

УДК 621.316.21.001

МАЛІ ГЕС В ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ З РОЗОСЕРЕДЖЕНИМ ГЕНЕРУВАННЯМ

Ковальчук О.А.¹, Нікіторович О.В.², Лежнюк П.Д.³, Кулик В.В.³

¹ТОВ “Енергоінвест”, ²ЗЕА “Новосвіт”,

³Вінницький національний технічний університет

Робота присвячена аналізу впливу малих ГЕС, розміщених в розподільних електричних мережах, на їх режими. Запропоновано метод оптимального розподілу навантаження між розосередженими джерелами електроенергії в локальній енергосистемі. Показано вплив розосередженого генерування в електричних мережах на втрати потужності та електроенергії в них.

Вступ. В Україні, як і у світовій практиці зростає кількість місцевих джерел електроенергії. Як альтернатива традиційним розвиваються відновлювані джерела електроенергії (ВДЕ) (вітрові електростанції (ВЕС) та малі гідроелектростанції (МГЕС)), когенераційні установки (КГУ), парогазові та газотурбінні установки (ПГУ, ГТУ) та ін. [1, 2]. Тобто, наряду з традиційним централізованим електропостачанням розбудовуються розосереджені джерела електроенергії (РДЕ). Причому частка розосередженого генерування електроенергії стає помітною в енергобалансі енергосистем. В перспективі локальні енергосистеми з РДЕ, які зв'язані з потужними електростанціями, мають зайняти чільне місце в системі надійного й економічного електропостачання [3].

Малі ГЕС є важливим елементом розосередженого генерування. Вони впливають на режими роботи електричних мереж. Окрім як джерела електроенергії вони можуть використовуватися для регулювання напруги та керування потоками потужності з метою зменшення втрат електроенергії та покращання її якості [4]. Виходячи зі своїх природних особливостей і системних завдань, малі ГЕС працюють переважно у змінній частині графіка навантажень. Проте в локальній системі вони, враховуючи склад РДЕ і умови водостоку, можуть працювати і у базовій частині графіка навантажень. Як в першому, так і в другому випадку постає задача оптимізації їх роботи.

При виборі критерію оптимальності і формуванні відповідної математичної моделі слід враховувати, що одночасно з розвитком розосередженого генерування змінюються також економічні умови функціонування електроенергетики як галузі, зокрема перехід від оптового ринку електроенергії до балансуєчого ринку електроенергії та електропостачання за двосторонніми угодами.

Метою даної роботи є дослідження роботи малих ГЕС як розосереджених джерел електроенергії та впливу їх на втрати потужності й

електроенергії в електричних мережах за різних умов експлуатації.

Оптимізація режимів роботи малих ГЕС в системі розосередженого генерування. Оптимізація роботи малих ГЕС в локальній енергосистемі зводиться до створення умов, коли вони отримують максимальний прибуток від виробництва та реалізації електроенергії з виконанням всіх обмежень технологічного й електричного характеру. Такій задачі, за певних умов, може бути поставлена у відповідність інша задача – зменшення впливу локальної електричної системи на режими ЕЕС, тобто мінімізації відхилення між плановим та фактичним графіками електропостачання локальної системи з боку ЕЕС, або мінімізації кількості електроенергії, що береться з ЕЕС протягом часу T (див. рис. 1).

