

УДК 621.316.1

DOI: 10.15587/2312-8372.2018.129237

## ОПТИМІЗАЦІЯ РОЗМІЩЕННЯ ДЖЕРЕЛ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ НА ОСНОВІ МОДЕЛЮВАННЯ ЇЇ ІДЕАЛЬНИХ РЕЖИМІВ

Кулик В. В., Бурикін О. Б., Пірняк В. М.

*Роботу присвячено розв'язанню задачі оптимізації перетікань реактивної енергії у електричних мережах (ЕМ) енергопостачальних компаній (ЕК). Об'єктом дослідження є процес транспортування та розподілу електроенергії електричними мережами ЕК. Предмет дослідження – методи та засоби оптимізації перетікань реактивної енергії у таких мережах. Одним з найбільш проблемних місць експлуатації ЕМ є забезпечення їх енергоефективності в умовах постійної зміни споживання та генерування електроенергії. Відомо, що найбільш дієвим заходом для зменшення втрат електроенергії в ЕМ є запровадження заходів з оптимізації перетікань реактивної енергії. Однак для оптимізації розміщення додаткових джерел реактивної потужності (ДРП) необхідно розв'язувати задачі нелінійної багатофакторної оптимізації, що пов'язано з низкою проблем.*

*На підставі досліджень показано, що для оптимізації розміщення ДРП доцільно використовувати результати моделювання «ідеальних» режимів ЕМ за реактивною потужністю на підставі заступних схем з активними опорами. Економічні витрати, пов'язані з встановленням та експлуатацією ДРП, запропоновано перераховувати у відповідні економічні опори заступної схеми ЕМ. Розроблено математичні співвідношення для економічних опорів встановлених ДРП, а також таких, що підлягають встановленню за результатами розв'язання оптимізаційної задачі.*

*Застосування такого підходу, на відміну від класичних методів, істотно скорочує тривалість розрахунків та дозволяє отримати розв'язок, наближений до глобального мінімуму виробничих витрат. Обчислювальна ефективність та надійність підходу забезпечується зведенням задачі багатофакторної оптимізації перетікань реактивної енергії у проектній постановці до ітеративного розрахунку «ідеального» режиму ЕМ за відповідними заступними схемами та навантаженнями.*

*Програмна реалізація дозволила підтвердити ефективність запропонованого підходу для низки практичних задач. Показано, що отримані рішення з оптимізації розміщення ДРП у розподільних мережах наближають рентабельність капіталовкладень до глобального максимуму незалежно від розмірності задачі та переліку обмежень на параметри.*

**Ключові слова:** електрична мережа, «ідеальний» режим, перетікання реактивної енергії, багатофакторна оптимізація, джерело реактивної потужності.

## 1. Вступ

Сучасні електричні мережі (ЕМ) енергопостачальних компаній (ЕК) повинні забезпечувати надійне та ефективне енергозабезпечення споживачів, а також транспортування електроенергії розосереджених джерел енергії (РДЕ). Крім реконструкції ЕМ та модернізації їх основного обладнання, набувають актуальності дослідження у напрямку вдосконалення структури та способів керування їх режимами [1].

Для вирішення зазначеної проблеми принципи побудови сучасних електроенергетичних систем мають відповідати загальному прогресу техніки та технологій [2]. Цього можна досягти, впроваджуючи, разом з новими інформаційними технологіями, результати системних теоретичних досліджень ЕЕС, які базуються на фундаментальних фізичних принципах у поєднанні з сучасними підходами до математичного моделювання та оптимізації їх станів [3].

Оптимізація рівнів локального генерування реактивної енергії у сучасних електричних мережах (ЕМ) у поєднанні з інформатизацією та забезпеченням їх керованості, дозволяє зменшувати технологічні витрати електроенергії, незалежно від змін навантаження ЕК. Задачі вдосконалення структури та параметрів ЕМ мають розв'язуватися таким чином, щоб формування проектних рішень, зокрема щодо приєднання та експлуатації джерел реактивної потужності (ДРП), погоджувалося з ефективною експлуатацією діючих електроустановок. Максимального ефекту тут можна досягти оптимізуючи розміщення та параметри ДРП з урахуванням зміни характеру електроспоживання, а також режимів розосереджених джерел енергії, кількість та потужність яких постійно зростає. Виходячи з цього, в сучасних умовах змінюється постановка оптимізаційних задач, пов'язаних з розподілом реактивної енергії, а також їх розмірність. Це може призводити до неефективності класичних методів їх розв'язання.

Альтернативою є розміщення ДРП та оптимізація їх параметрів з метою наближення стану електромереж до «ідеального» за втратами електроенергії [3]. Такий підхід має переваги у порівнянні з класичними методами оптимізації. Однак для визначення оптимальних рішень необхідно у моделі «ідеального» стану ЕМ врахувати особливості ункціонування ДРП, а також економічні чинники.

Виходячи з цього, в роботі показано можливість та досліджено особливості оптимізації перетікань реактивної енергії в електричних мережах ЕК на основі принципу найменшої дії у формулюванні Гамільтона-Остроградського (ПНД). Використання ПНД дозволило отримати новий метод оптимізації розміщення джерел реактивної потужності в електричних мережах за критеріями мінімуму втрат електроенергії та максимуму рентабельності інвестицій.

## 2. Об'єкт дослідження та його технологічний аудит

Об'єктом дослідження є процес транспортування та розподілу електроенергії електричними мережами енергопостачальних компаній.

