

УДК 621.316.1.072

П. Д. Лежнюк, д. т. н., проф.; В. В. Кулик, к. т. н., доц.;
О. Б. Бурикін, к. т. н.; В. В. Тєптя

ОПТИМАЛЬНИЙ РОЗПОДІЛ НАВАНТАЖЕННЯ МІЖ ЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ В УМОВАХ ЕНЕРГОРИНКУ

В роботі досліджується проблема оптимального розподілу навантаження електроенергетичної системи між електричними станціями. Запропоновано нові критерії оптимальності розподілу активного навантаження між електричними станціями в сучасних ринкових умовах. Розглядається підхід, що дозволяє не тільки визначати оптимальні рішення для певних суб'єктів оптового ринку електроенергії України, а і формувати оптимальні техніко-економічні умови їх сумісного функціонування з використанням переважно економічних важелів та технічних обмежень.

Ключові слова: електроенергетична система, електрична станція, оптимізація розподілу навантаження, критерії оптимальності, оптовий тариф на електроенергію, аналіз чутливості втрат потужності

Вступ

З появою перших електростанцій та об'єднаних електроенергетичних систем виникли і задачі оптимізації режимів їх роботи. Однією з основних задач оптимального керування електроенергетичною системою (ЕЕС) в нормальних умовах експлуатації є найвигідніший розподіл навантаження між електростанціями (ЕС) та їх агрегатами, що працюють паралельно. З розвитком ЕЕС, ускладненням її технічної та адміністративної структури зросла кількість оптимізаційних задач і, відповідно, методів оптимізації режимів роботи електростанцій та енергосистем [1]. Виходячи з цього, особливої актуальності набула задача автоматизації основних функцій диспетчерського керування ЕЕС.

У 1996 році в Україні створено оптовий ринок електричної енергії (ОРЕ). Національна комісія з регулювання електроенергетики (НКРЕ) розробила й прийняла нормативну базу, відповідно до якої енергопостачальні компанії розраховують роздрібні тарифи на електроенергію на основі ринкової формули, яка містить такі складові:

- оптова ринкова ціна;
- тариф, що відшкодовує витрати на передачу електричної енергії;
- тариф, що відшкодовує витрати на постачання електричної енергії.

Введення єдиних роздрібних тарифів на електроенергію призвело до деяких негативних факторів щодо енергопостачальних компаній, а саме:

- в енергопостачальних компаній відсутній стимул до оптимізації графіків постачання електричної енергії з метою зниження витрат на її закупівлю;
- в енергопостачальних компаній відсутній стимул до зниження втрат електричної енергії в електричних мережах [2].

Разом з новими економічними умовами, в яких працює електроенергетика, з появою оптового ринку електричної енергії, змінилися і постановка задачі, і критерії, методи та засоби оптимізації. Перехід до ринкового формування тарифів на електроенергію призвів до того, що для окремих суб'єктів ОРЕ критерії оптимальності функціонування є різними, причому, часто суперечливими [1]. Якщо раніше, в період централізованого керування електроенергетикою, основним критерієм оптимальності була мінімізація витрат палива на виробництво електроенергії та собівартості генерованої енергії, то в ринкових умовах традиційна задача оптимізації розкладається на ряд підзадач. Для них визначальними є критерії максимуму прибутку від продажу енергії або мінімуму затрат на енергоресурси, що витрачаються на виробництво, перетворення, передачу та розподіл електричної та теплової

енергії. Важливим також залишається критерій мінімуму ціни [3-7, 10].

У [10] зазначається, що зміни в структурі та організації управління в галузі, які відбулися за останні десять років, потребують перегляду підходів до оптимізації керування. Тому постає задача пошуку нових методів розв'язання задачі, вибору нових критеріїв оптимальності. Виходячи з цього, дана робота присвячена формуванню нових умов і критеріїв оптимального розподілу активного навантаження між електричними станціями в сучасних умовах.

Вибір оптимального складу агрегатів має великий вплив на етапі короткострокової оптимізації режимів ЕЕС. У припущенні про єдність інтересів окремих суб'єктів ЕЕС, задачу можна сформулювати наступним чином [5]: задана система з S паралельно працюючих теплових електричних станцій та їх сумарне навантаження P_{Σ} . Необхідно розподілити навантаження між електростанціями так, щоб сумарні витрати на паливо (або сумарні витрати умовного палива) були мінімальними за умови покриття заданого для кожного моменту часу навантаження. З урахуванням цього задача оптимізації формулюється таким чином:

мінімізувати

$$Z = \int_0^T \sum_{s=1}^S Z_s = \int_0^T \sum_{s=1}^S u_s B_s(P_s) \Rightarrow \min, \quad (1)$$

за умови

$$\sum_{s=1}^S P_s - P_{\Sigma} - \pi = 0; \quad (2)$$

де $B_s(P_s)$ – витратна характеристика s -ої теплової станції; u_s – вартість однієї тони палива на s -ій станції; P_{Σ} – сумарне навантаження ЕЕС, що припадає на сукупність станцій S заданої енергогенерувальної компанії; π – втрати електроенергії в електричних мережах ЕЕС, зумовлені впливом сукупності з S станцій.

