

ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З МАЛИМИ ГЕС В УМОВАХ АДРЕСНОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

П.Д.Лежнюк*, В.В.Кулик*, О.Б.Бурикін*, О.А.Ковальчук**

*Вінницький національний технічний університет, **ТОВ «Енергоінвест»

Хмельницьке шосе, 95, м. Вінниця, 21021

Тел. (0432) 59-83-77, факс (0432) 46-57-72, E-mail: lpd@mail.ru

Annotation – In work questions of formation an optimality functioning conditions for Small Hydro Powers (SHP) in Electric Power Networks (EPN) taking into account hydraulic communications are considered, and also ways of their maintenance with use the automatic control means are offered. The results may be used at designing of control systems by SHP, and also in the course of EPN operation control with necessary power efficiency.

Key words – Electric Power Networks, Small Hydro Power, model of power losses, transaction losses in distribution networks.

ВСТУП

За результатами аналізу економічно доцільного гідропотенціалу країни встановлено, що річне вироблення електроенергії на малих ГЕС може бути доведено до 1.1-1.3 ТВт·год, для чого необхідно збудувати або відновити біля 600 малих ГЕС (МГЕС) [1]. Перешкодою для даного процесу є недостатня дослідженість технічних аспектів експлуатації таких електростанцій у сучасних умовах і фактична відсутність нормативів та методик забезпечення оптимальних техніко-економічних показників МГЕС під час їх проектування та експлуатації.

Так, на сьогодні практично не досліджені питання використання малих ГЕС в електричних мережах (ЕМ) з метою підвищення надійності та якості експлуатації останніх, впливу розподіленого генерування таких станцій на режими роботи мереж, аналізу складової втрат електроенергії від її адресного постачання малими ГЕС згідно двосторонніх договорів. Останнє проявляється, наприклад, у завищених нормативах відшкодування втрат електроенергії в ЕМ для власників МГЕС.

Малі ГЕС як джерела електроенергії мають ряд особливостей. Це невелика одинична потужність ГЕС (від 100 кВт до 10 МВт), низький коефіцієнт використання встановленої потужності протягом доби, залежність виробництва електроенергії від реальних водних ресурсів та впливу навколишнього середовища, тощо. Ці особливості приходиться враховувати, плануючи режими ЕМ. Зокрема, при неможливості забезпечити договори зі споживачами власними потужностями малі ГЕС змушені користуватися послугами інших виробників електроенергії. Виникає задача мінімізації вартості цих послуг. Оскільки технічні та економічні умови роботи МГЕС в електричних мережах постійно змінюються, то критерій оптимальності повинен досліджуватися на чутливість до збурень.

Метою даної роботи є формування передумов для підвищення ефективності функціонування електричних мереж з малими ГЕС. Для цього розробляються математичні моделі і методи оптимального керування МГЕС в умовах адресного постачання електроенергії, а також розглядаються можливості оптимізації роботи групи малих ГЕС з урахуванням їх впливу на режими роботи електричних мереж.

УМОВИ ОПТИМАЛЬНОСТІ РОБОТИ ГРУПИ МАЛИХ ГЕС В УМОВАХ АДРЕСНОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Для забезпечення економічної ефективності функціонування ГЕС в електричних мережах особливо актуальними виявляються питання організації планування і оперативного керування режимами їх роботи з метою отримання максимального прибутку від реалізації електроенергії. Однак, для малих ГЕС та їх груп, що працюють також у складі водогосподарської системи (ВГС), вимоги останньої можуть багато в чому визначати можливості регулювання електричного навантаження, що обмежує участь МГЕС у добовому графіку навантаження та визначає їх вплив на режими роботи ЕМ [2, 3]. Останнє приводить до необхідності вирішення нових завдань, відмінних від суто енергетичних.

