

УДК 621.311

ПРОПОЗИЦІЇ ЩОДО ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЬ РОЗТАШУВАННЯ ДЖЕРЕЛ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ ТА ВЕЛИЧИН ЇХ ПОТУЖНОСТІ В РАДІАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 35 кВ

Д. П. Кожан

Національний університет біоресурсів і природокористування України, Україна.

Кореспонденція автора: kozhan14@i.ua.

*Історія статті: отримано – квітень 2019, акцептовано – червень 2019.
Бібл. 11, рис. 1, табл. 5.*

Анотація. Запропонований підхід щодо математичних моделей визначення економічно доцільних місць розташування та обґрутованих величин потужностей джерел розподіленої генерації (ДРГ) при впровадженні їх в радіальних розподільних електричних мережах напругою 10 кВ [4–6], рекомендується використати і для радіальних розподільних мереж напругою 35 кВ, що живляться від системного електропостачання. При цьому в економічно доцільних місцях розташування ДРГ враховується принцип рівності модулів напруги і їх кутів як критерій мінімізації втрат активної потужності та стабілізації рівнів напруги при зміні експлуатаційного режиму електричної мережі напругою 35 кВ.

Економічно доцільні місця розташування ДРГ визначаються по найбільшому значенню вузлових питомих транспортних витрат (ПТВ) в кожному окремо взятому відгалуженні мережі, а величини активних і реактивних потужностей у відповідних місцях визначаються згідно математичної моделі усталеного режиму з можливістю реалізації вибору складу відомих та пошукових вузлових характеристик.

Проведені та представлені в якості доказової бази експериментальні модельні дослідження щодо ефективності використання запропонованого в [4–6] підходу при впровадженні ДРГ в радіальних розподільних мережах напругою 35 кВ.

Ключові слова: розподільна електрична мережа, системне електропостачання, джерело розподіленої генерації, градієнтний метод, питомі транспортні витрати.

Постановка проблеми

Широке впровадження ДРГ (таких як, перетворювачі сонячної і вітрової енергії, ГЕС на малих ріках і т. п.) в радіальних розподільних електричних мережах напругою 6–35 кВ забезпечує чистоту навколошнього середовища, зменшує як витрати паливних і водних ресурсів, так і втрати електроенергії в мережах за рахунок наближення виробників електричної енергії до споживачів [1].

Однак, виникають проблемні питання пов’язані як з режимами напруги в мережі з ДРГ [8], так і з

впливом ДРГ на властивості централізованого системного електропостачання [7].

При цьому одними із важливих питань є визначення економічно доцільних місць розташування ДРГ та обґрутованих величин їх потужностей в розподільних мережах різного рівня напруги з врахуванням розподілу між живлячими мережами об’єктами [2, 3, 9–11].

Для вирішення вище вказаних питань щодо мереж напругою 35 кВ в даній статті пропонується запропонований і успішно вирішений в [4–6] підхід в два етапи:

1) визначення економічно доцільних місць розташування ДРГ згідно величин вузлових ПТВ;

2) визначення обґрутованих величин активних і реактивних або тільки активних потужностей ДРГ в місцях економічного їх розташування за допомогою математичної моделі усталеного режиму з можливістю реалізації вибору складу відомих та пошукових вузлових характеристик.

Аналіз останніх досліджень

Питанням щодо визначення економічно доцільних місць розташування та обґрутованих величин потужності ДРГ в радіальних розподільних електричних мережах займалися у різні часи такі вчені як Jegadeesan M. [9], Nitin Singh [10], Haesen E. [11], Воропай М.І., Кириленко О.В., Лежнюк П.Д., Козирський В.В. [3], Кирик В.В. [2], Тугай Ю.І., Кулик В.В. та інші.

Мета дослідження

Мета досліджень полягає в обґрутуванні ефективності використання математичних моделей визначення економічно доцільних місць розташування та величин потужності ДРГ запропонованих в [4–6] при впровадженні малої генерації в радіальних розподільних електричних мережах напругою 35 кВ, що живляться від системного електропостачання.

