

АВТОМАТИЗАЦІЯ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

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

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

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, models of self-optimization, criteria method, automation control systems.

ВСТУП

В останні десятиліття у світі спостерігається стійкий інтерес до проблеми використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Це викликано, у першу чергу, бажанням знизити негативний вплив енергетики на навколишнє середовище. Крім того, ВДЕ в електричних системах є тим резервом, що за певних умов може забезпечити економію енергоресурсів [1, 2].

Для забезпечення рентабельності ВДЕ актуальними виявляються питання організації планування і оперативного керування режимами їх роботи з метою отримання максимального прибутку від реалізації електроенергії [3, 4]. ВДЕ як джерела електроенергії мають ряд особливостей, таких як: невелика одинична потужність (від 100 кВт до 20 МВт) та, часто, низький коефіцієнт використання встановленої потужності протягом доби; істотна залежність їх продуктивності від складно прогнозованого впливу навколишнього середовища; неузгодженість норм і правил експлуатації, що накладає штучні обмеження в задачах оптимізації їх функціонування. Так, наприклад, для малих ГЕС та їх каскадів, що працюють у складі водогосподарської системи, вимоги останньої можуть багато в чому визначати можливості керування каскадом, що обмежує регульовальний діапазон таких станцій у добовому графіку навантаження. Останнє приводить до необхідності вирішення нових завдань, відмінних від суто енергетичних.

У роботі, на підставі принципу найменшої дії, запропоновано критерії та сформовано умови оптимальності керування режимами ВДЕ в електричних мережах. На прикладі каскаду малих ГЕС з урахуванням електричних та гідравлічних взаємозв'язків показана ефективність такого підходу щодо автоматизації їх роботи в електричних мережах.

ОСОБЛИВОСТІ ОПТИМІЗАЦІЇ РОЗПОДІЛУ НАВАНТАЖЕННЯ МІЖ ЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ З УРАХУВАННЯМ ВДЕ

Разом з новими економічними умовами, в яких працює електроенергетика, з появою балансуєчого ринку електричної енергії, змінилася постановка задачі формування оптимального складу енергогенерувального обладнання ЕЕС, критерії,

методи та засоби оптимізації. Перехід до ринкового формування тарифів на електроенергію призвів до того, що для окремих суб'єктів ОПЕ критерії оптимальності функціонування є різними, причому, часто суперечливими [5]. Однак, у припущенні про єдність інтересів окремих суб'єктів ЕЕС, задачу можна спрощено сформулювати так [6]:

$$\begin{cases} Z = \int_0^T \sum_{s=1}^S Z_s = \int_0^T \sum_{s=1}^S P_s \beta_s dt \Rightarrow \min; \\ \sum_{s=1}^S P_s - P_\Sigma - \Pi = 0, \end{cases} \quad (1)$$

де β_s – вартість 1 кВт·год. електроенергії, відпущеної з шин s -ої станції. P_Σ – сумарне навантаження ЕЕС, що припадає на сукупність з S станцій; Π – втрати потужності в електричних мережах ЕЕС, зумовлені впливом сукупності з S станцій.

Для розв'язання задачі (1) можливо і доцільно використовувати умови оптимальності з [6], тобто розподіл за заступною r -схемою ЕЕС. У даному випадку кожна електрична станція з сукупності S (незалежно від типу) замінюється економічним опором R_{es} , що враховує витатки на закупівлю електроенергії від неї у вигляді додаткових втрат електроенергії у заступній r -схемі за проміжок часу T :

$$R_{es} = \frac{U_s^2 (\cos \varphi_s)^2 \beta_s}{c P_s} \quad (2)$$

де c – оптовий тариф на електроенергію; U_s – значення модуля напруги, що підтримується на шинах s -ої станції, за умов видачі повної потужності $P_s / \cos \varphi_s$.

Економічні опори станцій R_{es} є нелінійними функціями їх генерованої потужності P_s та вузлової напруги U_s , приклад яких подано на рис. 1. Розмістивши джерела електричної енергії за розрахованими таким чином опорами, можна замінити визначення сумарних витрат на виробництво електроенергії розрахунком струморозподілу в заступній схемі, складеній тільки із активних опорів елементів мережі та економічних опорів електричних станцій.