Важливою з урахуванням взаємовідносин між споживачами та постачальниками електроенергії є задача оптимізації роботи групи ГЕС $P_i(t)$, $i=1,2,\dots,n_{ГЕС}$ з метою мінімізації витрат на закупівлю електроенергії у третіх постачальників $P_{ПЕ}(t)$ за умов багатоступеневого тарифу $u(t)$ для забезпечення нею заданої групи споживачів $P_{СЕ}(t)$ та компенсування втрат від адресних перетікань $\Delta P_{АП}(t)=f(P_i(t))$:

$$\left\{ \begin{array}{l} \int_{t_0}^{t_k} u(t)P_{ПЕ}(t)dt \rightarrow \min \\ P_{ПЕ}(t) + \sum_{i=1}^n P_i(t) - P_{СЕ}(t) - \Delta P_{АП}(t) = 0 \end{array} \right. \quad (1)$$

При цьому повинні враховуватися технічні обмеження та гідротехнічних зв'язків між МГЕС.

Враховуючи наведені вище особливості, а також просторову розподіленість об'єкту керування, узгодження роботи станцій для вирішення задачі без застосування засобів автоматичного керування є неможливим [3]. Тому необхідно виявити зв'язки між елементами системи та встановити умови оптимальності її станів.

Задача (1) може бути представлена так. Задано локальну електричну систему з $n_{ГЕС}$ МГЕС, заданим переліком споживачів, сукупна потужність яких задається як $P_{СП}(t)$, та додатковим джерелом потужністю $P_{ПЕ}(t)$. Склад увімкненого обладнання МГЕС протягом доби і його енергетичні характери-

стики є сталими. Необхідно визначити такі режими МГЕС $P_i(t)$ протягом доби, які забезпечили б мінімальні витрати на закупівлю електроенергії додаткового джерела

$$\int_{t_0}^{t_k} u(t) P_{ПЕ}(t) dt \rightarrow \min, \quad (2)$$

за умови балансу активних потужностей

$$\varphi(t) = P_{СП}(t) - P_{ПЕ}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) - \Delta P_{АП}(t) = 0$$

та заданого стоку на кожній МГЕС протягом доби

$$W_i - \int_{t_0}^{t_k} V_i(t) dt = 0. \text{ Обов'язковим є також урахуван-}$$

ня обмежень на потужності МГЕС $P_i^{\min} \leq P_i(t) \leq P_i^{\max}$ та напори $H_i^{\min} \leq H_i(t) \leq H_i^{\max}$, що визначаються умовами роботи у ВГС. При цьому відомими вважаються режими МГЕС на початок (t_0) і кінець (t_k) доби, що розглядається.

Припустимо, що всі залежності, які використовуються в розрахунках, включаючи $P_{СП}(t)$ та $u(t)$, неперервні й двічі диференційовані. Тоді поставлена задача може бути віднесена до граничних варіаційних з ізопериметричними умовами (реалізація заданого стоку) за наявності неголономних рівнянь зв'язку (баланс активних потужностей) і обмежень типу нерівностей.

У цьому випадку екстремум (2) досягається на тих же екстремалях, що й екстремум наступного виразу [3]:

$$\begin{aligned} \Phi = & \int_{t_0}^{t_k} [u(t) P_{ПЕ}(t) + \lambda(t) \varphi(t) + \\ & + \sum_{i=1}^n \lambda_i V_i(t) + \sum_{i=1}^n \Pi_i^P(t) + \sum_{i=1}^n \Pi_i^H(t)] dt = \\ & = \int_{t_0}^{t_k} F(t) dt \Rightarrow \min, \end{aligned} \quad (3)$$

де $\lambda(t)$, λ_i – невизначені множники Лагранжа; $\Pi_i^P(t)$, $\Pi_i^H(t)$ – штрафні функції, введені в цільову функцію $F(t)$ для урахування обмежень типу нерівностей по потужності та напору окремих МГЕС.