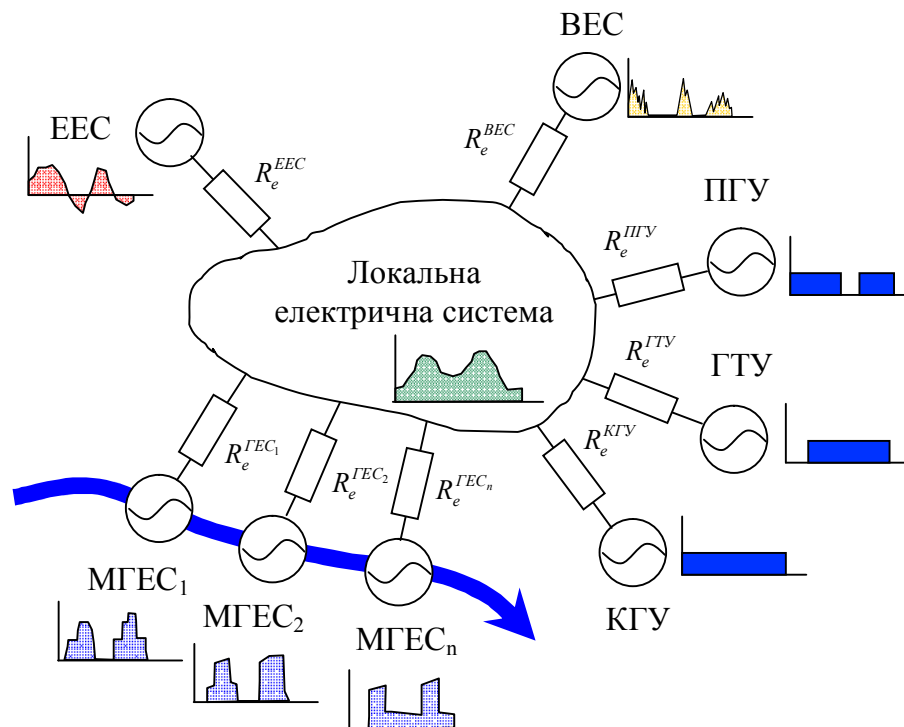


Рис. 1. Локальна енергосистема з РДЕ

Для каскаду з n малих ГЕС, що працюють у локальній електричній системі на забезпечення заданого її споживання $P_{СП}(t)$, задачу оптимізації видачі потужності на проміжку часу T можна записати як задачу мінімізації небалансу (непередбаченого відхилення) потужності $P_{НВ}(t) = \sum_{i=1}^n P_{НВ,i}(t)$, що покривається за рахунок ЕЕС за багатоступеневим тарифом $\psi(t)$:

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

за умови балансу активних потужностей

$$\varphi(t) = \sum_{i=1}^n P_i(t) + \sum_{i=1}^n P_{НВ,i}(t) + \sum_{i=1}^m P_{НД,i}(t) + \sum_{i=1}^k P_{ПД,i}(t) - P_{СП}(t) - \Pi(t) = 0$$

та заданого стоку на кожній МГЕС протягом T

$$W_i - \int_{t_0}^{t_k} V_i(t) dt = 0,$$

де $P_i(t)$ – планова активна потужність, що має бути генерована окремою ГЕС; $P_{HB,i}$ – непередбачене відхилення (неповідпуск) потужності i -ою ГЕС каскаду; $P_{HD,i}$ – потужність, генерована i -м джерелом зі стохастичним графіком (ВЕС, СЕС); $P_{PD,i}$ – потужність, генерована i -м джерелом з найбільш прогнозованим графіком (КГУ, ПГУ, ГТУ); $\Pi(t)$ – втрати активної потужності в електричній мережі локальної електричної системи, серед яких, зумовлені роботою ГЕС; $V_i(t)$ – витрати води на окремій ГЕС каскаду.

Задачу (1) з урахуванням залежності генерування окремої ГЕС від витрат води:

$$\int_{t_0}^{t_k} \sum_{i=1}^n u_{Vi}(t) V_{HB,i}(t) dt \rightarrow \min, \quad (2)$$

де $u_{Vi}(t) = u(t) \frac{P_i(t)}{V_i(t)} \approx u(t)(6.8 \div 7.4) H_{ndi}(t)$ – вартість витрат води для i -ої ГЕС;

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

У випадку роботи окремих ГЕС каскаду з умовно-постійним навантаженням протягом проміжку часу Δt задачу (2) можна переписати таким чином:

$$\sum_{i=1}^n u_{Vi}(t) V_{HB,i}(t) \Delta t \rightarrow \min. \quad (3)$$

По аналогії з [5] збитки від зменшення корисного відпуску електроенергії можна подати через вартість втрат у активному опорі:

$$Z_{Ri} = u \Pi_{ei} \Delta t = u_{Vi} V_{HB,i} \Delta t, \quad (4)$$

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

$$\Pi_{ei} = \frac{P_i^2}{U_i^2 (\cos \varphi_i)^2} \cdot R_{ei}. \quad (5)$$

З (4) та (5), отримаємо значення активних опорів, вартість втрат електроенергії на яких еквівалентна збитку від неповідпуску електроенергії на кожній ГЕС:

$$R_{ei} = \frac{u_{Vi} V_{HB,i} U_i^2 (\cos \varphi_i)^2}{P_i^2 u}. \quad (6)$$

Представлені в такому вигляді економічні характеристики малих ГЕС відповідають моделі оптимізації режиму їх сумісної роботи з використанням принципу найменшої дії (ПНД) [5]. 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 електричних мере-

жах локальної енергосистеми.

