

УДК 628.316.222.6

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65.061>

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ РАЙОНІВ МАЛОПОВЕРХОВОЇ ЗАБУДОВИ МІСТ

П.П. Говоров*, докт. техн. наук, **В.П. Говоров****, канд. техн. наук, **В.О. Перепечений*****, канд. техн. наук, **А.К. Кіндінова******

Харківський Національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова,
вул. Маршала Бажанова, 17, Харків, 61003, Україна
e-mail: philip.govorov@gmail.com

Виконано аналіз методів оцінки параметрів та режимів розподільних електричних мереж районів малоповерхової забудови міст. Запропоновано метод оптимізації параметрів розподільних мереж 0,38 кВ за умов невизначеності вихідної інформації. Показано, що однією з невирішених проблем розрахунку параметрів розподільних електричних мереж міст є визначення розрахункового навантаження комунально-побутових споживачів. Залежність його від кількості та характеристик споживачів, приєднаних до ліній міських трансформаторних підстанцій, обумовлює низьку точність розрахунків. Похибка розрахунку навантаження трансформаторної підстанції може сягати при цьому 10-25 %, а похибка розрахунку або перетинів ліній 0,38 кВ сягає 40 %. У припущенні щодо постійності сумарної довжини ліній міських електричних мереж та незмінності відстані між навантаженнями, запропоновано розрахункові формули для лінійних моментів та коефіцієнтів розподілу навантажень і на їхній основі розроблені моделі перетину та втрат потужності в лініях. З урахуванням розроблених моделей запропоновано моделі дисконтованих витрат на мережі 0,38 кВ та трансформаторні підстанції при розрахунках по економічній щільності струму та припустимих втратах напруги.

Ключові слова: оптимізація, розподільні мережі, невизначеність, ефективність, малоповерхова забудова, схема.

Постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок із важливими науковими та практичними завданнями. Основними чинниками, що визначають ефективність використання елементів електричних мереж, є рівень капіталовкладень, якість електроенергії, надійність електропостачання споживачів, витрати та втрати електроенергії в елементах електричних мереж.

Численні дослідження параметрів і режимів мереж показали, що найбільш малонадійними і капіталомісткими, незважаючи на практично подвійне резервування, є розподільні мережі 6(20) і 0,38 кВ. Їхня протяжність сьогодні сягає десятків тисяч кілометрів, і становить до 70 % протяжності електричних мереж “Обленерго”. Втрати активної електроенергії у розподільних мережах сягають близько 80 % втрат енергії у мережах “Обленерго”. У меншому ступені це стосується рівня капіталовкладень, які становлять до 40 % всіх капітальних вкладень “Обленерго”. Це зумовлює підвищення уваги до співвідношення рівня капітальних вкладень та втрат активної потужності в мережах і потребує вдосконалення існуючих методів розрахунку та принципів побудови розподільних мереж 6(20) та 0,38 кВ.

Найважливішими факторами, що визначають рівень капітальних вкладень, значення втрат активної потужності, якість електроенергії та надійність електропостачання споживачів у мережах є їхні схеми та параметри. При складанні схеми електропостачання населеного пункту головним питанням є вибір технічного рішення, що зумовлює оптимальну конфігурацію, параметри, величину та принципи регулювання напруги і компенсації реактивної потужності. Такі рішення обґрунтовуються техніко-економічним порівнянням низки технічно прийнятних варіантів схем електропостачання. Важливим заходом, що спрощує завдання вибору найбільш ефективного варіанту, є передпроектний вибір оптимальної потужності мережевих трансформаторних підстанцій (ТП 20/0,38 кВ).

