантаження настає близько 02:15, а середньодобова потреба в енергії для домогосподарства складає 1.75 кВт. При заряджанні в непіковий час з використанням технології V2H середнє пікове навантаження складає 1.42 кВт на ЕМ, що зрівноважується потенціалом зменшення пікового навантаження до 0.45 кВт під час розряджання. Середньодобова потреба в енергії для цього сценарію становить 1.59 кВт.

Для управління заряджанням ЕМ можуть бути використані методи зниження потужності заряджання або перенесення її на інший час. Під час пікових періодів попиту потужність заряджання може бути скоригована в реальному часі з використанням розумних зарядних пристроїв. Перенесення заряджання ЕМ на непіковий час може досягатися через запровадження тарифів на електроенергію залежно від часу споживання, що мотивує власників відкладати початок заряджання ЕМ на періоди, коли ціни на електроенергію є нижчими [19].

## 6. Шунтувальний конденсаторний блок.

Прогнозована реактивна потужність ШКБ в момент часу  $t$ , позначена як  $Q_{SCB,t}$ , визначається як різниця між спожитою реактивною потужністю  $Q_{load,t}$  та реактивною потужністю  $Q_{PDS,t}$ , встановленою системою електропостачання [38]:

$$Q_{SCB,t} = Q_{Load,t} - Q_{PDS,t} \quad (3)$$

Отже, реактивну потужність компенсуючого ШКБ можна розрахувати за формулою [38]:

$$Q_{SCB,t} = P_{Load,t} (tg\varphi_1 - tg\varphi_2) \quad (4)$$

У цій формулі значення  $tg\varphi_1$  і  $tg\varphi_2$  визначаються на основі значень відповідно  $\cos\varphi_1$  і  $\cos\varphi_2$ , де  $\cos\varphi_1$  – це коефіцієнт потужності сукупного навантаження до встановлення компенсуювальних пристроїв, а  $\cos\varphi_2$  – коефіцієнт потужності після їх встановлення (заданий або рекомендований компанією постачальником електроенергії). У цьому дослідженні передбачається, що  $tg\varphi_2 = 0.4$ .

Фактична реактивна потужність, що вводиться ШКБ у момент часу  $t$ , позначена як  $Q_{SCB,t}^{act}$ , залежить від кількості блоків регулювальних конденсаторів (ступенів), доступних у конструкції ШКБ:

$$Q_{SCB,t}^{act} = \begin{cases} n_{step,t} \cdot Q_{step} \approx Q_{SCB,t} \leq n_{step}^{max} \cdot Q_{step} \\ \approx \left| \operatorname{Re} \left\{ S_{dem,t}^{tot} \right\} \right| \cdot (tg\varphi_1 - tg\varphi_2), \\ n_{step}^{max} \cdot Q_{step}, & Q_{SCB,t} > n_{step}^{max} \cdot Q_{step} \end{cases} \quad (5)$$

$$Q_{step} = const,$$

де  $Q_{step}$  – номінальна реактивна потужність одного ступеня конденсатора (вважається сталою). У рівнянні (5)  $n_{step,t}$  – кількість блоків конденсаторів, які активуються у момент часу  $t$ , а  $n_{step}^{max}$  – максимальна кількість ступенів ШКБ. Сумарний обсяг споживання на трансформаторі  $S_{dem,t}^{tot}$  у момент часу  $t$ , визначається як:

$$S_{dem,t}^{tot} = \sqrt{(P_{Load,t} + P_{EVs,t} - P_{PV,t})^2 + Q_{Load,t}^2}, \quad (6)$$

де  $P_{load,t}$ ,  $Q_{load,t}$  – відповідно активна та реактивна потужності, що споживаються навантаженням мережевих споживачів у момент часу  $t$ ;

$P_{EVs,t}$  – потужність, необхідна для заряджання електромобілів у момент часу  $t$ ;

$P_{PV,t}$  – потужність, що генерується фотоелектричними установками у момент часу  $t$ .

**7. Навантаження трансформатора.** Сумарна потужність, що споживається системою після компенсації реактивної потужності, яка відображає завантаження трансформатора в кожний момент часу, розраховується за формулою:

$$S_{dem,t}^{tot} = \sqrt{(P_{Load,t} + P_{EVs,t} - P_{PV,t})^2 + (Q_{Load,t} - Q_{SCB,t}^{act})^2}, \quad (7)$$

де  $Q_{SCB,t}^{act}$  – реактивна потужність, що генерується шунтувальним конденсатором у момент часу  $t$ .

Щоб уникнути перевантаження трансформатора, загальне споживання потужності системою  $S_{dem,t}^{tot}$  повинно бути обмежене номінальною потужністю трансформатора  $S_{tr}^{max}$  у кожний момент часу  $t$ :

$$S_{dem,t}^{tot} = \sqrt{(P_{Load,t} + P_{EVs,t} - P_{PV,t})^2 + Q_{Load,t}^2}. \quad (8)$$

Побутові навантаження вважаються некерованими. Таким чином, завантаження трансформатора можна регулювати за рахунок зміни поведінки заряджання ЕМ, вихідної потужності PV та реактивної потужності ШКБ.