У роботі розглядаються розподільні ЕМ номінальною напругою 220–10(6) кВ, що призначені для транспортування електроенергії від межі

балансової належності ЕК (шин системних підстанцій) до кінцевих споживачів, або споживальних підстанцій. Крім того, вони забезпечують транспортування електроенергії, що вироблена місцевими джерелами енергії, зокрема відновлюваними, до межі балансової належності ЕК. Навантаження електричних мереж є нерівномірним, а режими роботи – нестабільними. Виходячи з цього, процес транспортування електроенергії мережами є динамічним зі значною стохастичною складовою.

Основне обладнання електромереж є зношеним на 80 %, а його параметри не відповідають сучасним умовам експлуатації. Відсутність засобів моніторингу режимних параметрів, особливо у мережах 35 кВ та нижче, ускладнює вирішення експлуатаційних задач. Виходячи з цього, функціонування ЕМ часто виявляється неефективним.

Якість електропостачання та втрати електроенергії в ЕМ опосередковано характеризують рівень менеджменту ЕК та, зрештою, прибутковість компанії. Тому зменшення втрат та забезпечення якості електроенергії виявляється одним з найбільш проблемних місць експлуатації ЕМ. Як показує досвід, найбільш прибутковим заходом тут є оптимізація перетікань реактивної енергії за допомогою ДРП. Однак його впровадження потребує попереднього розв'язання задачі нелінійної багатофакторної оптимізації у полі обмежень на залежні параметри, що пов'язано з низкою проблем.

### **3. Мета та задачі дослідження**

*Метою дослідження є створення передумов для підвищення ефективності функціонування ЕМ з розосередженим генеруванням шляхом розроблення методу та алгоритмів оптимізації розміщення додаткових ДРП.*

Для досягнення поставленої мети необхідно розв'язати такі задачі:

1. Проаналізувати задачі оптимізації перетікань реактивної енергії в ЕМ та відомі методи їх розв'язання.
2. Обґрунтувати доцільність застосування для оптимізації розміщення ДРП в електромережах моделювання їх «ідеальних» режимів за втратами енергії.
3. Розробити метод визначення та коригування економічних опорів ДРП, які дозволяють враховувати у моделі «ідеального» режиму ЕМ економічні витрати, пов'язані з встановленням таких джерел.
4. Провести натурний експеримент для підтвердження ефективності запропонованого підходу та розроблених алгоритмів оптимізації.

### **4. Дослідження існуючих рішень проблеми**

Особливістю оптимізації реактивних перетікань в сучасних електричних системах є те, що крім традиційних джерел реактивної енергії (електричних станцій, спеціалізованих пристроїв, ліній електропередачі) тут впроваджуються розосереджені джерела енергії (РДЕ) [4]. Функціонування розосереджених джерел енергії визначається впливом навколишнього середовища й мало залежить від обмежень, що накладаються експлуатацією в електричних мережах. Використовуючи синхронні й асинхронні генератори, а також інверторні перетворювачі, означені джерела можуть генерувати або споживати

реактивну енергію залежно від режиму їх роботи. Внаслідок цього періодично виникають реверсивні перетікання, які впливають на надійність та ефективність транспортування електроенергії.

Оскільки темпи розвитку відновлюваної енергетики, а отже РДЕ щороку зростають, то означена проблема буде лише загострюватися. Про це свідчить досвід західних країн.

Так, у [5] на прикладі енергосистеми Німеччини показано, що генерування реактивної потужності РДЕ має бути керованим та відповідати режиму ЕМ. Це полегшить обмін реактивною енергією між розподільними та магістральними мережами та підтримання стабільності напруги. Децентралізація енергетичних систем вимагає, щоб РДЕ брали більшу відповідальності за проблеми в ЕМ.

У [6] зазначається, що видача потужності РДЕ може викликати недопустимі підвищення рівнів напруги у розподільних мережах, зокрема через те, що мережеве обладнання, необхідне для підключення РДЕ, генерує додаткову реактивну потужність. Однак, використовуючи керування реактивною потужністю РДЕ, оператори розподільних мереж можуть вирішувати вказані проблеми.

У роботі [7] зазначається, що у Італії важливим фактором впливу на режими розподільних мереж, зокрема перетікання реактивної енергії та рівні напруги, є зростання попиту на електромобілі. За результатами дослідження запропоновано основні вимоги для операторів розподільних мереж, що висувуються під час оцінювання технічних умов щодо підключення обладнання для швидкої зарядки електромобілів до існуючих низьковольтних розподільчих мереж.

У роботі [8] запропоновано методика оцінювання тенденцій електроспоживання в електромережах з РДЕ. Показано, що на зв'язках між магістральними та розподільними мережами в Великобританії та інших європейських країнах в періоди мінімального навантаження попит на реактивну потужність буде продовжувати знижуватися. Це розглядається як один з факторів, що ставлять нові проблеми в магістральних мережах з підтримання встановлених рівнів напруги.

Виходячи з цього, у проекті стандарту «Визначення необхідних умов і алгоритмів врахування вітрових та сонячних електростанцій при налаштуванні протиаварійних автоматичних пристроїв, призначених для запобігання порушенню стійкості (АЗПС) у перетинах ОЕС України. Методичні рекомендації» закладено певні важелі централізованого впливу на роботу РДЕ.

Однак зміни у структурі генерування та електроспоживання, особливо реактивної енергії, практично не знайшли відображення у чинних нормативних документах щодо розроблення заходів зі зменшення втрат у електричних мережах ЕЕС. Таким чином, методи та засоби оптимізації проектних рішень у даному напрямку потребують вдосконалення.