Розв'язок задачі (1) можна отримати шляхом визначення умовного екстремуму з використанням методу Лагранжа. Але недоліки такого підходу, що полягають у неможливості прямого врахування технічних обмежень та складності математичного подання оптимального розв'язку, роблять недоцільним його застосування для задач оперативного керування та комплексної оптимізації нормальних режимів енергосистем [6, 8, 9].

Для визначення оптимального розподілу навантаження між електричними станціями можливо і доцільно використовувати умови оптимальності, сформульовані у [8], тобто розподіл за заступною r -схемою ЕЕС.

Розподіл навантажень між ЕС за економічними опорами

Якщо замінити паливну складову витрат на виробництво електроенергії s -ої ЕС (за класичної постановки задачі розподілу навантажень) активним опором R_{es} , втрати електричної енергії в якому прирівняти до вказаної складової витрат на виробництво електроенергії за такий же проміжок часу T , то при роботі станції з постійним навантаженням на проміжку часу T можна записати:

$$Z_{Ree} = Z_{Bs},$$

$$Z_{Ree} = cV_s T = u_s B_s(P_s) T, \quad (3)$$

де c – оптовий тариф на електроенергію, V_s – еквівалентні втрати активної потужності в опорі R_{es} від перетоків потужності від s -ої станції $P_s / \cos \phi_s$.

Значення еквівалентних втрат активної потужності (за припущення, що $\cos \varphi_s = \cos \varphi_{ном}$) розраховується за формулою:

$$V_s = \frac{P_s^2}{\cos^2 \varphi_{ном} \cdot U_s^2} \cdot R_{es}, \quad (4)$$

виходячи з чого

$$3_{Res} = c \frac{P_s^2}{\cos^2 \varphi_{ном} \cdot U_s^2} \cdot R_{es} T. \quad (5)$$

З розв'язку (3) і (5) випливає, що економічні опори станцій є нелінійними функціями їх витратних характеристик, генерованої потужності та вузлової напруги U_s і для класичної задачі розподілу навантажень між ЕС визначаються за формулою:

$$R_{es} = \frac{B_s(P_s) \cdot U_s^2 \cdot \cos^2 \varphi_{ном} \cdot u_s}{c \cdot P_s^2}. \quad (6)$$

Якщо представити електричні станції у заступній схемі ЕЕС їх економічними опорами (6), тобто врахувати їх економічні характеристики, то задачу забезпечення економічності роботи ЕЕС буде зведено до задачі оптимізації потокорозподілу за критерієм мінімуму втрат активної потужності для деякого моменту часу:

$$V_{\Sigma} = \sum_{s=1}^S 3R_{es} J_s^2 \Rightarrow \min; \quad (7)$$

$$\sum_{s=1}^S P_s - P_{\Sigma} - \pi = 0,$$

де J_s – модуль струму s-ої електростанції у заданий момент часу, що протікає по вітці R_{es} .

Остання, згідно з [8], для ЕЕС довільної конфігурації розв'язується шляхом визначення струморозподілу в заступній г-схемі будь-яким відомим методом. Оптимальне навантаження s-ої електростанції визначається за виразом

$$\dot{S}_s = \sqrt{3} \dot{U}_s \hat{J}_s, \quad (8)$$

де \hat{J}_s – комплексно-спряжений струм, що протікає по вітці R_{es} заступної г-схеми ЕЕС.

Розподіл навантажень між ЕС в сучасних умовах енергетичного ринку

Як було зазначено раніше, в сучасних умовах змінюються постановка задачі оптимізації режимів роботи ЕЕС і критерії оптимальності.

Укрупнена функціональна структура оптового ринку електроенергії може бути подана таким чином (рис. 1).

