

УЗГОДЖЕННЯ ГРАФІКІВ ГЕНЕРУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ТА ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ В ЛОКАЛЬНІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ СИСТЕМІ

Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В.

Вінницький національний технічний університет

В статті запропоновано метод узгодження графіків генерування фотовольтаїчних електричних станцій та споживачів. Відмінною особливістю цього методу є застосування морфометричного аналізу для оцінювання нерівномірності сумарного графіка електроспоживання, оптимальних коефіцієнтів струморозподілу, що дозволяє шляхом уточнення потужностей, які переміщуються по графіку, забезпечити зниження втрат електроенергії в мережі, і транспортної задачі як інструмента оптимізації.

Постановка проблеми. Досвід впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), основної складової розосередженої генерації (РГ), демонструє потребу в узгодженні роботи джерел енергії і споживачів. Оскільки всі очікувані переваги впровадження ВДЕ: зниження втрат електроенергії, покращення якості електроенергії, розвантаження мереж тощо, не досягаються через відсутність узгодженої роботи.

Лева частка генерування ВДЕ припадає на розподільні електричні мережі. У випадку коли встановлена потужність ВДЕ, зокрема СЕС та ВЕС, зростає до 15% і більше, від сумарної потужності навантаження, РЕМ набуває ознак локальної електричної системи. Для забезпечення належного рівня балансової надійності ЛЕС, потрібно враховувати ймовірнісний характер видачі потужності такими електростанціями [2, 9-11].

Зростання частки ВДЕ в балансі електроенергії України призводить до погіршення ситуації особливо в розподільних електричних мережах. Практика впровадження ВДЕ, зокрема фотовольтаїчних електричних станцій (ФЕС), демонструє зростання нерівномірності графіка електроспоживання. Це призводить до ускладнення роботи електричних станцій, які працюють в піковій та напівпіковій частині добового графіка та завантаження елементів мережі, і як наслідок, зростання втрат в розподільних електричних мережах.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Огляд літературних джерел показує, що всі методи мають за мету провести узгодження режимів роботи ВДЕ і електроспоживачів, відмінними є критерії узгодження і засоби узгодження.

Найбільш розповсюджені критерії узгодження (оптимальності), за якими виконується розв'язування задачі: мінімум втрат електроенергії [1,2,3], якість електроенергії [4], надійність електропостачання [5], пропускна спроможність [6], максимум видачі потужності [7,8], максимум прибутку [9], мінімум інвестицій [11] тощо.

У ряді робіт [13, 15, 17, 19] були спроби вирішити задачу узгодження в багатокритеріальній постановці. Так у [15] вирішується задача пошуку оптимальних місць під'єднання та потужностей ВДЕ, за критерієм мінімуму втрат активної потужності та забезпечення відповідної якості електроенергії. В [17] запропоновано розв'язувати задачу розміщення джерел розосередженого генерування за надійністю електропостачання та пропускної спроможності ліній електропере-

дач. В [19] автори пропонують виконувати оптимізацію за надійністю електропостачання і мінімумом втрат активної потужності, використовуючи метод генетичних алгоритмів та парето-оптимізації.

В цій роботі пропонується виконати узгодження графіків роботи ВДЕ і електроспоживачів, чим досягати вирівнювання останнього. Нерівномірність графіка електричного навантаження (ГЕН) негативно впливає на процес виробництва, передачі та розподілу електричної енергії [20,21]. Вирівнювання графіка навантаження є складним процесом, що потребує змін у технологічному процесі споживачів електричної енергії. Тому вирівнювання ГЕН повинно бути детально обгрунтовано.

В [21] показано, що використання морфометричного апарату для аналізу нерівномірності має ряд переваг і дозволяє здійснити комплексну і детальну оцінку форми ГЕН.

Метою статті є розроблення методу узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії, зокрема ФЕС та електричного навантаження, що дозволить мінімізувати втрати електроенергії в розподільних електричних мережах та зменшити нерівномірність добового графіка електричних навантажень.

Основні матеріали дослідження. Оскільки графік електричних навантажень нерівномірний, а як зазначається в [20], робота ФЕС збільшує таку нерівномірність. Оскільки пік видачі потужності ФЕС припадає на денний провал в ГЕН, тому потрібно мотивувати споживачів зміщувати свій добовий графік електричних навантажень в години максимуму генерування ФЕС. За кордоном впроваджується концепція віртуальних електростанцій, що значно спрощує задачу вирівнювання добового ГЕН.

Основна ідея такого підходу – не вироблення електроенергії, а створення нових або мотивування вже існуючих споживачів електроенергії здійснювати маневрування власним споживанням. В Україні зараз основним мотивуючим заходом є зонний тариф на електроенергію (табл.1), згідно якого вартість електроенергії диференціюється за періодами часу доби.

Таким чином споживач може зменшити плату за електроенергію, не зменшуючи обсягів споживання. При цьому зменшується нерівномірність ГЕН.

Оскільки значна частина генерування ВДЕ припадає на розподільні електричні мережі (РЕМ), розглянемо приклад такої мережі (рис.1).

