

УДК 621.316

Баркова Т.С. студент, керівник Федосенко М.М.

Кафедра електропостачання ІЕЕ НТУУ «КПІ»

Україна, м.Київ

Математичні моделі оптимізації вибору центра мережі

Анотація: Робота присвячена удосконаленню процесу вибору оптимальних координат розміщення джерела живлення кабельних розподільних мереж. Розроблено математичні моделі цих задач та запропоновано для їх розв'язування використовувати методи нелінійного програмування.

Однією із основних задач проектування систем електропостачання (СЕП) споживачів електроенергії є задача вибору оптимального місця розташування живильних трансформаторних підстанцій або розподільних пунктів. Важливість цієї задачі пояснюється тим, що координати розміщення джерел живлення (ДЖ) визначають значення техніко-економічних параметрів десятків, а то й сотень кабельних ліній розподільних електромереж, які прокладені від джерел живлення до споживачів електроенергії і несуть електричні навантаження цих споживачів. Дійсно, від координат розміщення джерел живлення залежать такі техніко-економічні показники розподільних мереж, як їх вартість, величина витрат на експлуатацію і, зокрема, вартість втрат електроенергії в цих лініях. Тому не дивно, що в останні десятиріччя задачі вибору оптимальних координат розміщення джерел живлення була присвячена значна кількість наукових робіт [1-5].

Одними із перших методів визначення оптимальних координат розташування ДЖ [1,2], які і в наш час наводяться в підручниках з електропостачання, є методи, які базуються на понятті "центра електричних навантажень" (ЦЕН). Ці методи були максимально орієнтовані ручний спосіб розрахунку, тому мусили бути простими і не могли врахувати достатню кількість факторів, що впливають на вибір координат розміщення ДЖ. Така орієнтація цих методів могла бути викликана недостатньою на той час доступністю для широкого загалу інженерів-електриків засобів обчислювальної техніки (ОТ) та відповідного математичного і програмного забезпечення процесу проектування СЕП. Вже в роботі [3,4] було показано, що центр навантажень не мінімізує навіть моменту навантажень.

В роботі [5] запропоновано один із перших методів визначення оптимальних координат розміщення ДЖ з використанням ОТ. За критерій оптимальності в цьому методі прийнято мінімум річних приведених затрат. Недоліком методу є те, що показник ефективності розв'язку - приведені затрати в мережу, які виражені через питомі приведені затрати ліній електропередач, - не враховували всіх складових витрат в мережу, що залежать від координат розміщення джерела живлення. Не враховувалось також, що самі питомі приведені затрати в лінії мережі можуть залежати від координат розміщення ДЖ.

В роботах [3,4] введено поняття центра мережі (ЦМ), як точки, розміщення ДЖ в якій забезпечить мінімум функції приведених затрат мережу. В цих роботах вперше визначення координат розміщення ДЖ запропоновано виконувати в метричному просторі з неевклідовою метрикою, відстань між двома точками $a=(a_1;a_2)$ та $b=(b_1;b_2)$ в якому визначається за формулою

$$\rho(a, b) = |a_1 - a_2| + |b_1 - b_2| \quad (1)$$

Метрика виду (1) дозволяє більш адекватно врахувати геометрію реальної електричної мережі, коли лінії мережі прокладають уздовж прямокутних проїздів, створених технологічними та іншими будівлями промислового підприємства або міста, але призводить

до того, що функція приведених затрат стає негладкою. Тому найбільш розвинені та розповсюджені методи гладкої оптимізації не можуть гарантувати коректного розв'язання цієї задачі.

Багато існуючих методів розв'язання окремих задач проектування систем електропостачання орієнтовані на ручний розрахунок, що призводить до спрощення математичних моделей цих задач. Сучасні універсальні широко розповсюджені системи автоматизованого проектування (САПР) дозволяють виконувати складні технічні, техніко-економічні та оптимізаційні розрахунки для широкого кола задач. В роботі [6] за допомогою таких САПР створено комп'ютерні моделі пошуку розв'язків цих задач, що значно прискорює отримання необхідних результатів та максимально спрощує процес впровадження розроблених моделей в практику проектування, завдяки широкому розповсюдженню сучасних універсальних САПР.