Для значень  $P_{load,t}$ ,  $Q_{load,t}$  можна використати річні погодинні профілі споживання, об'єктів, розташованих на вторинній стороні трансформатора.

**8. Модель температурного режиму трансформатора.** Методологія, використана в цьому дослідженні, застосовується для силових трансформаторів з рідкою ізоляцією із мінерального масла, і внутрішньою ізоляцією, що розрахована на підвищення температури на 65 °C або на 55 °C при номінальному навантаженні.

**8.1 Вплив температури на старіння ізоляції.** Швидкість старіння ізоляції трансформатора значною мірою залежить від температурних умов [39], зокрема від температури в найгарячійшій точці (hottest spot) обмотки  $\Theta_{HS}$ . Висока температура сприяє окисленню масла і суттєво впливає на проникнення вологи в ізоляцію трансформатора. Це, у свою чергу, може призводити до деформації провідників, структурних компонентів або ізоляційних матеріалів, підвищуючи ризик механічних і електричних пошкоджень.

**8.2 Температура в найгарячійшій точці обмотки.** Відповідно до стандартів [27, 40, 41], температура в найгарячійшій точці обмотки  $\Theta_{HS}$  визначається як сума трьох компонентів:

$$\Theta_{HS,t} = \Theta_{A,t} + \Delta\Theta_{O,t} + \Delta\Theta_{HSO,t}, \quad (9)$$

де  $\Theta_{A,t}$  – температура навколишнього середовища (охолоджувального середовища), °C;

$\Delta\Theta_{O,t}$  – різниця між температурою масла у верхній частині трансформатора та температурою середовища, °C;

$\Delta\Theta_{HSO,t}$  – різниця між температурою масла у верхній частині трансформатора та температурою найгарячішої точки обмотки, °C.

**8.3 Припущення щодо температурного впливу.** Передбачається, що температурні коефіцієнти  $\Delta\Theta_{O,t}$  та  $\Delta\Theta_{HSO,t}$  не залежать від температури навколишнього

середовища в діапазоні її зміни від +40 до –20 °C. Більш детальні методи оцінки динаміки параметрів  $\Delta\Theta_{O,t}$  та  $\Delta\Theta_{HSO,t}$  під час перехідних теплових процесів і зміни навантаження описані в [4].

**8.4 Фактор прискорення старіння.** Відносне старіння трансформатора визначається за допомогою індексу прискорення старіння  $F_{AA}$ , який розраховується на основі температури  $\Theta_{HS}$ , як описано в [27]:

$$F_{AA} = e^{\left( \frac{15000}{\Theta_{HS}^{ref} + 273} - \frac{15000}{\Theta_{HS} + 273} \right)}, \quad (10)$$

де  $\Theta_{HS}^{ref}$  – референтна температура в найгарячійшій точці обмотки, що дорівнює 110 °C для трансформаторів із середнім підвищенням температури обмотки на 65 °C і 95 °C для трансформаторів із підвищенням на 55 °C [27].

**8.5 Оцінка загального старіння.** Загальне відносне старіння трансформатора за весь температурний цикл оцінюється за допомогою еквівалентного фактора старіння  $F_{EqA}$ :

$$F_{EqA} = \frac{\sum_{i=1}^T F_{AA,i} \cdot \Delta t_i}{\sum_{i=1}^T \Delta t_i}, \quad i = 1, 2, \dots, T \quad (11)$$

де  $F_{AA,i}$  – фактор прискорення старіння для температури, що існує протягом періоду  $\Delta t$ ;

$T$  – загальна кількість періодів спостереження.

**8.6 Розрахунок втрати ресурсу.** На основі  $F_{EqA}$ , знаючи загальну кількість періодів, можна визначити річну втрату ресурсу трансформатора  $LoL$ :

$$LoL_y \% = \frac{F_{EqA} \cdot T}{L_N} \cdot 100, \quad (12)$$

де  $L_N$  – нормальний термін служби ізоляції, що становить  $1.8 \cdot 10^5$  годин [27];

$T$  – кількість годин у році без високосного року,  $T = 8760$  годин.

Ці формули дозволяють оцінити вплив температурного режиму на старіння ізоляції трансформатора та втрату його ресурсу.

**9. Прогнозування та підтримка прийняття рішень у сфері управління розподільчими мережами.** Прогнозування та підтримка прийняття рішень – це ключові аспекти сучасних алгоритмів аналізу даних, які дозволяють не лише аналізувати минулі й поточні дані, але й передбачати майбутні події чи результати. У контексті розподільчих мереж ці підходи допомагають вирішувати такі задачі, як прогнозування навантажень, оптимізація заряджання ЕМ, оцінка довговічності компонентів системи (наприклад, трансформаторів) і розробка стратегій модернізації інфраструктури (рис. 3).