Таблиця 1 – Зонний тариф на електроенергію диференційований за періодами часу

Період часу	Нічний	Денний	Піковий
Двоніжні тарифи, диференційовані за періодами часу			
Тарифні коефіцієнти	0,5	1	-
Тривалість періоду	23:00 – 07:00	07:00 – 23:00	-
Тризонні тарифи, диференційовані за періодами часу			
Тарифні коефіцієнти	0,4	1	1,5
Тривалість періоду	23:00 – 07:00	07:00 – 08:00 11:00 – 20:00 22:00 – 23:00	08:00 – 11:00 20:00 – 22:00

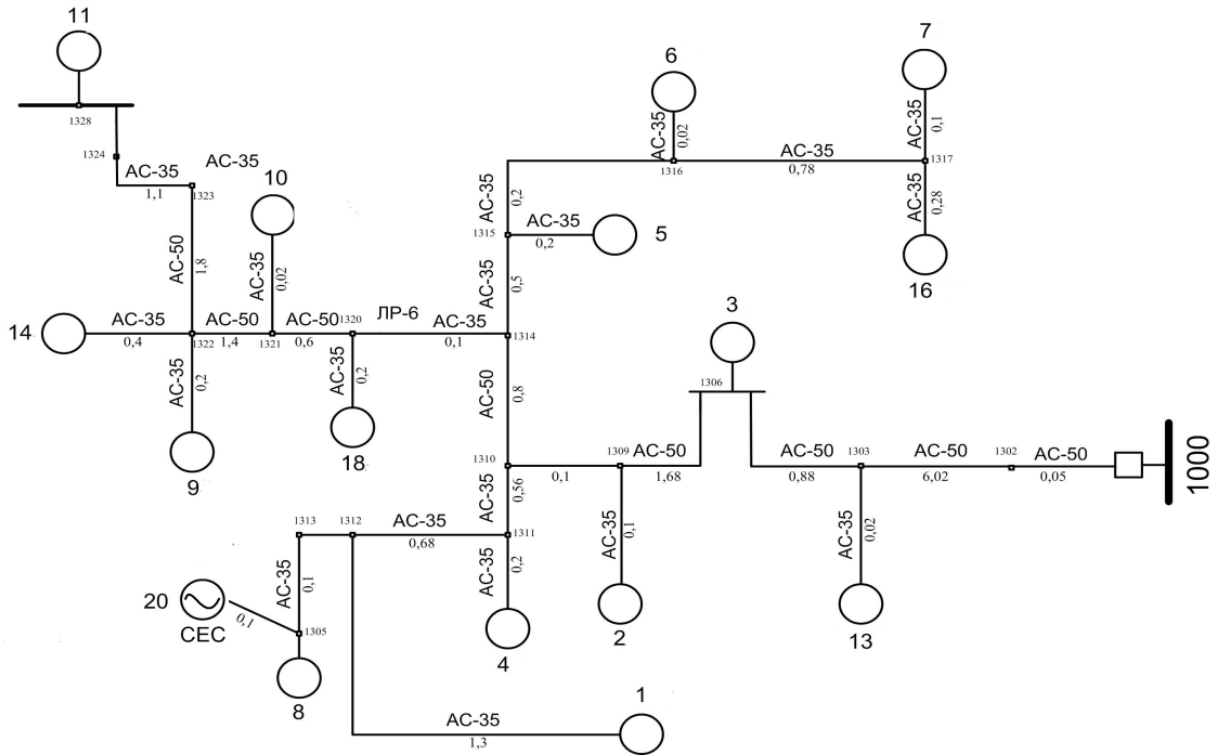


Рисунок 1 – Фрагмент розподільної електричної мережі

Сумарний добовий графік навантаження РЕМ в Декартові системі координат представлений на рис.2а

та його морфометрична модель рис.2б.

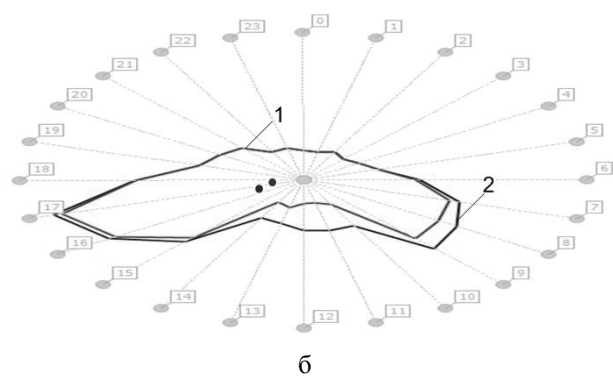
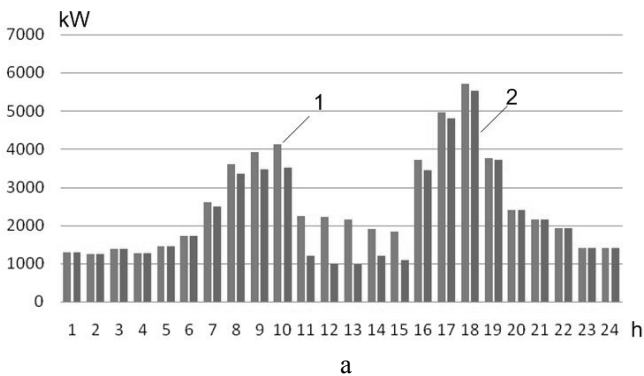


Рисунок 2 – а - сумарний ГЕН РЕМ, до (1) та після (2) приєднання ВДЕ, б - морфометрична модель сумарного ГЕН РЕМ, до (1) та після (2) приєднання ВДЕ