Для перевірки можливості оптимізації розподілу навантаження між електричними станціями в ЕЕС з урахуванням відновлюваних джерел електроенергії було обчислено значення економічних опорів таких

станцій з урахуванням того, що вони відпускають електроенергію за «зеленим» тарифом у електричні мережі (ЕМ) 10 кВ. З рис. 2 видно, що опори таких станцій є у середньому на порядок меншими ніж аналогічні для традиційних ЕС, однак після приведення їх до одного рівня напруги (330 кВ) маємо зростання майже на три порядки (рис. 3).

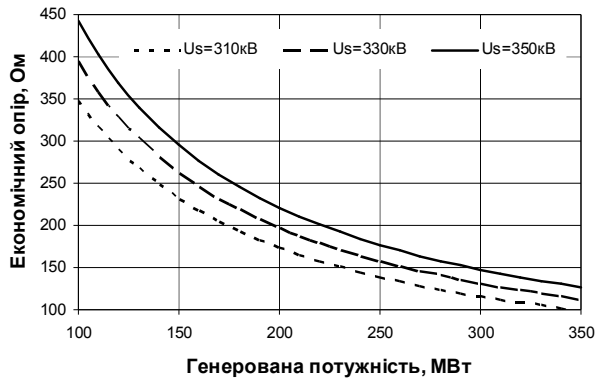


Рис. 1. Залежності економічних опорів для традиційних джерел енергії

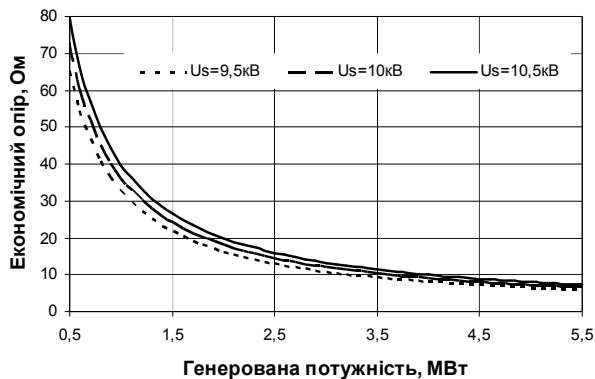


Рис. 2. Залежності економічних опорів для ВДЕ, що видають потужність в ЕМ 10 кВ

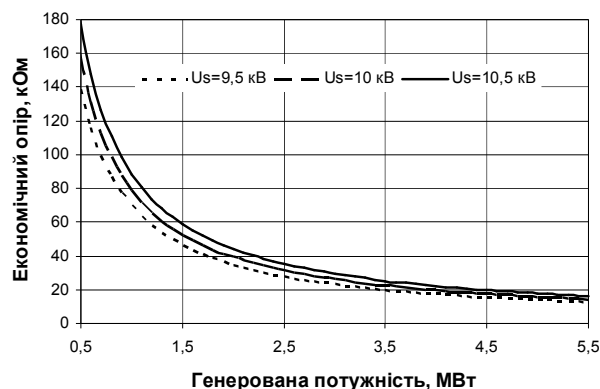


Рис. 3. Залежності економічних опорів для ВДЕ (з приведенням до $U_{ном} = 330$ кВ)

Отже, розподіл навантажень між ЕС з урахуванням малопотужних джерел енергії, що видають потужність у розподільні ЕМ є ускладненим і через неспіврозмірність економічності опорів може призводити до поганої обумовленості матриці чутливості, а отже, суттєвої залежності результатів розрахунку від похибок вихідних даних та ітераційних

процесів розрахунку поточкорозподілу у заступній схемі ЕЕС.

Задача оптимізації функціонування має розв'язуватися у два етапи. На першому етапі, використовуючи результати прогнозування навантажень, централізовано формуються оптимальні графіки видачі потужності окремими ЕС та групами ВДЕ. На другому етапі виконується оперативна оптимізація режимів роботи окремих ЕС у межах накладених на генерування технічних та економічних обмежень. Тут розв'язання задачі формування керувальних впливів виконується окремо для традиційних ЕС та ВДЕ з урахуванням особливостей їх функціонування.

Так, враховуючи значення економічних опорів для традиційних ЕС (рис. 1), що на порядок перевищує активні опори ліній електропередач відповідних класів напруги, оптимальний розподіл навантажень між станціями буде залежати переважно від затрат на виробництво електроенергії та відпускної ціни на шинах ЕС. Оптимальні параметри генерування ВДЕ, враховуючи співрозмірність їх економічних опорів (рис. 2) та активних опорів ЕМ, будуть залежати й від втрат активної потужності у мережах.