Мінімум (2) буде мати місце [3], якщо $P_j(t)$ є екстремалями, тобто вздовж них буде виконуватися необхідна умова екстремуму функціоналу (3)

$$\begin{cases} F_{P_{ПЕ}} - \frac{d}{dt} F_{\dot{P}_{ПЕ}} = 0 \\ F_{P_i} - \frac{d}{dt} F_{\dot{P}_i} = 0, i = 1, 2, \dots, n_{ГЕС} \end{cases}, \quad (4)$$

$$\text{де} \begin{cases} F_{P_{ПЕ}} = \frac{\partial F}{\partial P_{ПЕ}}; F_{\dot{P}_{ПЕ}} = \frac{\partial F}{\partial \dot{P}_{ПЕ}}; \dot{P}_{ПЕ} = \frac{dP_{ПЕ}}{dt}, \\ F_{P_i} = \frac{\partial F}{\partial P_i}; F_{\dot{P}_i} = \frac{\partial F}{\partial \dot{P}_i}; \dot{P}_i = \frac{dP_i}{dt}. \end{cases} \quad (5)$$

Розкривши рівняння (4), маємо:

$$\begin{cases} F_{P_{ПЕ}} - \frac{d}{dt} F_{\dot{P}_{ПЕ}} = u(t) + \lambda(t) - \frac{du(t)}{dt} = 0; \\ F_{P_i} - \frac{d}{dt} F_{\dot{P}_i} = \lambda_i \left(\frac{\partial V_i}{\partial P_i} - \frac{d}{dt} \frac{\partial V_i}{\partial P_i} \right) + \\ + \lambda(t) \left(1 - \frac{\partial \Delta P_{АП}}{\partial P_i} + \frac{d}{dt} \frac{\partial \Delta P_{АП}}{\partial P_i} \right) + \\ + \frac{\partial \Pi_i^P}{\partial P_i} + \frac{\partial \Pi_i^H}{\partial P_i}, i = 1, 2, \dots, n_{ГЕС}. \end{cases} \quad (6)$$

Якщо розглянуті рівняння несумісні, а обмеження не є суперечними, то розв'язок задачі може бути знайдено. Отже, необхідні умови оптимального розподілу активного навантаження між малими ГЕС з урахуванням втрат від адресних перетікань у ЕМ можуть бути представлені в аналітичному виді таким чином:

$$\begin{aligned} z_{ПЕ}^*(t) &= \frac{\lambda_1 q_1^*(t) - q_1^{III}(t)}{(1 - \sigma_1^*)} = \frac{\lambda_2 q_2^*(t) - q_2^{III}(t)}{(1 - \sigma_2^*)} = \dots \\ &= \frac{\lambda_n q_n^*(t) - q_n^{III}}{(1 - \sigma_n^*)} = -\lambda(t) \end{aligned}, \quad (7)$$

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

$$\begin{cases} z_{ПЕ} = u; z'_{ПЕ} = -\frac{du}{dt}, \\ q_i = \frac{\partial V_i}{\partial P_i}; q'_i = -\frac{d}{dt} \frac{\partial V_i}{\partial P_i}; q_i^{III} = \frac{\partial \Pi_i^P}{\partial P_i} + \frac{\partial \Pi_i^H}{\partial P_i}, \\ \sigma_i = \frac{\partial \Delta P_{АП}}{\partial P_i}; \sigma'_i = -\frac{d}{dt} \frac{\partial \Delta P_{АП}}{\partial P_i}. \end{cases} \quad (8)$$

Якщо прийняти всі процеси в ЕМ умовно сталими у межах деякого періоду часу, наприклад $\Delta t = 0,5$ год., а значення потужностей та напорів на окремих ГЕС такими, що відповідають обмеженням, то умова оптимальності (7) набуде виду:

$$z_{ПЕ}(t) = \frac{\lambda_1 q_1(t)}{(1 - \sigma_1)} = \frac{\lambda_2 q_2(t)}{(1 - \sigma_2)} = \dots = \frac{\lambda_n q_n(t)}{(1 - \sigma_n)} = -\lambda(t), \quad (9)$$

що відповідає класичному розв'язку задачі розподілу навантажень між групою ГЕС, або

$$\left. \begin{cases} z_{ПЕ}(t) - \frac{\lambda_1 q_1(t)}{(1 - \sigma_1)} = 0; \\ \frac{\lambda_1 q_1(t)}{(1 - \sigma_1)} - \frac{\lambda_i q_i(t)}{(1 - \sigma_i)} = 0, i = 1, 2, \dots, n_{ГЕС} \end{cases} \right\}, \quad (10)$$

де q_i – відносний приріст витрат води на першій МГЕС, яка прийнята за опорну, або визначає стік води у каскаді; σ_i – відносний приріст втрат потужності від адресного перетікання, зумовлений роботою опорної ГЕС.