Задачу оптимізації сформулюємо таким чином:

$$\Pi_{e\Sigma} = \sum_{i=1}^s 3R_{ei}I_i^2 \rightarrow \min \quad (7)$$

за умов балансу потужності в ЕЕС

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

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

Функція Лагранжа для (7) з урахуванням підстановки значень економічних опорів окремих ГЕС та їх струмових навантажень, зумовлених генеруванням:

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

З умов $\partial L / \partial P_i = 0$, $i = \overline{1, n}$ отримаємо критерій найвигіднішого розподілу навантаження між малими ГЕС, який відповідає отриманим у [4] умовам оптимальності з використанням методу Понтрягіна:

$$\frac{\lambda_i q_i}{(1 - \sigma_i)} = -\lambda = idem, \quad (8)$$

де $\lambda_i = (6.8 \div 7.4) H_{ndi}$; $q_i = \frac{\partial V_{HB,i}}{\partial P_i}$ – відносний приріст неефективних витрат

води на окремій ГЕС; $\sigma_i = \frac{\partial \Pi_i}{\partial P_i}$ – відносний приріст втрат потужності, зумовлений змінами видачі потужності i -ю ГЕС.

Таким чином, розрахунок усталеного режиму електричної мережі (для заступної R -схеми), у якій малі ГЕС представлені економічними опорами R_{ei} , приводить до того ж результату, що й мінімізація (1) за методом Понтрягіна або, наприклад, градієнтним методом.

Особливості оптимізації розподілу навантаження між електричними станціями локальної електричної системи. Разом з новими економічними умовами, в яких працює електроенергетика, з появою балансуючого ринку електричної енергії, змінилася постановка задачі формування оптимального складу енергогенерувального обладнання, критерії, методи та засоби оптимізації. Перехід до ринкового формування тарифів на електроенергію призвів до того, що для окремих суб'єктів ринку критерії оптимальності функціонування є різними, причому, часто суперечливими [6]. Однак, у припущенні про єдність інтересів окремих суб'єктів локальних електричних систем, задачу можна спрощено сформулювати так:

$$\begin{cases} Z = \int_0^T \sum_{i=1}^S Z_i = \int_0^T \sum_{i=1}^S P_i \beta_i dt \Rightarrow \min; \\ \sum_{i=1}^S P_i - P_\Sigma - \Pi = 0, \end{cases} \quad (9)$$

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

Для розв'язання задачі (9) можливо і доцільно використовувати умови оптимальності з [5], тобто розподіл за заступною R -схемою електричної мережі. У даному випадку кожна електрична станція (РДЕ) з сукупності S (незалежно від типу) замінюється економічним опором R_{ei} , що враховує видатки на закупівлю електроенергії від неї у вигляді додаткових втрат електроенергії у заступній R -схемі за проміжок часу T :

$$R_{ei} = \frac{U_i^2 (\cos \varphi_i)^2 \beta_i}{\eta P_i} \quad (10)$$

де U_i – значення модуля напруги, що підтримується на шинах i -ої станції, за умов видачі повної потужності $P_i / \cos \varphi_i$.

Економічні опори станцій R_{ei} є нелінійними функціями їх потужності P_i та вузлової напруги U_i , приклад яких подано на рис. 2, 3. Розмістивши джерела електричної енергії за розрахованими таким чином опорами, можна замінити визначення сумарних витрат на закупівлю електроенергії розрахунком струморозподілу в заступній схемі, складеній тільки із активних опорів елементів мережі та економічних опорів електричних станцій.