Для розв'язання задач, пов'язаних з оптимізацією рівнів компенсації реактивної потужності у електричних мережах за комплексним критерієм, традиційно знайшли застосування методи декомпозиції, лінійного та нелінійного програмування [9, 10]. Однак такі методи через використання

припущень та спрощень можуть скеровувати процес розв'язку до локальних екстремумів.

У низці робіт, зокрема [10, 11], обґрунтовано доцільність переходу від задачі комплексної оптимізації перетікань реактивної потужності в ЕМ, до комплексу задач оптимізації окремих етапів впровадження ДРП. Показано, що це дає можливість застосування класичних методів оптимізації [10] практично без погіршення адекватності. Однак такий підхід супроводжується необхідністю прийняття додаткових припущень на етапі декомпозиції. Крім того, узгодження розв'язків часткових задач для складної системи з розподіленим генеруванням перетворюється на достатньо складну оптимізаційну задачу [12]. Це знижує надійність та швидкодію отримання розв'язку, наближеного до глобального оптимуму, погіршуючи ефективність проектних рішень та оперативного керування [12].

Сучасний розвиток інформаційних технологій та обчислювальних засобів формує передумови для застосування інших підходів до розв'язання задач оптимізації перетікань реактивної енергії, зорієнтованих, зокрема, на автоматизацію функціонування ЕМ. Виходячи з цього, останнім часом активно застосовуються елементи штучного інтелекту [12–15], зокрема штучні нейронні мережі [13], експертні системи [6], генетичні алгоритми [14] та еволюційне програмування [15]. Проте надмірне споживання часу у випадку застосування еволюційних та генетичних алгоритмів пошуку оптимальних розв'язків обмежує їх застосування в енергетичних системах, особливо для задач реального часу [12].

Для розв'язання задач оптимізації перетікань електроенергії в електричних мережах з РДЕ, на противагу оптимізованому перебору варіантів, до якого належать наведені вище методи, доцільно застосовувати комплексний підхід, що базується на використанні принципу найменшої дії. Зокрема, у [3] показано, що застосування ПНД дозволяє усунути проблему низьких надійності та швидкодії процесу пошуку оптимальних розв'язків. Позитивний результат дає зміна напрямку пошуку, який розпочинається не з довільного початкового наближення, а з екстремального значення, що відповідає «ідеальному» режиму системи за енергетичним критерієм. Однак для аналітичного визначення координат режиму, що відповідає рівнянням Ейлера-Лагранжа [3] у просторі станів за заданих незалежних змінних, необхідно певним чином коригувати розрахункову модель системи залежно від переліку оптимізованих змінних та критерію оптимальності.

## **5. Методи досліджень**

Для розв'язання поставлених задач використано принцип найменшої дії у формулюванні Гамільтона-Остроградського. Для моделювання усталених режимів ЕМ застосовано метод вузлових напруг. Для розроблення алгоритмів і програм застосовано об'єктно-орієнтований аналіз.

Згідно принципу найменшої дії поточний стан ЕМ, як технічної системи, в довільний момент часу відповідає глобальному мінімуму втрат енергії, значення якого відповідає рівню організованості системи. Однак, такий стан

часто не відповідає економічним критеріям або обмеженням на режимні параметри [3], тобто потребує відповідного коригування.

Згідно ПНД пошук оптимального режиму для ЕЕС полягає у визначенні «ідеального» режиму, який відповідає мінімально можливим втратам електроенергії для заданої сукупності незалежних параметрів системи. Далі накладанням активних обмежень на параметри режиму, він зводиться до оптимального з допустимої області значень. Активні обмеження завжди спричиняють збільшення втрат електроенергії у оптимальних режимах ЕЕС, порівняно з «ідеальними» [3].

З [16] відомо, що задача оптимізації розподілу навантаження між ДРП в електричних мережах за критерієм мінімуму втрат електроенергії може бути зведена до розрахунку «ідеального», або економічного струморозподілу в ЕМ з використанням заступної  $r$ -схеми.

Аналогічний підхід можна застосувати для оптимізації розміщення та потужностей ДРП в електричних мережах за комплексним техніко-економічним критерієм. Для цього до заступної  $r$ -схеми вводяться додаткові економічні опори (рис. 1), що відтворюють вплив економічних факторів, зокрема вартість ДРП та витрати на їх експлуатацію. Введення встановлених потужностей додаткових ДРП до переліку залежних параметрів режиму ЕМ дозволяє розрахувати їх оптимальні значення. Оптимальні значення відповідають мінімуму втрат активної потужності в розрахунковій схемі з економічними опорами, а отже й мінімуму витрат, що пов'язані з встановленням та експлуатацією ДРП.



**Рис. 1.** Заступна схема електричної мережі для розрахунку «ідеального» режиму за економічним критерієм

Особливість пропонованого підходу полягає у методі визначення економічних опорів для представлення ДРП, що вводяться до заступної  $r$ -схеми ЕМ для врахування їх техніко-економічних показників.

