

УДК 621.313.322

В. В. Кулик, к. т. н., доц.; Т. Є. Магас, к. т. н., доц.; Ю. В. Малогулко
ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ З АСИНХРОННИМИ ГЕНЕРАТОРАМИ ЗАСОБАМИ
SMART GRID

У статті, відповідно до концепції *Smart Grid*, розглянуто окремі питання формування інтелектуальних електричних мереж розв'язання яких дозволить створити передумови для ефективного використання розосереджених джерел електроенергії.

Ключові слова: розосереджені джерела електроенергії, вітроелектростанції, *Smart Grid*, асинхронні генератори.

Вступ

Сучасні світові тенденції щодо децентралізації електропостачання споживачів, пов'язані зі збільшенням вартості традиційних паливних ресурсів, проявляються в підвищенні частки розосередженого виробництва електроенергії завдяки розосередженим джерелам (РДЕ) і призводять до ускладнення планування режимів електроенергетичних систем (ЕЕС) та оперативного керування ними. Крім того, поєднання зазначених вище процесів з реформуванням економіки енергетики – впровадженням системи двосторонніх договорів – фактично унеможливує організацію ефективного функціонування ЕЕС без удосконалення їхньої інформаційної інфраструктури з поступовим переходом до концепції інтелектуальних електричних мереж *Smart Grid* [1].

Сучасні реалізації елементів *Smart Grid* у низці країн [2, 3] дозволяють стверджувати, що технологічно такі системи створюють передумови для високоефективного використання РДЕ для розв'язання як локальних (забезпечення максимального прибутку від їхньої експлуатації), так і загальносистемних (підвищення якості функціонування розподільних електричних мереж) завдань. Відповідно до концепції *Smart Grid* [2] усіх учасників та організаторів процесу енергообміну в ЕЕС можна розподілити між сферами діяльності, або так званими доменами (рис. 1).

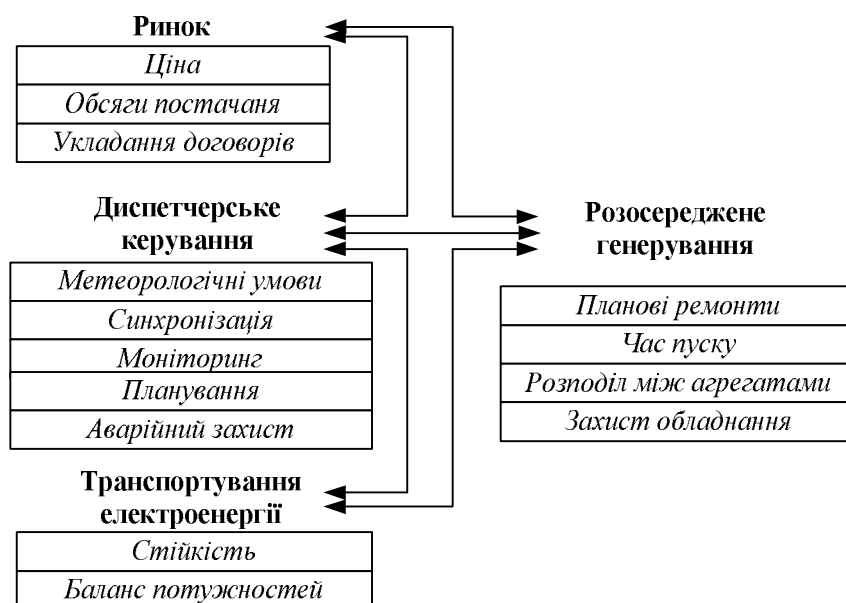


Рис. 1. Основні функції окремих доменів *Smart Grid*, пов'язаних з генеруванням електроенергії за рахунок розосереджених джерел