Оскільки графік навантаження нерівномірний (рис. 2 а), тобто наявні піки/напівпіки навантаження, то відповідно центри ваги фігур, що описують ГЕН

ЕМ надіаграмі (рис. 2 б), не співпадають з центром початку координат. Для визначення центру ваги фігур скористаємося формулами:

$$\left\{ \begin{aligned} x_u &= \frac{\sum_{i=1}^{24} \frac{x_{i+1} + x_i}{2} \sqrt{(x_{i+1} - x_i)^2 + (y_{i+1} - y_i)^2}}{\sum_{i=1}^{24} \sqrt{(x_{i+1} - x_i)^2 + (y_{i+1} - y_i)^2}} \\ y_u &= \frac{\sum_{i=1}^{24} \frac{y_{i+1} + y_i}{2} \sqrt{(x_{i+1} - x_i)^2 + (y_{i+1} - y_i)^2}}{\sum_{i=1}^{24} \sqrt{(x_{i+1} - x_i)^2 + (y_{i+1} - y_i)^2}} \end{aligned} \right. \quad (2)$$

Відстань від початку координат x_0, y_0 до центру ваги фігури x_u, y_u (рис.2 б), буде характеризувати нерівномірність графіка навантаження d :

$$d = \sqrt{(x_0 - x_u)^2 + (y_0 - y_u)^2}, \quad (3)$$

де x_0, y_0 – центр координат,

x_u, y_u – координати зміщення центру ваги ГЕН відносно центру координат.

Для узгодження графіків генерування та навантаження скористаємося класичними морфометричними параметрами.

У відповідності з визначеннями [21] округлість (M_1) оцінює співвідношення між мінімальним та максимальним навантаженням, характеризуючи екстремуми процесу добового споживання електричної енергії та динаміку зміни навантаження (рис.3).

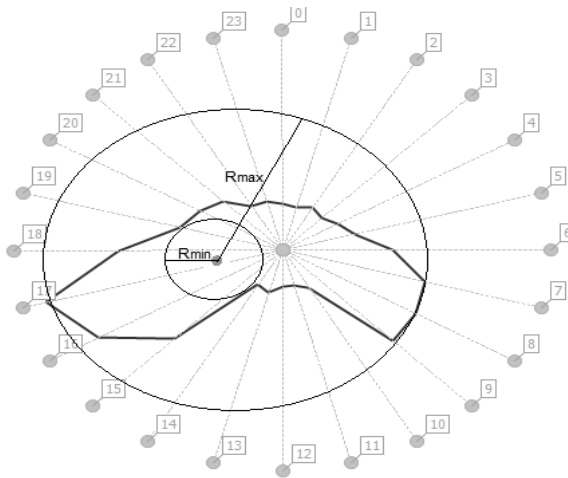


Рисунок 3 – Округлість графіка електричного навантаження РЕМ з урахуванням генерування ФЕС

Визначається вона як відношення між радіусами вписаного та описаного кіл:

$$M_1 = \frac{R_{\min}}{R_{\max}}, \quad (4)$$

де R_{\min} – радіус вписаного кола;

R_{\max} – радіус описаного кола.

Компактність (M_2) оцінює співвідношення величини споживання електричної енергії, яке було б якби споживач працював тільки з заданими максимальними

навантаженнями, до реальної величини споживання електроенергії. Тобто, вона характеризує не завантаженість електричного обладнання і визначається як відношення між площею фігури і квадратом її периметра:

$$M_2 = \frac{4 \cdot \pi \cdot S}{\Pi^2}, \quad (5)$$

де $S = \frac{1}{2} \left| \sum_{i=1}^{23} (x_i + x_{i+1}) \cdot (y_i - y_{i+1}) \right|$ – площа фігури

графіка навантаження в полярній системі координат;

$\Pi = \sum_i d_i = \sum_i \sqrt{(x_i - x_{i+1})^2 + (y_i - y_{i+1})^2}$ – периметр

фігури графіка навантаження, який визначається як сума довжин відрізків фігури ГЕН.

Видовження (M_3) оцінює співвідношення між навантаженням у нічний провал/напівок та піковим навантаженням, характеризуючи співвідношення дешевої та дорогої спожитої електроенергії (відповідно до диференційованого тарифу). Визначається воно як відношення між значенням довжини перпендикуляра до головної осі діаграми (L_2) та значенням довжини головної осі діаграми (L_1):

$$M_3 = \frac{L_2}{L_1}. \quad (6)$$

Випуклість (M_4) характеризує загальну добову нерівномірність графіка навантаження, динаміку і величину зміни значень навантажень. Визначається вона як відношення площі фігури, що описує навантаження, до площі кола, яке б описувало рівномірний ГЕН:

$$M_4 = \frac{S_g}{S}, \quad (7)$$

де S – площа фігури ГЕН,

$S_g = \pi R^2$ – площа кола, радіус якого дорівнює середньому значенню навантаження.

Отже морфометричні параметри M_1, M_2, M_3, M_4 , доцільно використовувати для аналізу нерівномірності ГЕН, враховуючи, що їх значення лежить в межах від 0 до 1. Якщо вони прямують до нуля, тоді нерівномірність ГЕН є значною, а з наближенням їх до одиниці ГЕН є рівномірним. Результати розрахунку приведені в таблиці 2.

