

СПОСІБ СУБОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ МІЖСИСТЕМНИМИ ПОТОКАМИ ПОТУЖНОСТІ В ОБ'ЄДНАНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ

Описано спосіб оптимізованого за технічними і економічними показниками керування потоками електричної потужності у внутрішніх перетинах об'єднаної енергетичної системи (ОЕС). Наведено алгебраїчні вирази для одержання розрахункових значень коефіцієнтів підсилення системи автоматичного регулювання частоти й потужності енергетичної системи (ЕС), налаштування яких дає змогу наблизити процес регулювання до оптимального. Визначено умови функціонування систем вторинного автоматичного регулювання (ВАР) частоти й потужності задля компенсації понаднормованих значень небалансів потужності у окремих керованих зонах регулювання (регіональних ЕС), які є структурними складовими ОЕС.

З метою налаштування коефіцієнтів підсилення регуляторів ВАР запропоновано значення поточних небалансів потужності, розраховані на основі одержаних алгебраїчних виразів, використати безпосередньо в алгоритмах керування нормальними режимами об'єднаної енергосистеми України, яке здійснюється за допомогою центральної цифрової системи автоматичного регулювання частоти й потужності (ЦСАР-ПЧ).

Ключові слова: сальдо міжсистемних потоків потужності, небаланс потужності, вторинне регулювання частоти й потужності, оптимальне керування.

Метою та завданням цього дослідження є розроблення раціонального способу субоптимального керування внутрішніми потоками активної потужності ОЕС України, які виникають у квазістаціонарних процесах регулювання частоти й потужності [1-3]. Таке керування пов'язане із дотриманням вимог щодо стійкого регулювання потужності за умови підтримання частоти із точністю відповідно до вимог та у межах діапазонів, визначених робочими (короткостроковими прогнозними) добовими графіками покриття попиту на споживану електричну енергію електроспоживачами, приєднаними до розподільної електромережі.

Окремо зазначимо, що автори не ставлять за мету розв'язання складної оптимізаційної техніко-економічної задачі у її вичерпній математичній постановці для ОЕС України. У статті лише запропоновано першочергові заходи щодо основних налаштувань параметрів системи ВАР, розрахункові значення яких наближають систему до функціонування у субоптимальних режимах за точністю підтримання потоків потужності у міжсистемних перетинах ОЕС.

Вступ. Функціонування енергооб'єднання у нормальному режимі за частотою й потужністю є завданням складним і багатофункціональним. Завдання раціонального за *технічними і економічними показниками* керування ОЕС зазвичай реалізують засобами первинного і вторинного автоматичного регулювання (ПАР, ВАР) режимів ОЕС за частотою і потужністю. Персонал диспетчерської служби оператора ОЕС здійснює поточний *технічний контроль* (вимірювальний і реєстраційний) за дотриманням заданих умов балансу й виконує необхідні оперативні заходи задля забезпечення необхідної потужності *обертового резерву* електромеханічних агрегатів, задіяних у автоматичному регулюванні енергобалансу – шляхом ручного уведення-виведення передбачених для цього потужностей генераторів «холодного резерву». Фактично, у такий спосіб забезпечується керування балансом активної потужності в національній ОЕС у даний час.

Унікаючи повного викладу питань, пов'язаних із математичною постановкою оптимізаційної задачі, обмежимося розглядом проблеми без урахування вимог і обмежень, визначених засадничими ринковими правилами відповідно до норм чинного законодавства України, зокрема [1]. На підставі багаторічного практичного досвіду експлуатації ОЕС України [4] можна стверджувати, що задачі підтримання й супроводу нормальних режимів за частотою і потужністю зводяться до щомиттєвого дотримання стійкого балансу електромеханічної потужності в ОЕС України, заданого прогнозним добовим графіком електроспоживання.

Протягом останніх років здійснюються підготовчі роботи щодо приєднання ОЕС України до сумісного (паралельного) функціонування з Європейським енергооб'єднанням ENTSO-E [5].

Передбачається, що керування частотою змінного струму й потужністю у стаціонарних режимах ОЕС України буде здійснюватися засобами багатофункціональної цифрової системи автоматичного регулювання частоти й потужності ЦСАР-ЧП, котра функціонує з використанням даних системи SCADA. Задля підвищення техніко-економічних показників керування тривалими стаціонарними режимами за частотою і потужністю в режимі приєднання до Європейської енергетичної системи функціонування ЦСАР-ЧП ОЕС України необхідно вдосконалити з урахуванням результатів досліджень, одержаних колективом диспетчерської служби ДП «НЕК «Укренерго» [4].

Теоретичною основою розроблення раціональних способів керування рівноважними режимами ОЕС за умов дотримання умов балансу потоків миттєвої енергії (електричної потужності) у дисипативній фізичній системі, котрою є будь-яка складна багатозв'язна ОЕС, є математичний опис *квастаціонарних режимів енергостем* [3], одержаний на основі положень теорії стійкості технічних систем [6]. У цьому дослідженні розвинуто ідеї, опубліковані авторами у низці наукових праць [9–13], присвячених розвитку ідей раціонального керування збалансованими режимами ОЕС за частотою і потужністю. Зокрема, у монографії [4] детально досліджено властивості статичних частотних характеристик (СЧХ) реальної ЕС й описано режимні особливості процесів керування.