Аналіз останніх досліджень та публікацій. Обґрунтування оптимальної побудови розподільних електричних мереж можливе лише за умов повноцінного врахування їхньої взаємної залежності із суміжними системами. Проте конкретні оптимізаційні рішення реально досяжні лише за умови виділення розподільних мереж міст із великої системи електро-



енергетики. Загальна теорія декомпозиції великих систем електроенергетики наведена у [1], проте вона не містить необхідні матеріали щодо розподільних мереж міст. Основним параметром міської розподільної електричної мережі, що визначає схему побудови та параметри решти її елементів, є потужність трансформаторних підстанцій. При виведенні формул оптимальної потужності ТП, визначенні їхньої оптимальної кількості [2] або з'ясуванні найвигіднішої відстані від ТП до точки з найбільшою втратою напруги [3], на ранніх етапах розвитку мереж автори виходять з припущення рівномірного розподілу навантаження вздовж вулиць або по території електропостачального району. Досить докладний і коректний аналіз моделей для оптимальної потужності ТП раннього періоду зроблено в [3]. Надалі цей напрямок дослідження оптимальних параметрів мережі, з урахуванням конкретних умов, отримав розвиток у роботах В.А. Козлова [4]. Питання, пов'язані з вирішенням визначених завдань, розглянуті в роботах Тугая Ю.І. [5] та Кузнецова В.Г. [6], але співвідношення коштів, що витрачаються на спорудження мереж та забезпечують доцільне їхнє розподілення між окремими мережевими елементами, не було визначено. Вирішення цього питання має сьогодні особливу важливість в умовах переходу мереж на напругу 20 кВ.

Формулювання цілей статті (постановка задачі). Метою досліджень є вдосконалення існуючих методів передпроектної оцінки параметрів електричних мереж районів малоповерхової забудови на основі окремого обліку фактора надійності мережі 0,38 та 6-20 кВ.

Викладення основного матеріалу дослідження. Існуючі розрахункові формули визначення оптимальної потужності ТП у районах малоповерхової забудови отримані при мінімізації рівня наведених витрат або капіталовкладень з використанням питомих показників навантаження, що характеризують щільність її на території, що розглядається. Як питомі показники авторами використані поверхнева щільність навантаження σ (кВ·А/га; кВ·А/км²) або лінійна щільність навантаження δ (кВ·А/км; кВ·А/м), для визначення яких необхідно знати сумарне навантаження району та поверхневу площу забудови чи сумарну довжину вулиць. Визначення поверхневої площі забудови або сумарної довжини вулиць не є проблемою. Однак розрахункове навантаження комунально-побутових споживачів залежить від характеристики приєднаних до лінії ТП споживачів та їхньої кількості. У загальному вигляді ця залежність має вигляд

$$S_p = S_{\text{пит}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot n, \quad (1)$$

де n – кількість споживачів; $S_{\text{пит}}$ – питомі навантаження окремих споживачів, кВ·А; $k_{\text{одн}}$ – коефіцієнт одночасності, який може бути виражений у функції від кількості споживачів у вигляді

$$k_{\text{одн}} = a_n + \frac{b_n}{\sqrt{n}}, \quad (2)$$

де a_n і b_n – коефіцієнти інтерполяції.

Отже, розрахункове навантаження від комунально-побутових споживачів населеного пункту чи групи споживачів дорівнюватиме

$$S_p = S_{\text{пит}} \cdot \left(a_n \cdot n_{\Sigma} + b_n \cdot \sqrt{n_{\Sigma}} \right), \quad (3)$$

де n_{Σ} – сумарна кількість споживачів.

При виведенні розрахункових формул визначення оптимальної потужності ТП, зазначених вище, приймалися такі припущення. Розрахункове навантаження ТП визначається за формулою

$$S_{\text{ТП}} = \frac{S_p}{N}, \quad (4)$$

де N – кількість ТП.

Навантаження лінії 0,38 кВ визначається за формулою

$$S_l = \frac{S_{\text{ТП}}}{m}, \quad (5)$$

де m – кількість ліній 0,38 кВ, що відходять від ТП.

Тобто в обох випадках не враховується вплив коефіцієнта одночасності, що залежить від кількості підключених до ТП або лінії споживачів.