## 6. Результати досліджень

### 6.1. Визначення економічних опорів ДРП для розв'язання експлуатаційних задач

У найпростішому випадку [3] за допущення, що генерування реактивної потужності в ЕМ не пов'язане з будь-якими витратами  $\beta_i(Q_i) = 0$ , метою розміщення додаткових ДРП та оптимального коригування їх реактивної потужності може бути зменшення втрат електроенергії в ЕМ. Якщо вважати, що активні потужності  $P_i$  для даного моменту часу задані та незмінні, то втрати залежать тільки від перетікань реактивної потужності. Задача оптимізації режиму ЕМ за реактивною потужністю може бути подана як задача мінімізації втрат активної потужності [17]:

$$V_Q = f(Q, U) \rightarrow \min, \quad (1)$$

за умов балансу реактивної потужності в системі:

$$G = \sum_{j=1}^{n_{pq}} Q_j + \sum_{i=1}^{n_q} Q_i - \sum Q - \Delta Q(Q) = 0, \quad (2)$$

де  $\sum_{j=1}^{n_{pq}} Q_j$ ,  $\sum_{i=1}^{n_q} Q_i$  – сумарне генерування реактивної потужності джерелами електроенергії ЕМ у кількості  $n_{pq}$  та РДЕ у кількості  $n_q$ , відповідно;  $\sum Q_n$  – сумарне навантаження, значення якого є заданим;  $\Delta Q(Q_i)$  – втрати реактивної потужності в елементах ЕМ.

Класичну умову оптимальності потужностей ДРП можна отримати за методом Лагранжа [17]:

$$\frac{\partial V_Q / \partial Q_i}{1 - \partial \Delta Q / \partial Q_i} = idem. \quad (3)$$

Аналогічний результат можна отримати, мінімізуючи втрати активної потужності для заданого режиму ЕМ, в якій витрати на експлуатацію ДРП враховані відповідними економічними опорами [3].

Якщо подати питомі витрати на експлуатацію ДРП у вигляді вартісної характеристики  $\beta_i(Q_i)$ , що приведена до 1 квар реактивної потужності, то сумарні витрати за період  $T$ :

$$B_{Qi} = \beta_i(Q_i) Q_i T. \quad (4)$$

Для перерахунку витрат (4) до економічного опору означені витрати прирівнюються до вартості втрат електроенергії від потоків реактивної

потужності в вітці ЕМ з опором  $R_{ei}^Q$  на відріжку часу  $T$  з умовно-постійним навантаженням:

$$B_{Qi} = V_{Qi} T c = \frac{Q_i^2}{U_i^2} R_{ei}^Q T c, \quad (5)$$

де  $Q_i$  та  $U_i$  – відповідно, перетікання реактивної потужності та напруга на початку вітки;  $c$  – вартість втрат електроенергії. Звідки

$$R_{ei}^Q = \frac{\beta_i(Q_i) U_i^2}{Q_i \cdot c}. \quad (6)$$

Якщо джерела реактивної потужності розмістити за економічними опорами  $R_{ei}^Q$  (рис. 1), то можна замінити визначення експлуатаційних витрат розрахунком струморозподілу та втрат електроенергії в заступній  $r$ -схемі ЕМ. Розрахований струморозподіл буде відповідати мінімуму витрат на генерування реактивної потужності ДРП та компенсацію втрат електроенергії в ЕМ протягом періоду  $T$ .

Для підтвердження задачу оптимізації перетікань реактивної потужності в ЕМ за критерієм мінімуму експлуатаційних витрат можна подати так:

$$V_{Q\Sigma} = V_Q + \sum_{i=1}^{n_q} 3R_{ei}^Q I_i^2 \rightarrow \min, \quad (7)$$

за умов балансу реактивної потужності в системі (2).

Функція Лагранжа для (7) після підстановки значень економічних опорів згідно (6) матиме вигляд:

$$L = V_Q + \sum_{i=1}^{n_q} \frac{\beta_i}{c} Q_i + \lambda G.$$

Після диференціювання отримано класичну умову оптимального розподілу навантаження між ДРП за критерієм мінімуму експлуатаційних витрат [17]:

$$\frac{\partial V_Q / \partial Q_i + \beta_i / c}{1 - \partial \Delta Q / \partial Q_i} = idem. \quad (8)$$

Умова оптимальності навантаження ДРП отримана з урахуванням експлуатаційних витрат  $\beta_i$  у припущенні, що останні разом з вартістю втрат електроенергії  $c$  є постійними на інтервалі часу  $T$ , тобто,  $\beta_i/c = const$ . Виходячи з цього, оптимальні потужності ДРП, що визначені за (8) та (3), природно



відрізняються. Якщо ж витрати на експлуатацію ДРП не враховувати ( $\beta_i=0$ ), то умови (3) та (8) співпадають. Таким чином показано, що задача оптимізації генерування ДРП в електромережах за економічними критеріями може бути зведена до розрахунку усталеного режиму ЕМ за заступною  $r$ -схемою. В ній витрати на експлуатацію ДРП подані нелінійними економічними опорами. Значення останніх залежить від критерію оптимальності та переліку незалежних оптимізованих змінних.

## 6.2. Визначення економічних опорів ДРП для розв'язання проектних задач

Згідно нормативного документу ГКД 340.000.002-97, основним критерієм ефективності проектних рішень у електроенергетиці вважається рентабельність капіталовкладень:

$$R_i = \frac{\Pi_p + A_p}{K}, \quad (8)$$

де  $\Pi_p = \Pi_\sigma - H_n - V_{кр}$  – поточний річний прибуток;

$\Pi_\sigma = D - V_e - V_{втр} - A_p$  – балансовий прибуток за рік;

$D = (V_{Q0} - V_Q) \tau c$  – додатковий річний дохід, обумовлений зменшенням втрат електроенергії завдяки встановленню ДРП;

$V_e = \alpha_e K$  – річні експлуатаційні видатки для ДРП;

$V_{втр} = \alpha_{втр} \tau c \sum_{i=1}^{n_q} Q_i$  – вартість втрат електроенергії в ДРП;

$A_p = \alpha_p K$  – додаткові річні амортизаційні відрахування на реновацію;

$H_n = \alpha_n \Pi_\sigma$  – податок на прибуток;

$V_{кр} = \alpha_{кр} K$  – річні витрати на обслуговування кредиту;

$K = \sum_{i=1}^{n_q} K_i$  – капіталовкладення для впровадження ДРП;

$V_{Q0}$  – втрати потужності в характерному режимі ЕМ до встановлення додаткових ДРП;

$\tau$  – час максимальних втрат.