У фундаментальних працях, присвячених аналітичним дослідженням проблем регулювання потужності й частоти ОЕС (*LFC – Load-Frequency Control*) з використанням рівнянь стаціонарної рівноваги (*Equations for Steady-State Equilibrium*), які представляють режимні точки статичної рівноваги в усталених режимах (*the Stable Equilibrium Point of the system – SEP* [2, с. 701, с.942]), відомі дослідники досі традиційно застосовують некоректні математичні моделі для опису електромеханічних процесів у ЕС [2, 7, 8]. Особливості таких спрощених («позиційних») моделей енергосистем детально проаналізовано у [3], а у [9 – 11] вкотре зауважено на недоліках. Спрощені погляди на фізичну сутність явищ є поживним ґрунтом для поширення хибних уявлень про дійсні властивості ОЕС в усталених (квастаціонарних) режимах, що породило низку невдалих спроб інтерпретації розв'язків рівнянь її стаціонарної рівноваги з використанням прийомів графоаналітичного методу, як це фрагментарно продемонстровано на рис. 1.

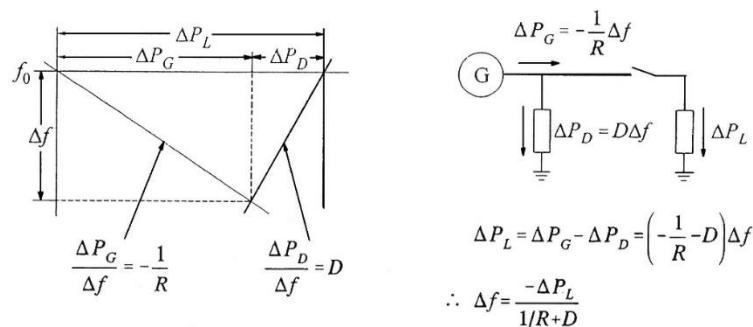


Рисунок 1 – Композитні характеристики ОЕС: сумарної механічної характеристики, складеної із окремих механічних регульованих за швидкістю електроагрегатів P_G , і сумарного споживання P_D .
Джерело: Kundur P. Sh. Power System Stability and Control. – New York: McGraw-Hill, 1994 [2, с. 596]

До прикладу, в поясненнях до рисунку із зображенням композитних СЧХ ОЕС [2, Fig 11.17 на стор. 596] використано заступну схему електричного кола еквівалентного навантаженого електрогенератора G (на рис.1, праворуч). Насправді, сукупність генераторів ОЕС в узагальнених рівняннях руху електромеханічної системи цілком обґрунтовано представляють механічною потужністю привідних двигунів (турбін) всіх задіяних електромеханічних агрегатів, а отже еквівалентною є характеристика сумарної *механічної потужності* ОЕС. Саме тому зведення аналізу перебігу процесів у електромеханічній системі до аналізу явищ у фрагменті електричного кола, застосованого для інтерпретації показників жорсткості ОЕС за частотою, не можна вважати доказовим: у такий спосіб спотворено баланс сил у рівнянні руху системи через підміну рушійного механічного моменту *еквівалентного первинного двигуна* електромагнітним моментом *еквівалентного електричного генератора*. Звідси випливає, що використання розрахункового показника у вигляді «арифметичної суми» коефіцієнтів крутизни частотних характеристик сумарної механічної (k_m) та електричного навантаження (k_n), або ж сумарного значення статизмів цих СЧХ ОЕС, як це викладено автором P.Sh. Kundur у [2, стор. 596], не має фізичного змісту, а відтак і практичної значущості для досліджень статичної стійкості електроенергетичних систем [10].

У [3, 4] доведено, що у алгебраїчному записі визначника для рівнянь стаціонарного руху ЕС (якобіана) відображено *алгебраїчну суму* параметричних значень двох СЧХ: *крутизни сумарної частотної*

характеристики механічної потужності електроагрегатів і крутизни сумарної частотної характеристики електричної потужності приєднаних електроспоживачів. Відповідно, саме це числове розрахункове значення якобіана слід використовувати для розрахунків стаціонарних електромеханічних процесів, зокрема для визначення граничних режимів ЕС за умовою статичної (аперіодичної) стійкості.

З метою використання уніфікованих підходів до практичного керування процесами регулювання частоти й потужності у [9] розглянуто функційну схему налаштування системи керування (AGC – Automatic Generation Control), що виконує функції економічного керування засобами ВАР (*Economic Dispatch Control*, [2]). Схему, запозичену із [2], на рис. 2 доповнено функційним блоком, який відображає експериментальну частину досліджень частотних властивостей ОЕС – зокрема, її статичних частотних характеристик [4].

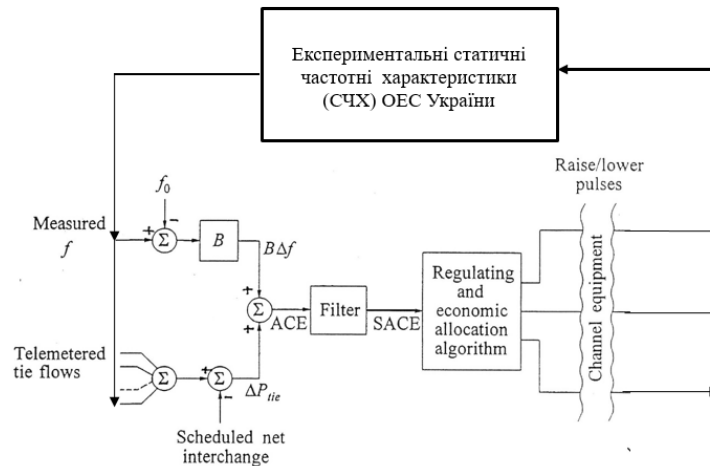


Рисунок 2 – Модифікована функційна схема, придатна для реалізації функції економічного керування засобами ВАР через розрахунки уточнених значень налаштувань системи автоматичного керування AGC з урахуванням частотних властивостей ОЕС

Джерело: Kundur P. Sh. *Power System Stability and Control*. –New York: McGraw-Hill, 1994 [2, стор. 617].