Як показують розрахунки, похибка у визначенні оптимального навантаження ТП при використанні розрахункового навантаження району (селища) може становити від 10 до 25 %, а похибка у визначенні оптимальних перетинів ліній 0,38 кВ від 25 до 40 %, при числі споживачів району (селища) від 500 до 1500. У разі більшої кількості споживачів похибка може бути ще більшою.

Складна залежність між кількістю споживачів, підключених до ТП та до ліній 0,38 кВ, і потужністю трансформаторів, що встановлюються у ТП, не дає змоги ввести поправочний коефіцієнт. Меншу похибку дасть методика визначення оптимальних параметрів мережі після попереднього визначення оптимальної кількості споживачів, територією чи вулицями і питомі навантаження окремих споживачів.

Кількість та сумарна довжина ліній у населеному пункті з малоповерховою забудовою мало змінюється зі зміною кількості підстанцій. Тому можна вважати, що загальна їхня довжина залишається постійною і дорівнює зоні дії однієї ТП

$$L_n = l_0 \cdot n_l \cdot m, \quad (6)$$

де l_0 – середня відстань між споживачами, км; n_l – кількість споживачів, підключених до однієї лінії; m – кількість ліній, що відходять від ТП.

У реальних умовах щільність і характер розташування споживачів можуть дуже розрізнятися. Для узагальнення досліджень необхідна певна ідеалізація схеми мережі. Оскільки така ідеалізація поширюється на конкретний район, але для низки варіантів схем електропостачання, то неточність, допущена для одного варіанту, буде також допущена і для іншого, отже, обидва варіанти матимуть однакові похибки.

Представивши лінію 0,38 кВ у вигляді магістралі з відгалуженнями, де відстані між перетинами за всією їхньою довжиною незмінні, припустивши, що відгалуження рівномірно розподілені за довжиною магістралі, можна отримати для такої лінії лінійний момент у вигляді

$$M_n = S_n \cdot l_0 \cdot n_l \cdot k_n, \quad (7)$$

в якому k_n – коефіцієнт розподілу навантажень за напругою і для такої моделі лінії дорівнюватиме

$$k_n = \frac{0,5}{(1 + a_m)}, \quad (8)$$

де a_m – відношення кількості навантажень на відгалуженні до загальної їхньої кількості, підключеної до лінії.

Втрати потужності дорівнюватимуть

$$\Delta W_n = \frac{S_n^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot 10^{(-3)}}{U_n^2 \cdot k_e^2 \cdot F} \cdot l_0 \cdot n, \quad (9)$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу, Ом·мм²/км; τ – час максимальних втрат, год/рік; U_n – номінальна напруга мережі, кВ; F – переріз проводів, мм²; k_e – коефіцієнт розподілу навантажень за потужністю, для моделі лінії, який з точністю до 10 % можна визначити за формулою

$$k_e = 1,59 \cdot (1 + a_m). \quad (10)$$

Припустивши, що до ліній, що відходять від ТП, підключено рівну кількість навантажень, за кількості ліній m , навантаження однієї лінії дорівнюватиме

$$S_n = S_{\text{пт}} \cdot \left(\frac{a_n \cdot n_{\text{ТП}}}{m} + \frac{b_n \cdot \sqrt{n_{\text{ТП}}}}{\sqrt{m}} \right), \quad (11)$$

де $n_{\text{ТП}}$ – кількість підключених до ТП навантажень.

Для отримання мінімуму наведених витрат в мережі 0,38 кВ, переріз ліній необхідно вибрати виходячи з економічних міркувань, тобто економічної щільності струму j_e

$$F_1 = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot k_e \cdot j_e} \quad (12)$$

Обраний переріз має відповідати технічним обмеженням. Технічними обмеженнями у розгалужених нерезервованих розподільних мережах є механічна міцність і припустима втрата напруги ΔU_d . Для повітряних ліній критерієм механічної міцності є мінімальний переріз алюмінієвого проводу $F_2=16 \text{ мм}^2$.