Основні функції доменів, пов'язаних з роботою відновлюваних джерел електроенергії в розподільних мережах, показано на рис. 1. Домен «Розосереджене генерування» об'єднує електричні станції, серед яких РДЕ різних типів, що подають електроенергію в розподільні електричні мережі. Його основним завданням є підвищення ефективності виробництва електроенергії цими джерелами. Особливі труднощі виникають на шляху оптимізації функціонування вітрових (ВЕС) і сонячних електричних станцій (СЕС), оскільки їхні режими визначаються стохастичним впливом навколишнього середовища, і при цьому практично неможливо запасти первинну енергію (як, наприклад, у випадку малих ГЕС). Описаний домен пов'язаний інформаційними потоками з доменами керування, організації функціонування ринку електроенергії, а також доменом транспортування електроенергії. Інформаційний зв'язок з останнім є найбільш важливим, оскільки транспортний домен функціонально виконує, сумісно з іншими доменами, збір і обробку інформації, захист обладнання, оптимізацію функціонування та інше.

Інформаційні зв'язки дозволяють на рівні диспетчерського керування враховувати експлуатаційні особливості різних електричних станцій, що використовують відновлювані джерела енергії, особливо ВЕС та СЕС, процес виробництва електроенергії на яких має низку особливостей технічного та організаційного характеру. Інформаційні зв'язки з доменом «Ринок» дозволяють узгоджувати завдання оперативної оптимізації режимів ЕЕС із заявленими обсягами постачання електроенергії за умовами двосторонніх договорів, кон'юнктуру ринку електроенергії, коригуванням цін на постачання електроенергії та інші системні послуги.

Оптимальне керування розосередженими джерелами енергії

Оптимізацію функціонування РДЕ здійснюють за рахунок реалізації планової послідовності керувальних впливів, отриманих шляхом розв'язання відповідних оптимізаційних задач з інтегральним критерієм якості на певному часовому відрізку. Типова задача забезпечення ефективного використання розосереджених джерел, що полягає в отриманні максимального прибутку від реалізації виробленої електроенергії [4], може бути подана так. Задано сукупність з n керованих РДЕ, наприклад малих ГЕС, і m умовно керованих ВЕС та СЕС, математичне очікування сумарної активної потужності яких становить:

$$M_{VAR}(t) = M_{BEV}\{P(t)\} + M_{CES}\{P(t)\}. \quad (1)$$

У якості змінних керування прийнято потужності МГЕС, оскільки вони є найстабільнішими і не зазнають впливу навколишнього середовища. Втрати від перетоків потужності умовно керованих РДЕ та МГЕС у розподільній мережі є функціями від потужностей генерування й мають враховуватися в цільовій функції. Склад увімкненого обладнання МГЕС протягом доби і його енергетичні характеристики є сталими. Необхідно знайти такі режими МГЕС $P_i(t)$ на інтервалі часу $[t_0; t_k]$, які забезпечили б максимальний прибуток від реалізації електроенергії РДЕ на енергоринку:

$$\int_{t_0}^{t_k} c(t) \left[\sum_{i=1}^n P_i(t) + M_{VAR}(t) - k_{\alpha}(t) \cdot \Delta P_{PDE}(t) \right] dt \rightarrow \max, \quad (2)$$

де $k_{\alpha}(t)$ – ваговий коефіцієнт, що визначається співвідношенням відпускнуго тарифу для РДЕ $c(t)$ та вартості втрат потужності для цієї розподільної мережі c_0 ; $\Delta P_{PDE}(t)$ – складник втрат потужності в розподільних електричних мережах, зумовлений функціонуванням РДЕ; $P_i(t)$ – активні потужності генерування малих ГЕС.

$$\varphi(t) = \sum_{i=1}^n P_i(t) + \Delta P_{\alpha E}(t) - P_{\Sigma}(t) - \Delta P_{\Sigma}(t),$$

де $\Delta P_{\text{ЦЕ}}(t)$ – потужність за рахунок централізованого електричного постачання; $P_{\text{н}\Sigma}(t)$ – сумарне навантаження заданої сукупності споживачів; $\Delta P_{\Sigma}(t)$ – сумарні втрати потужності в електричних мережах.