У [4] також продемонстровано, що значення коефіцієнтів жорсткості режимів ОЕС (та її складових регіональних підсистем ЕС) за частотою змінюються у часі. Нинішньою практикою експлуатації засобів ВАР частоти й потужності передбачено використання параметрів *жорсткості частотних характеристик*, однак для налаштування систем AGC значення коефіцієнтів жорсткості СЧХ здебільшого задаються сталими, або формуються на основі проектних даних характеристик енергоблоків.

Виклад результатів дослідження. Балансування ОЕС здійснюється протягом доби для заданих (планових) значень системної частоти й планового сумарного значення (сальдо) потоків *потужності* міждержавними перетинами й перетинами регіональних енергосистем, що входять до ОЕС України, за умов технологічних обмежень на граничні значення таких потоків потужності міжсистемними високовольтними лініями електропересилання (ЛЕП).

У найпростішій постановці математичну задачу процесу балансування описують узагальненою системою ідеалізованих балансових рівнянь за потужністю і частотою (1)–(2) та обмежень на контрольовані змінні (3), які, з урахуванням складу задіяного технологічного обладнання й технологічних обмежень процесу вироблення електричної енергії, відповідають умовам регульованого процесу для ОЕС з міждержавними й внутрішніми перетинами:

$$\sum_{i=1}^n P_{Hi}(t, f) - \sum_{j=1}^m P_{Tj}(t, f) = 0; \Delta f = f(t) - f_{пл} \approx 0; i = \overline{1, n}; j = \overline{1, m}; (1)$$

$$\sum_{k=1}^l P_{k_ЛП}^{(1)}(t, f) - P_{k_пл}^{(1)} = 0; k = \overline{1, l};$$

...

$$\sum_{g=1}^h P_{g_ЛП}^{(z)}(t, f) - P_{g_пл}^{(z)} = 0; g = \overline{1, h};$$

(2)

$$P_{p_доп}^{(1)} \leq \sum_{p=1}^r P_{p_ЛП}^{(1)}(t, f) \leq \left(P_{p_доп}^{(1)} \right)'; \quad p = \overline{1, r};$$

...

$$P_{q_доп}^{(y)} \leq \sum_{q=1}^s P_{q_ЛП}^{(y)}(t, f) \leq \left(P_{q_доп}^{(y)} \right)'; \quad q = \overline{1, s}.$$
(3)

У балансових співвідношеннях (1)–(3), записаних для стаціонарного стану ОЕС, котра містить z міждержавних і у внутрішніх перетинів, застосовано позначення, котрі пояснюють особливості функційної взаємодії структурних елементів ОЕС як складного об'єкта керування за потужністю та частотою:

$P_{ni}(t, f)$ – функція залежності активної електричної потужності i -ого споживача від часу й частоти (еквівалентного вузла навантаження) ОЕС, включно сукупні втрати потужності у вузлі приєднання такого комплексного споживача, МВт; відповідно n – число таких споживачів (вузлів);

$P_{mj}(t, f)$ – функція залежності механічної потужності від часу й частоти j -ого енергоагрегата ОЕС, МВт; m – число енергоагрегатів;

$P_{k_ЛП}^{(1)}(t, f)$ – функція залежності потоку активної потужності у k -тої ЛЕП першого контрольованого міждержавного перетину ОЕС – від часу й частоти (інакше – поточне значення потоку), МВт; $k = \overline{1, l}$, l – число ЛЕП у першому контрольованому міждержавному перетині;

$P_{k_пл}^{(1)}$ – відоме значення планового потоку активної потужності для k -тої ЛЕП у першому міждержавному перетині, МВт;

$P_{g_ЛП}^{(z)}(t, f)$ – функція залежності потоку активної потужності у g -тої ЛЕП z -го контрольованого міждержавного перетину ОЕС від часу й частоти, $g = \overline{1, h}$, h – число ЛЕП у z -му контрольованому міждержавному перетині;

$P_{h_пл}^{(z)}$ – відоме значення планового потоку активної потужності для h -тої ЛЕП в z -му міждержавному перетині, МВт;

$P_{p_ЛП}^{(1)}(t, f)$ – функція залежності потоку активної потужності у p -тої ЛЕП першого контрольованого внутрішнього міжсистемного перетину ОЕС від часу й частоти, МВт; $p = \overline{1, r}$, r – число ЛЕП у першому контрольованому міжсистемному перетині;

$P_{p_доп}^{(1)}$ и $\left(P_{p_доп}^{(1)} \right)'$ – наперед задані нижнє й верхнє значення допустимого потоку потужності для p -тої ЛЕП у першому міжсистемному перетині, МВт;

$P_{q_ЛП}^{(y)}(t, f)$ – функція залежності потоку активної потужності у q -тої ЛЕП y -го контрольованого внутрішнього міжсистемного перетину ОЕС від часу і частоти, $q = \overline{1, s}$, s – число ЛЕП в y -му контрольованому міжсистемному перетині;

$P_{q_доп}^{(y)}$ і $\left(P_{q_доп}^{(y)} \right)'$ – розраховані нижнє й верхнє значення допустимого потоку потужності для q -тої ЛЕП в y -му внутрішньому міжсистемному перетині, МВт;

$f(t), f_{пл}$ – поточне значення частоти ОЕС та її фіксоване планове значення, Гц.