Після підстановки та нескладних перетворень вираз (8) можна подати у вигляді:

$$R_i = V_{Q0} \tau \frac{c}{K} - V_Q \tau \left( 1 - \alpha_{втр} \right) \frac{c}{K} - \left( \alpha + \alpha_p \sum_{i=1}^{n_q} Q_i \tau \frac{c}{K} + \alpha_{кр} \right) (1 - \alpha) - \alpha \dots \quad (9)$$

Якщо на окремій ітерації розрахунку, штучно обмеживши прирости потужностей  $Q_i$ , капіталовкладення у ДРП умовно прийняти сталими, то перша

складова виразу (9) практично не буде впливати на оптимальні значення потужностей ДРП для даної ітерації. Отже, задачу пошуку максимуму рентабельності  $R_i$  можна звести до ітеративного пошуку мінімуму функції відносних експлуатаційних витрат в ЕМ з обмеженням приростів потужностей додаткових ДРП:

$$B_{*n} = V_Q \tau (1 - \alpha_e) \frac{cc}{K_{ДРП}} + \left( \alpha_e + \alpha_p + \alpha_{кр} + \alpha \sum_{i=1}^{n_q} Q_i \tau \frac{1}{K_i} + \alpha \right) (1 - \alpha_n) + \alpha \rightarrow \min.. \quad (10)$$

З урахуванням прийнятого припущення вираз (10) можна розділити на умовно постійний коефіцієнт  $b_{втр} = \tau (1 - \alpha_n) \frac{c}{K}$ , що практично не вплине на розв'язок задачі. Таким чином, отримано функцію еквівалентних втрат потужності у ЕМ після встановлення додаткових ДРП. Її мінімізація у полі балансових обмежень (2) та обмежень на параметри з послідовним уточненням капіталовкладень  $K$  дозволить отримати значення потужностей  $Q_i$ , близькі до розв'язків задачі максимізації рентабельності (8):

$$V_{Q_{екв}} = V_Q + \alpha_{втр} \sum_{i=1}^{n_q} Q_i + \sum_{i=1}^{n_q} K_i \frac{(\alpha_e + \alpha_p)(1 - \alpha_n) + (\alpha_{кр} + \alpha_p)}{\tau c (1 - \alpha_n)} \rightarrow \min. \quad (11)$$

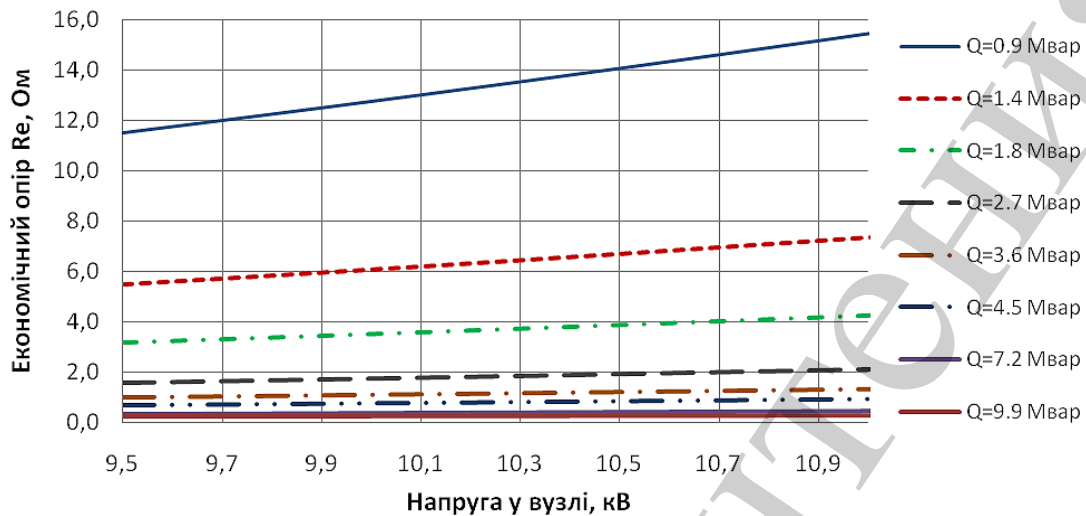
Врахування у заступній схемі для визначення параметрів «ідеального» режиму додаткових втрат  $V_{дод} = V_{Q_{екв}} - V_Q$ , що пов'язані зі встановленням та експлуатацією ДРП, по аналогії з (5), (6) було визначено відповідні економічні опори:

$$R_{евтр}^Q = \frac{U_i^2}{Q_i} \left[ \alpha_e + \frac{K_i (\alpha_e + \alpha_p)(1 - \alpha_n) + (\alpha_{кр} + \alpha_p)}{Q_i \tau c (1 - \alpha_n)} \right]. \quad (12)$$

Співвідношення для визначення економічних опорів  $R_{ei}^Q$  містять незалежні ( $Q_i$ ) та залежні ( $U_i$ ) параметри оптимізаційної задачі, а також економічні показники ( $K_i$ ), що будуть змінюватися в процесі пошуку розв'язку. Отже ці опори не є постійними (рис. 2) й потребують уточнення на кожній ітерації.