Величина λ_i визначається умовами реалізації заданого стоку W_i . Чим більше W_i за добу, тим менше λ_i і, відповідно, більшу кількість електроенергії доцільно виробляти на i -й ГЕС. З (10) фізичний зміст λ_i можна визначити як «цінову» ефективність кожної одиниці витрати води на окремі МГЕС, тобто вона показує, наскільки зменшиться вартість електроенергії, що надходить від третього постачальника, для ЕМ за збільшення витрат води на i -й МГЕС на $1 \text{ м}^3/\text{с}$ за умов дотримання балансу потужності системи:

$$\lambda_i = \frac{z_{PE}(1-\sigma_1)}{q_i} = \eta \left(\frac{dP_i}{dV_i} - \frac{\partial \Delta P_{АП}}{\partial V_i} \right). \quad (11)$$

З (11) також видно, що якщо i -та МГЕС зменшує втрати у ЕМ, то, тим самим, додатково зменшує ціну електроенергії для локальних споживачів від сторонніх постачальників.

Вплив зміни режиму МГЕС на показники цінової ефективності електропостачання заданих споживачів буде зменшуватися з урахуванням обмежень з боку водогосподарської системи, а також за умов зменшення обсягів води, що проходить через турбіни МГЕС. Зазначені обмеження необхідно враховувати під час формування рекомендацій по веденню режиму окремих МГЕС, а також при формуванні законів керування для локальних систем автоматичного керування.

АНАЛІЗ ЧУТЛИВОСТІ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ, ЗУМОВЛЕНИХ АДРЕСНИМИ ПЕРЕТОКАМИ

Формування керувальних впливів щодо ведення режиму окремих МГЕС для максимально ефективного постачання електроенергії заданим споживачам згідно (9), (10) вимагає періодичного визначення та уточнення відносних приростів втрат потужності, зумовлених адресними перетоками потужності.

Складність задачі оцінки впливу режимів роботи малих ГЕС на втрати потужності в ЕМ полягає в тому, що втрати потужності залежать від перетоків у вітках схеми мережі нелінійно і скористатися методом накладання неможливо. На даний момент в інженерній практиці використовується ряд методів, що дозволяють виконувати розрахунок зазначеної складової втрат, однак не забезпечують оцінювання її відносних приростів, пов'язаних зі зміною навантажень вузлів.

Для розв'язання зазначеної проблеми в [4] обґрунтовано можливість розв'язання задачі аналізу впливу окремих вузлів генерування на втрати в ЕМ, спираючись на результати розрахунків усталених режимів ЕМ. Показано, що втрати потужності у вітках схеми ЕМ з врахуванням коефіцієнтів трансформації в можуть бути визначені таким чином [4]:

$$\Delta \dot{S}_g = \dot{T} \dot{S}, \quad (12)$$

де \dot{T} – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках заступної схеми ЕМ в залежності від

потужності у її вузлах, кожний рядок якої визначається як

$$\dot{T}_i = (\dot{U}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{C}_i \dot{U}_d^{-1}.$$

В останньому виразі: \dot{U}_t – транспонований вектор напруг у вузлах включаючи і базисний; $\mathbf{M}_{\Sigma i}$ – i -й рядок матриці з'єднань віток у вузлах включаючи і балансууючий; \hat{C}_i – i -й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах по вітках схеми; \dot{U}_d – діагональна матриця напруг у вузлах включаючи і базисний; \dot{S} – вектор потужностей у вузлах схеми.

Відповідно до (12), втрати потужності в i -й вітці ЕМ розраховуються за виразом:

$$\Delta \dot{S}_{gi} = \dot{T}_i \dot{S}.$$

Зауважимо, що коефіцієнти розподілу втрат залежать від параметрів заступної схеми, які за певних допущень можна вважати постійними, а також від значень напруги у вузлах ЕМ, які визначаються навантаженням (генеруванням) у вузлах схеми. Таким чином нелінійність залежності втрат потужності в ЕМ від параметрів її режиму враховується.