Результати досліджень

Як і в [4–6] для визначення економічно доцільних місць розташування ДРГ в радіальних розподільних електрических мережах напругою 35 кВ, які живляться від системного електропостачання, використано градієнтний метод, який реалізує вузлові ПТВ на передачу активної і реактивної потужностей по елементах електричної мережі. Математична модель вказаного методу на основі лінеаризованої системи рівнянь має вид

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial P_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial Q_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial U_i} \\ \frac{\partial P_i}{\partial P_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial Q_i} & \frac{\partial \theta_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial U_i}{\partial U_i} \\ \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial P_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial Q_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial U_i} \end{bmatrix}^T \times \begin{bmatrix} \frac{\partial \pi}{\partial P_i} \\ \frac{\partial \pi}{\partial Q_i} \\ \frac{\partial \pi}{\partial \theta_i} \\ \frac{\partial \pi}{\partial U_i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \pi}{\partial \theta_i} \\ \frac{\partial \pi}{\partial U_i} \end{bmatrix}, \quad (1)$$

де: $[\cdot]^T$ – транспонована матриця частинних похідних (матриця Якобі) елементами якої є частинні похідні від небалансів активних і реактивних потужностей у вузлах схеми електричної мережі

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_i^P &= P_i + U_i^2 G_{ii} - \sum U_j U_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \\ \varepsilon_i^Q &= Q_i - U_i^2 B_{ii} - \sum U_j U_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

по відповідних пошукових вузлових характеристиках P_i , Q_i , θ_i і U_i , \mathcal{E} – символ нев’язки, i – індекс вузла, який розглядається, j – поточний індекс вузла, який має безпосередній електричний зв’язок з вузлом що розглядається, G_{ii} , B_{ii} , G_{ij} , B_{ij} – відповідно власні та взаємні активні і реактивні провідності ділянок мережі (дійсні та уявні складові елементів матриці вузлової провідності), θ_i , θ_j , U_i , U_j – кути (фази) та модулі напруги i -го і j -го вузлів, P_i , Q_i – задані значення вузлових потужностей, π – сумарні втрати активної потужності в елементах схеми електричної мережі

$$\pi = \sum_{k=1}^m [U_i^2 + U_j^2 - 2U_i U_j \cos(\theta_i - \theta_j)] G_{ij}, \quad (3)$$

m – кількість ділянок мережі в якій пропонується встановлення ДРГ, $\partial\pi/\partial P_i$ – витрати активної потужності на транспорт одиниці активної потужності до i -го вузла схеми, $\partial\pi/\partial Q_i$ – витрати активної потужності на транспорт одиниці реактивної потужності до i -го вузла схеми, $\partial\pi/\partial\theta_i$ – похідна від сумарних втрат активної потужності в елементах мережі по куту напруги i -го вузла схеми

$$\frac{\partial \pi}{\partial \theta_i} = \sum_{j=1}^n [2U_i U_j \sin(\theta_i - \theta_j)] G_{ij}, \quad (4)$$

$\partial\pi/\partial U_i$ – похідна від сумарних втрат активної потужності в елементах мережі по модулю напруги i -го вузла схеми

$$\frac{\partial \pi}{\partial U_i} = \sum_{j=1}^n [2U_i - 2U_j \cos(\theta_i - \theta_j)] G_{ij}, \quad (5)$$

n – кількість ділянок мережі, що примикають до i -го вузла схеми.

Величини вузлових ПТВ $\partial\pi/\partial P_i$ і $\partial\pi/\partial Q_i$ визначаються для всіх вузлів схеми електричної мережі на основі результатів розрахунків режимів її максимального або перспективного вузлового навантаження.

Максимальні значення вузлових ПТВ $\partial\pi/\partial P_i$ і $\partial\pi/\partial Q_i$ вказують на найбільш економічно доцільні місця встановлення джерел відповідно активної і реактивної потужностей.

В розімкнутих мережах напругою 35 кВ, які мають декілька відгалужень від вузла системного живлення, максимальні значення вузлових ПТВ, а відповідно і найбільш економічно доцільні місця встановлення джерел потужності, визначаються окремо по кожному відгалуженню.

Для визначення обґрунтovаних величин потужностей джерел активної і реактивної або тільки активної генерації використано модифікований метод Ньютона [5] матриця частинних похідних якого на відміну від класичного методу Ньютона включає частинні похідні $\frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial P_i}$, $\frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial Q_i}$, $\frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial P_i}$ і $\frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial Q_i}$. Ітераційний процес модифікованого методу виглядає згідно (2) як

$$\begin{bmatrix} P_i \\ Q_i \\ \theta_i \\ U_i \end{bmatrix}^{(K+1)} = \begin{bmatrix} P_i \\ Q_i \\ \theta_i \\ U_i \end{bmatrix}^{(K)} - \begin{bmatrix} \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial P_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial Q_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial U_i} \\ \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial P_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial Q_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial U_i} \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} \varepsilon_i^P \\ \varepsilon_i^Q \end{bmatrix}^{(K)}, \quad (6)$$