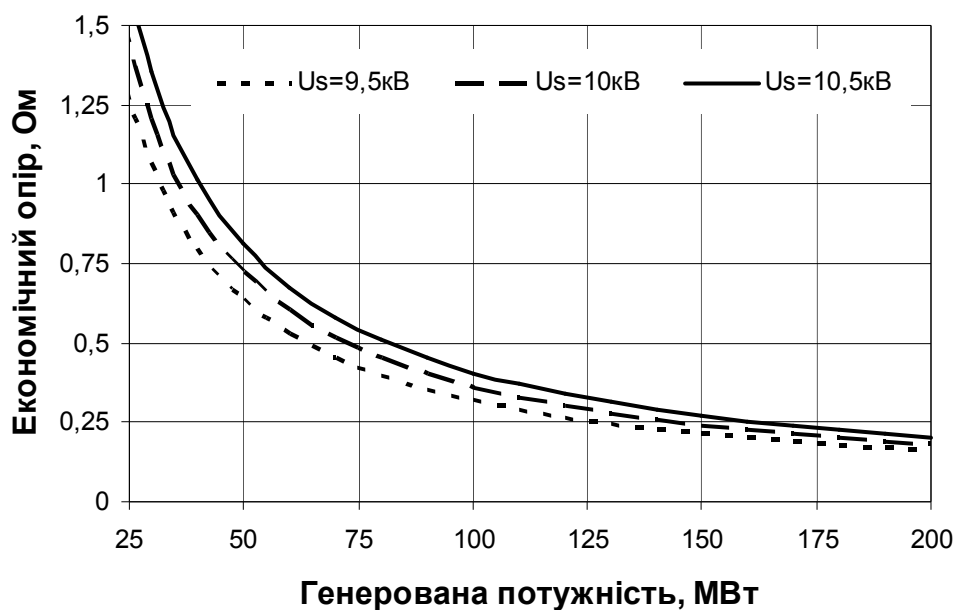


Рис. 2. Залежності економічних опорів ЕЕС R_e^{EEC} , приведених до напруги 10 кВ локальної системи

Для перевірки можливості оптимізації розподілу навантаження між електричними станціями в локальній енергосистемі та приєднаннями її до ЕЕС обчислено значення економічних опорів таких станцій (МГЕС) з урахуванням того, що вони відпускають електроенергію за «зеленим» тарифом в електричній мережі на напрузі 10 кВ. З рис. 3 видно, що економічні опори таких станцій майже на два порядки вищі ніж аналогічні для еквівалентів приєднань локальної системи до ЕЕС.

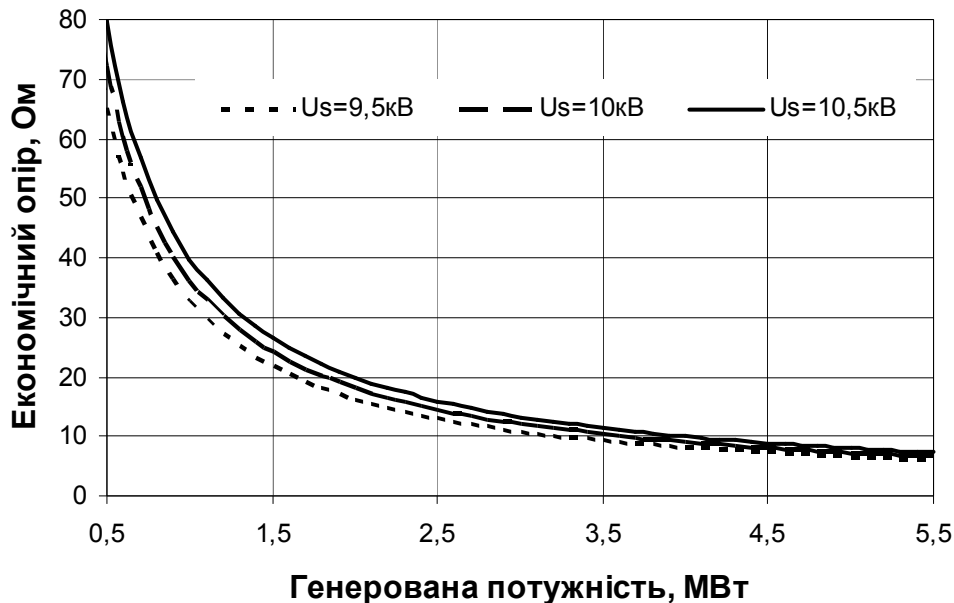


Рис. 3. Залежності економічних опорів для РДЕ, що видають потужність в електричну мережу 10 кВ

Отже, розподіл навантажень між РДЕ з урахуванням приєднань до ЕЕС, через які компенсуються небаланси потужності у локальній системі, є ускладненим, а через не співмірність економічних опорів може призводити до залежності результатів розрахунку від похибок вихідних даних та ітераційних процесів розрахунку поточкорозподілу у заступній схемі локальної системи.

Враховуючи значення економічних опорів для приєднань локальної системи до ЕЕС (традиційних електричних станцій (рис. 2)), що є співрозмірними з активними опорами ліній електропередач 10 кВ, оптимальний розподіл навантажень між такими приєднаннями буде залежати не лише від тарифу на електроенергію, але й від значення втрат активної потужності в електричних мережах. Оптимальні параметри генерування РДЕ, враховуючи суттєво вищі їх економічні опори (рис. 3), будуть залежати, в основному, від тарифів на електроенергію, а також технічних та економічних особливостей їх експлуатації.