Для випадку, коли зміна потужностей у вузлах ЕМ є незначною і не викликає суттєвих (більше 1%) відхилень напруги у вузлах, елементи матриці \dot{T} можна вважати постійними. Отже, для аналізу чутливості втрат потужності в розподільних мережах до впливу малих ГЕС з прийнятною точністю можна використовувати метод накладання, згідно (12). При більших відхиленнях напруги матрицю \dot{T} слід перераховувати.

Отже, припустимо, що коефіцієнти розподілу втрат потужності \dot{T} у вітках не залежать від потужності адресних перетікань та є незмінними. Тоді, під час зміни навантаження у вузлах, зміняться втрати потужності в i -й вітці, значення яких розраховуються відповідно до виразу:

$$\delta \Delta \dot{S}_{gi} = \dot{T}_i \cdot \delta \dot{S}, \quad (13)$$

де $\delta \dot{S} = \dot{S}^k - \dot{S}^{k+1}$ – зміна потужності навантаження вузлів ЕЕС під час переходу від k -го до $k+1$ -го режиму.

Якщо зміна потужності навантаження відбувається лише в j -му вузлі, то приріст втрат потужності в i -й вітці від зміни потужності навантаження j -го вузла визначиться наступним чином:

$$\delta \Delta \dot{S}_{ij} = i_{ij} \delta \dot{S}_j, \quad (14)$$

звідки

$$i_{ij} = \frac{\delta \Delta \dot{S}_{ij}}{\delta \dot{S}_j}. \quad (15)$$

Коефіцієнт i_{ij} відповідає вимогам [5] та є коефіцієнтом чутливості втрат потужності в i -й вітці до зміни потужності навантаження j -го вузла. Таким чином, матриця \dot{T} встановлює зв'язок між приростами втрат потужності у вітках ЕМ і змінами потужності навантаження (генерування) у вузлах та є матрицею чутливості, кожен коефіцієнт якої складається з елементів виду i_{ij} .

В залежності від типу генераторного обладнання на малих ГЕС, оснащення їх засобами компенсації реактивної потужності та умов договорів на електропостачання, зміна режиму роботи ГЕС може супроводжуватися зміною лише активної ($\delta Q_j = 0, \delta P_j \neq 0$), лише реактивної ($\delta Q_j \neq 0, \delta P_j = 0$), або активної та реактивної потужності ($\delta Q_j \neq 0, \delta P_j \neq 0$). Якщо в адресному перетіканні змінюється тільки активна потужність (що відповідає малим ГЕС з асинхронними генераторами з цілком компенсованим реактивним споживанням), то з (15) слідує, що

$$i_{ij} = \frac{\delta \Delta P_{ij}}{\delta P_j} + j \frac{\delta \Delta Q_{ij}}{\delta P_j}. \quad (16)$$

В іншому випадку, для компенсації реактивної складової сукупного адресного перетікання від групи МГЕС у вузлі змінюється тільки реактивна потужність (вмикається або вимикається джерело реактивної потужності), тоді відповідно до виразу (15)

$$i_{ij} = -j \frac{\delta \Delta P_{ij}}{\delta Q_j} + \frac{\delta \Delta Q_{ij}}{\delta Q_j}. \quad (17)$$

Оскільки для формування умов оптимальності (10) та керувальних впливів необхідно оцінювати відносні прирости втрат активної потужності σ_i , то використовуючи перші складові виразів (16), (17) формуються матриці чутливості \mathbf{T}_P і \mathbf{T}_Q втрат активної потужності у вітках до зміни активної і реактивної потужностей навантаження (генерування) у вузлах відповідно. Тоді втрати активної потужності в i -й вітці при зміні потужності навантаження у вузлах визначаються за виразом:

$$\delta \Delta P_{Pi} = \mathbf{T}_{Pi} \cdot \delta \mathbf{P}, \quad \delta \Delta P_{Qi} = \mathbf{T}_{Qi} \cdot \delta \mathbf{Q}, \quad (18)$$

де \mathbf{T}_{Pi} і \mathbf{T}_{Qi} – вектори-рядки матриць \mathbf{T}_P та \mathbf{T}_Q , що відповідають i -й вітці заступної схеми ЕМ; $\delta \mathbf{P}$ і $\delta \mathbf{Q}$ – зміна активної та реактивної потужностей навантаження у вузлах ЕМ, відповідно.