Розв’язання задачі детально розглянуто в [4]. Як розв’язок, використовуючи принцип максимуму інтегральних функцій Понтрягіна, отримано умови оптимальності функціонування РДЕ у вигляді співвідношень:

$$z_{\text{EP}}^*(t) = \frac{\lambda_1 q_1^*(t) + q_1^{\text{III}}}{1 - \sigma_1^*(t)} = \frac{\lambda_2 q_2^*(t) + q_2^{\text{III}}}{1 - \sigma_2^*(t)} = \dots = \frac{\lambda_n q_n^*(t) + q_n^{\text{III}}}{1 - \sigma_n^*(t)}, \quad (3)$$

де $z_{\text{EP}}^* = z_{\text{EP}} + z'_{\text{EP}}$, $q_i^* = q_i + q'_i$, а $\sigma_i^* = \sigma_i + \sigma'_i$ за умови, що

$$\begin{cases} z_{\text{EP}} = -\psi(t); \quad z'_{\text{EP}} = \frac{d\psi(t)}{dt}, \\ q_i = \frac{\partial Q_i}{\partial P_i}; \quad q'_i = -\frac{d}{dt} \frac{\partial Q_i}{\partial P_i}; \quad q_i^{\text{III}} = \frac{\partial \Pi_i^P}{\partial P_i} + \frac{\partial \Pi_i^H}{\partial P_i}; \quad \sigma_i = k_{\text{ц}} \frac{\partial \Delta P_{\text{РДЕ}}}{\partial P_i}; \quad \sigma'_i = -k_{\text{ц}} \frac{d}{dt} \frac{\partial \Delta P_{\text{РДЕ}}}{\partial P_i}, \end{cases} \quad (4)$$

де Q_i – поточні витрати води на i -й малій ГЕС; Π_i^P , Π_i^H – штрафні функції, які вводять до цільової функції для врахування обмежень типу нерівностей, відповідно за потужністю i -го РДЕ ($P_i^{\text{min}} \leq P_i(t) \leq P_i^{\text{max}}$) та за напором між б'єфами ($H_i^{\text{min}} \leq H_i(t) \leq H_i^{\text{max}}$) у випадку, якщо i -им РДЕ є мала гідроелектростанція.

Ураховуючи стохастичний характер зовнішніх впливів навколишнього середовища, а також те, що параметри генерування окремих розосереджених джерел, зокрема ВЕС та СЕС, представлені в (1) та (2) математичними очікуваннями, визначення останніх потребує поточних і прогнозних (до чотирьох діб) метеорологічних параметрів. Значення останніх забезпечуються сумісно доменами «Транспортування електроенергії» та «Диспетчерське керування». Крім того, результати прогнозування метеопараметрів використовують для оцінювання перспективного електроспоживання, що необхідно для врахування обмежень щодо балансу електроенергії, а також визначення складника втрат $\Delta P_{\text{РДЕ}}(t)$ та його чутливості до зміни P_i в (3) та (4). Виходячи з цього, концепція *Smart Grid* передбачає розроблення узагальненого механізму прогнозування погодних умов для планування споживання та граничних обсягів виробництва електроенергії.

Оцінювання втрат потужності, зумовлених функціонуванням РДЕ

Децентралізація електропостачання з укладенням двосторонніх договорів між представниками власників РДЕ та споживачами електроенергії (або державним підприємством «Енергоринок») накладає певні обмеження на функціонування доменів «Диспетчерське керування» та «Транспортування електроенергії».

Як зазначалося вище, головним показником ефективної роботи РДЕ загалом є економічний ефект від реалізації виробленої електроенергії. Залежно від умов експлуатації таких станцій (умов договорів на приєднання до мереж посередника, а також двосторонніх договорів) критерій оптимальності керування режимами РДЕ (2) може враховувати втрати електроенергії на її транспортування у вигляді стабільної ставки в грошовому або натуральному виразі або як результат аналітичних розрахунків з урахуванням режиму роботи та топології електричних мереж (ЕМ). Останній потребує виділення із сукупних балансових втрат електроенергії, забезпечених інформаційною підсистемою домену «Транспортування електроенергії», втрат, зумовлених функціонуванням окремих РДЕ або їхніх груп $\Delta P_{\text{РДЕ}}(t)$, часто у вигляді математичного очікування $M_{\Delta P_{\text{РДЕ}}}(t)$.