Таблиця 2 – Морфометричні показники нерівномірності ГЕН РЕМ

ГЕН РЕМ	M_1	M_2	M_3	M_4
Без урахуванням генерування ФЕС	0,301	0,412	0,409	0,64
З урахуванням генерування ФЕС	0,112	0,340	0,325	0,52

Як показано на рис. 2, генерування ФЕС збільшує нерівномірність сумарного добового ГЕН РЕМ, що і підтверджують морфометричні показники (табл. 2). Така нерівномірність призводить до перевитрат палива на централізованих джерелах електропостачання (наприклад, теплових електростанціях).

Однак лише вирівняти графік електричного навантаження не достатньо. Необхідно завантажити джерело енергії на потужність пропорційну коефіцієнтам струморозподілу, оскільки це призведе до мінімізації втрат.

У загальному випадку, при відсутності обмежень на задавальні струми, зумовлені вузлами генерування, коефіцієнти струморозподілу можна визначити розв'язавши таку оптимізаційну задачу: цільова функція

мінімізувати

$$\Delta P = \hat{\mathbf{i}}^T \mathbf{R} \hat{\mathbf{i}} \quad (8)$$

за умови

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{M}' \mathbf{I}_a &= \mathbf{J}_a \\ \mathbf{M}' \mathbf{I}_p &= \mathbf{J}_p \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

де $\hat{\mathbf{i}}^T, \hat{\mathbf{i}}$ – транспонований і спряжений вектори струмів у вітках;

$\mathbf{I}_a, \mathbf{I}_p$ – вектори активних і реактивних складових струмів у вітках;

$\mathbf{J}_a, \mathbf{J}_p$ – вектори активних і реактивних складових вузлових струмів;

\mathbf{R} – діагональна матриця активних опорів віток;

\mathbf{M}' – перша матриця з'єднань мережі, в якій викреслені рядки, що відповідають генерувальним вузлам (це еквівалентно об'єднанню всіх джерел живлення в один розрахунковий балансувальний вузол).

Потрібно звернути увагу, що рішення сформульованого завдання оптимізації (8) за умови (9) дозволяє визначити не тільки оптимальні струми у вітках мережі, але й установити оптимальні, з позиції мінімуму втрат активної потужності, потужності джерел живлення. Якщо активне, реактивне або повне навантаження певного джерела живлення задане (зафіксована), то в матриці \mathbf{M}' рядок, відповідний до цього вузла, повинен бути присутнім, а струм повинен бути включеним у вектор вузлових струмів з відповідним знаком.

Для визначення мінімуму втрат активної потужності й значень оптимальних струмів у вітках, що відповідають йому, скористаємося методом невизначених множників Лагранжа. Функція Лагранжа для (8) з урахуванням рівнянь обмежень (9)

$$W = \Delta P + \begin{bmatrix} \mu_a^T & \mu_p^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{M}' \mathbf{I}_a - \mathbf{J}_a \\ \mathbf{M}' \mathbf{I}_p - \mathbf{J}_p \end{bmatrix}$$

де $\begin{bmatrix} \mu_a^T & \mu_p^T \end{bmatrix}$ – транспонований вектор невизначених множників Лагранжа.

З умови рівності нулю частинних похідних W за змінним, які оптимізуються, а також множниках Лагранжа одержимо таку систему рівнянь:

$$\begin{bmatrix} 2\mathbf{R} & 0 & \mathbf{M}'^T & 0 \\ 0 & 2\mathbf{R} & 0 & \mathbf{M}'^T \\ \mathbf{M}' & 0 & & \\ 0 & \mathbf{M}' & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{a0} \\ \mathbf{I}_{p0} \\ \mu_a \\ \mu_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \mathbf{J}_a \\ \mathbf{J}_p \end{bmatrix},$$

де оптимальні струми у вітках і множники Лагранжа:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_{a0} \\ \mathbf{I}_{p0} \\ \mu_a \\ \mu_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2\mathbf{R} & 0 & \mathbf{M}'^T & 0 \\ 0 & 2\mathbf{R} & 0 & \mathbf{M}'^T \\ \mathbf{M}' & 0 & & \\ 0 & \mathbf{M}' & & 0 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \mathbf{J}_a \\ \mathbf{J}_p \end{bmatrix}.$$

де символ -1 і T означають, відповідно, обернення та транспонування матриці.

Розділивши вирази в дужках на блоки, як це показано жирними лініями, і застосувавши до них формулу Фробеніуса:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{B} \\ \mathbf{C} & \mathbf{D} \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}^{-1} + \mathbf{A}^{-1} \mathbf{B} \mathbf{H}^{-1} \mathbf{C} \mathbf{A}^{-1} & -\mathbf{A}^{-1} \mathbf{B} \mathbf{H}^{-1} \\ -\mathbf{H}^{-1} \mathbf{C} \mathbf{A}^{-1} & \mathbf{H}^{-1} \end{bmatrix},$$

де $\begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{B} \\ \mathbf{C} & \mathbf{D} \end{bmatrix}$ – матриця розмірністю $(m_1 + m_2) \times (m_1 + m_2)$;

\mathbf{A} – неособлива квадратна матриця розміром $m_1 \times m_1$;