Такі балансові рівняння визначають умови статичної рівноваги, яку на практиці реалізують наявними технологічними інструментами у спосіб повільного переходу від одного бажаного квазістаціонарного режиму до наступного, пов'язаного із змінами технологічного (режимного) графіка функціонування ОЕС.

У реальній багатозв'язній системі процес регулювання супроводжується значними відхиленнями контрольованих параметрів ОЕС від бажаних балансових значень. Ці відхилення позначаються на додатковому підвищенні витрат сумарної електричної або механічної енергії у першому балансовому рівнянні (1).

Найбільш ефективно завдання підтримання й супроводу нормального режиму за частотою й потужністю ОЕС може бути розв'язано за допомогою ЦСАР–ЧП, технологічні засоби якої здійснюють моніторинг частоти ОЕС й сальдо потоків активної потужності через міждержавні й внутрішні перетини, а також потоків потужності, що пересилаються внутрішніми міжсистемними ЛЕП, у межах допустимих значень. Таке керування режимами за частотою й потужністю електроенергетичною системою здійснюється, наприклад, в Європейському енергооб'єднанні ENTSO–E [5].

Алгоритм роботи ЦСАР-ЧП кожної окремої ЕС, що входить до складу ОЕС, є відомим, за його допомогою виконують автоматичне регулювання частоти в ОЕС і потоків потужності перетином, який сполучає суміжні ЕС. В [4, 9] алгоритм функціонування такої ЦСАР-ЧП отримано на основі параметрів первинних СЧХ потужностей окремих ЕС і об'єднаної ЕС, тобто, на основі врахування властивостей ЕС щодо саморегулювання. Аналітично доведено, що за умови, коли коефіцієнт підсилення k_f за частотою у ЦСАР-ЧП набуває значень, максимально наближених до режимного коефіцієнта жорсткості k_{kf} ОЕС за частотою, й за таких налаштувань автоматичне регулювання частоти в ОЕС можна вважати близьким до оптимального (субоптимальним) за техніко-економічними показниками.

Таким чином, основним завданням цифрової ЦСАР-ЧП, що функціонує на основі даних системи SCADA, має бути не лише автоматичне регулювання частоти й сальдо міждержавного потоку потужності, але й підтримування значення потоку потужності кожної контрольованої внутрішньої магістральної ЛЕП, і через кожен контрольований внутрішній перетин у межах заздалегідь визначених інтервалів допустимих числових значень таких потоків.

Розглянемо, як має функціонувати ЦСАР-ЧП ОЕС1, котра здійснює регулювання задля підтримання частоти в ОЕС1 і сальдо потужності $P_{12} = -P_{21}$ у міждержавному перетині II-II, а також утримує значення потоку у перетині I-I в межах заданого інтервалу $P_{\text{доп}} \leq P \leq P'_{\text{доп}}$. (Рис. 3).

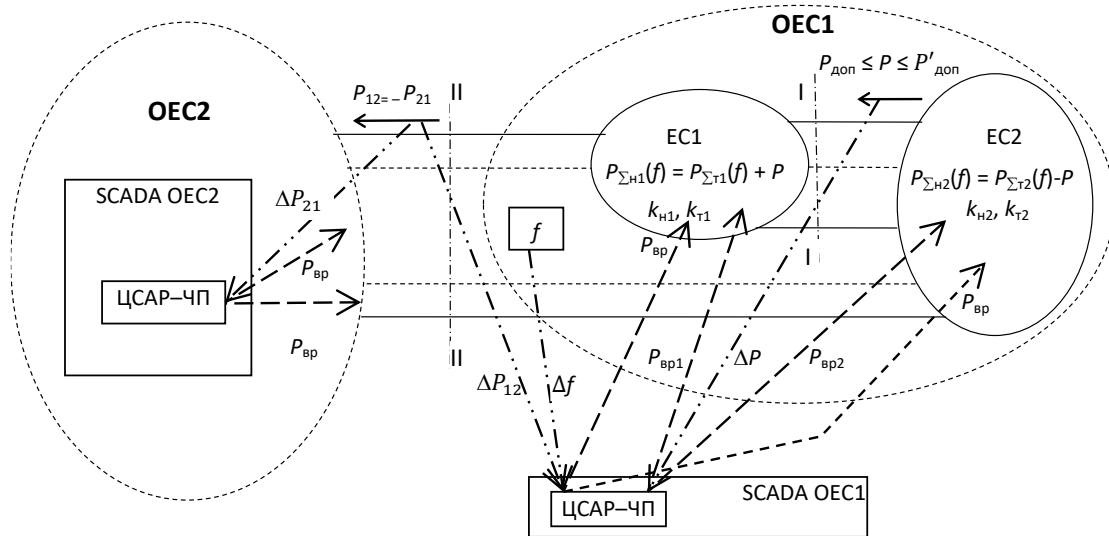


Рисунок 3 – Спрощена функційна схема ВАР частоти й потоку потужності у зовнішньому перетині II-II, а також контроль потоку потужності у внутрішньому перетині I-I ОЕС1

Через виникнення небалансів потужності в енергосистемі ОЕС1 спостерігаються зміни/відхилення частоти в ОЕС1, змінюється значення сальдо потоку потужності у зовнішньому міждержавному перетині та спостерігаються коливання внутрішньо-системних потоків потужності. Функційний контур ЦСАР-ЧП, котрий забезпечує автоматичне регулювання (підтримання на заданому рівні) частоти й зовнішнього сальдо, виробляє значення керуючих сигналів $P_{\text{вп}}$, призначених для здійснення відповідного регулювання енергоблоків.