При цьому поправки δP_i , δQ_i , $\delta\theta_i$ і δU_i до невідомих величин в (6) визначаються на кожному кроці ітераційного процесу розв’язанням системи лінійних рівнянь

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial P_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial Q_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial U_i} \\ \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial P_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial Q_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial U_i} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \delta P_i \\ \delta Q_i \\ \delta\theta_i \\ \delta U_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \varepsilon_i^P \\ \varepsilon_i^Q \end{bmatrix}, \quad (7)$$

Система лінійних рівнянь (7) розв’язується методом найменших квадратів і розглядається як визначена (кількість відомих дорівнює кількості невідомих) з різними комбінаціями відомих і пошукових величин. Виходячи з того, що в електрических системах існує тісний зв’язок між активними потужностями і кутами напруги та реактивними потужностями і модулями напруги, аналіз функції (3) показує, що для всіх генеруючих об’єктів (включаючи джерело системного живлення) розосереджених в електричній мережі рівність їх кутів напруги і (або) рівність модулів напруги призводить до збільшення кутів і (або) модулів напруги як у суміжних вузлах, так і у вузлах споживання між генеруючими об’єктами. При цьому відбувається перерозподіл потужностями між усіма генеруючими об’єктами із зменшенням значення функції (3).

При моделюванні усталеного режиму електричної мережі вибір складу відомих і пошукових вузлових характеристик у місцях розташування ДРГ дозволяє використовувати наступні вузлові моделі:

1) вузли з джерелами активної і реактивної потужності

$$U - \text{const}, \theta - \text{const}, \\ P - \text{var}, Q - \text{var};$$

2) вузли з джерелами тільки активної потужності

$$Q - \text{const}, \theta - \text{const}, \\ P - \text{var}, U - \text{var};$$

3) вузли з джерелами тільки реактивної потужності

$$U - \text{const}, P - \text{const}, \\ Q - \text{var}, \theta - \text{var};$$

Моделі вузлів 2) і 3) можуть використовуватись в одному і тому ж відгалуженні у різних місцях, коли ПТВ по активній і реактивній потужності не співпадають по максимальній величині. Використання мо-

делі вузла 2) можливе тільки при моделюванні установленого режиму модифікованим методом Ньютона.

Крім того на відміну від класичного методу Ньютона і його модифікацій використання модифікованого методу Ньютона надає можливість всі пошукові активні і реактивні потужності у вузлах електричної схеми визначати безпосередньо без додаткового їх розрахунку після закінчення ітераційного процесу.

Моделювання щодо вище вказаного підходу в два етапи виконано на прикладі реальної схеми роз-

подільної електричної мережі напругою 35 кВ (рис.1) з параметрами ділянок та величинами вузлового навантаження (згідно відгалужень I, II, III, IV і V), приведеними відповідно в табл. 1 і 2.

Схема включає 20 вузлів і 19 ділянок. Вузол живлення має номер 20.

Примітка. Відгалуження I, V, IV, II і III для визначення активних і реактивних потужностей ДРГ, а відгалуження I, V, III, IV і II тільки для активних.