Так, для розосереджених джерел, генерування яких визначається стохастичними факторами навколишнього середовища (ВЕС) оптимальні параметри практично не можуть бути реалізовані. Параметри їх поточного генерування мають прийматися як незалежні для виконання оптимізаційних розрахунків. РДЕ, з прогнозованим обсягом генерування (КГУ, ПГУ,

ГТУ), доцільно використовувати для покриття базової частини графіка навантаження локальної системи, з забезпеченням максимальних обсягів реалізації електроенергії. Таким чином, оптимізація режимів локальних енергосистем можлива переважно за рахунок коригування параметрів генерування малих ГЕС та графіків постачання електроенергії через приєднання до ЕЕС.

Отже, задача оптимізації розподілу навантажень між РДЕ 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.

Вплив малих ГЕС на роботу розподільних електричних мереж. Важливим напрямком обґрунтування ефективності РДЕ, особливо каскаду МГЕС, є дослідження їх впливу на втрати електроенергії в розподільних мережах. Очевидно, що на значення втрат впливають як параметри МГЕС, так і схема їх приєднання, а також значення та графік споживання суміжних навантажень.

Оцінити вплив джерел енергії на втрати потужності у вітках електричної мережі (ЕМ) можливо за результатами розрахунків усталених режимів. Проте виділити в цих втратах складову від окремих МГЕС є проблематично. Складність задачі оцінювання впливу режимів роботи МГЕС на втрати потужності в мережах полягає в тому, що втрати потужності залежать від перетоків у вітках схеми мережі нелінійно. В інженерній практиці використовується ряд методів, що дозволяють виконувати розрахунок зазначеної складової втрат як з однозначно заданою інформацією, так і з імовірно-статистичним оцінюванням втрат. Використання даних методів в розімкнених розподільних мережах, як правило, призводить до виникнення припустимих похибок. Однак, у замкнених розподільних ЕМ збільшується вплив нелінійності втрат потужності, що може викликати суттєві помилки обчислення додаткових втрат електроенергії в них.

В [4] показано, що втрати потужності у вітках ЕМ визначаються як

$$\Delta \dot{S}_g = \dot{\mu} \dot{S}, \quad (11)$$

де $\Delta \dot{S}_g$ – вектор втрат потужності у вітках схеми; $\dot{\mu}$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми ЕМ в залежності від потужностей у її вузлах \dot{S} .

В (11) втрати потужності в i -й вітці визначаються:

$$\Delta \dot{S}_{gi} = \dot{\mu}_i \dot{S}, \quad (12)$$

де $\dot{\mu}_i = (\dot{U}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{C}_i \dot{U}_o^{-1}$; \dot{U}_t , \dot{U}_o – транспонований вектор та діагональна матриця напруг у вузлах включаючи i базисний; $\mathbf{M}_{\Sigma i}$ – вектор-стовпець матриці з'єднань віток у вузлах включаючи i балансуючий; \hat{C}_i – i -й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах по вітках схеми.

Вектор-рядок $\dot{\mu}_i$ складається з коефіцієнтів, які показують, яку частку в сумарних втратах i -ої вітки викликає протікання по ній потужності від кожного вузла, в тому числі й від МГЕС.

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 і генеруванням у вузлах схеми. Таким чином, нелінійність залежності втрат потужності в ЕМ від параметрів її режиму враховується. Визначення коефіцієнтів матриці $\dot{\mu}$ через поточні значення вузлових напруг по суті означає лінеаризацію режиму електричної мережі при зафіксованих потужностях у вузлах.

З наведеного вище, для випадку, коли зміна потужностей у вузлах ЕМ є незначною, тобто не викликає істотних (більше 1%) відхилень напруги у вузлах, залежність втрат потужності в ЕМ від потужностей у її вузлах можна вважати лінійною. Отже, для дослідження впливу МГЕС на втрати потужності в розподільних мережах з прийнятною точністю можна використовувати метод накладання згідно (12).

В умовах електропостачання за двосторонніми договорами виникає задача визначення втрат потужності та електроенергії, що викликаються передачею електроенергії від джерела енергії (в тому числі і МГЕС). Виділити цю складову втрат з сумарних технічних втрат електроенергії в електричній мережі можна, скориставшись виразами для визначення втрат потужності у вітках (11) та (12).