Переріз, що визначається за допустимою втратою напруги ($\Delta U_d \%$),

$$F_3 = \frac{S_n \cdot \rho \cdot l_0 \cdot n_{\text{ТП}} \cdot k_n \cdot \xi}{10 \cdot U_n^2 \cdot \Delta U_d \% \cdot m} \quad (13)$$

де ξ – коефіцієнт, що характеризує опір проводів і коефіцієнт потужності навантаження,

$$\xi = \cos \varphi + \frac{x_0}{r_0} \cdot \sin \varphi \quad (14)$$

Для повітряних мереж 0,38 кВ при $\cos \varphi = 0,95$ $\xi \cong 1,05$.

Для визначення областей застосування формул вибору перерізів по $j_e, \Delta U_d \%$ і механічній міцності, порівнюємо $F_2 = F_1$; $F_1 = F_3$; $F_2 = F_3$. Вибір перерізів проводів ліній 0,38 кВ доцільно здійснювати за формулою (12) за кількості навантажень на одній лінії

$$n_n \geq \left(-\frac{b_n}{2a_n} + \sqrt{\frac{b_n^2}{4a_n^2} + \frac{\sqrt{3} \cdot F_2 \cdot U_n \cdot k_e \cdot j_e}{S_{\text{пит}} \cdot a_n}} \right) \quad (15)$$

та за довжини лінії

$$n_n \cdot l_0 \leq \frac{10 \cdot U_n \cdot \Delta U_d \%}{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot j_e \cdot k_n \cdot k_e \cdot \xi} \quad (16)$$

Вибір перерізів проводів за $\Delta U_d \%$ доцільно здійснювати при

$$n_n \cdot l_0 \geq \frac{10 \cdot U_n \cdot \Delta U_d \%}{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot j_e \cdot k_n \cdot k_e \cdot \xi} \quad (17)$$

і

$$n_n \cdot l_0 \geq \frac{10 \cdot U_n \cdot \Delta U_d \% \cdot F_2}{\rho \cdot \xi} \quad (18)$$

Найбільш вірогідним конструктивним виконанням електричних мереж 0,38 кВ в умовах малоповерхової забудови є використання повітряних ліній на залізобетонних опорах у поєднанні з комплектними ТП, що більше притаманне електричним мережам 20 кВ. Аналіз областей використання різних способів вибору перерізів для ліній на залізобетонних опорах показав, що при кількості підключених до лінії навантажень 21 та більше та при довжині лінії до 1 км доцільно вибрати переріз за j_e .

Враховуючи вищесказане, наведені дисконтовані витрати V_M на мережу 0,38 кВ відповідно до [9, 10] можна представити при визначенні F по j_e як

$$V_{Mj} = \left[\frac{\rho_{\Sigma l} \cdot K'_l \cdot l_0 \cdot n_{\text{ТП}}}{E} + 2 \cdot \frac{S_{\text{пит}} \cdot \left(\frac{a_n \cdot n_{\text{ТП}}}{m} + \frac{b_n \cdot \sqrt{n_{\text{ТП}}}}{\sqrt{m}} \right)}{U_n \cdot k_e} \times \frac{\sqrt{\rho_{\Sigma l} \cdot K''_l \cdot \rho \cdot \tau \cdot c_e \cdot 10^{-3}} \cdot l_0 \cdot n_{\text{ТП}}}{E} \right] \cdot N, \quad (19)$$

де $\rho_{\Sigma l}$ – відрахування на амортизацію, ремонт та обслуговування ліній 0,38 кВ, в.о.; c_e – вартість втраченої електроенергії, грн/кВт·год; K' і K'' – частини вартості 1 км лінії, що незалежна і залежить від перерізу, відповідно, грн/км, грн/км·мм²; E – норма дисконту.