Економічний аспект вибору перерізу провідників до теперішнього часу залишається предметом дискусій. Для економічних розрахунків в енергетиці, окрім критерію мінімуму дисконтованих затрат було запропоновано декілька інших критеріїв оптимальності. В даній роботі за критерій оптимальності вибору перерізів розподільних ліній 6-10 кВ приймемо мінімум *дисконтованих затрат (NPV)*, виходячи із положення нормативних документів [7,8], в якому говориться, що "критерій мінімуму дисконтованих затрат доцільно застосовувати у випадках, коли порівнюються варіанти технічного рішення задачі, необхідність здійснення якої апріорно визначена, і не потрібна оцінка загальної ефективності інвестицій, при чому продукція, яка реалізується, у всіх варіантах однакова (за кількістю та режимом споживання)". Тому покажемо вираз для розрахунку дисконтованих затрат:

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (2)$$

де i – ставка дисконтування, $i = 0,22 + 0,25$;

CF_t – грошовий потік, платіж через t лет; $t = [0; N]$; $N = 10$ років;

$$CF_t = K_t + E_0 K_t + B_s \quad (3)$$

E_0 – витрати на експлуатацію устаткування; $E_0 = 0,03 + 0,05$;

K_t – капіталовкладення протягом t років;

B_s – витрати на компенсацію втрат ЕЕ;

$$B_s = \Delta P_{\max \text{ТП1}} \tau_{\max} C_0 \quad (4)$$

де $\Delta P_{\max \text{ТП1}}$ – втрати потужності в сукупності елементів мережі при максимальному навантаженні для всіх ЕП ТП1, кВт;

τ_{\max} – кількість годин максимальних втрат;

C_0 – вартість ЕЕ (ціна за 1 кВт·год саме для підприємств).

Судячи з виразів (2), (3) та (4) дисконтовані затрати залежать від капіталовкладень впродовж t років та витрат на компенсацію втрат ЕЕ. Тому розрахунки ми зосередили на визначенні саме цих змінних.

В даній роботі розглядається окремо високовольтна (ВВ) та низьковольтна (НВ) мережа, та порівнюються результати розрахунків. Також вважається, що все навантаження однорідне – житлові будинки, тому в першій частині нехтуємо реактивною складовою потужності. Таким чином отримаємо повністю активне навантаження в першій частині, а потім порівнюємо з результатами другої частини, де присутнє реактивне навантаження. В роботі розглядається двопроточна магістральна мережа. Дана мережа складається з житлового комплексу, що обслуговує n ТП, кожен з яких живить m житлових будинків (ЕП)

з потужністю P_{ij} та Q_{ij} . Також відомі координати всіх ЕП $(x_{ij}; y_{ij})$ та джерела живлення (ДЖ) $(x_0; y_0)$. При проектуванні закладаємо кабель АВВГ $4 \times F_{iij}$.

Також попереднім етапом для оптимізації в будь-якому з випадків є вибір мінімального перерізу КЛ, що живить кожний i -ий ТП. Тому покажемо вираз для розрахунку струму нормального режиму та перевірки кабелю обраного перерізу за струмом після аварійного режиму.

Струм у нормальному режимі

$$I_{i,ij} = \frac{S_{ij}}{\sqrt{3}U}. \quad (5)$$

За даним струмом спочатку обираємо кабель $I_{доп} \geq I_{i,ij}$.

Потім виконуємо перевірку за струмом після аварійного режиму:

$$I_{i,ij} = \frac{S_{ij}}{\sqrt{3}U}. \quad (6)$$

Кабель перевіряємо за умовою

$$K_{пер} K_1 K_2 I_{доп} \geq I_{п/нi,ij} \quad (7)$$

де $K_{пер}$ – коефіцієнт перевантаження кабелю, $K_{пер} = 1,3$;

K_1 – коефіцієнт, що враховує температурні умови при прокладанні кабелю;

K_2 – коефіцієнт, що враховує кількість паралельно ввімкнених кабелів.

Якщо перевірка виконується, то залишаємо вище обраний кабель, якщо ні – перевіряємо кабель наступного перерізу, доки не знайдемо такий, що буде задовольняти умові (7)

Приймаючи до уваги все вищеперераховане, отримаємо два пункти математичного аналізу для оптимізації заданої функції, кожен з яких буде складатися з двох підпунктів. Тому розглянемо ці пункти.

1. НВ мережа

На рисунку 1 зображено НВ мережу 0,4 кВ, що живить кожний i -ий ТП даного житлового комплексу. Від кожного i -го ТП живиться m ЕП.