З наведених графіків (рис. 2) видно, що значення економічних опорів співмірні зі значеннями опорів ліній електропередачі та трансформаторів розподільних мереж. Чутливість економічних опорів до відхилень напруги, які виникають в наслідок функціонування ДРП, значно знижується за зростання встановленої потужності останніх  $Q_i$ . Разом з тим зменшуються й значення  $R_{ei}^Q$ . Це сприяє подальшому нарощуванню встановлених потужностей ДРП, а у підсумку – зменшенню кількості встановлених пристроїв, а отже, скороченню капітальних витрат та експлуатаційних видатків. Таким чином, розв'язання

задачі оптимізації розміщення ДРП у постановці (7) з використанням економічних опорів (12) забезпечує досягнення максимальної рентабельності (8).



**Рис. 2.** Значення економічних опорів, розраховані для установок компенсації реактивної потужності номінальною напругою 10 кВ

Розв'язуючи задачу оптимізації розподілу реактивних навантажень ЕМ між джерелами реактивної енергії слід враховувати, що в якості таких джерел можуть розглядатися електричні станції (ЕС), зокрема розосереджені джерела енергії. Останні, разом з виробленням активної потужності  $P_i$  виконують для енергосистеми системну послугу з забезпечення балансу реактивної потужності та регулювання напруги. У цьому випадку електрична станція буде зменшувати виробництво електроенергії через генерування надлишкової, порівняно з технологічною необхідністю, реактивної потужності, тобто нести збитки. Їх вартість можна оцінити так:

$$B_{Qi} = \beta_{P_i} P_{нвi}(Q_i) T, \quad (13)$$

де  $\beta_{P_i}$  – ціна електроенергії  $i$ -го джерела, тобто вартість 1 кВт·год електроенергії, відпущеної з шин за заданої потужності  $P_i$ ;  $P_{нвi}(Q_i)$  – недовироблена активна потужність  $i$ -ої ЕС на інтервалі часу  $T$ , що зумовлена генеруванням додаткової реактивної потужності  $Q_i$ .

За аналогією між (5) та (13) економічний опір, вартість втрат електроенергії в якому еквівалентна збиткам ЕС, які пов'язані з виробництвом реактивної потужності на станції, може бути визначений за формулою:

$$R_{ei}^Q = \frac{\beta_{P_{нвi}}(Q) U^2}{Q_i^2 c}. \quad (14)$$

У виразі (14) відсутні коефіцієнти, що характеризують амортизаційні відрахування, податки на прибуток та інші економічні чинники, оскільки вони віднесені на основну діяльність, а задача оптимізації генерування реактивної потужності розглядається, як допоміжна послуга. Виходячи з (14) електричні станції, зокрема РДЕ, генеруючи реактивну потужність для формування балансу в ЕМ, можуть збільшувати свій прибуток, особливо коли через вплив незалежних факторів, що обмежують потік первинної енергії, обсяг вироблення електроенергії зменшується.

Якщо електрична станція виконує, крім виробництва електроенергії, системну функцію забезпечення балансу реактивної потужності та регулювання напруги, то отримує відповідну компенсацію  $\beta_{Q_i} Q_i T$ . Тоді економічний опір для представлення додаткових витрат у заступній схемі (рис. 1) можна визначити з виразу:

$$\beta_{Q_i} Q_i \in \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} R_{ei}^{PQ} .$$

Економічний опір для  $i$ -ої ЕС, з урахуванням генерування нею активної потужності матиме вигляд:

$$R_{ei}^{PQ} = \frac{U_i^2}{(P_i^2 + Q_i^2)} \frac{\beta_{Q_i} Q_i}{c} . \quad (15)$$

Таке представлення економічного опору для джерел електроенергії, що можуть бути задіяні для генерування реактивної потужності в ЕМ є найбільш загальним. Воно дозволяє враховувати в оптимізаційних розрахунках сукупності джерел активної та реактивної потужності, як еквівалентні джерела (віртуальні електростанції).

Якщо розмістити в заступній схемі (рис. 1) електричні станції за опорами, що розраховані за (15), то буде забезпечено мінімізацію витрат на генерування контрактної реактивної потужності. На відміну від попередніх випадків тут буде враховано, як видачу реактивної потужності, так і генерування електроенергії в мережу. Якщо при цьому в розрахунковій моделі ЕМ електричні мережі представлені заступною  $r$ -схемою, то оптимізуються також втрати електроенергії в ЕМ.

### 6.3. Оцінювання ефективності оптимізації розміщення ДРП в електричних мережах

Для підтвердження ефективності використання запропонованого підходу до оптимізації розміщення ДРП у електричних мережах виконано розрахунки та натурні дослідження. Метою було визначення оптимальних параметрів та місць встановлення засобів компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням у Вінницьких міських електричних мережах 10 кВ. Розрахунки з

оптимізації розміщення конденсаторних установок за критеріями мінімальних втрат електроенергії та максимальної рентабельності капіталовкладень, виконано на підставі описаного підходу, що реалізований у авторському програмному комплексі «ВТРАТИ». Укрупнені показники подано у табл. 1.