$$B_{M\Delta U} = \left[\frac{\rho_{\Sigma l} \cdot K'_l \cdot l_0 \cdot n_{ТП} + \rho_{\Sigma l} \cdot K''_l \cdot S_{пит} \cdot \left(\frac{a_H \cdot n_{ТП}}{m} + \frac{b_H \cdot \sqrt{n_{ТП}}}{\sqrt{m}} \right) \cdot \rho \cdot l_0^2 \cdot n_{ТП}^2 \cdot k_H \cdot \xi}{E} + \frac{S_{пит} \cdot \left(\frac{a_H \cdot n_{ТП}}{m} + \frac{b_H \cdot \sqrt{n_{ТП}}}{\sqrt{m}} \right) \cdot \rho \cdot l_0^2 \cdot n_{ТП}^2 \cdot k_H \cdot \xi}{U_H \cdot k_e \cdot E} + \frac{S_{пит} \cdot \left(\frac{a_H \cdot n_{ТП}}{m} + \frac{b_H \cdot \sqrt{n_{ТП}}}{\sqrt{m}} \right) \cdot m \cdot \tau \cdot c_e \cdot \Delta U_d \% \cdot 10^{-2}}{E \cdot k_e^2 \cdot k_H \cdot \xi} \right] \cdot N \quad (20)$$

при визначенні F по $\Delta U_d \%$.

Наведені дисконтовані витрати $B_{ТП}$ на спорудження та експлуатацію ТП мають вид

$$B_{ТП} = \left[\left(\frac{\rho_H + \rho_{ТП}}{E} \right) \cdot K_{ТП} + \frac{\Delta W_{ТХ} \cdot c_e^x + \Delta W_{ТК} \cdot c_e^k}{E} \right] \cdot N, \quad (21)$$

де $K_{ТП}$ – капіталовкладення у ТП, грн; $\Delta W_{ТХ}$ – втрата електроенергії у сталі трансформаторів, кВт; $\Delta W_{ТК} = \Delta P_X \cdot T_B$; $\Delta W_{ТК}$ – втрата електроенергії в обмотках трансформаторів, кВт;

$\Delta W_{ТК} = \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_p}{S_H} \right)^2 \cdot \tau$; c_e^x , c_e^k – вартість втраченої електроенергії, грн/кВт·год; S_p , S_H – розрахункове та номінальне навантаження трансформаторів, кВ·А; T_B – час увімкненого стану трансформатора на рік·год.

Приймаючи наведені дисконтовані витрати на мережу рівними сумі витрат на ТП та мережу 0,38 кВ, відносячи їх до одиниці довжини мережі 0,38 кВ, тобто позначивши

$$B'_M = \frac{B_M}{l_0 \cdot n_{ТП} \cdot N}, \quad \text{отримаємо} \quad \left(\frac{\rho_H + \rho_{ТП}}{E} \right) \cdot K_{ТП} + \frac{\Delta W_{ТХ} \cdot c_e^x + \Delta W_{ТК} \cdot c_e^k}{E} = A_1; \quad \frac{\rho_{\Sigma l} \cdot K'_l}{E} = B;$$

$$\frac{2 \cdot \sqrt{\rho_{\Sigma l} \cdot K''_l \cdot \rho \cdot \tau \cdot c_e \cdot 10^{-3}}}{U_H \cdot k_e} = C_1; \quad \frac{\rho_{\Sigma l} \cdot K''_l \cdot \rho}{10 \cdot U_H^2 \cdot E} = D_1; \quad \frac{\tau \cdot c_e \cdot 10^{-2}}{E} = E_1.$$

Отримаємо

$$B'_{MF} = \frac{A_1}{l_0 \cdot n_{ТП}} \cdot S_{пит} \cdot \left(\frac{a_H \cdot n_{ТП}}{m} + \frac{b_H \cdot \sqrt{n_{ТП}}}{\sqrt{m}} \right) \cdot C_1 + B_1 \quad (22)$$