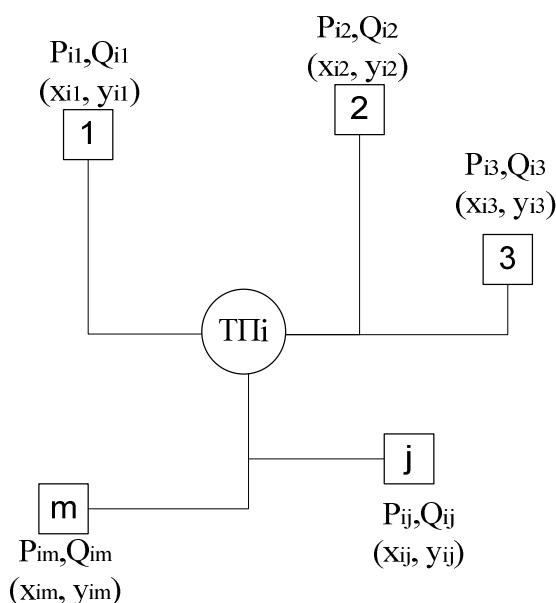


Рисунок 1 – План розташування ЕП, що живляться від кожного i -го ТП

1.1 Навантаження повністю активне

При цьому реактивною складовою можна знехтувати, тобто $S_{ij} = P_{ij}, \cos\varphi = 1$. В цьому випадку розрахунки значно спрощуються:

- капіталовкладення

Розмір необхідних капіталовкладень залежить від довжини КЛ (l_{ij}), переріз КЛ (F_{ij}), які впливають також на вартість монтажу КЛ. Отож отримаємо наступний вираз для кожного i -го ТП

$$K_{ti} = \sum_{j=1}^m l_{ij}(C_{lij} + M_{lij}),$$

де C_{lij} – ціна КЛ l_{ij} обраного перерізу, грн/км;

M_{lij} – вартість монтажу КЛ l_{ij} обраного перерізу, грн/км.

- Витрати на компенсацію втрат ЕЕ для кожного i -го ТП

$$B_{ei} = \frac{1}{4U_{\text{нн}}^2} \left(\sum_{j=1}^m P_{ij}^2 r_{0lij} l_{ij} \right) T_{\text{max}} C_0$$

де r_{0lij} – активний погонний опір КЛ l_{ij} , що живить j -ий ЕП ТПі.

1.2 Навантаження активно-реактивне

При цьому $\cos\varphi = 1$ та у виразах для розрахунку капіталовкладень та витрат на компенсацію реактивної потужності під знаком квадратного кореня з'являються як активна, так і реактивна складові повної потужності P_{ij} та Q_{ij} , що ускладнює розрахунки.

2 ВВ мережа

На рисунку 2 зображено ВВ мережу 6-10 кВ, що живить даний житловий комплекс. Від ДЖ живляться n ТП.

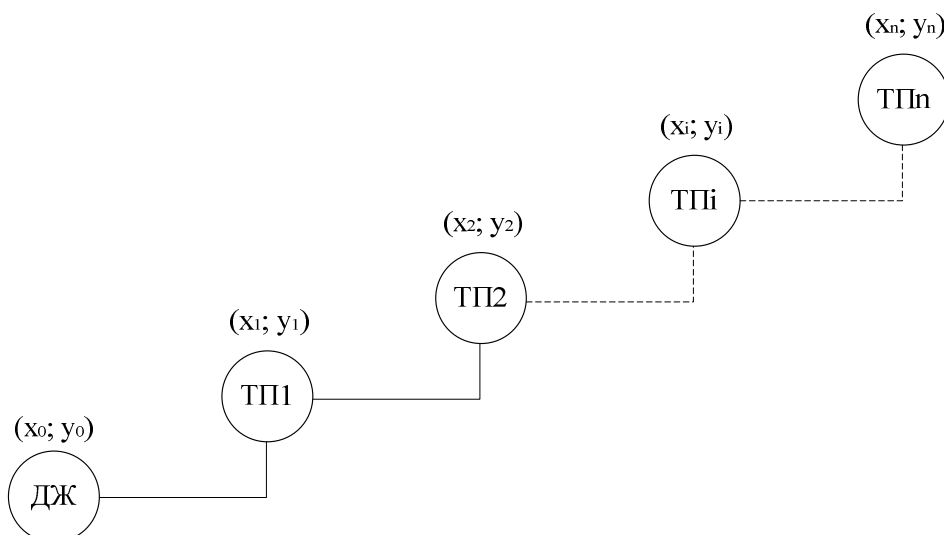


Рисунок 2 – План розташування ТП, що живляться від даного ДЖ

2.1 Навантаження повністю активне

Відомо, що дана мережа виконана двопробевою магістральною лінією, тому розрахунки дуже ускладнюються, тому що тепер враховуються не тільки навантаження ЕП даного ТП, але й усіх, що живляться через дане ТП, а також розташування сусідніх ТП.