## 🌐 Комплексний аналіз впливу електромобілів

- 🌐 **Розподільчі трансформатори**
  - 📍 **Критичний елемент енергосистеми**
- 🚗 **Сценарії зарядки**
  - 🟢 **Зарядження на вимогу** – миттєва адаптація до потреб
  - 🌙 **Зарядження в непіковий час** – зниження навантаження
  - 🏠 **Зарядження з V2H та V2G** – підтримка домашнього енергоспоживання
- ⚙️ **Старіння та довговічність трансформаторів**
  - 🌡️ **Вплив температури** – ключовий фактор старіння
  - ⚡ **Гармоніки** – виклик для стабільності мережі
  - ⚖️ **Компенсація реактивної потужності** – балансування системи
- 🧠 **Системи підтримки рішень**
  - 🛠️ **Оптимізація** – ефективність зарядження
  - 📅 **Прогнозування** – зазирнути у майбутнє енергоспоживання
  - 🗺️ **Розробка сценаріїв** – стратегічне планування інфраструктури
- 🤖 **Технології штучного інтелекту**
  - 📊 **Машинне навчання** – аналіз історичних даних та побудова прогнозів
  - 🧠 **Глибинне навчання** – моделювання складних процесів у розподільчій мережі
  - 🧩 **Нечітка логіка** – управління невизначеностями, такими як попит на електроенергію
  - 📦 **Алгоритми оптимізації** – мінімізація витрат та балансування енергетичних ресурсів
  - 🌐 **Нейронні мережі** – побудова адаптивних моделей для зарядження електромобілів

Рисунок 1 – Діаграма чинників та засобів аналізу впливу електромобілів на електричну мережу

Для вирішення цих завдань доцільно використовувати широкий спектр сучасних технологій штучного інтелекту, таких як машинне навчання, глибинне навчання, нейронні мережі, а також нечітка логіка. Розглянемо конкретні аспекти застосування цих технологій.

**9.1 Прогнозування навантажень.** Для ефективного прогнозування пікових навантажень на розподільчу мережу під час зарядження ЕМ можуть застосовуватися сучасні методи, такі як машинне навчання, нечітка логіка та імітаційне моделювання. Машинне навчання дозволяє аналізувати історичні дані про поведінку користувачів, зокрема частоту, час зарядження та середнє споживання енергії, що дає змогу прогнозувати попит у реальному часі. Нечітка логіка враховує невизначені параметри, як-от «високий», «середній» або «низький» рівень споживання, залежно від часу доби або сезону. Імітаційне моделювання забезпечує можливість симуляції різних сценаріїв, зокрема збільшення проникнення ЕМ у певному регіоні. Однією з ключових задач у цьому контексті є прогнозування денного графіка зарядження ЕМ з урахуванням даних про споживання електроенергії, кліматичних умов та характерних особливостей поведінки користувачів. Це дозволяє підвищити точність управління ресурсами мережі та оптимізувати її роботу.

**9.2 Оцінка ризиків для розподільчих трансформаторів.** Одним із ключових завдань є визначення впливу додаткових навантажень, спричинених зарядженням ЕМ, на старіння силових трансформаторів. Для цього застосовуються передові підходи, такі як глибинне навчання, нечітка логіка та алгоритми оптимізації. Глибинне навчання дозволяє моделювати процеси старіння трансформаторів, використовуючи дані про температуру, рівень гармонік та тривалість навантаження. Нечітка логіка забезпечує аналіз невизначених категорій, як-от «низька», «середня» або «висока» температура, для точнішого

прогнозування зношування трансформаторів. Алгоритми оптимізації допомагають вибрати найкращі стратегії балансування навантаження між трансформаторами, мінімізуючи їх старіння. Наприклад, можна розрахувати прогнозований термін служби трансформатора з урахуванням рівня гармонійних спотворень та температурного впливу, що сприяє покращенню довговічності критичних компонентів мережі.

**9.3 Оптимізація режимів зарядження.** Покращення графіка зарядження ЕМ може суттєво знизити навантаження на інфраструктуру, сприяючи її ефективнішому використанню. Для цього застосовуються рекомендовані системи на основі штучного інтелекту, які використовують алгоритми для визначення оптимального часу зарядження залежно від рівня навантаження мережі та вартості електроенергії. Нечітка логіка дозволяє управляти реактивною потужністю з урахуванням невизначених параметрів, таких як «висока» або «низька» потреба в корекції. Нейронні мережі забезпечують створення адаптивних моделей, що дозволяють налаштувати графіки зарядження для пікових та непікових періодів. Наприклад, автоматизована система може переносити зарядження на нічний час, коли споживання електроенергії мінімальне, що допомагає балансувати мережеве навантаження та зменшувати експлуатаційні витрати.

**9.4 Розробка сценаріїв.** Планування довгострокових стратегій модернізації розподільчих мереж передбачає використання сценарного моделювання для оцінки різних варіантів розвитку інфраструктури. Імітаційне моделювання дозволяє аналізувати вплив таких стратегій, як збільшення потужності трансформаторів або впровадження систем накопичення енергії, на ефективність роботи мережі. Нечітка логіка допомагає оцінити альтернативні сценарії з урахуванням невизначеностей, зокрема «низький» або «високий» рівень проникнення ЕМ у

мережу. Наприклад, можливим завданням є оцінка впливу інтеграції сонячних батарей і накопичувачів енергії на зменшення навантаження на мережу, що сприятиме оптимізації її роботи та підвищенню стійкості.