За цих умов змінюється значення контрольованого потоку потужності у внутрішньому перетині I-I, яке позначено на рис. 3 літерою "P". Задачею функційного контура ЦСАР-ЧП, який контролює значення сальдо потоку P у перетині I-I, є утримати P у межах інтервалу між нормованими граничними значеннями $P_{\text{доп}}$ і $P'_{\text{доп}}$, а для понад нормованих режимів – обмежити тривалість таких режимів функціонування ОЕС1. У разі відхилення потоку P за межі інтервалу, одержимо небажані прирости міжсистемного потоку потужності $\Delta P_{\text{мс}}$, які система ВАР має компенсувати через задіяні регульовані енергоблоки ОЕС1, змінюючи поточний баланс відпрацюванням керуючих сигналів $P_{\text{вп1}}$ і $P_{\text{вп2}}$ (Рис. 3):

$$\Delta P_{\text{мс}} = \begin{cases} P_{\text{доп}} - P \\ P'_{\text{доп}} - P \end{cases}, \quad (4)$$

де $P_{\text{доп}}$ і $P'_{\text{доп}}$ – нижня й верхня межі інтервалу допустимих значень потоку потужності P, МВт.

Іншими словами, задля утримання поточного значення міжсистемного потоку потужності P у межах контрольованого інтервалу між $P_{\text{доп}}$ і $P'_{\text{доп}}$, обсяг виробленої потужності вторинного регулювання $P_{\text{вр}}$ має бути достатнім, аби повністю компенсувати відхилення від заданих граничних значень міжсистемного потоку потужності $\Delta P_{\text{мс}}$, розрахованого за (4):

$$\Delta P_{\text{вр}} = k_n \Delta P_{\text{мс}},$$

де позначено k_n – коефіцієнт підсилення контура вторинного регулювання ЦСАР–ЧП.

Будь-яке відхилення потоку потужності в перетині I–I ОЕС1 (Рис. 3) зумовлено небалансами потужності, що виникають або в територіальних межах ЕС1, або всередині ЕС2, і його слід обчислювати за виразами, одержаними у [4, 12], із врахуванням властивостей режимного саморегулювання енергосистеми за частотою і потужністю відповідно до вигляду кривих *первинних* СЧХ, побудованих у площині (P, f) . У нашому випадку це є СЧХ потужності ОЕС1 та її складових – енергосистем ЕС1 і ЕС2:

$$\Delta P_{\text{мс1}} = \frac{k_{\text{жф}2} P_{\text{нб1}}}{k_{\text{жф}}}; \Delta P_{\text{мс2}} = \frac{k_{\text{жф}1} P_{\text{нб2}}}{k_{\text{жф}}}, \quad (5)$$

де $\Delta P_{\text{мс1}}$ – розрахункова оцінка «небажаного відхилення» міжсистемного потоку потужності у перетині I–I, зумовленого небалансом потужності $\Delta P_{\text{нб1}}$, який утворився в ЕС1; $\Delta P_{\text{мс2}}$ – так само є оцінкою «небажаного відхилення» міжсистемного потоку потужності у перетині I–I, зумовленого небалансом потужності $\Delta P_{\text{нб2}}$, який утворився в ЕС2; $k_{\text{жф}1}$, $k_{\text{жф}2}$ та $k_{\text{жф}}$ – коефіцієнти жорсткості режимів за частотою: ЕС1, ЕС2 і ОЕС1 відповідно.

Тут зазначимо, що параметри $k_{\text{жф}1}$, $k_{\text{жф}2}$ й $k_{\text{жф}}$, які характеризують властивості енергосистем щодо саморегулювання, визначаються таким чином [4, 12]:

$$k_{\text{жф}1} = k_{\text{н1}} - k_{\text{т1}}; k_{\text{жф}2} = k_{\text{н2}} - k_{\text{т2}}; k_{\text{жф}} = k_{\text{н}} - k_{\text{т}}. \quad (6)$$

У виразах (6) застосовано позначення: $k_{\text{н1}}$, $k_{\text{н2}}$ і $k_{\text{н}}$ – коефіцієнти крутизни СЧХ сумарної потужності електроспоживання ЕС1, ЕС2 і ОЕС1 відповідно; $k_{\text{т1}}$, $k_{\text{т2}}$ і $k_{\text{т}}$ – коефіцієнти крутизни СЧХ сумарної механічної потужності генерувальних агрегатів енергосистем ЕС1, ЕС2 і ОЕС1 відповідно.