Останнє можливе за умови використання методів розподілу втрат потужності, наведених у [5]. На практиці використовують низку методів, серед яких варто виділити метод визначення комплексної матриці коефіцієнтів розподілу втрат потужності [5]:

$$\Delta P_{\mathbf{B}} = \operatorname{Re}(\dot{\mathbf{T}}_{\mathbf{k}} \dot{\mathbf{S}} + \dot{\mathbf{T}}_{\text{зр}}), \quad (5)$$

де $\dot{\mathbf{T}}_{\mathbf{k}}$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках електричних мереж залежно від потужностей у їхніх вузлах з урахуванням коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку; $\dot{\mathbf{T}}_{\text{зр}}$ – вектор-стовпець втрат потужності у вітках схеми від е. р. с. незбалансованих коефіцієнтів трансформації; $\dot{\mathbf{S}}$ – вектор-стовпець навантажень (генерації) у вузлах заступної схеми.

Розмірність $\dot{\mathbf{T}}_{\mathbf{k}}$ зумовлено кількістю незалежних вузлів, без базисного, та кількістю віток у схемі ЕМ:

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{T}}_{ki} &= (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma ki}) \hat{\mathbf{C}}_{ki} \dot{\mathbf{U}}_d^{-1}; \\ \dot{\mathbf{T}}_{зpi} &= (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma ki}) \hat{\mathbf{D}}_{\delta i} \hat{\mathbf{U}}_{\delta}, \end{aligned} \quad (6)$$

де $\dot{\mathbf{T}}_{ki}$ – вектор-рядок матриці коефіцієнтів розподілу втрат потужності для i -ої вітки схеми від потужності в її вузлах з урахуванням комплексних коефіцієнтів трансформації; $\dot{\mathbf{T}}_{зpi}$ – утрати у i -ій вітці від е. р. с. незбалансованих коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку; $\dot{\mathbf{U}}_t$ – транспонований вектор напруг у вузлах; $\mathbf{M}_{\Sigma k}$ – матриця зв'язків з урахуванням коефіцієнтів трансформації в явному вигляді; $\dot{\mathbf{U}}_d$ – діагональна матриця напруг у вузлах; $\hat{\mathbf{C}}_k$ – матриця струморозподілу з урахуванням трансформаторних зв'язків; $\hat{\mathbf{D}}_{\delta}$ – матриця провідностей, що формують зрівнювальні струми від незбалансованих коефіцієнтів трансформації в замкнених контурах ЕЕС; $\hat{\mathbf{U}}_{\delta}$ – вектор-стовпець напруг у балансуєчих вузлах.

Залежно від електричної відстані до споживача, з яким укладено договір на постачання електроенергії, конфігурації ЕМ, графіків споживання інших споживачів та сукупного споживання втрати електроенергії змінюються. Ця обставина має бути врахована в цільовій функції (2) або тарифі на транспортування та, насамкінець, у ціні на електроенергію. Виходячи з цього, змінюючи засобами домену «Диспетчерське керування» шляхи протікання електроенергії (з урахуванням умов договору на її постачання), завантаженість окремих перетинів тощо, можна коригувати кінцеву вартість електроенергії для споживача. Отже, стає можливим отримання додаткового прибутку за рахунок ефективної взаємодії енергоринку та енергопостачальних компаній.

Вплив розосереджених джерел енергії на втрати електричної енергії в ЕМ

Як відомо, для перетворення механічної енергії в електричну в окремих розосереджених джерелах енергії (малих ГЕС, ВЕС, когенераційних установках тощо) використовують асинхронні генератори (АГ). Останні, маючи ряд переваг, у контексті експлуатації є споживачами реактивної потужності. Ця обставина впливає на економічність транспортування електроенергії таких станцій, а отже, має бути врахована в задачах оптимізації функціонування РДЕ з АГ. Причому нелінійна залежність реактивного споживання від генерації активної потужності P_i може призводити до неспіврозмірного зростання відносних втрат електроенергії в режимах з низьким корисним відпуском станції.