#### 9.5 Комплексні оцінки та прийняття рішень.

Інтеграція прогнозування із сучасними технологіями штучного інтелекту відкриває можливість створення систем підтримки прийняття рішень, які забезпечують комплексний підхід до управління енергетичними мережами. Нечіткі експертні системи дозволяють оцінювати ризики та переваги різних стратегій управління енергосистемою, забезпечуючи адаптивність до невизначених умов. Розширені аналітичні моделі на основі нейронних мереж надають можливість формування оптимальних стратегій розподілу енергії, враховуючи складність та динамічність мережевих процесів. Наприклад, система підтримки рішень може оцінювати сценарії розвитку інфраструктури, зважаючи на потенційні вигоди, ризики та довгострокову ефективність, що сприяє прийняттю обґрунтованих та стратегічно вигідних рішень.

**Висновки.** У статті представлено теоретичний підхід до аналізу впливу електромобілів на розподільчі мережі з акцентом на довговічності розподільчих трансформаторів та оптимізації навантаження. Запропонована методологія враховує ключові фактори, такі як температура, гармонійні спотворення, реактивна потужність та перевантаження, що впливають на технічний стан трансформаторів. Для моделювання, прогнозування та розробки сценаріїв запропоновано використовувати сучасні технології штучного інтелекту, зокрема машинне навчання, глибинне навчання, нейронні мережі, нечітку логіку та алгоритми оптимізації.

Розроблені сценарії заряджання електромобілів, зокрема заряджання на вимогу, в непіковий час і за допомогою технологій V2H/V2G, демонструють ефективність у зниженні пікових навантажень і мінімізації старіння ізоляції трансформаторів. Перенесення заряджання на непікові години дозволяє зменшити перевантаження мережі, сприяти подовженню терміну служби трансформаторів і знизити витрати на модернізацію інфраструктури.

В умовах військової ситуації в Україні активно впроваджуються наземні безпілотні роботизовані комплекси, оснащені електродвигунами та акумуляторними батареями високої потужності та ємності. Ці батареї заряджаються подалі від лінії фронту від стаціонарної електромережі, що в умовах дефіциту електроенергії спричиняє додаткове навантаження на неї.

Практичне впровадження методології дає змогу підвищити стабільність роботи мережі, інтегрувати електромобілі як активні елементи енергосистеми та розвинути адаптивні підходи до управління енергетичними ресурсами. Рекомендується інтегрувати методологію в системи управління розподільчими мережами, використовувати інтелектуальні рішення для управління заряджанням,

впроваджувати адаптивні системи підтримки рішень для стратегічного планування, а також активно застосовувати алгоритми штучного інтелекту для підвищення ефективності енергосистеми.

Дослідження формує основу для подальшої роботи над створенням прикладних рішень, що сприятимуть ефективному управлінню енергетичними системами в умовах значного поширення електромобілів та роботизованих комплексів.

**Подяка.** Роботу виконано в рамках науково-дослідних робіт з державними реєстраційними номерами: 0120U103062; 2023.04/0131 в рамках конкурсу «Наука для зміцнення обороноздатності України»; 0124U004480.

#### Список літератури

1. A coordinated charging scheduling of electric vehicles considering optimal charging time for network power loss minimization / M. Usman et al. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 17. 5336. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14175336>.
2. 'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality. Brussels, 2021. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021DC0550>.
3. International Energy Agency. Global EV Outlook 2023. Paris, 2023. URL: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>.
4. Ноздренков В. С., Дяговченко І. М., Петровський М. В., Волохін В. В. Модель оцінювання старіння розподільчих трансформаторів за допомогою нечіткої логіки. *Вісник Національного технічного університету «ХПИ»*. Серія: *Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2024. № 1 (8). С. 86–93. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2024.01.07>.
5. Emissions Associated with Electric Vehicle Charging: Impact of Electricity Generation Mix, Charging Infrastructure Availability, and Vehicle Type / J. McLaren et al. Office of Scientific and Technical Information (OSTI), 2016. 34 p. DOI: <https://doi.org/10.2172/1247645>.
6. Rodríguez-Pajarón P., Hernández A., Milanović J. V. Probabilistic assessment of the impact of electric vehicles and nonlinear loads on power quality in residential networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2021. Vol. 129. 106807. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106807>.
7. A Comprehensive review on electric vehicles charging infrastructures and their impacts on power-quality of the utility grid / M. R. Khalid et al. *eTransportation*. 2019. Vol. 1. 100006. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.etrans.2019.100006>.
8. Alame D., Azzouz M., Kar N. Assessing and mitigating impacts of electric vehicle harmonic currents on distribution systems. *Energies*. 2020. Vol. 13, no. 12. 3257. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13123257>.
9. Qian K., Zhou C., Yuan Y. Impacts of high penetration level of fully electric vehicles charging loads on the thermal ageing of power transformers. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2015. Vol. 65. P. 102–112. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.09.040>.
10. Impacts of plug-in hybrid electric vehicles on a residential transformer using stochastic and empirical analysis / G. Razeghi et al. *Journal of Power Sources*. 2014. Vol. 252. P. 277–285. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2013.11.089>.
11. Should we reinforce the grid? Cost and emission optimization of electric vehicle charging under different transformer limits / N. B. G. Brinkel et al. *Applied Energy*. 2020. Vol. 276. 115285. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115285>.
12. New analytical method for analysing the effectiveness of infrastructure reinforcement in electric power distribution systems / T. S. D. Ferreira et al. *Electric Power Systems Research*. 2020. Vol. 182. 106250. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106250>.
13. El-Bataway S. A., Morsi W. G. Distribution transformer's loss of life considering residential prosumers owning solar shingles, high-power fast chargers and second-generation battery energy storage. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2019. Vol. 15, no. 3. P. 1287–1297. DOI: <https://doi.org/10.1109/tii.2018.2845416>.