При цьому $\cos\varphi = 1$ та у виразах для розрахунку капіталовкладень та витрат на компенсацію реактивної потужності під знаком квадратного кореня з'являються як активна, так і реактивна складові повної потужності P_{ij} та Q_{ij} , що ускладнює розрахунки.

До розрахунків попереднього розділу додаватимуться також навантаження на шинах ВН ТП. Також необхідно обрати оптимальний переріз живлячого всі ТП кабелю, для чого розраховується навантаження в нормальному та післяаварійному режимі, аналогічно до виразів (5), (6) та (7). Після чого до виразу капіталовкладень додається ціна та вартість монтажу ВВ КЛ.

2.2 Навантаження активно-реактивне

Аналогічно вираз змінюється як у пункті 1.2

В даній роботі визначення координат розміщення ДЖ виконуватимемо за критерієм мінімуму дисконтованих затрат в мережу, як для випадку евклідової, так і неевклідової метрики. Неевклідова метрика дозволяє більш адекватно врахувати геометрію реальної електричної мережі, коли лінії мережі прокладають вздовж прямокутних проїздів, створених будівлями міста. Проте для наглядного прикладу та порівняння розглянемо обидва варіанти:

1 За евклідовою метрикою

$$l_{ij} = \sqrt{(\Delta x_{ij})^2 + (\Delta y_{ij})^2} = \sqrt{(x_i - x_{ij})^2 + (y_i - y_{ij})^2}$$

2 За неевклідовою метрикою

$$l_{ij} = |x_i - x_{ij}| + |y_i - y_{ij}|$$

Обмеженнями до функції дисконтованих затрат будемо вважати перевірку НВ ліній за допустимими втратами напруги в нормальному режимі. Тому отримаємо для кожного i -го ТП m обмежень вигляду:

$$\Delta U_{\text{доп}} = 5\%$$

$$\Delta U_{i,j} \leq \Delta U_{\text{доп}}$$

Таким чином, отримаємо обмеження наступного виду

$$\frac{P_{ij} r_{02ij} l_{ij}}{20U_{\text{нн}}^2} \leq \Delta U_{\text{доп}}$$

де $\Delta U_{\text{доп}} = 5\%$.

Зробивши розрахунки функції та обмежень, приходимо до висновку, що для таких складних математичних моделей актуальним та необхідним є застосування сучасних САПР, таких як Matlab, Mathcad, Excel. Тому доцільною є розробка комп'ютерних моделей задач проектування систем електропостачання в середовищі саме таких САПР з максимальним використанням можливостей цих систем та інтегруванням за необхідності в їх середовище нових спеціалізованих методів та програм розв'язування окремих проектних підзадач.

Також з огляду на вигляд розрахованих функції та обмежень в роботі запропоновано використовувати методи нелінійного програмування, такі як метод по координатного спуску та метод Лагранжа. Також в роботі розглянуті приклади розв'язання цих задач за допомогою вищезазначених методів та проведених аналіз отриманих результатів у всіх випадках (НВ мережа, ВВ мережа, активне та реактивне навантаження, за евклідовою та неевклідовою метрикою).

Література

1. Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. - М.: Энергия, 1967. - 387 с.
2. Бутков А. Н. Определение центра нагрузок при выборе источника питания электроэнергии // Электрические станции – 1957. - №6.- С. 14-15.
3. Каждан А. Э. Центр сети // Электромеханика - 1968. - №1 - С. 35-37.
4. Каждан А. Э. Общая задача построения промышленной электрической сети. Центр промышленной электросети // Оптимизация режимов систем электроснабжения промышленных предприятий. - М.: МДНТП им. Ф. Э. Дзержинского, 1973. - С. 13-19, 30-36.
5. Чмутов А. П. Оптимальное размещение источников питания электроэнергией // Электричество. - 1969. - №12. - С. 29-35.
6. Камінський А. В., Мокін Б. І. Математичне та комп'ютерне моделювання процесів оптимізації центрування електричних мереж. Монографія. - Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. - 122 с.
7. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. Энергосистемы и электрические сети: ГКД 340.000.002-97: Утверждены приказом Минэнерго Украины от 20.01.97 №1ПС и введены в действие с 01.01.98. - Киев, 1997. - 54 с.
8. Методика визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику: ГКД 340.000.001-95: Затв. наказом Міністерства України від 23.02.95 №1 за узгодженням з Міністерства економіки України (лист від 06.01.95 №44-67/7) та Держкоммістобудування України (лист від 04.01.95 №10/1) та введені в дію з 01.03.95. - Київ, 1995. - 34 с.