За результатами розрахунків встановлено, що розміщення ДРП за умовою наближення поточного режиму ЕМ до «ідеального» за втратами дозволяє зменшити втрати енергії майже на 110 тис. кВт·год на місяць. Це становить біля 10 % від сумарних втрат електроенергії в розподільних мережах 10 кВ. Врахування конструктивних особливостей окремих трансформаторних підстанцій, технічних обмежень та економічних факторів дозволило забезпечити максимальну рентабельність капіталовкладень. Отримане розміщення ДРП забезпечило зменшення витрат на монтаж, налагодження, випробування та введенням в експлуатацію на 14 %. Експлуатаційні видатки зменшилися на 3,5 % завдяки скороченню переліку підстанцій, де передбачалося встановлення ДРП.

**Таблиця 1**

Результати аналізу ефективності розміщення джерел реактивної потужності у Вінницьких міських електромережах 10 кВ

Живильні підстанції Вінницьких міських мереж 10 кВ	Зменшення втрат електроенергії протягом розрахункового періоду				Зменшення ефекту економії електроенергії	
	Розміщення КУ за мінімумом втрат (згідно ПНД)		Розміщення КУ за мінімумом терміну окупності			
	кВт·год	%	кВт·год	%	кВт·год	%
«Західна»	13502	7,1	15858,8	8,4	-2356,8*	-17,5*
«Промислова»	9042,4	4,7	8477,9	4,4	564,5	6,2
«Нова»	75400,8	30,4	65944,7	26,6	9456,1	12,5
«Центральна»	2721,4	2,5	0,0	0,0	2721,4	–
«Південна»	4717,9	2,9	763,4	0,5	3954,5	83,8
«Північна»	4946,34	6,8	5634,8	7,7	-688,5*	-13,9*
Мережі в цілому	110342,0	10,7	96705,0	9,3	13637,0	12,4

**Примітка:** \*з техніко-економічних міркувань деякі ДРП було перенесено з фідерів підстанцій «Центральна» та «Південна» на фідери підстанцій «Західна» та «Північна».

Таким чином, експериментально доведено, що реалізація розробленого методу, алгоритмів та програмних засобів забезпечує ефективне розв'язання задачі оптимізації потоків реактивної енергії та рівнів напруги в розподільних мережах ЕЕС, зокрема, з розосередженим генеруванням. Збільшення переліку підстанцій ЕМ встановлення ДРП не призводить до підвищення складності й погіршення збіжності процесу розрахунку. Це забезпечується завдяки пошуку розв'язку від «ідеального» режиму функціонування, згідно принципу найменшої дії, до оптимального, з урахуванням активних обмежень на параметри.

## 7. SWOT-аналіз результатів досліджень

*Strengths.* Застосування результатів дослідження підвищує швидкодію та надійність розв'язання задачі оптимізації розміщення додаткових ДРП в електричних мережах за критерієм максимальної рентабельності капіталовкладень. Ефект досягається шляхом зведення її до істотно простішої задачі – оптимізації режиму ЕМ за критерієм мінімуму втрат електроенергії. Застосування такого підходу створює передумови для підвищення ефективності проектних рішень та, що не менш важливо, для реалізації оптимального керування потоками реактивної енергії в ЕЕС у темпі процесу.

*Weaknesses.* Основною проблемою для реалізації запропонованого підходу у вигляді обчислювального засобу є складність врахування обмежень на залежні параметри режиму ЕМ. Введення обмежень за напругою у вузлах ЕМ зумовлює збільшення кількості обчислень на окремих ітераціях. Це пов'язано з необхідністю оцінювання впливу ДРП та додаткового коригування їх економічних опорів.

*Opportunities.* Запропонований підхід до оптимізації режимів ЕМ має принципові переваги в надійності отримання розв'язку порівняно з відомими методами. Тому перспективними є подальші дослідження у напрямку вдосконалення алгоритму врахування обмежень на режимні параметри ЕМ. Це дозволить підвищити обчислювальну ефективність програмних засобів та адаптувати їх до вимог оперативного керування ДРП.

*Threats.* Якість вихідних даних про параметри та режими ЕМ є визначальним фактором для забезпечення адекватності результатів оптимізаційних розрахунків. Рівень оснащення більшості ЕМ засобами моніторингу режимів є незадовільним. Тому впровадження розробленого підходу до оптимізації режимів розподільних ЕМ імовірно буде супроводжуватися витратами на вдосконалення відповідних інформаційно-вимірjuвальних систем.

## 8. Висновки

1. За результатами досліджень отримано нове вирішення задачі підвищення ефективності керування потоками реактивної потужності у ЕМ, що полягає у розробленні на основі принципу найменшої дії методу та алгоритмів оптимізації розміщення додаткових джерел реактивної потужності.

За результатами аналізу публікацій встановлено, що зі зміною структури електроспоживання та розвитком РДЕ зростає важливість вдосконалення методів та засобів оптимізації режимів електричних мереж енергопостачальних компаній за реактивною потужністю та напругою. Крім того, через зростання складності задачі класичні методи оптимізації виявляються неефективними за надійністю та швидкодією.

2. Обґрунтовано доцільність використання принципу найменшої дії для підвищення надійності та швидкодії розв'язання задачі оптимізації розміщення ДРП у електричних мережах з РДЕ за критерієм максимуму рентабельності капіталовкладень. Використання моделі «ідеального» режиму ЕМ дозволило

звести означену задачу нелінійної оптимізації до задачі пошуку екстремального струморозподілу в заступній г-схемі мережі, що є принципово простішою.

3. Для врахування економічних факторів задачі пошуку оптимального розміщення джерел реактивної потужності схему «ідеального» режиму мережі доповнено їх економічними опорами. Метод визначення та коригування останніх базується на зіставленні додаткових експлуатаційних витрат та вартості втрат потужності у них. Моделі економічних опорів отримано для різних постановок задачі оптимізації параметрів та умов функціонування ДРП в електромережах.