14. A fuzzy energy management strategy for the coordination of electric vehicle charging in low voltage distribution grids / V. Boglou et al. *Energies*. 2020. Vol. 13, no. 14. 3709. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13143709>.
15. An intelligent decentralized energy management strategy for the optimal electric vehicles' charging in low-voltage islanded microgrids / V. Boglou et al. *International Journal of Energy Research*. 2021. Vol. 46, no. 3. P. 2988–3016. DOI: <https://doi.org/10.1002/er.7358>.
16. A multi-agent deep reinforcement learning-based approach for the optimization of transformer life using coordinated electric vehicles / S. Li et al. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2022. Vol. 18, no. 11. P. 7639–7652. DOI: <https://doi.org/10.1109/tii.2021.3139650>.
17. Xu N. Z., Chung C. Y. Reliability evaluation of distribution systems including vehicle-to-home and vehicle-to-grid. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2016. Vol. 31, no. 1. P. 759–768. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2015.2396524>.
18. Optimization model of electric vehicles charging and discharging strategy considering the safe operation of distribution network / M. Zou et al. *World Electric Vehicle Journal*. 2022. Vol. 13, no. 7. 117. DOI: <https://doi.org/10.3390/wevj13070117>.
19. Konstantinidis G., Kanellos F. D., Kalaitzakis K. A simple multi-parameter method for efficient charging scheduling of electric vehicles. *Applied System Innovation*. 2021. Vol. 4, no. 3. 58. DOI: <https://doi.org/10.3390/asi4030058>.
20. Firouzjah K. G. Profit-based electric vehicle charging scheduling: comparison with different strategies and impact assessment on distribution networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2022. Vol. 138. 107977. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.107977>.
21. Spatio-temporal modelling of electric vehicle charging demand and impacts on peak household electrical load / P. Paevere et al. *Sustainability Science*. 2013. Vol. 9, no. 1. P. 61–76. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11625-013-0235-3>.
22. An optimal distributed RES sizing strategy in hybrid low voltage networks focused on EVs' integration / V. Boglou et al. *IEEE Access*. 2023. Vol. 11. P. 16250–16270. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2023.3245152>.
23. Comprehensive impact analysis of electric vehicle charging scheduling on load-duration curve / M. M. Rahman et al. *Computers & Electrical Engineering*. 2020. Vol. 85. 106673. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2020.106673>.
24. Liu L., Zhou K. Electric vehicle charging scheduling considering urgent demand under different charging modes. *Energy*. 2022. Vol. 249. 123714. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123714>.
25. Qureshi K. N., Alhudaif A., Jeon G. Electric-vehicle energy management and charging scheduling system in sustainable cities and society. *Sustainable Cities and Society*. 2021. Vol. 71. 102990. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.102990>.
26. A framework for day-ahead optimal charging scheduling of electric vehicles providing route mapping: kowloon case study / A. Shahkamrani et al. *Journal of Cleaner Production*. 2021. Vol. 307. 127297. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.127297>.
27. C57.91-2011. IEEE guide for loading mineral-oil-immersed transformers and step-voltage regulators. Replaces IEEE Std C57.91-1995 ; effective from 2012-03-07. Official edition. 123 p. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6166928>.
28. JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). *European Commission*. URL: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/).
29. Application of photovoltaic panels in electric vehicles to enhance the range / I. Diahovchenko et al. *Heliyon*. 2022. Vol. 8, no. 12. e12425. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2022.e12425>.
30. Caicedo J. E., Romero A. A., Zini H. C. Assessment of the harmonic distortion in residential distribution networks: literature review. *Ingeniería e Investigación*. 2017. Vol. 37, no. 3. P. 72–84. DOI: <https://doi.org/10.15446/ing.investig.v37n3.64913>.
31. EN 50160:2022. Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks. Replaces EN 50160:2010 ; effective from 2022-12-01. Official edition. 2022. 56 p.
32. Contemporary electric energy meters testing under simulated nonsinusoidal field conditions / I. Diahovchenko et al. *Electrical Engineering*. 2021. Vol. 104, no. 2. P. 1077–1092. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00202-021-01365-8>.
33. Factors affecting demand for plug-in charging infrastructure: an analysis of plug-in electric vehicle commuters / G. Tal et al. Davis, CA, USA : University of California Institute of Transportation Studies (UC ITS), 2020. 35 p. DOI: <https://doi.org/10.7922/G2ST7N3K>.
34. IEC 61851-1:2017. Electric Vehicle Conductive Charging System – Part 1: General Requirements. Replaces IEC 61851-1:2010 ; effective from 2017-02-07. Official edition. 2017. 287 p.
35. Нечітка модель компенсації факторів старіння розподільних трансформаторів / В. С. Ноздренков та ін. *Електротехніка та електроенергетика*. 2024. № 2. С. 7–17. DOI: <https://doi.org/10.15588/1607-6761-2024-2-1>.
36. Quiros-Tortos J., Ochoa L., Butler T. How Electric Vehicles and the Grid Work Together: Lessons Learned from One of the Largest Electric Vehicle Trials in the World. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2018. Vol. 16, no. 6. P. 64–76. DOI: <https://doi.org/10.1109/mpe.2018.2863060>.
37. Daily electric vehicle charging load profiles considering demographics of vehicle users / J. Zhang et al. *Applied Energy*. 2020. Vol. 274. 115063. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115063>.
38. Варещкий Ю., Ханзелька З. Вибір фільтрових реакторів для промислових електричних мереж. *Журнал електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2022. вип. 4, № 1. С. 1–14. DOI: <https://doi.org/10.23939/sepes2022.01.001>.
39. Sensing method using multiple quantities for diagnostic of insulators in different ambient conditions / B. Dolnik et al. *Sensors*. 2022. Vol. 22, no. 4. 1376. DOI: <https://doi.org/10.3390/s22041376>.
40. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. Скасований, замінений на ДСТУ 3463-96. Москва : Государственный комитет СССР по стандартам, 1985. 40 с.
41. IEC 60076-7:2018. Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers. Replaces IEC 60076-7:2005 ; effective from 2018-01-12. Official edition. 2018. 89 p.