\mathbf{D} – квадратна матриця розміром $m_2 \times m_2$ і

$$\mathbf{H} = \mathbf{D} - \mathbf{C} \mathbf{A}^{-1} \mathbf{B}.$$

Після не складних перетворень одержимо розв'язок задачі визначення оптимальних струмів у вітках у виді:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_{a0} \\ \mathbf{I}_{p0} \\ \mu_a \\ \mu_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{C}_r & 0 \\ 0 & \mathbf{C}_r \\ -2\mathbf{R}_{ij} & 0 \\ 0 & -2\mathbf{R}_{ij} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{J}_a \\ \mathbf{J}_p \end{bmatrix} \quad (10)$$

де $C_r = R^{-1}M^T(MR^{-1}M^T)^{-1}$ – матриця коефіцієнтів струморозподілу розрахункової схеми РЕМ, в якій опори віток представлені лише їхніми активними опорами (г-схема РЕМ);

$R_{ij} = (MR^{-1}M^T)^{-1}$ – матриця вузлових опорів г-схеми РЕМ.

Вектори активних і реактивних складових оптимальних струмів генерувальних вузлів

$$J_{ao}^r = M^T I_{ao};$$

$$J_{po}^r = M^T I_{po};$$

де M^T – матриця, рядками якої є рядки матриці з'єднань, що відповідають генерувальним вузлам.

За отриманим розв'язком задачі (8) можна сказати, що мінімальні втрати активної потужності в РЕМ для випадку, коли на вузлові струми не накладаються обмеження, мають місце тоді, коли активна й реактивна складові струмів розподіляються в ній залежно від активних опорів, тобто відповідно г-схемі заміщення РЕМ. Цей результат можна розширити й на перетоки потужності.

Використовуючи допущення про відсутність перетікань реактивної потужності й реактивних складових схеми заміщення елементів мережі, отримана в матричній формі залежність для перетікань активної потужності в вітках мережі:

$$P_B = -\frac{U_{ном}^2}{2} R^{-1} M^T \mu; \quad (11)$$

де R – діагональна матриця активних опорів віток;

M – перша матриця з'єднань;

μ – вектор невизначених множників Лагранжа;

$U_{ном}$ – номінальна напруга мережі.

Із системи рівнянь, отриманої диференціюванням по змінним від (11), можна визначити невизначені множники Лагранжа у вигляді:

$$\mu = -\frac{2}{U_{ном}^2} G_y^{-1} P; \quad (12)$$

де $G_y = MR^{-1}M^T$ – матриця вузлових активних провідностей;

P – вектор активних потужностей у вузлах схеми.

Після підстановки (12) в (11) отримаємо

$$P_B = R^{-1} M^T G_y^{-1} P. \quad (13)$$

В (13) вираз $R^{-1} M^T G_y^{-1}$ або $C_r = R^{-1} M^T (MR^{-1} M^T)^{-1}$ у відповідності з сказаним вище є оптимальними коефіцієнтами струморозподілу.

Перепишемо (13)

$$P_B = C_r^T P. \quad (14)$$

Схожі результати можна одержати з урахуванням перетікань реактивної потужності тому рівняння (14) буде справедливо й для повної потужності.

Для зменшення втрат електроенергії в РЕМ, що спричинені функціонуванням ВДЕ, потрібно визначити найбільш чутливі вузли до зміни втрат активної потужності. Це відносно просто можна зробити за допомогою коефіцієнтів струморозподілу C_r (для схеми на рис. 1 значення коефіцієнтів струморозподілу наведені в табл.2).

Таблиця 2 – Значення коефіцієнтів струморозподілу для вузлів РЕМ

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9
C _r	0.9	0.5	0.2	0.7	0.	0.	0.6	0.9	0.
	4	7	4	5	6	6		7	6
№	10	11	12	13	14	16	18	20	
C _r	0.6	0.6	0.6	0.0	0.	0.	0.58	1	
				7	6	6	8		

Очевидно, що вирівнювати графік необхідно змінною навантаження вузлами розташованими поблизу джерела, тобто з найбільшими коефіцієнтами струморозподілу. Таким вузлами є вузол 20, 8 та 1 вузли.

Для зменшення нерівномірності сумарного добового ГЕН РЕМ та мінімізації втрат активної потужності, пропонується корегувати графік кожним вузлом по черзі відповідно до коефіцієнту струморозподілу. Для розв'язання цієї задачі скористаємося класичною транспортною задачею (табл.3), в якій умовно можна виділити m годин в які власне споживання вузла більше за генерування ФЕС, A_1, \dots, A_m , та n годин, в які генерування ФЕС переважає споживання вузла, Z_1, \dots, Z_m . Для цього використовуються потужності вузлів уточненні шляхом множення на коефіцієнт струморозподілу. Відносну вартість B_{ij} переносу потужності з одного часового проміжку графіка на інший визначатимемо так:

$$B_{ij} = 1 + ((T_j - T_i) \cdot 0.1) + (K_{Tj} - K_{Ti}) + \sum_{k=1}^4 M_k \cdot \varphi_k \quad (15)$$

де T_j – година доби, де генерування ФЕС переважає споживання;

T_i – година доби, де споживання переважає генерування ФЕС;

K_{Tj} – коефіцієнт вартості електроенергії, згідно зонного тарифу ступені графіка в яку планується перенести потужність;

K_{Ti} – коефіцієнт вартості електроенергії, згідно зонного тарифу ступені графіка з якого планується переносити потужність;

M_k – морфометричні параметри ГЕН, визначені при перенесенні потужності з i -тої ступені графіка навантаження в j -ту;

φ_k – ваговий коефіцієнт кожного морфометрично-

го показника.