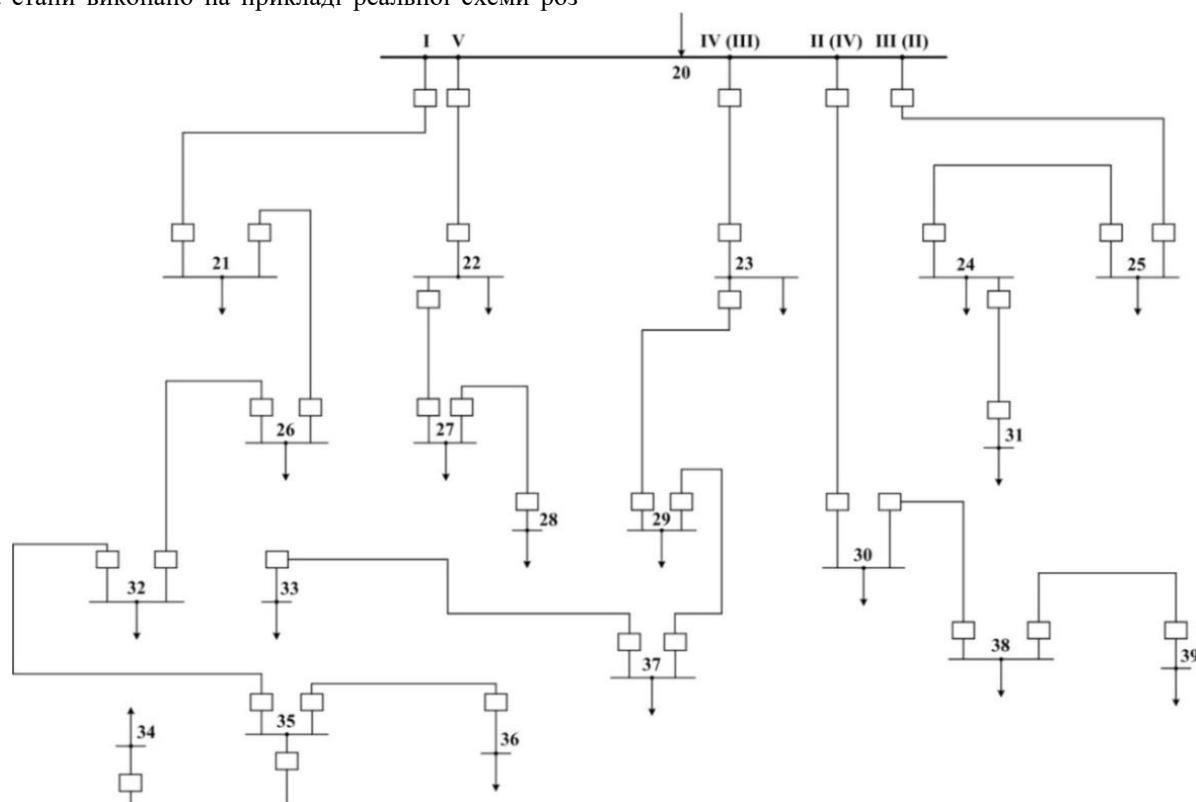


Рис. 1. Схема розподільної електричної мережі напругою 35 кВ.

Fig. 1. The scheme of power distribution networks with voltage of 35 kV.

Таблиця 1. Параметри ділянок мережі.

Table 1. The parameters of the network.

Ділянка мережі	Номінальна напруга, кВ	Марка проводу	Довжина ділянки (L), км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	R, Ом	X, Ом	KT, в.о.
20-21	35	AC-150	11	0,198	0,406	2,178	4,466	-
21-26	35	AC-95	4,47	0,306	0,421	1,368	1,882	-
26-32	35	AC-95	11,25	0,306	0,421	3,443	4,736	-
32-35	35	AC-95	25,5	0,306	0,421	7,803	10,74	-
35-34	35	AC-95	2,3	0,306	0,421	0,704	0,968	-
35-36	35	AC-95	10	0,306	0,421	3,06	4,21	-
20-22	35	AC-95	18,49	0,306	0,421	5,658	7,784	-
22-27	35	AC-70	5,15	0,428	0,432	2,204	2,225	-
27-28	35	AC-50	7,36	0,63	0,435	4,637	3,202	-
20-23	35	AC-95	6,5	0,306	0,421	1,989	2,737	-
23-29	35	AC-95	10,95	0,306	0,421	3,351	4,61	-
29-37	35	AC-95	6,2	0,306	0,421	1,897	2,61	-
37-33	35	AC-95	17,21	0,306	0,421	5,266	7,245	-
20-30	35	AC-95	16,41	0,306	0,421	5,021	6,909	-
30-38	35	AC-95	2,13	0,306	0,421	0,652	0,897	-
38-39	35	AC-70	11,5	0,428	0,432	4,922	4,968	-
20-25	35	AC-120	23,4	0,249	0,414	5,827	9,688	-
25-24	35	AC-120	4,95	0,249	0,414	1,233	2,049	-
24-31	35	AC-70	6,4	0,428	0,432	2,739	2,765	-

Таблиця 2. Вузлові навантаження мережі в максимальному режимі.**Table 2.** Nodal network load at max.

№ вузла	21	26	32	35	34	36	22	27	28	23	29	37	33	30	38	39	25	24	31											
P _h , кВт	1040	2160	800	1800	1040	2160	0	0	870	1800	870	1800	560	1150	700	1150	150	1300	2090	4320	150	1050	1500	1350	950	1450	870	1800	700	1070
Q _h , кВар	1040	2160	800	1800	1040	2160	0	0	870	1800	870	1800	560	1150	700	1150	150	1300	2090	4320	150	1050	1500	1350	950	1450	870	1800	700	1070

Таблиця 3. Розрахункові значення вузлових напруг схеми.