Сумарні втрати потужності в ЕМ від МГЕС визначаються:

$$\Delta \dot{S}_{ГЕС} = \dot{\mu}_j \dot{S}_j, \quad j \in \mathbf{M}_{ГЕС}, \quad (13)$$

де \dot{S}_j – вектор потужностей МГЕС; $\mathbf{M}_{ГЕС}$ – множина вузлів з МГЕС.

Втрати у вітках, через які здійснюються потоки електроенергії від j -го МГЕС до k -го споживача, визначаються на підставі (12):

$$\Delta \dot{S}_{ei} = \dot{\mu}_i \dot{S}_j, \quad i \in \mathbf{M}_{kj}, \quad (14)$$

де \dot{S}_j – вектор потужностей вузлів, у якому тільки в j -му вузлі задана потужність, а в решті нулі; \mathbf{M}_{kj} – множина віток, що безпосередньо зв'язують вузли j -й і k -й.

Наведений метод дозволяє визначити втрати потужності, зумовлені передачею електроенергії електричними мережами від окремих МГЕС (в тому числі каскаду) до заданого споживача, а за наявності відповідного інформаційного забезпечення перейти до оперативного контролю вказаної складової втрат електроенергії в ЕМ. Зауважимо, що згідно виразів (13) і (14) втрати потужності від роботи ГЕС в ЕМ визначаються як від генерування активної потужності, так і від генерування або споживання реактивної потужності (в залежності від того, які генератори, – синхронні або асинхронні, встановлені на ГЕС).

Ефект роботи ГЕС щодо впливу на сумарні втрати активної потужності в ЕМ, оцінюється величиною їх зміни δP , яка відповідно до (11):

$$\delta P = \mathbf{n}_t \operatorname{Re}(\dot{\mathbf{m}}' \dot{\mathbf{S}}' - \dot{\mathbf{m}} \dot{\mathbf{S}}),$$

де $\dot{\mathbf{m}}'$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми ЕМ

в залежності від потужностей \dot{S} у її вузлах без ГЕС; \mathbf{n}_t – транспонований одиничний вектор.

Якщо режим локальної системи з ГЕС оптимізується згідно задачі (1), то δP приймає максимальне значення. Тобто досягається і максимальний ефект від роботи ГЕС в системі щодо зменшення в ній втрат електроенергії під час її транспортування.

Висновки

1. Критерієм оптимальності роботи малих ГЕС, в тому числі і їх каскаду, в локальній енергосистемі може бути мінімум електроенергії, яка береться з ЕЕС. Процес оптимального розподілу навантаження між джерелами електроенергії в локальній системі можливо моделювати з використанням принципу найменшої дії. При цьому станції в моделі представляються активними опорами, вартість втрат електроенергії в яких дорівнює збиткам від неефективного використання первинного енергоносія протягом відповідного періоду часу.

2. Розосередження генерування електроенергії в розподільних електричних мережах змінює перетоки потужності в них, що впливає на параметри режиму, зокрема на втрати електроенергії. Виділити втрати в мережах від окремих джерел розподіленого генерування з сумарних втрат можна, використовуючи коефіцієнти розподілу втрат у вітках. Останні показують, яка частка в сумарних втратах і-ої вітки зумовлена протіканням по ній потужності від кожного вузла, в тому числі і від малих ГЕС та їх каскадів. Таким же чином оцінюється вплив малих ГЕС на значення сумарних втрат електроенергії в електричних мережах.

Література

1. Кириленко О.В., Праховник А.В. Энергетика стаłego розвитку: виклики та шляхи побудови // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. – Київ. – 2010. – С. 10–16.
2. European Smart Grids Technology Platform // European Commission. Directorate-General for Research Sustainable Energy System, EUR 22040, 2006. – 44 p.
3. Кириленко О.В., Трач І.В. Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. – 2009. – Вип. 24. – С. 3–7.
4. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Никиторович А.В. Влияние малых ГЭС на режимы распределительных электрических сетей // Электрические сети и системы. – 2009. – №1. – С. 14–20.
5. 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.
6. Дубовський С.В. Оптимізація навантажень ТЕС за цінovими пріоритетом // Проблеми загальної енергетики. – 2007. – № 15 (електронний ресурс). Режим доступу: www.ienergy.kiev.ua.