Таким чином, задача оптимізації розподілу навантажень між ВДЕ виявляється складнішою, що пов'язано, крім наведеного вище, з рядом додаткових не електричних обмежень, пов'язаних з впливом навколишнього середовища, неузгодженості нормативів з експлуатації тощо.

ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ ГРУП ВДЕ НА ПІДСТАВІ ПРИНЦИПУ НАЙМЕНШОЇ ДІЇ

При оптимізації активних навантажень ВДЕ повинні враховуватись обмеження: щодо балансу активних і реактивних навантажень для групи джерел, щодо завантаження окремих елементів мережі (ЛЄП, трансформаторів і т. ін.), обмеження у вигляді рівнянь режиму ЕМ. Економічність витрат первинного енергоносія на i -ій станції можна розглядати, по аналогії з наведеним вище, як вартість втрат електроенергії в деякому активному опорі R_{es} за аналогічний проміжок часу.

Для прикладу каскаду малих гідроелектростанцій (ГЕС), що працюють у електричній системі для адресного забезпечення заданого споживання $P_{СП}(t)$ задачу оптимізації видачі потужності на проміжку часу T можна записати, як задачу мінімізації недовідпуску потужності $P_{HB}(t)$, що покривається за рахунок третьої сторони за багатоступеневим тарифом $\psi(t)$:

$$\int_{t_0}^{t_k} \psi(t) \sum_{i=1}^n P_{HB,i}(t) dt \rightarrow \min, \quad (3)$$

за умови балансу активних потужностей

$$\varphi(t) = \sum_{i=1}^n P_i(t) + \sum_{i=1}^n P_{HB,i}(t) - P_{СП}(t) - \Pi(t) = 0, \quad \text{та}$$

заданого стоку на кожній МГЕС протягом T

$$W_i - \int_{t_0}^{t_k} V_i(t) dt = 0, \text{ де } P_i(t) - \text{ активна потужність,}$$

генерована окремою ГЕС; $\Pi(t)$ – втрати активної потужності в ЕМ, зумовлені функціонуванням ГЕС; $V_i(t)$ – витрати води на окремій ГЕС каскаду.

Задачу (3) з урахуванням залежності генерування окремої ГЕС від витрат води:

$$\int_{t_0}^{t_k} \sum_{i=1}^n u_{Vi}(t) V_{HB,i}(t) dt \rightarrow \min, \quad (4)$$

де $u_{Vi}(t) = u(t) \frac{P_i(t)}{V_i(t)} \approx u(t)(6.8 \div 7.0) H_{nd,i}(t)$ – вартість

витрат води для i -ої ГЕС; $H_{nd,i}(t)$ – підведений напір i -ої ГЕС; $V_{HB,i}$ – неефективно використані витрати води для i -ої ГЕС (перетікання через гідроспоруди, переливи, зумовлені недосконалістю керування режимом каскаду, тощо).

У випадку роботи окремих ГЕС каскаду з умовно-постійним навантаженням протягом проміжку часу Δt задачу (4) можна переписати таким чином:

$$\sum_{i=1}^n u_{Vi}(t) V_{HB,i}(t) \Delta t \rightarrow \min. \quad (5)$$

По аналогії з [6] збитки від зменшення корисного відпуску електроенергії можна подати через вартість втрат у активному опорі:

$$3R_{ei} = u \Pi_{ei} \Delta t = u_{Vi} V_{HB,i} \Delta t, \quad (6)$$

де u – вартість 1 кВт·год втрат електроенергії; Π_{ei} – втрати активної потужності на елементі R_{ei} від перетоків $P_i / \cos \phi_i$, тобто

$$\Pi_{ei} = \frac{P_i^2}{U_i^2 (\cos \phi_i)^2} \cdot R_{ei}. \quad (7)$$

З (6) та (7), отримаємо величину активних опорів, вартість втрат електроенергії на яких еквівалентна збитку від недовідпуску електроенергії на кожній ГЕС:

$$R_{ei} = \frac{u_{Vi} V_{HB,i} U_i^2 (\cos \phi_i)^2}{P_i^2 u}. \quad (8)$$

Представлені в такому вигляді економічні характеристики малих ГЕС відповідають моделі оптимізації режиму їх сумісної роботи з використанням ПНД.

Покажемо, що за умов представлення малих ГЕС економічними опорами, визначеними таким чином забезпечується оптимальний режим, за критерієм сумарних затрат на генерування і транспортування активної потужності в ЕМ.