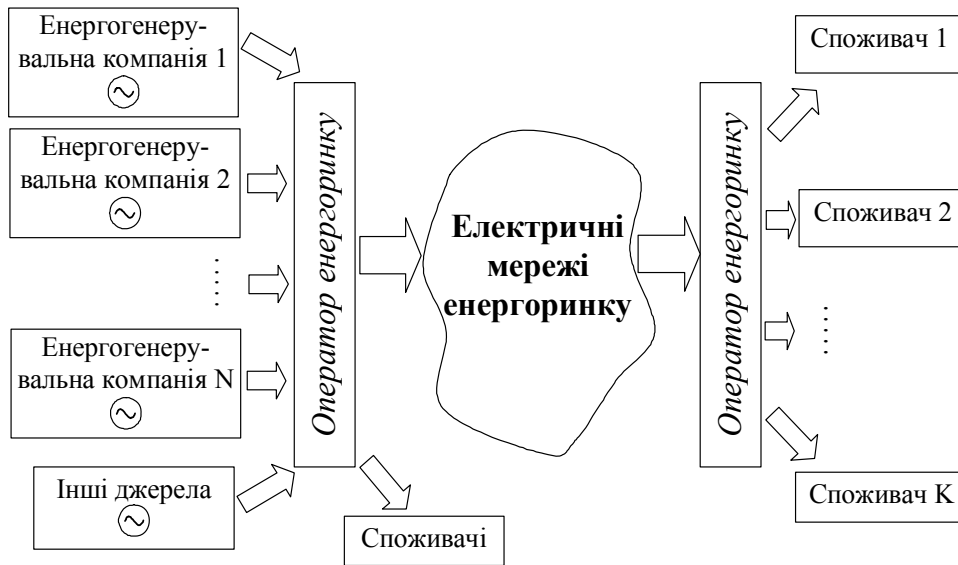


Рис. 1. Укрупнена функціональна структура оптового ринку електроенергії України

В структурі можна виділити енергогенерувальні компанії (ЕГК), що здійснюють керування та експлуатацію електричних станцій різного типу. Вони через операторів постачають електричну енергію на ОРЕ за деяким тарифом $\text{ц}_{\text{ЕГК}_i}$, фактично відпускаючи її у електричні мережі енергоринку (системоутворювальні мережі). Споживачі електроенергії, серед яких виділяються як потужні споживачі так і обласні енергетичні компанії, через своїх операторів купують електроенергію на ОРЕ за тарифом для споживачів $\text{ц}_{\text{СП}_i}$, фактично отримуючи її з електричних мереж ОРЕ. Інші джерела енергії (малі ГЕС, вітроелектростанції та інші нетрадиційні джерела енергії) через операторів, використовуючи або орендуючи електричні мережі обласних енергетичних компаній та потужних споживачів, можуть реалізовувати вироблену електроенергію на енергоринку або адресно продавати її окремим споживачам за оптовим, або іншим тарифом $\text{ц}_{\text{Д}_i}$.

На даний час фактично всі вказані вище тарифи на електроенергію $\text{ц}_{\text{ЕГК}_i}$, $\text{ц}_{\text{СП}_i}$, $\text{ц}_{\text{Д}_i}$ визначаються єдиним оптовим тарифом ОРЕ $\text{ц}_{\text{ОР}}$. Отже, у припущенні, що $\text{ц}_{\text{ЕГК}_i} = \text{ц}_{\text{ОР}}$ і нехтуючи впливом нетрадиційних джерел енергії (через їх незначну частку у сукупній генерації електроенергії) задача оптимізації розподілу навантаження між електричними станціями може розв'язуватися таким чином.

Якщо станції, залишаючись елементами ЕЕС в електротехнічному сенсі, є предметом самостійного господарювання, то оптимізація режимів ЕЕС може проводитись за критерієм мінімуму затрат на відпущену станціями енергію Z_E з урахуванням втрат у мережах енергоринку. Тоді, на відміну від (1), задача найвигіднішого розподілу навантаження між станціями формулюється:

$$Z_E = \int_0^T \sum_{s=1}^s P_s \beta_s dt \rightarrow \min, \tag{9}$$

де β_s – вартість 1 кВт·год. електроенергії, відпущеної з шин s-ої станції.

Виконавши перетворення аналогічно наведеному вище, за тих же допущень приходимо до аналогічних висновків. Різниця полягає лише в тому, що економічні опори, за якими розташовуються станції, визначаються за формулою:

$$R_{es} = \frac{U_s^2 \cos^2 \varphi_{\text{ном}} \beta_s}{c P_s}. \tag{10}$$

Виходячи з наведеного, оптимізація розподілу навантажень між ЕС може виконуватися за Наукові праці ВНТУ, 2008, № 3

суто технічними та режимними параметрами лише у разі, коли вартість відпущеної електроенергії з шин усіх S станцій, а також вартість втрат електроенергії у електричних мережах ОРЕ відповідають оптовому тарифу на електроенергію $\beta_s = c = c_{OP}$, оскільки тоді

$$R_{es} = \frac{U_s^2 \cos^2 \varphi_{ном}}{P_s}. \quad (11)$$

Для реальної поточної ситуації необхідно враховувати також економічні аспекти функціонування окремих суб'єктів ОРЕ. В даному випадку витрати палива та інші експлуатаційні видатки на кожній станції відходять на другий план, а головними стають тарифи на електроенергію окремих енергогенерувальних компаній, а також тарифи для окремих споживачів.