при визначенні F по j_e і

$$B'_{MU} = \left[A_1 + E_1 \cdot S_{пит} \cdot \left(\frac{a_H \cdot n_{ТП}}{k_e^2 \cdot k_H \cdot \xi} + \frac{b_H \cdot \sqrt{n_{ТП}} \cdot m \cdot \Delta U_d \%}{k_e^2 \cdot k_H \cdot \xi} \right) \right] \cdot \frac{1}{l_0 \cdot n_{ТП}} +$$

$$+ D_1 \cdot S_{пит} \cdot \left(\frac{a_H \cdot n_{ТП}}{m} + \frac{b_H \cdot \sqrt{n_{ТП}}}{\sqrt{m}} \right) \cdot \frac{k_H \cdot \xi}{\Delta U_d \%} \cdot l_0 \cdot n_{ТП} + B_1 \quad (23)$$

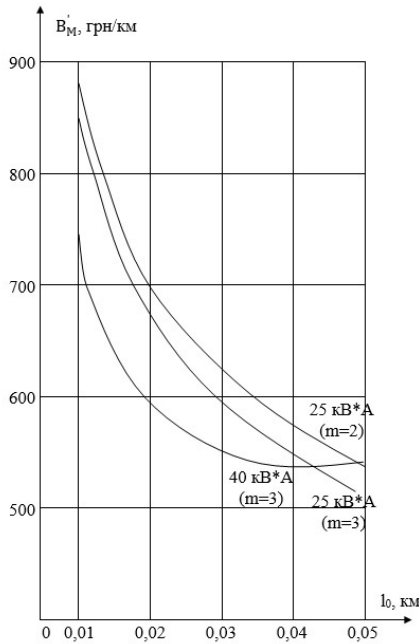
при визначенні F по $\Delta U_d \%$.

На рисунку представлено залежності наведених дисконтованих витрат $B'_M(l_0)$ від середньої відстані між споживачами для комплектних ТП та ліній 0,38 кВ на залізобетонних опорах. Кількість споживачів, підключених до трансформатора заданої потужності, визначалася із співвідношення

$$S_{ТП} \cdot k_{31} = S_{пит} \cdot \left(a_H \cdot n_{ТП} + b_H \cdot \sqrt{n_{ТП}} \right), \quad (24)$$

де k_{31} – коефіцієнт завантаження трансформатора комунально-побутовим навантаженням (залежить від співвідношення комунально-побутового та іншого навантаження у цьому житловому районі);

$$n_{ТП} = \left(-\frac{b_H}{2 \cdot a_H} + \sqrt{\frac{b_H^2}{4 \cdot a_H^2} - \frac{S_{ТП} \cdot k_{31}}{S_{пит} \cdot a_H}} \right)^2. \quad (25)$$



Зона економічності використання ТП тієї чи іншої потужності може бути визначена у загальному вигляді аналітично з рівності

$$S_{\text{пт1}} = S_{\text{пт2}}, \quad (26)$$

де індекси 1 та 2 відносяться до ТП суміжних потужностей.

Розкриваючи (26), можна отримати середню відстань між споживачами, за яких доцільно переходити на ТП меншої потужності

$$l_0 = \frac{\frac{A_{1(2)}}{n_{\text{ТП2}}} - \frac{A_{1(1)}}{n_{\text{ТП1}}}}{S_{\text{пт}} \cdot C_1 \cdot \left[a_n \cdot (n_{\text{л1}} - n_{\text{л2}}) + b_n \cdot (\sqrt{n_{\text{л1}}} - \sqrt{n_{\text{л2}}}) \right]}, \text{ км}. \quad (27)$$

При визначенні F по j_e маємо

$$l_0 = \sqrt{\frac{G_2 - G_1}{H_1 - H_2}}. \quad (28)$$

При визначенні F по ΔU_d % отримаємо

$$G_1 = \left[A_{1(1)} + E_1 \cdot S_{\text{пт}} \cdot \left(\frac{a_n \cdot n_{\text{ТП1}}}{k_e^2 \cdot k_n \cdot \xi} + \frac{b_n \cdot \sqrt{n_{\text{ТП1}} \cdot m_1} \cdot \Delta U_d \%}{k_e^2 \cdot k_n \cdot \xi} \right) \right] \cdot \frac{1}{n_{\text{ТП1}}};$$