Table 3. The calculated values of the nodal scheme.

№ вузла	21	26	32	35	34	36	22	27	28	23	29	37	33	30	38	39	25	24	31
U, кВ	35,22	34,69	33,67	32,2	32,13	31,91	35,61	35,4	35,22	35,61	34,8	34,41	33,85	35,34	35,24	34,94	35,03	34,83	34,69

Дані щодо результатів моделювання режиму максимального навантаження у виді вузлових напруг приведені в табл. 3.

Втрати активної потужності в режимі максимального навантаження реальної розподільної електричної мережі склали $\Delta P = 1246,33$ кВт.

1. Проведені розрахунки вузлових ПТВ для активних і реактивних потужностей ДРГ на основі результатів моделювання режиму максимального навантаження реальної схеми, приведені в табл. 4.

Таблиця 4. Результати розрахунку вузлових питомих транспортних витрат.**Table 4.** The results of the calculation of nodal transport costs per unit.

Номер вузла схеми	Напруга вузла системного електропостачання	
	36,5 кВ	
	Величини похідних	
	$\partial \pi / \partial P_i$	$\partial \pi / \partial Q_i$
21	-0,00712	0,05811
26	0,00174	0,03550
32	0,02183	0,10071
35	-0,00938	-0,03912
34	-0,00900	-0,03340
36	-0,00346	0,00736
22	0,04198	0,09223
27	0,05365	-0,03782
28	-0,03843	-0,27340
23	0,00593	0,02046
29	0,04071	0,04554
37	0,00371	0,01618
33	0,02539	0,13593
30	0,01257	0,00654
38	-0,02638	-0,05056
39	0,04960	0,02543
25	-0,04780	-0,33159
24	0,04160	-0,24492
31	0,02400	-0,35168

Значення вузлових ПТВ у наступних відгалуженнях схеми визначались з врахуванням економічно обґрунтованих потужностей розрахованих у попередніх відгалуженнях.

При цьому максимуму $\partial \pi / \partial P_i$ і $\partial \pi / \partial Q_i$ відповідають вузол 32 відгалуження I, вузол 39 відгалуження II, вузол 24 відгалуження III, вузол 29 відгалуження IV і вузол 27 відгалуження V, що відповідає умовам для розташування в них ДРГ.

2. Згідно з модифікованим методом Ньютона [5], проведені експериментальні дослідження щодо визначення обґрунтованих величин генерації активної і реактивної потужності у вузлах 32, 39, 24, 29 і 27 реальної схеми електричної мережі в порядку зменшення в них ПТВ, але найбільших у відповідному відгалуженні схеми. Експериментальні розрахунки показали, що найбільш ефективним є визначення обґрунтованої величини активної і реактивної генерації при рівності вузлових напруг та їх кутів у місцях розташування джерел живлення, включаючи місце системного електропостачання.

Виходячи із рівності напруг та їх кутів усіх джерел живлення величини активної і реактивної генерації у вузлах 32, 39, 24, 29 і 27 реальної схеми електричної мережі визначались при напрузі рівній 36,5 кВ, включаючи вузол системного електропостачання. При цьому величина активної генерації у вузлі 32 склали 7762,5 кВт, реактивної 3644,8 кВар, а втрати активної потужності в мережі зменшились з 1246,33 кВт до 801,13 кВт. Для додаткових розташувань ДРГ у вузлах 39, 24, 29 і 27 величини активної генерації склали 3268,43 кВт, 4360,36 кВт, 6228,56 кВт і 3341 кВт, реактивної 1593,91 кВар, 2293,82 кВар, 3549,93 кВар і 1245,33 кВар із зменшенням втрат активної потужності відповідно до 697,82 кВт, 556,65 кВт, 326,69 кВт та 248,89 кВт. Загальна величина економії становить 1246,33 кВт – 248,89 кВт = 997,44 кВт. Величини реактивних потужностей ДРГ визначались відповідно до рівності модулів вузлових напруг, а коефіцієнти їх потужностей склали для вузла 32 – 0,91, для вузла 39 – 0,9, для вузла 24 – 0,9, для вузла 29 – 0,9 і для вузла 27 – 0,94, які знаходяться в границях 0,9 – 0,95, що відповідає технічним характеристикам перетворювачам сонячної та вітрової енергії.