## References

1. M. Usman et al., “A coordinated charging scheduling of electric vehicles considering optimal charging time for network power loss minimization”, *Energies*, vol. 14, no. 17, Aug. 2021, Art. no. 5336, doi: <https://doi.org/10.3390/en14175336>
2. “Fit for 55: Delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality”, Brussels, COM/2021/550 final, Jul. 2021. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021D0550>
3. International Energy Agency, “Global EV Outlook 2023”, Paris, Apr. 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>
4. V. S. Nozdrenkov, I. M. Diahovchenko, M. V. Petrovskyi, and V. V. Volokhin, “Fuzzy logic-based estimation model of distribution transformers aging”, *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 1 (8), pp. 86–93, Jul. 2024, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2024.01.07> (in Ukrainian)
5. J. McLaren, J. Miller, E. O'Shaughnessy, E. Wood, and E. Shapiro, “Emissions associated with electric vehicle charging: Impact of electricity generation mix, charging infrastructure availability, and vehicle type”, Office of Scientific and Technical Information (OSTI), NREL/TP-6A20-64852, Apr. 2016, doi: <https://doi.org/10.2172/1247645>
6. P. Rodríguez-Pajarón, A. Hernández, and J. V. Milanović, “Probabilistic assessment of the impact of electric vehicles and nonlinear loads on power quality in residential networks”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 129, Jul. 2021, Art. no. 106807, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106807>
7. M. R. Khalid, M. S. Alam, A. Sarwar, and M. S. Jamil Asghar, “A Comprehensive review on electric vehicles charging infrastructures and their impacts on power-quality of the utility grid”, *eTransportation*, vol. 1, Aug. 2019, Art. no. 100006, doi: <https://doi.org/10.1016/j.etrans.2019.100006>
8. D. Alame, M. Azzouz, and N. Kar, “Assessing and mitigating impacts of electric vehicle harmonic currents on distribution systems”, *Energies*, vol. 13, no. 12, Jun. 2020, Art. no. 3257, doi: <https://doi.org/10.3390/en13123257>