За виразами (5) з урахуванням інформації (розрахункових оцінок) щодо коефіцієнтів крутизни сумарних характеристик ОЕС1 і її складових знаходимо обсяги небалансів потужності $\Delta P_{\text{нб1}}$ та $\Delta P_{\text{нб2}}$, котрими зумовлено небажані відхилення міжсистемних потоків потужності $\Delta P_{\text{мс1}}$ і $\Delta P_{\text{мс2}}$:

$$\Delta P_{\text{нб1}} = \frac{k_{\text{жф}} P_{\text{мс1}}}{k_{\text{жф}2}}; \Delta P_{\text{нб2}} = \frac{k_{\text{жф}} P_{\text{мс2}}}{k_{\text{жф}1}}. \quad (7)$$

Відтак, якщо використати співвідношення (7) для виконання *обчислень значень небалансів потужності у реальному часі*, підставляючи розрахункові значення оцінок небажаних приростів міжсистемного потоку потужності $\Delta P_{\text{мс}}$, визначені за виразом (4) на підставі наявної інформації про виміряні складові потоків окремими лініями контрольованих перетинів, можемо одержати числові значення тих частин обсягу небалансів потужності, які необхідно компенсувати дією засобів ВАР, щоб утримати поточне значення міжсистемного потоку потужності у межах заданого інтервалу $P_{\text{доп}} \leq P \leq P'_{\text{доп}}$.

Для обчислення необхідних обсягів потужності $\Delta P_{\text{вр}}$, які належить сформувати засобами ВАР за умови виконання обмежень потужності $P_{\text{доп}} \leq P \leq P'_{\text{доп}}$ у внутрішньому перетині I–I ОЕС1, співвідношення (7) запишемо у вигляді, придатному для обчислення значень обсягів приростів потужності $\Delta P_{\text{вр}}$, виходячи із умови повної компенсації небалансів потужності. Одержимо такі очевидні вирази:

$$P_{\text{вр}} = -P_{\text{нб}}; \Delta P_{\text{вр1}} = -\frac{k_{\text{жф}} P_{\text{мс1}}}{k_{\text{жф}2}}; \Delta P_{\text{вр2}} = -\frac{k_{\text{жф}} P_{\text{мс2}}}{k_{\text{жф}1}}. \quad (8)$$

Аналізуючи (8), помічаємо, що коефіцієнти підсилення величин/сигналів, пропорційних відхиленням $\Delta P_{\text{мс1}}$ і $\Delta P_{\text{мс2}}$ визначаються через відношення коефіцієнтів жорсткості режимів за частотою:

$k_{\text{жф}}$ (ОЕС1) і $k_{\text{жф}1}$, $k_{\text{жф}2}$ підсистем ЕС1 і ЕС2 відповідно:

$$k_{п1} = \frac{k_{жf}}{k_{жf2}} - \text{коефіцієнт підсилення, визначений для відхилення потоку потужності } \Delta P_{мс1} \text{ у}$$

перетині І-І, викликаний небалансом потужності в енергосистемі ЕС1;

$$k_{п2} = \frac{k_{жf}}{k_{жf1}} - \text{коефіцієнт підсилення, визначений для відхилення потоку потужності } \Delta P_{мс2} \text{ у}$$

перетині І-І, викликаний небалансом потужності в енергосистемі ЕС2.

Використання інших розрахункових значень коефіцієнтів підсилення для налаштування контура ЦСАР-ЧП за принципом відхилення (Рис. 3) призводить до «перерегулювання» міжсистемного потоку потужності, тобто до втрати точності на першому кроці регулювання, що зазвичай супроводжується деякими коливаннями параметрів режиму за частотою і потужністю у контрольованому перетині. Натомість, застосування розрахункових значень коефіцієнтів підсилення контура ЦСАР-ПЧ ОЕС1 за відхиленням міжсистемного потоку потужності (8) ґрунтується на властивості ОЕС1 і її підсистем ЕС1 і ЕС2 реагувати на внутрішньо-системні збурення. Тому очевидно, що налаштування контурів вторинного автоматичного регулювання частоти й потужності з використанням таких коефіцієнтів підсилення призведе до процесів регулювання, наближених до оптимальних за технічними і економічними показниками керування засобами ВАР.

Зауважимо, що порушення умови знаходження поточного значення міжсистемного потоку потужності P у внутрішньому перетині І-І ОЕС1 у межах інтервалу між обмеженнями $P_{доп}$ і $P'_{доп}$ може відбуватись у разі виникнення збурення із будь-якого боку цього контрольованого перетину. Тому перед системою SCADA постає задача визначення тієї частини (області) ОЕС1, у якій виник небаланс потужності: розв'язки потрібні для того, щоб виробити й надіслати керувальні сигнали на станції, задіяні для ВАР саме до тієї області ОЕС1, де виник небаланс [9].

Тобто, у процесі регулювання потоку потужності у внутрішньому перетині І-І, ЦСАР-ЧП системи ОЕС1 в залежності від місця виникнення небалансу потужності має виробити керувальні сигнали для енергоблоків, розташованих або в ЕС1, або в ЕС2. Задля цього слід застосувати умову селективності, за якої дозволено надсилання керувальних впливів лише до агрегатів тієї частини ОЕС1, у котрій утворився небаланс потужності. Такою умовою є знак відношення приросту потоку потужності $\Delta P_{мс}$ у перетині І-І до приросту частоти Δf в ОЕС1, котре зумовлене небалансом потужності $\Delta P_{нб}$. За умови $(\Delta P_{мс} / \Delta f) < 0$ дія засобів ВАР має скеровуватись на енергоблоки підсистеми ЕС1, а у разі $(\Delta P_{мс} / \Delta f) > 0$ дія засобів ВАР має скеровуватись на енергоблоки підсистеми ЕС2.