Основні результати приведених вище модельних експериментальних досліджень згідно вибраної для досліджень реальної схеми електричної мережі наведені в табл. 5.

Таблиця 5. Основні результати експериментальних досліджень.**Table 5.** The main results of experimental studies.

Порядок впровадження ДРГ	Місця розташування (вузли)	Модуль напруги, кВ	Генерація активної потужності, кВт	Генерація реактивної потужності, кВар	$\cos \varphi$	Зниження втрат ΔP_{Σ} по схемі, кВт
1	32	36,5	7762,5	3644,8	0,91	801,13
2	39	36,5	3268,43	1593,91	0,9	697,82
3	24	36,5	4360,36	2293,82	0,9	556,65
4	29	36,5	6228,56	3549,93	0,9	326,69
5	27	36,5	3341	1245,33	0,94	248,89

Аналіз модельних експериментальних досліджень показав, що зміна місць розташування ДРГ або збільшення чи зменшення визначеної генерації у вузлах з найбільшими ПТВ призводять до збільшення втрат активної потужності в мережі, що свідчить про економічну доцільність визначених місць розташування та обґрунтованість величин активних і реактивних потужностей ДРГ для заданих умов експлуатації розподільної електричної мережі.

3. Проведені також експериментальні дослідження щодо визначення обґрунтованих величин активних потужностей ДРГ при рівності кутів вузлових напруг. Вузлові ПТВ для активних потужностей ДРГ відповідають наступним вузлам і їх величинам: вузол 32 – $\partial \pi / \partial P_i = 0,02183$, вузол 31 – $\partial \pi / \partial P_i = 0,05956$, вузол 33 – $\partial \pi / \partial P_i = 0,02495$, вузол 39 – $\partial \pi / \partial P_i = 0,66549$ і вузол 28 – $\partial \pi / \partial P_i = 0,01416$. При цьому величина активної генерації джерел живлення у вузлі 32 складає 5428,4 кВт, у вузлі 31 – 2469,02 кВт, у вузлі 33 – 2367,55 кВт, у вузлі 39 – 1930,81 кВт і у вузлі 28 – 2046,13 кВт. Сумарні втрати активної потужності по схемі зменшились з 1246,33 до 542,17 кВт.

Крім того в результаті досліджень було виявлено: використання принципу рівності напруг джерел живлення в процесі експлуатації надає можливість отримувати обґрунтовані значення активних потужностей впроваджених в радіальну розподільну електричну мережу ДРГ при зміні експлуатаційного режиму вузлового навантаження мережі; найбільш ефективним при впровадженні ДРГ є використання в різних комбінаціях як активних, так і реактивних джерел енергії.

Висновки

1. Використання методу ПТВ надає можливість розробки простих і достатньо ефективних моделей для визначення економічно доцільних місць розташування ДРГ в радіальних розподільних електрических мережах, що живляться від системного електропостачання.

2. Для визначення обґрунтованих потужностей ДРГ з розташуванням їх в економічно доцільних місцях пропонується використовувати модифікований метод Ньютона з визначенням поправок до невідомих на кожному кроці ітераційного процесу вирішення системи лінеаризованих рівнянь методом найменших квадратів (включення частинних похідних по активній і реактивній вузлових потужностях призводить до несиметричності матриці частинних похідних відносно діагоналі).

3. Модифікований метод Ньютона, який полягає в доповненні матриці частинних похідних похідними $\partial e_i^P / \partial P_i$, $\partial e_i^P / \partial Q_i$, $\partial e_i^Q / \partial P_i$ та $\partial e_i^Q / \partial Q_i$ надає можливість використовувати вузлові характеристики P_i , Q_i , θ_i і U_i в різних комбінаціях відомих та пошукових вузлових величин.

4. Модельні експериментальні дослідження показали, що при визначенні потужностей ДРГ в радіальних розподільних мережах 35 кВ, найбільш доцільним є рівність напруги величиною 36,5 кВ в місцях приєднання виробників електроенергії, включаючи місце системного живлення.

Також модельні експерименти показали ефективність використання методик запропонованих в [4–6] і при впровадженні ДРГ в радіальних розподільних електрических мережах напругою 35 кВ, що живляться від системного електропостачання.

Проводяться дослідження по використанню методики щодо економічно доцільних місць розташування і обґрунтованих величин потужності ДРГ в складнозамкнених електрических мережах.