9. K. Qian, C. Zhou, and Y. Yuan, "Impacts of high penetration level of fully electric vehicles charging loads on the thermal ageing of power transformers", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 65, pp. 102–112, Feb. 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.09.040>
10. G. Razeghi, L. Zhang, T. Brown, and S. Samuelsen, "Impacts of plug-in hybrid electric vehicles on a residential transformer using stochastic and empirical analysis", *Journal of Power Sources*, vol. 252, pp. 277–285, Apr. 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2013.11.089>
11. N. B. G. Brinkel, W. L. Schram, T. A. AlSkaif, I. Lampropoulos, and W. G. J. H. M. van Sark, "Should we reinforce the grid? Cost and emission optimization of electric vehicle charging under different transformer limits", *Applied Energy*, vol. 276, Oct. 2020, Art. no. 115285, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115285>
12. T. S. D. Ferreira, F. C. L. Trindade, Y. G. Pinto, and W. Freitas, "New analytical method for analysing the effectiveness of infrastructure reinforcement in electric power distribution systems", *Electric Power Systems Research*, vol. 182, May 2020, Art. no. 106250, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106250>
13. S. A. El-Bataway and W. G. Morsi, "Distribution transformer's loss of life considering residential prosumers owning solar shingles, high-power fast chargers and second-generation battery energy storage", *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, no. 3, pp. 1287–1297, Mar. 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/tii.2018.2845416>
14. V. Boglou, C.-S. Karavas, K. Arvanitis, and A. Karlis, "A fuzzy energy management strategy for the coordination of electric vehicle charging in low voltage distribution grids", *Energies*, vol. 13, no. 14, Jul. 2020, Art. no. 3709, doi: <https://doi.org/10.3390/en13143709>
15. V. Boglou, C. Karavas, A. Karlis, and K. Arvanitis, "An intelligent decentralized energy management strategy for the optimal electric vehicles' charging in low-voltage islanded microgrids", *International Journal of Energy Research*, vol. 46, no. 3, pp. 2988–3016, Oct. 2021, doi: <https://doi.org/10.1002/er.7358>
16. S. Li *et al.*, "A multi-agent deep reinforcement learning-based approach for the optimization of transformer life using coordinated electric vehicles", *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 18, no. 11, pp. 7639–7652, 2022, doi: <https://doi.org/10.1109/tii.2021.3139650>
17. N. Z. Xu and C. Y. Chung, "Reliability evaluation of distribution systems including vehicle-to-home and vehicle-to-grid", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 759–768, Jan. 2016, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2015.2396524>
18. M. Zou *et al.*, "Optimization model of electric vehicles charging and discharging strategy considering the safe operation of distribution network", *World Electric Vehicle Journal*, vol. 13, no. 7, Jun. 2022, Art. no. 117, doi: <https://doi.org/10.3390/wevj13070117>
19. G. Konstantinidis, F. D. Kanellos, and K. Kalaitzakis, "A simple multi-parameter method for efficient charging scheduling of electric vehicles", *Applied System Innovation*, vol. 4, no. 3, Aug. 2021, Art. no. 58, doi: <https://doi.org/10.3390/asi4030058>
20. K. G. Firouzjah, "Profit-based electric vehicle charging scheduling: Comparison with different strategies and impact assessment on distribution networks", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 138, Jun. 2022, Art. no. 107977, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.107977>
21. P. Paevere, A. Higgins, Z. Ren, M. Horn, G. Grozev, and C. McNamara, "Spatio-temporal modelling of electric vehicle charging demand and impacts on peak household electrical load", *Sustainability Science*, vol. 9, no. 1, pp. 61–76, Nov. 2013, doi: <https://doi.org/10.1007/s11625-013-0235-3>
22. V. Boglou, C.-S. Karavas, A. Karlis, K. Arvanitis, and I. Palaiologou, "An optimal distributed RES sizing strategy in hybrid low voltage networks focused on EVs' integration", *IEEE Access*, vol. 11, pp. 16250–16270, 2023, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2023.3245152>
23. M. M. Rahman, E. A. Al-Ammar, H. S. Das, and W. Ko, "Comprehensive impact analysis of electric vehicle charging scheduling on load-duration curve", *Computers & Electrical Engineering*, vol. 85, Jul. 2020, Art. no. 106673, doi: <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2020.106673>
24. L. Liu and K. Zhou, "Electric vehicle charging scheduling considering urgent demand under different charging modes", *Energy*, vol. 249, Jun. 2022, Art. no. 123714, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123714>
25. K. N. Qureshi, A. Alhudaif, and G. Jeon, "Electric-vehicle energy management and charging scheduling system in sustainable cities and society", *Sustainable Cities and Society*, vol. 71, Aug. 2021, Art. no. 102990, doi: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.102990>
26. A. Shahkamrani, H. Askarian-abyaneh, H. Nafisi, and M. Marzband, "A framework for day-ahead optimal charging scheduling of electric vehicles providing route mapping: Kowloon case study", *Journal of Cleaner Production*, vol. 307, Jul. 2021, Art. no. 127297, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.127297>
27. *IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators*, C57.91-2011, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2012, doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6166928>
28. "JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)." European Commission. [Online]. Available: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)
29. I. Diahovchenko, L. Petrichenko, I. Borzenkov, and M. Kolcun, "Application of photovoltaic panels in electric vehicles to enhance the range", *Heliyon*, vol. 8, no. 12, Dec. 2022, Art. no. e12425, doi: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2022.e12425>
30. J. E. Caicedo, A. A. Romero, and H. C. Zini, "Assessment of the harmonic distortion in residential distribution networks: Literature review", *Ingeniería e Investigación*, vol. 37, no. 3, pp. 72–84, Sep. 2017, doi: <https://doi.org/10.15446/ing.investig.v37n3.64913>
31. *Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Electricity Networks*, EN 50160:2022, European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC), 2022.
32. I. Diahovchenko, B. Dolnik, M. Kanálik, and J. Kurimský, "Contemporary electric energy meters testing under simulated nonsinusoidal field conditions", *Electrical Engineering*, vol. 104, no. 2, pp. 1077–1092, Aug. 2021, doi: <https://doi.org/10.1007/s00202-021-01365-8>
33. G. Tal, D. Chakraborty, A. Jenn, J. H. Lee, and D. Bunch, "Factors affecting demand for plug-in charging infrastructure: An analysis of plug-in electric vehicle commuters", University of California Institute of Transportation Studies (UC ITS), Davis, CA, USA, UC-ITS-2019-42, Jan. 2020, doi: <https://doi.org/10.7922/G2ST7N3K>
34. *Electric Vehicle Conductive Charging System – Part 1: General Requirements*, IEC 61851-1:2017, International Electrotechnical Commission, 2017.
35. V. S. Nozdrenkov, I. M. Diahovchenko, M. V. Petrovskiy, and V. V. Volokhin, "Fuzzy model of compensation for aging factors of distribution transformers", *Electrical Engineering and Power Engineering*, no. 2, pp. 7–17, Jun. 2024, doi: <https://doi.org/10.15588/1607-6761-2024-2-1> (in Ukrainian)
36. J. Quiros-Tortos, L. Ochoa, and T. Butler, "How electric vehicles and the grid work together: Lessons learned from one of the largest electric vehicle trials in the world", *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 16, no. 6, pp. 64–76, Nov. 2018, doi: <https://doi.org/10.1109/mpe.2018.2863060>
37. J. Zhang, J. Yan, Y. Liu, H. Zhang, and G. Lv, "Daily electric vehicle charging load profiles considering demographics of vehicle users", *Applied Energy*, vol. 274, Sep. 2020, Art. no. 115063, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115063>
38. Y. Varetsky and Z. Hanzelka, "Sizing filter reactors for industrial electrical grids", *Electrical Power and Electromechanical Systems*, vol. 4, no. 1, pp. 1–14, 2022, doi: <https://doi.org/10.23939/sepes2022.01.001> (in Ukrainian)
39. B. Dolnik, L. Šárpataky, I. Kolcunová, and P. Havran, "Sensing method using multiple quantities for diagnostic of insulators in different ambient conditions", *Sensors*, vol. 22, no. 4, Feb. 2022, Art. no. 1376, doi: <https://doi.org/10.3390/s22041376>
40. *Transformatory silovye masljanye obshhego naznachenija. Dopustimye nagruzki [Oil-immersed general-purpose power transformers. Permissible loads]*, GOST 14209-85, Ministry of Electrotechnical Industry of the USSR, Moscow, 1985.
41. *Power Transformers - Part 7: Loading Guide for Mineral-Oil-Immersed Power Transformers*, IEC 60076-7:2018, International Electrotechnical Commission, 2018.