Припустимо, що продаж електроенергії відбувається через операторів ОРЕ на підставі цінових замовлень постачальників ЕГК і споживачів. Заявки на наступну добу містять погодинні графіки необхідної споживаної електроенергії та доцільної для ЕС генерації. Для кожного споживача вказується максимальна ціна, яку він згоден сплачувати за електроенергію, а для кожної енергогенерувальної компанії – мінімальна відпускна ціна на електроенергію.

За таких умов для кожного періоду часу T функція мети для розв'язання задачі забезпечення максимальної ефективності ОРЕ запишеться в наступному вигляді [11]:

$$Z = \left\{ \sum_{i=1}^N \left[\sum_{s \in M_i} P_s \right] u_{EGK_i} - \sum_{j=1}^K P_{СП_i} u_{СП_i} \right\} T \Rightarrow \min, \quad (12)$$

за умови

$$\sum_{i=1}^N \left[\sum_{s \in M_i} P_s \right] - \sum_{j=1}^K P_{СП_i} - \pi = 0, \quad (13)$$

де N – кількість енергогенерувальних компаній, що представлені на енергоринку і здійснюють керування ЕС з множини M_i , генерація яких підлягає оптимізації згідно технічних обмежень; K – кількість споживачів, які отримують електричну енергію на ОРЕ за ціновими замовленнями; u_{EGK_i} – ціна 1 кВт·год відпущеної електроенергії i -ої енергогенерувальної компанії, $P_{СП_i}$ – замовлена електрична потужність i -го споживача протягом періоду T ; $u_{СП_i}$ – ціна 1 кВт·год електроенергії для i -го споживача.

Транспортування електроенергії мережами ЕЕС пов'язано з певними втратами електроенергії. Величина втрат є незначною (3-7%) в порівнянні з величиною сукупних генерації або споживання, але, разом з тим, її вартість відповідна до різниці у (12). Тому вказана функція мети має бути уточнена таким чином:

$$Z = \left\{ \sum_{i=1}^N \left[\sum_{s \in M_i} P_s \right] u_{EGK_i} - \sum_{j=1}^K P_{СП_i} u_{СП_i} + \pi u_{OP} \right\} T \Rightarrow \min, \quad (14)$$

За незалежні змінні для розв'язання задачі (12), (13) можна приймати лише потужності ЕС P_s з множини M_i , або додатково ціни на електроенергію u_{EGK_i} і (або) $u_{СП_i}$. У першому випадку задача (12), (13) зводиться до задачі (9) і розв'язок її виконується аналогічно.

За наявності в переліку незалежних змінних цін на електроенергію задача суттєво ускладнюється. Значення цін на електроенергію можуть бути постійними протягом певного періоду, чи змінними, відповідно до режимів роботи ЕЕС. Нетрадиційні джерела енергії можуть продавати електроенергію за окремими тарифами (принцип «зеленого» тарифу). Ціни на електроенергію для споживачів також можуть змінюватись від мінімальної ціни, яку їм пропонує ОРЕ, до максимальної, яку вони згодні платити за електроенергію. Виходячи з наведеного, для розв'язання задачі (12), (13) з урахуванням економічних важелів доцільно використати методи аналізу чутливості [12].

Вимоги до ефективного формування тарифів ОРЕ

Як зазначалося вище, вагомим важелем забезпечення ефективності роботи енергоринку є встановлення об'єктивно обґрунтованих тарифів на електроенергію для окремих енергогенерувальних компаній та споживачів. Величина тарифу має враховувати нормативні витрати на вироблення (розподіл) електроенергії, а також вплив окремих суб'єктів на режими роботи та втрати електроенергії у системоутворювальних мережах. Такий підхід забезпечить основну мету створення ОРЕ – організацію рівних умов конкуренції для окремих енергогенерувальних компаній, а також заохочення споживачів до оптимізації їх функціонування.