Таблиця 3 – Розподіл вартостей зміщення споживання згідно транспортної задачі

B ₁₁	B ₁₂	B ₁₃	B ₁₄	B ₁₅	B ₁₆	B ₁₇	B _{1i}	Z ₁
B ₂₁	B ₂₂	B ₂₃	B ₂₄	B ₂₅	B ₂₆	B ₂₇	B _{2i}	Z ₂
...
B _{1j}	B _{2j}	B _{3j}	B _{4j}	B _{5j}	B _{6j}	B _{7j}	B _{ij}	Z _n
A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A _m	

Відповідно поставленої задачі запишемо цільову функцію:

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n B_{ij} \cdot p_{ij} \rightarrow \min \quad (16)$$

де p_{ij} – потужність, яку потрібно змістити з однієї ступені графіка навантаження в іншу.

Перша група обмежень вказує, що кількість електроенергії на будь-якій ступені ГЕН повинна дорівнювати сумарній потужності споживання електроенергії цієї ступені ГЕН.

Друга група обмежень вказує, що сумарний зсув споживання на деяку ступень ГЕН повинен повністю компенсувати генерування на цій ступені ГЕН.

$$\sum_{i=1}^m p_{ij} = A_i,$$

Також вводимо обмеження на неможливість зміщення від'ємних значень потужності споживання:

$$\sum_{j=1}^n p_{ij} = Z_j,$$

Також вводимо обмеження на неможливість зміщення від'ємних значень потужності споживання:

$$p_{ij} \geq 0, i = 1, 2, \dots, m, j = 1, 2, \dots, n,$$

З врахуванням сказаного вище транспортна матриця буде мати вид табл. 4.

Таблиця 4 – Транспортна матриця

																	Z _m		часові проміжки ГЕН
	3.6	3.5	3.4	3.3	3.2	3.1	3	2.9	2.7	3.1	3.2	3.3	2.9	3	3.6	0	270	8	
	4.2	4.1	4	3.9	3.8	3.7	3.6	3.5	3.1	3.5	3.6	3.7	3.3	3.4	4	0	410	9	
	4.3	4.2	4.1	4	3.9	3.8	3.7	3.6	3	3.4	3.5	3.6	3.2	3.3	3.9	0	600	10	
	3.9	3.8	3.7	3.6	3.5	3.4	3.3	3.2	2	3	3	3	3	3	3	0	760	11	
	4	3.9	3.8	3.7	3.6	3.5	3.4	3.3	2.3	2.7	2.8	2.9	2.5	2.6	3.2	0	790	12	
	4.1	4	3.9	3.8	3.7	3.6	3.5	3.4	2.2	2.6	2.7	2.8	2.4	2.5	3.1	0	790	13	
	4.2	4.1	4	3.9	3.8	3.7	3.6	3.5	2.1	2.5	2.6	2.7	2.3	2.4	3	0	630	14	
	4.3	4.2	4.1	4	3.9	3.8	3.7	3.6	2	2.4	2.5	2.6	2.2	2.3	2.9	0	270	15	
	4.4	4.3	4.2	4.1	4	3.9	3.8	3.7	1.9	2.3	2.4	2.5	2.1	2.2	2.8	0	110	16	
A _m	80	110	50	60	100	150	70	10	80	100	100	120	50	80	60	3410			
	0	1	2	3	4	5	6	7	17	18	19	20	21	22	23	Фіктивний вузол навантаження			
часові проміжки ГЕН																			

Таблиця 5 – Транспортна матриця (результат оптимізації за вузлом 20)

																	Z _m		часові проміжки ГЕН	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	270	270		8
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	410	410		9
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600		10
	26	32	0	0	11	27	3	0	5	13	10	16	0	13	5	599	760	11		
	27	35	20	22	32	43	25	6	27	31	32	37	19	25	21	386	790	12		
	27	35	19	23	32	44	25	4	28	32	33	37	19	25	21	387	790	13		
	0	8	11	15	24	36	17	0	20	24	25	30	11	17	13	379	630	14		
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	270	270	15		
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110	110	16		
A _m	80	110	50	60	100	150	70	10	80	100	100	120	50	80	60	3410				
	0	1	2	3	4	5	6	7	17	18	19	20	21	22	23	Фіктивний вузол навантаження				
часові проміжки ГЕН																				

Очевидно, що значення відносних вартостей B_{ij} для кожного вузла будуть відрізнятись.

Результат оптимізації по вузлу 20 наведений в табл. 5. Наступним кроком відбувається перерозподіл графіка фіктивного вузла між вузлами 8 та 1.

З урахуванням узгодження графіка генерування ФЕС та навантаження морфометрична модель ГЕН РЕМ буде мати такий вид наведений на рис.4. Порівняльний аналіз морфометричних показників для вирівняного ГЕН РЕМ та ГЕН РЕМ з урахуванням генерування ФЕС приведений в табл.7.