Приймаючи до уваги (12), коефіцієнти чутливості втрат в ЕМ до зміни навантаження (генерування) у i -му вузлі можна визначити, помноживши вектор-стовпець $\hat{\mathbf{T}}_P^{(i)}$ (або $\hat{\mathbf{T}}_Q^{(i)}$), утворений шляхом виділення з матриці \mathbf{T}_P (або \mathbf{T}_Q) стовпця, що відповідає даному вузлу, на одиничний вектор-рядок \mathbf{E}_1 розмірністю m (кількість віток заступної схеми ЕМ) зліва:

$$i_i = \hat{\mathbf{T}}_k^{(i)} \cdot \mathbf{E}_1.$$

Вектор $\hat{\mathbf{T}}_B$, отриманий з коефіцієнтів чутливості втрат потужності в ЕМ i_i до змін у i -му вузлі, є вектором чутливості, який встановлює зв'язок між приростами втрат потужності в ЕМ та змінами потужності у її вузлах.

Таким чином, запропонований метод оцінювання чутливості втрат в ЕМ до зміни потужностей у вузлах схеми, дозволяє визначати відносні прирости втрат потужності як в окремих її елементах, так і для ЕМ у цілому і може бути використаний під час формування умов оптимальності режимів малих ГЕС, що виконують адресне постачання електроенергії електричними мережами.

ВИСНОВКИ

1. Для оптимального керування режимами групи малих ГЕС в умовах адресного електропостачання запропоновано критерії і сформовано умови оптимальності з урахуванням електричних та гідравлічних взаємозв'язків. Показано, що практична реалізація умов оптимальності у вигляді диспетчерських графіків по веденню режиму окремих МГЕС вимагає значної кількості прогнозних та імітаційних розрахунків з урахуванням зв'язків між ГЕС, що робить необхідним запровадження системи автоматичного керування.

2. Для визначення відносних приростів втрат від адресних перетікань та їх оптимізації доцільно використовувати коефіцієнти чутливості втрат потужності до збурень в системі, зокрема до зміни генерування у вузлах приєднання МГЕС. Матриця коефіцієнтів чутливості формується за результатами розрахунку характерного режиму ЕМ і, за необхідності, уточнюється врахуванням зміни напруг у її вузлах.

3. Результати дослідження впливу малих ГЕС на втрати електроенергії від адресних перетікань в електричних мережах показують, що у більшості випадків для МГЕС встановленою потужністю 100-400 кВт їх робота призводить до зменшення сумарних втрат в ЕМ, а також підвищення якості напруги.

[1] Нікіторович О.В. Мала гідроенергетика в Україні: перспективи і проблеми її розвитку. Енергоефективність, екологія та безпека // Гідроенергетика України. – 2003. – №1. – 40–44.

[2] Голованов И.Н., Николаевская Н.В. Задача координации работы каскада ГЭС для покрытия пиковых нагрузок энергосистемы // Відроджена енергетика. – №3. – 2006. – С. 35–39.

[3] Лежнюк П.Д., Нікіторович О.В., Кулик В.В. Оптимізація функціонування каскадів малих ГЕС з застосуванням засобів автоматичного керування // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія «Електротехніка і енергетика», випуск 8 (140). – 2008. – С. 171–174.

[4] Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурикін О.Б. Оцінка взаємовпливу електричних мереж енергосистем з трансформаторними зв'язками // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск: проблеми сучасної електротехніки. ч. 7. – 2006. – С. 27–30.

[5] Розенвассер Е.Н., Юсупов Р.М. Чувствительность систем управления. – М.: Наука, 1981. – 464 с.