Для окремих енергогенерувальних компаній ціна на відпуск електроенергії може коригуватися у діапазоні від $\dot{C}_{\text{ЕГК_min}}$ до $\dot{C}_{\text{ЕГК_max}}$, причому значення $\dot{C}_{\text{ЕГК_min}}$ має забезпечувати нормативну ефективність роботи компанії з урахуванням інтересів інвесторів. Значення діапазону має визначатися виходячи з міри впливу електричних станцій окремої ЕГК на ефективність функціонування енергоринку, тобто, виходячи з (14), їх впливу на прибуткову складову балансу, а також на втрати, пов'язані з транспортуванням електроенергії.

За діючими методиками лише останній фактор призводить до коригування ціни у межах 15-20%, що є досить суттєвим, особливо для ЕГК, що забезпечують функціонування теплових ЕС, а також окремих джерел енергії малої потужності. Очевидно, що у даному випадку ціна на електроенергію має коригуватися, виходячи з реальних (або наближених до них) значень транзитних втрат, зумовлених транспортуванням електроенергії від окремої ЕС.

В закупівельні та відпускні ціни на електроенергію не мають закладатися надлишкові втрати в системоутворювальних мережах, оскільки це призводить до відсутності зацікавленості відповідних керівних структур у підвищенні ефективності функціонування ОРЕ за допомогою технічних заходів (реновація основного обладнання, вдосконалення засобів автоматизації систем контролю та керування і т.і.). Таким чином, для формування показника ефективності (14) необхідно використовувати мінімально можливе з технічної точки зору значення втрат потужності π (враховує втрати від власних та взаємних перетоків), що може бути визначене на основі заступної г-схеми ЕЕС.

Аналіз чутливості взаємних та транзитних втрат потужності в ЕЕС

У [12] зазначено, що на сумарні втрати активної потужності в електричних мережах ЕЕС мають вплив розподіл навантаження між джерелами енергії, параметри споживання, коефіцієнти трансформації трансформаторів, а також взаємні і транзитні перетоки потужності.

Сумарні втрати потужності у вітках для заданого режиму роботи ЕЕС можуть бути визначені за формулою [12]:

$$\Delta \dot{S} = \dot{T}_k \dot{S} + \Delta \dot{S}_{\text{нб}}, \quad (15)$$

де \dot{T}_k – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках заступної схеми ЕЕС, що залежить від значень комплексних напруг у її вузлах та коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку; \dot{S} – вектор-стовпець потужностей у вузлах ЕЕС; $\Delta \dot{S}_{\text{нб}}$ – вектор-стовпець втрат потужності у вітках заступної схеми від протікання струмів, зумовлених незбалансованими коефіцієнтами трансформації трансформаторів зв'язку.

Кожний рядок матриці \dot{T}_k визначається за виразом:

$$\dot{T}_{ki} = (\dot{U}_t \dot{M}_{\Sigma ki}) \hat{C}_{ki} \dot{U}_d^{-1},$$

а кожний елемент вектора $\Delta \dot{S}_{\text{нб}}$:

$$\Delta \dot{S}_{\text{нб}i} = (\dot{U}_t \dot{M}_{\Sigma ki}) \hat{D}_{\text{бі}} \hat{U}_\text{б},$$

де \dot{U}_t – транспонований вектор-стовпець напруг у вузлах ЕЕС; $\dot{M}_{\Sigma ki}$ – і-й вектор-рядок транспонованої матриці зв'язків віток у вузлах $\dot{M}_{\Sigma kt}$, що за структурою подібна до першої матриці з'єднань M_{Σ} , але замість значень “-1” для вузлів кінця віток з трансформаторами задаються їх коефіцієнти трансформації; \dot{C}_{ki} – і-й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах \dot{J} по вітках схеми з врахуванням коефіцієнтів трансформації; \dot{U}_d – діагональна матриця напруг у вузлах без базисного; \dot{D}_{bi} – і-й вектор-рядок матриці відносних провідностей D_b , що пов'язують заданий вузол з базисним; \dot{U}_b – вектор-стовпець, кожен елемент якого дорівнює напрузі базисного вузла [12].

Остання складова виразу (15) $\Delta \dot{S}_{nb}$ неявно залежить від потужностей генерації та споживання (через значення напруг у вузлах) і являє собою «власні втрати» в електричних мережах ЕЕС, зумовлені регулювальними впливами на силові трансформатори, що необхідні для забезпечення технічних обмежень та забезпечення оптимального розподілу потоків активних та реактивних потужностей. Для отримання чисельного значення зазначеної складової втрат потужності необхідно домножити її на одиничний рядок E розмірності $(n-1)$, де n – кількість вузлів ЕЕС:

$$\Delta \dot{S}_{vl} = E \cdot \Delta \dot{S}_{nb}.$$

Інша складова $\dot{T}_k \dot{S}$ для електричних мереж енергоринку, що, фактично, не мають власних навантажень, визначає величину втрат (по вітках) від взаємних та транзитних перетоків потужності.

$$\Delta \dot{S}_{vz} = \dot{T}_k \cdot \dot{S}. \quad (16)$$

Відповідно до фізичного змісту матриці розподілу втрат \dot{T}_k , кожен її стовпець $\dot{T}_k^{(i)}$ є набором коефіцієнтів, які характеризують вплив потужності окремого вузла \dot{S}_i на втрати у вітках заступної схеми ЕЕС, а отже, на взаємні втрати потужності в цілому.