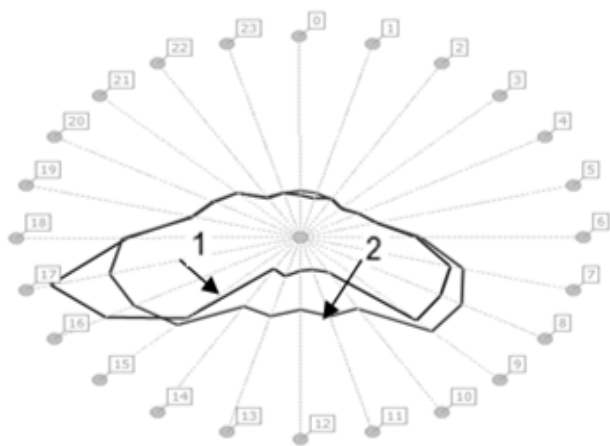


Рисунок 4 – Морфометрична модель сумарного ГЕН ЛЕС, після приєднання СЕС (1) та з урахуванням вирівнювання ГЕН (2)

Таблиця 7 – Морфометричні показники нерівності ГЕН РЕМ

ГЕН РЕМ	M_1	M_2	M_3	M_4
З урахуванням генерування ФЕС	0,112	0,340	0,325	0,52
Вирівняний ГЕН з генеруванням ФЕС	0,411	0,691	0,513	0,75

Вирівнювання графіка навантаження РЕМ, за рахунок зміщення споживання електроенергії у вузлах, дозволяє зменшити втрати активної потужності в РЕМ.

На рис. 5 показано зміну втрат активної потужності від часу доби для всіх етапів оптимізації. Сумарне зниження втрат електричної енергії теж досягається результатом показано на рис. 6.

Так, сумарні втрати електроенергії в РЕМ з урахуванням генерування СЕС становили $W=9462$ кВт год, а після вирівнювання ГЕН РЕМ, втрати зменшились до $W=8361$ кВт год.

Висновки. Залежність режиму роботи відновлюваних джерел енергії від природних умов в більшості випадків призводить до погіршення режиму роботи розподільних електричних мереж. Тому необхідно виконувати штучне узгодження графіків навантаження і ВДЕ. Особливо це стосується фотовольтаїчних електричних станцій.

В роботі запропоновано на основі застосування

морфометричного аналізу графіків споживання, оптимальних коефіцієнтів струморозподілу і транспортної задачі розв'язати задачу вирівнювання сумарного графіка електроспоживання РЕМ і зниження втрат електроенергії в розподільних електричних мережах.

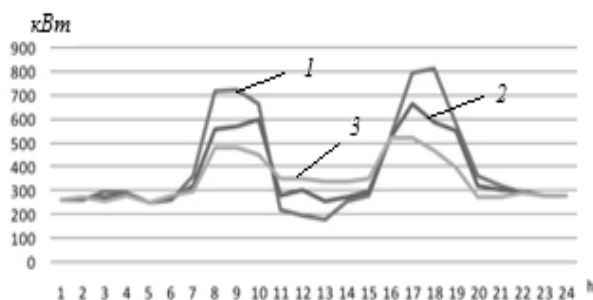


Рисунок 5 – Зміна втрат активної потужності в РЕМ 1- з урахуванням генерування СЕС, 2 - за результатом оптимізації 20-го вузла, 3 - за результатом оптимізації 8-го вузла

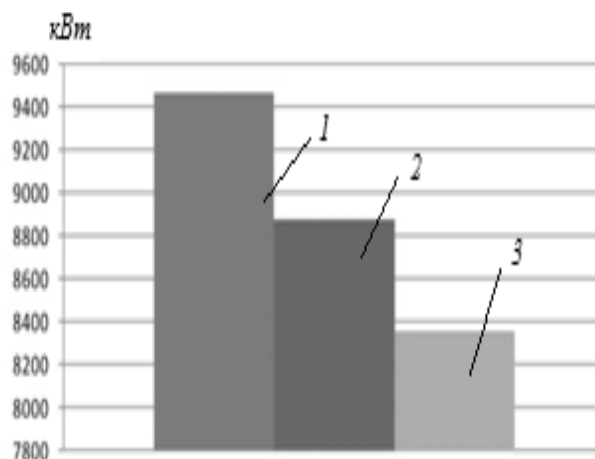


Рисунок 6 – Втрати електроенергії в РЕМ 1- з урахуванням генерування СЕС, 2 - за результатом оптимізації 20-го вузла, 3 - за результатом оптимізації 8-го вузла

Список використаних джерел

1. Burykin O. B. Optimization of the regime of local power systems with renewable energy [Text] / O. Burykin, Y. Malohulko // Proceedings of DonNTU. Series "Electrical Engineering and Energy" - 2013. - № 2 (15). - P. 42-46. ISSN 2074 - 2630.
2. Walid El-Khattam, Kankar Bhattacharya, Yasser Hegazy and M. M. A. Salama, "Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 3, pp. 1674-1684, August 2004. Analytical Approaches for Optimal Placement of Distributed Generation Sources in Power Systems.
3. N. S. Rau and Y.-H. Wan, Optimum location of resources in distributed planning, IEEE Transactions on

Power Systems, vol. 9, pp. 2014-2020, Nov. 1994.