$$G_2 = \left[A_{1(2)} + E_1 \cdot S_{\text{пт}} \cdot \left(\frac{a_n \cdot n_{\text{ТП2}}}{k_e^2 \cdot k_n \cdot \xi} + \frac{b_n \cdot \sqrt{n_{\text{ТП2}} \cdot m_2} \cdot \Delta U_d \%}{k_e^2 \cdot k_n \cdot \xi} \right) \right] \cdot \frac{1}{n_{\text{ТП2}}};$$

$$H_1 = D_1 \cdot S_{\text{пт}} \cdot \left(\frac{a_n \cdot n_{\text{ТП1}}}{m_1^2} + \frac{b_n \cdot \sqrt{n_{\text{ТП1}}}}{m_1 \sqrt{m_1}} \right) \cdot \frac{k_n \cdot \xi}{\Delta U_d \%};$$

$$H_2 = D_2 \cdot S_{\text{пт}} \cdot \left(\frac{a_n \cdot n_{\text{ТП2}}}{m_2^2} + \frac{b_n \cdot \sqrt{n_{\text{ТП2}}}}{m_2 \sqrt{m_2}} \right) \cdot \frac{k_n \cdot \xi}{\Delta U_d \%}.$$

Висновки та перспективи подальшого розвитку дослідження. 1) Аналіз графіків рисунка показує, що обмежуючим чинником під час вибору ТП є довжина ліній 0,38 кВ, підключених до ТП. 2) При проектуванні системи електропостачання районів малоповерхової забудови міст слід прагнути до скорочення протяжності низьковольтних мереж. 3) Наявність точок перетину кривих $V'_M(l_0)$ свідчить про наявність точок оптимуму $S_{\text{ТП}}(l_0)$. 4) Використання розроблених моделей може бути використано при реконструкції або переведенні електричних мереж 6(10)/0,38 кВ на напругу 20 кВ.

1. Астахов Ю.Н., Гордиевский И.Г., Карасев Д.Д. Об экономической соразмерности в системах электроснабжения городских районов. Технический прогресс в электроснабжении городов. Л.: Энергия, 1970. 269 с.
2. Бранко Ф. Принципы планирования дистрибутивных мрежа у градовиша. Електродистрибуција. 1988. № 1. С. 59–63.
3. Козлов В.А. Вопросы построения городских распределительных сетей. Опыт построения систем электроснабжения городов. Л.: Энергия, 1973. 342 с.
4. Тугай Ю.І., Нікішин Д.А., Демов О.Д., Півнюк Ю.Ю. Декомпозиція електричних мереж при оптимізації реактивних потужностей. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2018. Вип. 50. С. 11–15.
5. Кузнецов В.Г., Тугай І.Ю. Аналіз ферорезонансних процесів в розподільчому пристрої підстанції високої напруги за допомогою методів нелінійної динаміки. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 3. С. 33–34.
6. Говоров П.П., Новський В.О., Говоров В.П., Кіндінова А.К. Керування режимами розподільних електромереж міст в умовах слабкої кореляції графіків активної та реактивної потужностей. *Технічна електродинаміка*. 2020. Вип. №4. С. 60–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.04.060>
7. Novorov P., Novorov V., Kindinova A., Abdelrhim O. Development of model voltage booster transformers parameters. 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek): materials of the conference, Kharkiv, 5-10 october 2020. P. 211–216. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250136>

8. Hovorov P., Kindinova A., Hovorov V., Abdelrhim O. Control of modes of power supply and lighting systems of cities based on the concept of Smart-Grid. 2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS): materials of the conference, Kyiv, 12-14 october 2022. P. 21–25.
9. Романюк Ю.Ф., Демкович О.В. Вибір оптимальної схеми приєднання споживачів до транзитної лінії електропередавання нафтопромислової мережі. *Нафтогазова енергетика*. 2013. № 2. С. 101–108.
10. Романюк Ю.Ф., Поточний А.І. Застосування методу економічних інтервалів для оптимізації параметрів електричних мереж. *Нафтогазова енергетика*. 2009. № 2 (11). С. 72–75.