Якщо допустити, що коефіцієнти матриці \dot{T}_k є незмінними, то при зміні значення потужності і-го вузла на $\delta \dot{S}_i$ зміняться і втрати потужності у вітках заступної схеми ЕЕС, які будуть рівними

$$\delta \dot{S}_{vzi} = \dot{T}_k^{(i)} \cdot \delta \dot{S}_i. \quad (17)$$

Для випадку коригування потужності в і-му вузлі, зміна втрат потужності в ЕЕС буде визначатись за формулою

$$\delta \dot{S}_{vzi} = t_i \cdot \delta \dot{S}_i, \quad (18)$$

де t_i – коефіцієнт чутливості втрат від взаємних і транзитних перетоків в ЕЕС до зміни потужності в і-му вузлі

$$t_i = \frac{\delta \dot{S}_{vzi}}{\delta \dot{S}_i} = \frac{\delta P_{vzi}}{\delta P_i} + j \frac{\delta Q_{vzi}}{\delta P_i} + \frac{\delta Q_{vzi}}{\delta Q_i} - j \frac{\delta P_{vzi}}{\delta Q_i}, \quad (19)$$

або, приймаючи до уваги (17), коефіцієнт чутливості t_i можна визначити, домноживши вектор-стовпець $\dot{T}_k^{(i)}$ на відповідний одиничний вектор-рядок E_1 розмірністю m (кількість віток заступної схеми ЕЕС):

$$t_i = E_1 \cdot \dot{T}_k^{(i)}.$$

Вектор $\dot{\mathbf{T}}$, отриманий з коефіцієнтів чутливості втрат потужності i_i до змін у i -му вузлі, є вектором чутливості, який встановлює зв'язок між приростами втрат потужності у вітках ЕЕС і змінами потужності у її вузлах. Оскільки критерієм оптимальності є втрати активної потужності, то, в першу чергу, нас цікавлять коефіцієнти чутливості втрат активної потужності до змін складових потужностей у вузлах:

$$\delta P_{\text{вз}_P} = \mathbf{T}_P \cdot \delta \mathbf{P}, \quad \delta P_{\text{вз}_Q} = -\mathbf{T}_Q \cdot \delta \mathbf{Q}, \quad (20)$$

де $\delta \mathbf{P}$ і $\delta \mathbf{Q}$ – зміна відповідно активної і реактивної потужностей у вузлах системи; \mathbf{T}_P , \mathbf{T}_Q – відповідно, активна та реактивна складові вектора \mathbf{T} .

Враховуючи, що $\delta Q_i = \delta P_i \cdot \text{tg}\varphi_i$, можна записати (20) у вигляді

$$\delta P_{\text{вз}} = \mathbf{T}_{\delta P} \cdot \delta \mathbf{P}, \quad (21)$$

де $\mathbf{T}_{\delta P} = (\mathbf{T}_P^{TR} - \mathbf{K} \cdot \mathbf{T}_Q^{TR})^{TR}$ – вектор чутливості взаємних втрат активної потужності до зміни активних потужностей вузлів ЕЕС (TR – оператор транспонування); \mathbf{K} – діагональна матриця, елементами якої є значення $\text{tg}\varphi_i$ для окремих вузлів ЕЕС.

Основною перевагою (21) та вектора чутливості $\mathbf{T}_{\delta P}$ є той факт, що вплив потужності окремого вузла на взаємні втрати потужності в ЕЕС визначаються лише одним дійсним коефіцієнтом. Разом з тим, останній визначається в припущенні, що при зміні P_i на величину δP_i значення $\text{tg}\varphi_i$ залишається незмінним, що вносить певну похибку у розрахунки і вимагає скорочення терміну перерахунку вектора чутливості $\mathbf{T}_{\delta P}$.

Коригування тарифів на електроенергію з урахуванням чутливості втрат

Визначені вище коефіцієнти чутливості взаємних та транзитних втрат в ЕЕС, як складові показника ефективності ОРЕ (14), можна використовувати в задачі технічно-обґрунтованого коригування тарифів на електроенергію для досягнення максимального ефекту.