4. Caisheng Wang, M. Hashem Nehrir "An Analytical Method for DG Placements Considering Reliability Improvements", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 4, pp. 2068-2076, November 2004.

5. Hamid Falaghi, Mahmood-Reza Haghifam "ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems", PowerTech, pp. 555-560, 2007.

6. Victor H. Méndez Quezada, Juan Rivier Abbad, and Tomás Gómez San Román "Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation", IEEE Transactions on power systems, vol. 21, no. 2, pp.533-540, May 2006.

7. Seyed Mohammad Hossein Nabavi, Somayeh Hajforoosh, Mohammad A.S. Masoum, "Placement and Sizing of Distributed Generation Units for Congestion Management and Improvement of Voltage Profile using Particle Swarm Optimization", IEEE, 2011.

8. Andrew Keane, Luis (Nando) F. Ochoa, Eknath Vittal, Chris J. Dent, Gareth P. Harrison "Enhanced Utilization of Voltage Control Resources With Distributed Generation" IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 1, pp. 252-260, February 2011.

9. Nikhil K. Ardeshtna, Badrul H. Chowdhury, "Supporting Islanded Microgrid Operations in the Presence of Intermittent Wind Generation", IEEE, pp. 1-8, 2010.

10. Y. Alinejad-Beromi, M. Sedighzadeh, M. Sadighi "A Particle Swarm Optimization for Sizing and Sizing of Distributed Generation in Distribution Network to Improve Voltage Profile and Reduce THD and Losses".

11. X. Chen and W. Gao, "Effects of Distributed Generation on Power Loss, Load ability and Stability", IEEE Southeastcon, pp. 468-473, April 2008.

12. D. Zhu, R. P. Broadwater, K. S. Tam, R. Seguin and H. Asgerisson, "Impact of DG Placement on Reliability and Efficiency With Time-Varying Loads", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 1, February 2006.

13. C. Tautiva and A. Cadena, "Optimal Placement of Distributed Generation on Distribution Networks", Transmission and Distribution Conference and Exposition, Latin America, IEEE/Pes, 2008.

14. M. Gandomkar, M. Vakilian and M. Ehsan, "A Combination of Genetic Algorithm and Simulated Annealing for Optimal DG Allocation in Distribution Networks", CCECE/CCGEI, Saskatoon, IEEE 2005.

15. Buslavets, O. Evaluation and increase of load capacity of on-load tap changing transformers for improvement of their regulating possibilities / O. Buslavets, P. Legnuk, O. Rubanenko // Eastern-European journal of enterprise technologies – 2015. – No. 2/8 (74). – P. 35-41. – doi: 10.15587/1729-4061.2015.39881

16. Bae, I. Reliability Evaluation of Distributed Generation Based on Operation Mode. / I. Bae, J. Kim// IEEE Transactions on Power Systems. – 2007. – Vol.22. – No.2.– P.785-790. – doi:10.1109/TPWRS.2007.894842.

17. Kondo, T. Voltage control of distribution network with a large penetration of photovoltaic generations using facts devices / Jumpei Baba, Akihiko Yokoyama.// Electrical Engineering in Japan – 2008. – Vol. 165. – № 3. – P. 16-28.– doi: 10.1002/ej.20499

18. Ackerman T., Knyazin V. Interaction between distributed generation and the distribution network // Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia Pacific IEEE/PES. – 2000. – Vol.2.– P. 1357-1362.

19. Lezhniuk P. D. Evaluation of Stability of generating solar power in the task of ensuring the reliability of the grid / P. D. Lezhniuk, V. A. Komar., S. V. Kravchuk // Scientific works of Vinnytsia National Technical University. -2016. - №2 С. 1- 8. Access: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/471>

20. Komenda N. V. Morphometric evaluation criteria and uniformity of electrical loads graphics / Komenda N. V. // Journal of National University "Lviv Polytechnic". - 2011.- №66. - P. 42-46.

21. Komenda T. I. Roundness, compactness and lengthening schedules electrical load / T. I. Komenda, N. V. Komenda, L. V. Davydenko // Herald of Vinnitsa Polytechnic Institute. -2016.- №2. - P. 98-105.

Аннотация

СОГЛАСОВАНИЯ ГРАФИКОВ ГЕНЕРИРОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ В ЛОКАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Лежнюк П. Д., Комар В. А., Кравчук С. В.

В статье предложен метод согласования графиков генерации фотовольтаичных электрических станций и потребителей. Отличительной особенностью этого метода является применение морфометрического анализа для оценки неравномерности суммарного графика электропотребления, оптимальных коэффициентов токораспределения, что позволяет путем уточнения мощностей, которые перемещаются по графику, обеспечить снижение потерь электроэнергии в сети, и транспортной задачи как инструмента оптимизации.

Abstract

RECONCILIATION SCHEDULE GENERATION RENEWABLE ENERGY AND ELECTRIC LOAD IN THE LOCAL ELECTRICAL SYSTEM

P. Lezhniuk, V. Komar, S. Kravchuk

In the article the method of reconciliation schedules fotovoltaichnyh generation of power plants and consumers. A distinctive feature of this method is the use of morphometric analysis to evaluate the uneven schedule of total power consumption, optimal ratios currents, allowing capacity by clarifying that move on schedule, to ensure the reduction of energy losses in the network, and the TSP as a tool of optimization.