Задачу оптимізації сформулюємо таким чином:

$$\Pi_{e\Sigma} = \sum_{i=1}^s 3R_{ei} I_i^2 \rightarrow \min \quad (9)$$

за умов балансу потужності в ЕЕС

$$\sum_{i=1}^n P_i(t) + \sum_{i=1}^n P_{HB,i}(t) - P_{СП}(t) - \Pi(t) = 0,$$

а також обмежень $P_{i\min} \leq P_i \leq P_{i\max}$, $i = \overline{1, n}$.

Функція Лагранжа для (9) з урахуванням підстановки значень економічних опорів окремих ГЕС та їх струмових навантажень, зумовлених генеруванням:

$$L = \sum_{i=1}^n \frac{u_{Vi} V_{HB,i}}{u} + \lambda \left(\sum_{i=1}^n P_i(t) + \sum_{i=1}^n P_{HB,i}(t) - P_{СП}(t) - \Pi(t) \right).$$

З умов $\partial L / \partial P_i = 0$, $i = \overline{1, n}$ отримаємо критерій найвигіднішого розподілу навантаження між малими ГЕС, який відповідає отриманим у [6] умовам оптимальності з використанням методу Понтрягіна:

$$\frac{\lambda_i q_i}{(1 - \sigma_i)} = -\lambda = idem, \quad (10)$$

де $\lambda_i = (6.8 \div 7.0) H_{nd,i}$; $q_i = \frac{\partial V_{HB,i}}{\partial P_i}$ – відносний

приріст неефективних витрат води на окремій ГЕС;

$\sigma_i = \frac{\partial \Pi_i}{\partial P_i}$ – відносний приріст втрат потужності при

видачі потужності i -ю ГЕС.

Таким чином, розрахунок усталеного режиму ЕМ (для заступної r -схеми), у якій малі ГЕС представлені економічними опорами R_{ei} , приводить до того ж результату, що й мінімізація (3) за методом Понтрягіна або, наприклад, градієнтним методом.

КРИТЕРІАЛЬНА МОДЕЛЬ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ РОБОТИ КАСКАДУ ГЕС

Для побудови критеріальної моделі каскаду ГЕС з метою формування законів оптимального керування їх режимами скористаємося системою рівнянь, що описує процес, який оптимізується критеріальним програмуванням [7].

На рис. 4, як приклад, наведені критеріальні залежності для окремої ГЕС, що працює у каскаді. У першому випадку, через обмеженість притоку у водоймищі або зарегульованість за рахунок роботи у межах ВГС станція має менший регульовальний діапазон по стоку i , відповідно, діапазону дозволених потужностей (крива 1). У другому, за рахунок впровадження заходів з коригування режимів спрацьовування води суміжними ГЕС регульовальний діапазон даної ГЕС розширюється, що відповідає додатковим можливостям з оптимізації її режимів (крива 2).

Критеріальна модель дозволяє врахувати якість функціонування каскаду ГЕС, коли за показник ефективності обрано функцію максимального використання енергетичного потенціалу стоку ріки, на якій розташований каскад:

$$\min \{ F = \Delta E_{cb}(\mathbf{H}_e, \mathbf{Z}, \mathbf{V}_g) + E \}, \quad (11)$$

за умов; $\bar{\mathbf{H}}_e - \mathbf{H}_{каскад}^{нидн} + \alpha \mathbf{h} + \Delta z_{нб,n} = 0$

$$\mathbf{H}_e \in \mathbf{M}_H; \mathbf{Z} \in \mathbf{M}_Z; \mathbf{V}_g \in \mathbf{M}_V, \quad (12)$$

де $\Delta E_{cb}(\mathbf{H}_e, \mathbf{Z}, \mathbf{V}_g)$ – втрати первинної енергії через неефективність керування стоком, обумовлені параметрами стану $\mathbf{H}_e = H_{e,1}, H_{e,2}, \dots, H_{e,n}$ (напори водоймищ окремих ГЕС каскаду) і $\mathbf{Z} = z_{об,1}, z_{об,2}, \dots, z_{об,n}$ (рівні води у верхніх б'єфах

окремих ГЕС), а також керуючими параметрами $V_e = V_{e.1}, V_{e.2}, \dots, V_{e.n}$ (витрати води по окремих ГЕС, обумовлені їх поточною електричною потужністю); E – втрати первинної енергії, обумовлені неможливістю врегулювання витрат води у межах каскаду та холостими скиданнями води за рахунок неузгодженості параметрів та режимів роботи ГЕС каскаду; M_H, M_Z – області допустимих значень векторів стану H, Z ; M_V – область можливих значень параметрів регулювання V_e .