Список літератури

1. Зміни встановленої потужності ОЕС України [Електронний ресурс] / Режим доступу: http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/ukrenergo/control/u_k/publish/article?art_id=149524&cat_id=35061_2014.
2. Кирик В. В., Губатюк О. С. Сенсорний метод пошуку місця встановлення джерела розподіленого генерування. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2015. № 6. С. 136–140.
3. Козирський В. В., Гай О. В., Бодунов В. М. Рекомендації щодо вибору потужності джерел розподіленої генерації в розподільних електрических мережах сільських регіонів. *Науковий вісник НУБіП України. Серія: Техніка та енергетика АПК*. 2012. Вип. 174 (2). С. 24–30.
4. Скрипник А. М., Кожсан Д. П. Пропозиції щодо пошуку економічних місць розташування та величин потужності джерел розподіленої генерації в розподільних електрических мережах, які живляться від системного електропостачання. *Науковий вісник НУБіП України. Серія: Техніка та енергетика АПК*. 2017. Вип. 268. С. 125–135.
5. Скрипник А. Н., Кожсан Д. П., Ковалєва В. В. Модифікация метода Ньютона и ее использование при расчетах режимов распределительных электрических сетей напряжением до 110 кВ. *Инновации в сельском хозяйстве*. 2015. Вып. 4 (14). С. 14–20.

6. Скрипник А. М., Кожан Д. П. Визначення економічно доцільних місць розташування та обґрунтованих величин потужності джерел розподіленої генерації в розподільних електрических мережах, які живляться від системного електропостачання. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2017. Вип. 186. С. 114–118.

7. Бартоломей П. І., Паніковська Т. Ю., Чечушков Д. А. Аналіз впливання розподіленої генерації на своєства ЭЭС. *Объединенный симпозиум в рамках проекта АТЭС. Энергетические связи между Россией и Восточной Азией: стратегии развития в XXI веке*. Иркутск, 2010. С. 4–5.

8. Яндульський О. С., Труніна Г. О. Визначення зон ефективного регулювання напруги джерелами розосередженої генерації з інверторним приєднанням у розподільній електричній мережі. *Наукові праці Вінницького національного технічного університету*. 2014. № 4.

9. Jegadeesan M., Keerthana V. Optimal Sizing and Placement of Distributed Generation in Radial Distribution Feeder Using Analytical Approach. *International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology*. 2014. Vol. 3. P. 358–364.

10. Singh N., Ghosh S., Murari K. Optimal Sizing and Placement of DG in a Radial Distribution Network using Sensitivity based Methods. *International Electrical Engineering Journal*. 2015. Vol. 6, No. 1. P. 1727–1734.

11. Haesen E., Espinoza M., Pluymers B., Goethals I., Thong V. V., Driesen J., Belmans R., Moor B. D. Optimal placement and sizing of distributed generator units using genetic optimization algorithms. *Electrical Power Quality and Utilisation Journal*. 2005. Vol. 1, No. 1. P. 97–104.

in modes calculation electricity distribution networks with voltage up to 110 kV. *Innovations in agriculture*, No. 4 (14), 14–20.

6. Skrypnyk, A. M. & Kozhan, D. P. (2017). Determination of economically perfect places of location and based values of power of sources of distributed generation in distribution electric networks which feed from system electrical supply. *Bulletin of the Kharkiv National Technical University of Agriculture named after Peter Vasylchenko*, Iss. 186, 114 – 118.

7. Bartolomey, P. I., Panikovskaya, T. Yu. & Chechushkov, D. A. (2010). Analysis distributed generation effect on the properties of EES. Joint symposium within the framework of the APEC project. *Energy ties between Russia and East Asia: Development Strategy in the XXI century*. Irkutsk, 4–5.

8. Yandulskyi, O. S. & Trunina, H. O. (2014). Determination of zones of effective regulation of voltage by sources of dispersed generation with inverter connection in the distribution electric network. *Scientific works of Vinnitsa National Technical University*, 4.

9. Jegadeesan, M. & Keerthana, V. (2014). Optimal Sizing and Placement of Distributed Generation in Radial Distribution Feeder Using Analytical Approach. *International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology*. Vol. 3, 358–364.

10. Singh, N., Ghosh S. & Murari, K. (2015). Optimal Sizing and Placement of DG in a Radial Distribution Network using Sensitivity based Methods. *International Electrical Engineering Journal*. Vol. 6. No. 1, 1727–1734.