Значення тарифу для окремої ЕС з урахуванням міри її впливу на взаємні та транзитні втрати потужності в ЕЕС можна визначити за виразом

$$u_{EC_i} = u_{EGK_cp} - k_v \cdot T_{\delta P_i},$$

де u_{EGK_cp} – середньозважений тариф для даної енергогенерувальної компанії; k_v – вартісний коефіцієнт, що визначає задану міру впливу фактору втрат потужності в електричних мережах ОРЕ на величину тарифу; $T_{\delta P_i}$ – елемент вектора чутливості втрат потужності в ЕЕС, що відповідає i -ій ЕС.

Для коригування тарифу на відпуск електроенергії заданою енергогенерувальною компанією в цілому можна скористатися методом усереднення

$$u_{EGK_i} = u_{EGK_cp} - k_v \cdot \frac{\sum_{j \in M_i} T_{\delta P_j} \cdot P_j}{\Delta P_{\text{вз}}}, \quad (22)$$

де $\Delta P_{\text{вз}}$ – сукупні взаємні втрати в ЕЕС для даного ступеня прогнозованого графіка її навантаження, визначені відповідно до (16).

Перевагою такого підходу є те, що під час коригування тарифів на електроенергію використовуються наближені до реальних значення взаємних і транзитних втрат потужності, що змінюються відповідно зі зміною структури схеми ЕЕС та її параметрів. Враховуючи, що зазначена складова у тарифоутворенні є достатньо ваговою, уточнення її впливу дозволить приймати більш технічно-обґрунтовані рішення під час формування закупівельної ціни на електроенергію для окремих ЕГК.

Використовуючи (21), (22) можна технічно обґрунтувати підвищення тарифів на відпущену електроенергію для окремих станцій, функціонування яких забезпечує зменшення

власних та транзитних втрат в ЕЕС. До них належать ЕС невеликої потужності, що розташовані безпосередньо біля споживачів електроенергії і генерацією потужності зменшують навантаження на шинах системних підстанцій, зменшуючи таким чином втрати потужності та електроенергії в електричних мережах ОРЕ. Прикладами таких станцій можуть бути малі ГЕС, вітрові станції, когенераційні установки тощо.

Аналогічний підхід можна застосувати для розв'язання задачі ефективного і обґрунтованого формування тарифів на електроенергію для споживачів енергоринку. Слід враховувати, що тарифи для заданого споживача мають коливатися у межах від $\psi_{СП_min}$ до $\psi_{СП_max}$. При цьому необхідно враховувати дві умови:

– максимальний тариф для споживачів $\psi_{СП_max}$ повинен вибиратися так, щоб забезпечувати мінімальну нормативну ефективність діяльності споживача;

– в середньозважений тариф $\psi_{СП_cp}$ не мають закладатися надлишкові втрати у електричних мережах енергоринку, зумовлені неефективністю експлуатації системоутворювальних (розподільних – для обласних енергокомпаній) електричних мереж.

Враховуючи наведене вище, тариф на електроенергію для заданого споживача, з урахуванням його впливу на втрати потужності в ЕЕС може бути визначено таким чином:

$$\psi_{СП_i} = \psi_{СП_cp} + k_e \cdot T_{\delta P_i} \quad (23)$$

Використовуючи (23), для деяких споживачів може бути технічно обґрунтоване зменшення закупівельного тарифу, через особливості їх функціонування. Отже, якщо споживач приділяє достатньо уваги питанням оптимізації графіка споживання, його вирівнюванню тощо, то його функціонування в системі може приодити до зменшення сукупних втрат в ЕЕС ($T_{\delta P_i} < 0$) на певних ступенях графіка навантаження ЕЕС, і, відповідно, до зменшення тарифу на електроенергію.

Висновки

1. Оптимізація розподілу навантаження ЕЕС між електричними станціями та їх агрегатами є вагомою складовою оптимізації нормальних режимів роботи електроенергетичної системи. З переходом на нові ринкові відносини змінилась постановка задачі оптимізації та виникла необхідність у нових критеріях оптимальності. Під час формування критерію оптимальності функціонування ЕЕС мають враховуватися як економічні так і технічні аспекти її експлуатації, одним з яких є величина взаємних та транзитних втрат електроенергії у її електричних мережах.