Дійсно, з урахуванням напрямку потоку потужності P у перетині І-І у разі виникнення збурень у ЕС2 (в цьому випадку міжсистемний потік потужності спрямовано від ЕС2 до ЕС1), одночасно будуть зменшуватися чи підвищуватися значення сальдо потоків у контрольованому перетині І-І, а також частоти f у всій ОЕС1. За таких умов завжди матимемо $(\Delta P_{мс} / \Delta f) > 0$. У тих випадках, коли спостерігаються збурення в ЕС1 зі зниженням чи підвищенням частоти, відхилення сальдо потоків у перетині І-І і частоти в ОЕС1 завжди будуть мати різні знаки й $(\Delta P_{мс} / \Delta f) < 0$.

Цілком природно, що у системі SCADA, де зібрано інформацію про значення частоти у зонах регулювання, про значення генерованих потужностей енергоагрегатами, споживаної потужності у вузлах навантажень і потоків потужності у ЛЕП і контрольованих перетинах, а також щодо топології магістральних електромереж пересилання й стану всіх потужних енергооб'єктів, виникнення аварійного небалансу потужності підтверджується також і фактами вимикання (і/або увімкнення) енергообладнання в ОЕС1.

Результати аналітичних і графоаналітичних досліджень [4] свідчать, що значення коефіцієнтів жорсткості режимів ОЕС (та її складових регіональних підсистем ЕС) за частотою змінюються у часі. Це зумовлено змінами у часі складу технологічного обладнання (набору агрегатів) ОЕС, що функціонують на забезпечення різноманітної структури споживачів, приєднаних до електророзподільних мереж у різні періоди часу, відтак криві еквівалентних (сумарних) СЧХ потужності видозмінюються. Зазвичай, числові значення коефіцієнтів жорсткості режимів є нижчими для випадку мінімальних електричних навантажень порівняно з періодами пікового споживання, що знайшло підтвердження у статистичних даних тривалих спостережень і оцінкових розрахунків за режимами покриття добових графіків електричних навантажень. Визначити ці параметри на деякому інтервалі часу можливо з використанням методу поділу й усереднення [13, 4].

У сьогоденній практиці експлуатації ЦСАР-ПЧ для налаштування контурів регулювання систем і засобів ВАР використовують постійні значення параметрів жорсткості $k_{жf}$ і $k_{жf1}$, $k_{жf2}$, які визначають результат обчислень за алгебраїчними виразами (7) і (8) – для визначення числових значень похибки

регулювання засобами ЦСАР-ПЧ. Розрахункові значення коефіцієнтів жорсткості здебільшого задаються сталими (див. також у [5], B-S3.4. Frequency Gain Setting) протягом тривалого періоду функціонування в межах календарного року.

Таким чином, задля отримання задовільних техніко-економічних показників процесу регулювання заданих режимних параметрів ОЕС, у процесі визначення керувальних впливів за допомогою програмно-логічних засобів цифрових систем автоматичного регулювання частоти й потужності необхідно використовувати актуальні поточні значення параметрів СЧХ і періодично оновлювати значення уведених коефіцієнтів жорсткості за частотою $k_{жф}$ енергооб'єднань та їх складових ЕС.

Висновки. Успішне виконання амбітних планів щодо приєднання ОЕС України до енергосистеми континентальної Європи ENTSO-E залежить від якісного розв'язання задачі забезпечення оптимізованого за технічними і економічними показниками керування квазістаціонарними режимами ОЕС України за частотою й потужністю засобами наявного централізованого керування із використанням цифрової системи ЦСАР-ПЧ національного оператора.

У статті вперше запропоновано розрахункові співвідношення (8) для обчислення обсягів потужності, використання яких для налаштувань параметрів системи ВАР дає змогу здійснити наближену до заданої точності компенсацію потоків активної потужності у внутрішньо-системних перетинах ОЕС із одночасним забезпеченням балансу зовнішніх потоків.

З метою вдосконалення організації процесів регулювання частоти й потужності ОЕС України авторами запропоновано здійснити першочергові заходи, що дасть змогу забезпечити прийнятні показники економічної ефективності ОЕС через досягнення технічно реалізованим способом бажаних мінімальних граничних значень вартості додаткових енергетичних ресурсів, споживаних системою ВАР, а саме:

- вираховувати значення коефіцієнтів підсилення з відхилення потоків потужності у ЦСАР-ПЧ як відношення коефіцієнтів жорсткості режимів за частотою ОЕС і її складових ЕС, за виразами (8);
- для поточних налаштувань ЦСАР-ПЧ використовувати значення коефіцієнтів жорсткості режимів за частотою ОЕС і її складових ЕС, які змінюються з бігом часу, обчислені методом поділу й усереднення [13, 4], або коригувати значення коефіцієнтів жорсткості у залежності від обсягу реального споживання електричної енергії в ОЕС України.

Окремо зазначимо, що впровадження саме таких налаштувань параметрів системи ВАР у режимі реального часу дає змогу здійснити комплексне балансування потоків активної потужності у всіх контрольованих перетинах ОЕС. Водночас, запропонований авторами спосіб обчислення параметрів налаштувань системи ВАР, керованої засобами ЦСАР-ПЧ, надає можливість до певної міри усунути надмірні перерегулювання контрольованих потоків потужності ОЕС.