Надійшла (received) 09.12.2024

UDC 621.314:621.316.17

**VALERII NOZDRENKOV** ✉ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Doctoral Candidate at the Department of Computer Science and Systems Analysis, Cherkasy State Technological University; Cherkasy, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-0579-6821>; e-mail: [v.s.nozdrenkov.d24@chdtu.edu.ua](mailto:v.s.nozdrenkov.d24@chdtu.edu.ua).

**ILLIA DIAHOVCHENKO** – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Electric Power Engineering Department; Sumy State University; Sumy, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8575-8280>; e-mail: [i.diahovchenko@etech.sumdu.edu.ua](mailto:i.diahovchenko@etech.sumdu.edu.ua).

**MYKHAILO PETROVSKYI** – Candidate of Physical and Mathematical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Electric Power Engineering Department; Sumy State University; Sumy, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0387-3136>; e-mail: [m.petrovskyi@etech.sumdu.edu.ua](mailto:m.petrovskyi@etech.sumdu.edu.ua).

## **METHODOLOGY FOR ANALYZING THE IMPACT OF ELECTRIC VEHICLES ON DISTRIBUTION NETWORKS: A THEORETICAL APPROACH**

The growing demand for electricity and the rapid proliferation of electric vehicles present significant challenges for low-voltage distribution networks, particularly their critical components, such as distribution transformers. Infrastructure designed for traditional loads faces the risk of overloading due to high peak loads caused by uncontrolled electric vehicles charging. This paper develops a comprehensive methodological approach to assessing the impact of charging processes on the lifespan of distribution transformers, considering various levels of electric vehicles penetration, combinations of electrical loads, and local operating conditions. The study is based on the hypothesis that is optimizing charging schedules, particularly shifting charging to off-peak hours, can significantly reduce transformer ageing rates and enhance the reliability of the power supply. The proposed methodology employs a fuzzy logic-based model that integrates numerous factors affecting transformer performance, including ambient temperature, harmonic distortion, reactive power compensation, reverse energy flows from photovoltaic installations, and overload risks. The study examines charging scenarios on demand, off-peak charging, and a combined mode with vehicle-to-home (V2H) technology, which integrates electric vehicles as a backup energy source for household needs. The results demonstrate that such approaches can minimize network upgrade costs while maintaining network stability even under high electric vehicles penetration levels. The presented methodology provides a foundation for developing adaptive energy resource management strategies aimed at improving distribution system resilience, extending transformer lifespan, and enhancing the economic efficiency of the infrastructure.

**Keywords:** power distribution system; electric vehicle; charging scenarios; transformer ageing; photovoltaic installation; fuzzy logic.