2. Задача підвищення ефективності роботи ОРЕ містить дві підзадачі: формування обґрунтованих тарифів на електроенергію та забезпечення оптимальних режимів роботи ЕЕС, які є взаємопов'язаними і мають розв'язуватися комплексно. Лише за таких умов, використовуючи економічні важелі, що формуються з урахуванням технічних обмежень, є можливість забезпечити рівні конкурентні умови для роботи окремих суб'єктів енергоринку та стимулювати їх до запровадження заходів, що скеровані на оптимізацію функціонування ОРЕ.

3. При визначенні оптимального розподілу активного навантаження між електричними станціями в ЕЕС можливо і доцільно використовувати підхід, побудований на застосуванні умов оптимальності, наведених у [8]. При цьому окремі ЕС подаються у заступній схемі ЕЕС активними опорами, методика визначення яких залежить від постановки задачі оптимізації, що розв'язується. Оптимальні навантаження ЕС визначаються, спираючись на результати розрахунку усталеного режиму ЕЕС за заступною r-схемою.

4. В процесі формування тарифів на електроенергію в ОРЕ необхідно враховувати міру впливу окремих суб'єктів на режими роботи ЕЕС, а також взаємні і транзитні втрати електроенергії в її електричних мережах. Використовуючи наведену методику коригування тарифів на електроенергію, що базується на результатах аналізу чутливості взаємних втрат потужності в ЕЕС, можливо забезпечити перехід до багатозонних (погодинних) тарифів, які

будуть враховувати особливості функціонування окремих енергогенерувальних компаній, електричних станцій та споживачів електроенергії.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Оптимізація навантажень ТЕС за цінним пріоритетом [Електронний ресурс] / Дубовський С.В. // Проблеми загальної енергетики. – 2007. – № 15. Режим доступу: http://www.ienergy.kiev.ua/index.php?option=com_docman&task=doc_view&gid=42&Itemid=63.
2. Принцип формування на роздрібних тарифів електричну енергію [Електронний ресурс] / Антонюк Ю.В. // Проблеми загальної енергетики. – 2007. – № 15. Режим доступу: http://www.ienergy.kiev.ua/index.php?option=com_docman&task=doc_view&gid=39&Itemid=63.
3. Оптимизация загрузки оборудования когенерационных электростанций / Герхард Я.Х., Гусева С.А., Долгицер А.Б и др. // Технічна електродинаміка: Тематичний випуск “Проблеми сучасної електротехніки”. ч. 1. – 2008. – С. 42-46.
4. Летун В.М., Глуз И.С. Оптимальное управление режимом работы электростанций в условиях оптового рынка // Электрические станции. – 2003. – №3. – С. 8-12.
5. Гвоздев Д.Б., Шурупов В.В. Предложения по изменению процесса формирования тарифов для управления оптовым рынком электроэнергии // Электрические станции. – 2002. – № 11. – С. 2-6.
6. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.
7. Абакшин П.С., Алябышева Т.М., Яганов Р.М. Комплекс программ планирования суточных режимов энергообъединений ПРЭС-СУТКИ // Электрические станции. – 2004. – №8. – С. 42-46.
8. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Нетребський В.В. Принцип найменшої дії в задачах оптимізації електроенергетичних систем // Технічна електродинаміка: Тематичний випуск “Проблеми сучасної електротехніки”. ч. 3. – 2006. – С. 35-41.
9. Оптимизация режимов энергетических систем / Синьков В.М., Богословский А.В., Калиновский Я.А. и др. – К.: Вища школа, 1973. – 280 с.
10. К вопросу создания методологии оптимального технологического управления электрическими системами в условиях динамического рынка электроэнергии [Електронний ресурс] / Павловский В.В. // Збірник наукових праць інституту електродинаміки НАН України. – 2006. – № 2 (14) – С. 63-64. Режим доступу: <http://rql.kiev.ua/ted/sb206.s20.html>.
11. Оптимизация режимов энергосистем с целью повышения эффективности рынка электроэнергии [Електронний ресурс] / Прихно В. Л. // Збірник наукових праць інституту електродинаміки НАН України. – 2005. – № 2 (11), частина 1 – С. 34-35. Режим доступу: <http://rql.kiev.ua/ted/sb2051.s12.html>.
12. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурикін О.Б. Взаємовплив електричних мереж і систем в процесі оптимального керування їх режимами: Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008. – 123 с.

Лежнюк Петро Дем'янович – д. т. н., професор, завідувач кафедри електричних станцій та систем.

Кулик Володимир Володимирович – к. т. н., доцент кафедри електричних станцій та систем.

Бурикін Олександр Борисович – к. т. н., старший викладач кафедри електричних станцій та систем.

Тептя Віра Володимирівна – аспірант кафедри електричних станцій та систем.

Вінницький національний технічний університет