На прикладі фрагмента схеми «Кримська ЕС» (рис. 2) було показано, що залежно від параметрів схеми ЕМ та потужності генерації розосереджені джерела електроенергії по-різному впливають на втрати потужності в електричній системі. При цьому реактивне

споживання АГ є досить вагомим чинником у задачі забезпечення економності експлуатації РДЕ.

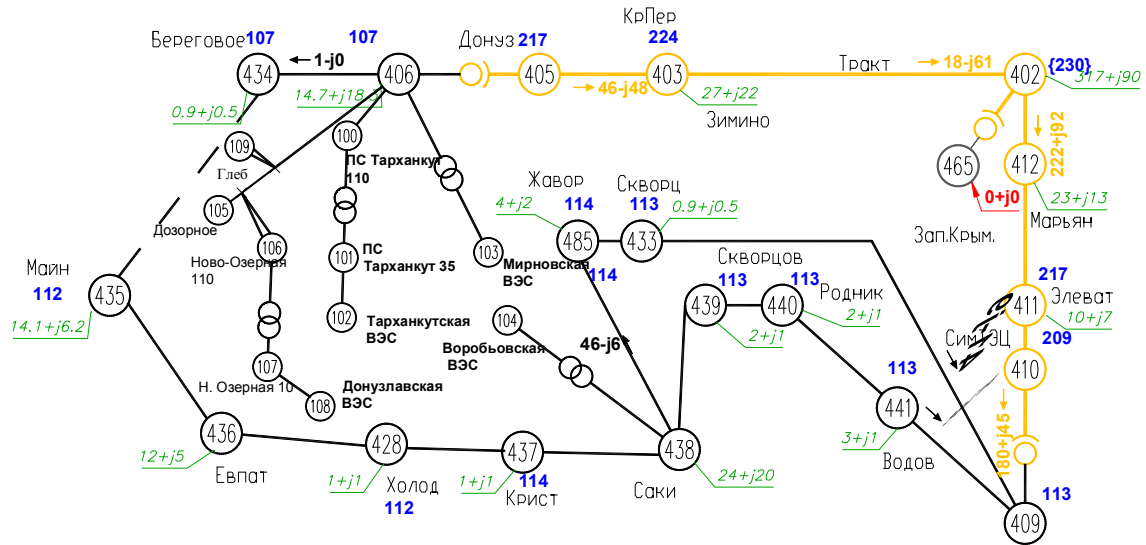


Рис. 2. Фрагмент схеми «Кримська ЕС»

До досліджуваної ЕМ приєднано чотири ВЕС з асинхронними генераторами: Донузлавська, Тарханкутська, Мирнівська та Воробйовська. Фрагмент ЕМ містить 32 вузли, 35 віток та 7 трансформаторних зв'язків. Лінія 435-434 напругою в 110 кВ розімкнена. Для оцінювання втрат потужності, зумовлених функціонуванням РДЕ, використано вираз (5). Моделювання режимів досліджуваної ЕМ виконано за допомогою програми «ГрафСканер». Розглянуто два випадки:

- реактивне споживання АГ ВЕС не компенсувалося конденсаторними установками;
- реактивне споживання АГ було цілком скомпенсоване в межах ВЕС.

Результати визначення втрат, зумовлених функціонуванням окремих ВЕС, зведено до табл. 1 та 2.

Сумарні втрати потужності в ЕМ ΔP , визначені на підставі коефіцієнтів розподілу T_k , збігаються з результатами розрахунку усталеного режиму цієї електричної мережі за допомогою програми «ГрафСканер», що підтверджує адекватність методу (5). За умов відсутності компенсації реактивного споживання АГ вони складають: $\Delta P = 14,5$ МВт, а за повної компенсації за рахунок конденсаторної установки з автоматичними регулятором – $\Delta P = 13,3$ МВт.