11. Haesen E., Espinoza M., Pluymers B., Goethals I., Thong V. V., Driesen J., Belmans R. & Moor B. D. (2005). Optimal placement and sizing of distributed generator units using genetic optimization algorithms. *Electrical Power Quality and Utilisation Journal*. Vol. 1. No. 1, 97–104.

References

1. Changes in the installed capacity of the UES of Ukraine. Available at : http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/ukrenergo/control/u_k/publish/article?art_id=149524&cat_id=35061_2014.

2. Kyryk, V. V. & Hubatiuk, O. S. (2015). Sensory method of searching for the location of the source of distributed generation. The bulletin of the Vinnytsia Polytechnic Institute, No. 6, 136–140.

3. Kozyrskyi, V. V., Hai, O. V. & Bodunov, V. M. (2012). Recommendations on the choice of power of distributed generation sources in distributive electric networks of rural regions. Scientific bulletin of the NUBiP of Ukraine. Series: Technique and Power Engineering of Agroindustrial Complex, Iss. 174, Pt. 2, 24–30.

4. Skrypnyk, A. M. & Kozhan, D. P. (2017). Suggestions on search of economic places of location and the magnitudes of power the sources of distributed generation in distribution electric networks, which are powered by the systemic electricity supply. Scientific bulletin of the NUBiP of Ukraine. Series: Technique and Power Engineering of Agroindustrial Complex, Iss. 268, 125–135.

5. Skripnik, A. N., Kozhan, D. P. & Kovaleva, V. V. (2015). Modification of the method of Newton and its use

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНО ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ И ВЕЛИЧИН ИХ МОЩНОСТИ В РАДИАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 35 кВ

Д. П. Кожан

Аннотация. Предложенный подход относительно математических моделей определения экономически целесообразных мест расположения и обоснованных величин мощностей источников распределенной генерации (ИРГ) при внедрении их в радиальных распределительных электрических сетях напряжением 10 кВ [4–6], рекомендуется использовать и для радиальных распределительных сетей напряжением 35 кВ, питающихся от системного электроснабжения. При этом в экономически целесообразных местах расположения ИРГ учитывается принцип равенства модулей напряжения и их углов как критерий минимизации потерь активной мощности и стабилизации уровней напряжения при изменении эксплуатационного режима электрической сети напряжением 35 кВ.

Экономически целесообразные места расположения ИРГ определяются по наибольшему значению узловых удельных транспортных расходов (УТР) в

каждом отдельно взятом ответвлении сети, а величины активных и реактивных мощностей в соответствующих местах определяются согласно математической модели установившегося режима с возможностью реализации выбора состава известных и поисковых узловых характеристик.

Проведенные и представлены в качестве доказательной базы экспериментальные модельные исследования относительно эффективности использования предложенного в [4–6] подхода при внедрении источников распределенной генерации в радиальных распределительных сетях напряжением 35 кВ.

Ключевые слова: распределительная электрическая сеть, системное электроснабжение, источник распределенной генерации, градиентный метод, удельные транспортные расходы.

SUGGESTIONS FOR DETERMINING OF LOCATION SOURCES OF DISTRIBUTED GENERATION AND THE MAGNITUDES OF THEIR POWER IN RADIAL ELECTRIC NETWORKS WITH VOLTAGE OF 35 kV

D. P. Kozhan

Abstract. The proposed approach to mathematical models for determining economically feasible locations and reasonable values of the power of sources of distributed generation (SDG) when they are introduced into 10 kV radial distribution electric networks [4–6], is recommended to be used for 35 kV radial distribution networks that are powered by a system power supply. Moreover, in economically feasible locations of SDG, the principle of equality of voltage modules and their angles is taken into account as a criterion for minimizing active power losses and stabilizing voltage levels when changing the operating mode of an electric network with a voltage of 35 kV.

Economically feasible locations of SDG are determined by the highest value of nodal specific transport costs (STC) in each individual network branch, and the values of active and reactive capacities in appropriate places are determined according to the mathematical model of the steady state with the possibility of making a choice of the composition of known and search nodal characteristics.

Experimental model studies conducted and presented as evidence base on the effectiveness of using the approach proposed in [4–6] when introducing sources distributed generation in 35 kV radial distribution networks.

Key words: distribution electrical network, systemic electricity supply, the source of distributed generation, the gradient method, specific transport costs.

Д. П. Кожан ORCID 0000-0002-9873-6344.