INCREASING THE EFFICIENCY OF THE DISTRIBUTION NETWORKS OF LOW-RISE CITY DISTRICTS

P.P. Hovorov, V.P. Hovorov, V.O. Perepecheniy, A.K. Kindinova

O.M. Beketov National University of Urban Economy in Kharkiv,

st. Marshala Bazhanova, 17, Kharkiv, 61003, Ukraine

e-mail: philip.govorov@gmail.com

The article analyzes the methods of estimating the parameters and regimes of electrical distribution networks in areas of low-rise urban development. A method for optimizing the parameters of distribution networks of 0.38 kV under conditions of uncertainty of the initial information is proposed. It is shown that one of the unsolved problems of calculating the parameters of distribution electric networks of cities is the determination of the estimated load of utility consumers. Its dependence on the characteristics of consumers and their number connected to the lines of city transformer substations causes the low accuracy of calculations. In this case, the error of calculating the transformer substations load can reach 10-25%, and the error of calculating the cross-sections of 0.38 kV lines reaches 40%. In the assumption of the constancy of the total length of the lines of urban electric networks and the invariance of the distance between loads, calculation formulas for linear moments and load distribution coefficients are proposed, and based on them, models of intersection and power losses in lines are developed. Taking into account the developed models, we offer discounted cost models for 0.38 kV networks and transformer substations when calculating economic current density and allowable voltage costs.

Keywords: optimization, distribution networks, uncertainty, efficiency, low-rise building, scheme.

1. Astakhov Yu.N., Gordiyevskiy I.G., Karasev D.D. On economic proportionality in the power supply systems of urban areas. *Tekhnicheskij progress v elektrosnabzhenii gorodov*. L: Energiya, 1970. 269 p.
2. Branko F. Principles of urban distribution network planning. *Elektrodistibucija*. 1988. № 1. P. 59–63.
3. Kozlov V.A. Issues of building urban distribution networks. Experience in building power supply systems for cities. L: Energiya, 1973. 342 p.
4. Tuhay Yu.I., Nikishyn D.A., Demov O.D., Pivnyuk Yu.Yu. Decomposition of electrical networks during optimization of reactive powers. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky Natsional'noyi akademiyi nauk Ukrainy*. 2018. № 50. P. 11–15.
5. Kuznetsov V.H., Tuhay I.Yu. Analysis of ferroresonance processes in the switchgear of a high-voltage substation using nonlinear dynamics methods. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2012. № 3. P. 33–34.
6. Hovorov P.P., Novskiy V.O., Hovorov V.P., Kindinova A.K. Management of modes of distributive electric networks of cities under conditions of weak correlation of graphics of active and reactive power. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2020. № 4. P. 60–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.04.060>
7. Hovorov P., Hovorov V., Kindinova A., Abdelrhim O. Development of model voltage booster transformers parameters. 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek): materials of the conference, Kharkiv, 5-10 october 2020. P. 211–216. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250136>
8. Hovorov P., Kindinova A., Hovorov V., Abdelrhim O. Control of modes of power supply and lighting systems of cities based on the concept of Smart-Grid. 2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS): materials of the conference, Kyiv, 12-14 october 2022. P. 21–25.
9. Romanyuk Y.F., Demkovich O.V. Choosing the optimal scheme for connecting consumers to the transit power line of the oil industry network. *Naftohazova enerhetyka*. 2013. № 2. P. 101–108.
10. Romanyuk Y.F., Potochnyi A.I. Application of the method of economic intervals to optimize the parameters of electrical networks. *Naftohazova enerhetyka*. 2009. № 2 (11). P. 72–75.

Надійшла: 07.06.2023

Прийнята: 13.07.2023

Submitted: 07.06.2023

Accepted: 13.07.2023