Зіставлення результатів розрахунків (табл. 1, 2) свідчить про те, що практично всі ВЕС забезпечують позитивний вплив на економність експлуатації ЕМ, зменшуючи втрати потужності в них. При цьому для всіх ВЕС компенсація реактивного споживання призводить до додаткового зменшення складника втрат ΔP_{PDE_i} . За рахунок цього сукупні втрати активної потужності в ЕМ від транспортування нею потужності розосереджених джерел електроенергії ΔP_{PDE} без компенсації реактивного споживання АГ знижуються на 0,124 МВт, а з урахуванням компенсації – на 0,651 МВт.

Таблиця 1

Розподіл втрат потужності в режимі роботи АГ із споживанням реактивної потужності

№ вузла	Розрахункова потужність вузла		Коефіцієнти матриці розподілу втрат потужності	Втрати активної потужності від вузла, МВт
	$P_{Г}, \text{ МВт}$	$Q_{Н}, \text{ МВАр}$		
108	10,9	8,18	-0.138+0.227j	0,347
104	2,3	1,73	-0.061-0.363j	-0.559
103	16,7	12,52	-0.12+0.136j	-0.306
102	13,8	10,35	-0.123+0.151j	-0.133

Розподіл втрат потужності в режимі роботи АГ з компенсацією реактивної потужності

№ вузла	Розрахункова потужність вузла		Коефіцієнти матриці розподілу втрат потужності	Втрати активної потужності від вузла, МВт
	P_r , МВт	Q_r , МВАр		
108	10,9	0	-0.009+0.151j	-0.103
104	2,3	0	-0.055-0.326j	0.069
103	16,7	0	-0.032+0.103j	-0.542
102	13,8	0	-0.028+0.112j	-0.387

Висновки

Виробництво електричної енергії за рахунок відновлюваних джерел, її транспортування та розподіл в умовах децентралізації генерування пов'язані з необхідністю узгодження інтересів окремих учасників енергообміну. Це комплексне завдання не може бути розв'язане без розвитку інформаційної інфраструктури та інтелектуалізації систем керування на підставі *Smart Grid*. Втрати електроенергії на її транспортування від РДЕ до ЕМ енергоринку або до окремого споживача згідно договору на її постачання можуть виступати важелем впливу на функціонування таких станцій. Отже, можна забезпечити участь РДЕ у вирішенні комплексного завдання підвищення ефективності функціонування ЕМ на взаємовигідних умовах.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Стогній Б.С. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення / Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, С.П. Денисюк // Техн. електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 44–50.
2. NIST Releases Report on Smart Grid Development // National Institute of Standards and Technology (USA) – Recognized Standards for Inclusion In the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0 (електронний ресурс). Режим доступу: http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/_SmartGridInterimRoadmap/InterimRoadmapFinal
3. European Smart Grids Technology Platform // European Commission. Directorate-General for Research Sustainable Energy System, EUR 22040, 2006. – 44 p.
4. Нікіторович О.В. Оптимізація функціонування каскадів малих ГЕС з застосуванням засобів автоматичного керування / П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, О.В. Нікіторович // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: «Електротехніка і енергетика», випуск 8 (140). – 2008. – С. 171–174.
5. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурикін О.Б. Взаємовплив електричних мереж в процесі оптимального керування їх режимами: Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008. –123 с.

Кулик Володимир Володимирович – к. т. н., доцент кафедри електричних станцій та систем, e-mail: kulik_vv@mail.ru.

Вінницький національний технічний університет.

Магас Тарас Євстахович – к. т. н., доцент кафедри інформаційних технологій в менеджменті.

Вінницький національний аграрний університет.

Малогулко Юлія Володимирівна – магістрант кафедри електричних станцій та систем, e-mail: Juliya_Malogulko@ukr.net, тел. (0432) 504287.

Вінницький національний технічний університет.