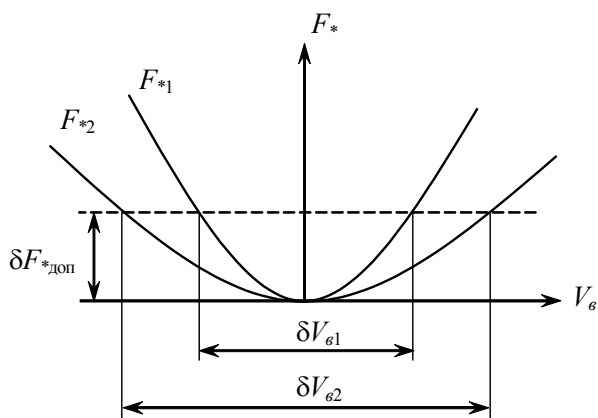


Рис. 4. Вплив неузгодженості режимів на можливість реалізації оптимального функціонування каскаду ГЕС

У відносних одиницях вираз (10) може бути записаний [7]:

$$F^* = \Delta E_{ce}^*(H_e, Z, Q_e) + E^*, \quad (13)$$

де $\Delta E_{ce}^* = \Delta E_{ce} / \Delta E_{ce, opt}$; $E^* = 1 - \frac{1}{f_*(V_{B^*})}$.

Таким чином, функція неузгодженості вносить корекцію до функціональної готовності каскаду ГЕС для розв'язання задачі ефективного перетворення енергії стоку. Графічно це проілюстровано на рис. 4. Для одного рівня готовності каскаду ГЕС критерій оптимальності буде відповідати функції F^* . Якщо через вплив зовнішніх факторів, або введення додаткових обмежень, у тому числі по працездатності обладнання, якість функціонування погіршиться, то функція F^* набуде вигляду F^* . Відповідним чином необхідно буде відкоригувати чутливість системи керування ведучої (опорної станції каскаду) [6]. У розглянутому прикладі зона нечутливості по витраті головної ГЕС каскаду зміниться з ΔV_{e1} на ΔV_{e2} , тобто інтенсивність і, відповідно, ефективність регулювання стоку даної ГЕС знизиться, що приведе в кінцевому результаті до збільшення втрат первинної енергії через, наприклад, можливість непродуктивних перепусків та скидань на даній і нижчих за рівнем ГЕС каскаду. І навпаки, підвищення ефективності і якості функціонування окремої ГЕС каскаду дозволяє обґрунтовано підвищити інтенсивність регулювання стоку ріки й, таким чином, наблизитися до умов оптимальності (10) і зменшити значення неефективно використаної первинної енергії стоку.

Такий підхід з визначенням різних зон нечутливості дозволяє вибрати найдоцільніший варіант технічного рішення. В нашому випадку це найраціональніше використання потужності кожної ГЕС зокрема і каскаду ГЕС в цілому.

ВИСНОВКИ

1. Процес оптимального розподілу навантаження між відновлюваними джерелами енергії в ЕМ можливо моделювати з використанням принципу найменшої дії. При цьому станція в моделі представляється активним опором, вартість втрат електроенергії в якому дорівнює збиткам від неефективності використання первинного енергоносія протягом відповідного періоду часу. На прикладі малих ГЕС показано, що визначення оптимального завантаження станцій зводиться до розрахунку усталеного режиму ЕМ за її заступною r -схемою.

2. При автоматизації оптимального керування каскадами малих ГЕС в ЕМ для реалізації принципу найменшої дії можливо і доцільно застосовувати методи теорії подібності та моделювання. На основі них можна розв'язувати характерні задачі диспетчерського керування на всіх етапах оптимального керування. Такий підхід може бути покладений в основу адаптивних САК, діями яких поточні режими каскаду ГЕС будуть наблизитися до оптимальних.

[1] Celso Penche. Layman's Handbook On How To Develop A Small Hydro Site (Second Edition). – DG XVII European Commission 200 rue de la Loi B-1049 Bruselas Belgica. – 1998. – 266 p.

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

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

[4] 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.

[5] Дубовський С.В. Оптимізація навантажень ТЕС за цінними пріоритетом // Проблеми загальної енергетики. – 2007. – № 15 (електронний ресурс).

Режим доступу: www.ienergy.kiev.ua.

[6] 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.

[7] Астахов Ю.Н., Лежнюк П.Д. Применение критериального метода в электроэнергетике. – К.: УМК ВО, 1989. – 137 с.