4. За результатами натурного експерименту на прикладі Вінницьких міських електричних мереж доведено, що реалізація запропонованого підходу забезпечує ефективне розв'язання задачі оптимізації потоків реактивної енергії в розподільних мережах. Встановлення додаткових ДРП у вказаних мережах згідно з результатами оптимізаційних розрахунків дозволило отримати зниження втрат електроенергії більше 9 %.

## References

1. Stohnii B. S., Kyrylenko O. V., Denysiuk S. P. Intelktualni elektrychni merezhi elektroenerhetychnykh system ta yikh tekhnolohichne zabezpechennia // Tekhnichna elektrodynamika. 2015. Vol. 6. P. 44–50.

2. Electric Power Research Institute Tech. Rep. The Smart Grid Interoperability Standards Roadmap. August 2009. URL: [https://www.nist.gov/sites/default/files/documents/smartgrid/Report\\_to\\_NIST\\_August10\\_2.pdf](https://www.nist.gov/sites/default/files/documents/smartgrid/Report_to_NIST_August10_2.pdf)

3. Pryntsyp naimenshoi dii v elektrotekhnitsi ta elektroenerhetytsi: monograph / Lezhniuk P. D. et al. Vinnytsia: UNIVERSUM-Vinnytsia, 2014. 212 p.

4. Kulyk V. V., Hrytsiuk I. V., Hrytsiuk Yu. V. Optymalne keruvannia potokamy reaktyvnoi potuzhnosti v rozpodilnykh elektromerezhakh z rozoseredzhenym heneruvanniam // Pratsi Instytutu elektrodynamiky NANU. Zbirnyk naukovykh prats. 2013. Spetsialnyi vypusk. P. 151–158.

5. Hinz F., Moest D. Techno-economic Evaluation of 110 kV Grid Reactive Power Support for the Transmission Grid // IEEE Transactions on Power Systems. 2018. doi:[10.1109/tpwrs.2018.2816899](https://doi.org/10.1109/tpwrs.2018.2816899)

6. Reactive power management by distribution system operators concept and experience / Becker W. et al. // CIRED – Open Access Proceedings Journal. 2017. Vol. 2017, No. 1. P. 2509–2512. doi:[10.1049/oap-cired.2017.0347](https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.0347)

7. Guidelines for distribution system operators on reactive power provision by electric vehicles in low-voltage grids / Zecchino A. et al. // CIRED – Open Access Proceedings Journal. 2017. Vol. 2017, No. 1. P. 1787–1791. doi:[10.1049/oap-cired.2017.0377](https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.0377)

8. Kaloudas C., Shaw R. Long-term forecasting of reactive power demand in distribution networks // CIRED – Open Access Proceedings Journal. 2017. Vol. 2017, No. 1. P. 2406–2410. doi:[10.1049/oap-cired.2017.0182](https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.0182)

9. Zhelezko Yu. S. Kompensatsiya reaktivnoy moshhnosti v slozhnykh elektricheskikh sistemakh. Moscow: Energoizdat, 1981. 200 p.

10. Narayan S. R. Solved Nonlinear Optimization Problems // Optimization Principles: Practical Applications to the Operation and Markets of the Electric Power Industry. Wiley-IEEE Press, 2003. P. 245–295. doi:[10.1109/9780470545454.ch8](https://doi.org/10.1109/9780470545454.ch8)
11. Lezhniuk P. D., Demov O. D., Pivniuk Yu. Yu. Poetapnyi rozrakhunok kompensatsii reaktyvnoi potuzhnosti v rozpodilnykh elektrychnykh merezhakh iz vykorystanniam vidnosnykh spadiv napruhy // Visnyk Pryazovskoho derzhavnoho tekhnichnoho universytetu. Serii: Tekhnichni nauky. 2015. Vol. 2, No. 30. P. 108–115.
12. Zhu J. Reactive Power Optimization // Optimization of Power System Operation. Wiley-IEEE Press, 2009. P. 409–454. doi:[10.1002/9780470466971.ch10](https://doi.org/10.1002/9780470466971.ch10)
13. Optimal reactive power dispatch for enhancement of static voltage stability using jaya algorithm / Singh P. et al. // 2017 International Conference on Information, Communication, Instrumentation and Control (ICICIC). Indore, 2017. doi:[10.1109/icomicon.2017.8279044](https://doi.org/10.1109/icomicon.2017.8279044)
14. Wong K. P., Li A., Law T. M. Y. Advanced, constrained, genetic algorithm load flow method // IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution. 1999. Vol. 146, No. 6. P. 609–678. doi:[10.1049/ip-gtd:19990638](https://doi.org/10.1049/ip-gtd:19990638)
15. Multi-objective reactive power optimisation approach for the isolated grid of new energy clusters connected to VSC-HVDC / Yin S. et al. // The Journal of Engineering. 2017. Vol. 2017, No. 13. P. 1024–1028. doi:[10.1049/joe.2017.0484](https://doi.org/10.1049/joe.2017.0484)
16. Kholmanskiy V. G. Optimizatsiya potokoraspredeleniya v zamknutykh elektricheskikh setyakh s vysokoy stepen'yu neodnorodnosti // Elektrichestvo. 1965. Vol. 9. P. 16–21.
17. Elektricheskie sistemy: elektricheskie raschety, programmirovaniye i optimizatsiya rezhimov / ed. by Venikov V. A. Moscow: Vysshaya shkola, 1973. 320 p.