Список використаної літератури:

1. Закон України «Про ринок електричної енергії». – Харків: ТОВ «Видавництво «Форт», 2017. – 208с.
2. Kundur P. Sh. Power System Stability and Control. –New York: McGraw-Hill, 1994. – 1176 p.
3. Костюк О.М., Соломаха М.И. Колебания и устойчивость синхронных машин. – Киев: Наук. думка, 1991. – 200 с.
4. Сідоров О.Ф. Роль частотних характеристик потужностей в організації нормальних режимів електроенергетичної системи. – К.: Видавничий дім «АртЕк», 2019. – 202с. ISBN 978-617-7674-72-
5. ENTSO-E Operation Handbook – Policy 1: Load-Frequency Control // UCTE OH Policy – Final Version. Approved by SC on 19 March 2009. –33p. – [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf .
6. Меркин Д.Р. Введение в теорию устойчивости движения. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Наука, 1971; 1987. – 304 с.
7. Горбунова Л.М. Экспериментальные исследования режимов энергосистем. Под ред. С.А. Совалова / Л.М. Горбунова, М.Г. Портной, Р.С. Рабинович и др. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 448 с.
8. Machowski, Jan. Power system dynamics: stability and control / Jan Machowski, Janusz W. Bialek, James R. Bumby. 2nd ed. – John Wiley & Sons, Ltd., 2009. – 629p.
9. Костюк В. О., Сідоров О. Ф. Спосіб оптимального вторинного регулювання частоти та потужності // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – Вінниця: ВНТУ, 2017. – № 6(135). – С. 105–110.

10. *Kostiuk V.O., Kostyuk T.O.* Power System Steady-state Stability Criteria and the Jacobian of Dynamical Systems – IEEE Conference Publication // IEEE EUROCON 2021 - 19th International Conference on Smart Technologies / IEEE Xplore, 2021. – P. 523–530. DOI: 10.1109/EUROCON52738.2021.9535579.

11. *Kostiuk V.O., Kostyuk T.O.* Equations of Quasi-stationary Modes and Frequency-response Characteristics of Multimachine Electric Power System // 2019 IEEE 2nd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON). – IEEE Xplore, 2019. – P.327–333. DOI:10.1109/ukrcon.2019.8879964.

12. *Сидоров А.Ф.* Расчет послеаварийных режимов энергосистемы по параметрам первичных частотных характеристик // Энергетика и электрификация. – 2003. – №7. – С. 25–33. ISBN 978-617-7674-72-5.

13. *Сидоров А.Ф., Воевода А.И., Редин В.И., Денисевич К.Б.* Определение параметров первичных статических частотных характеристик энергосистемы в стационарных режимах методом разделения и усреднения. – Вестник Харьковского государственного политехнического университета. Сборник научных трудов. Выпуск 127. – Харьков: ХГПУ, 2000. – С. 121–129.

Kostiuk V., Ph.D., Associate Professor, ORCID 0000-0002-0005-0767
National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

Sidorov O., Senior Engineer
“NPC “Ukrenergo”

METHOD OF SUBOPTIMAL CONTROL OF THE INTERCHANGE POWER FLOWS IN THE INTERCONNECTED ENERGY SYSTEM

The method of optimized economic dispatch control (EDC) of the wide area Interconnected Power System (the IPS) with effective inter-areal power balancing is presented. The algebraic expressions valid for online computations of the best gain values for the automated generation control (AGC) have been specified to provide suboptimal control processing for the area, or regional power system (PS). Relevant operational conditions for secondary frequency and power control system were determined to compensate electric power flow imbalances in certain control areas (regional PS) of the considered IPS.

To apply optimized AGC gain tunings, the numerical values of current power imbalances should be used for computations and proposed algebraic expressions are to be embedded seamlessly into the AGC algorithms of the SCADA-based multifunctional digital automated control system, which is already operated now to provide consistent controllable support for the normal processing inside the IPS of Ukraine. The AGC controllers of the SCADA-based system should be tuned periodically according to the proposed approach and the gain values updated properly.

Keywords: *balance of inter-areal power flows, power imbalance, secondary frequency and power control, optimal control.*

References

1. Law of Ukraine «Pro rynek eketrychnoi energii». – Kharkiv: TOV «Vydavnytstvo «Fort», 2017. – 208p. [in Ukrainian].

2. *Kundur P. Sh.* Power System Stability and Control. – New York: McGraw-Hill, 1994. – 1176 p.

3. *Kostiuk O. M. and Solomaha M.I.* Oscillations and Stability of synchronous machines. Kyiv: Naukova dumka Publishing, 1991. – 200 c. [in Russian].

4. *Sidorov O.F.* The role of Power Frequency characteristics to provide the normal modes of Power System. SC “NEC “UKRENERGO”, Ukraine. – Kyiv: ArTek, 2019 [in Ukrainian]. ISBN 978-617-7674-72-5.

5. ENTSO-E Operation Handbook – Policy 1: Load-Frequency Control // UCTE OH Policy – Final Version. Approved by SC on 19 March 2009. – 33p. – Available at: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf.

6. *Merkin D. R.* Introduction to the Theory of Movement Stability. Moscow: Nauka Publishing, 1971; 1987. – 304 p. [in Russian].

7. *Gorbunova L.M.* Eksperimentalnye issledovaniya rezhimov energosistem [Experimental research of power system modes]. Edited by S.A. Sovalov / L.M. Gorbunova, M.G. Portnoi, R.S. Rabinovich et al. – Moscow: Energoatomizdat, 1985. – 448 p. [in Russian].

8. *Machowski, Jan.* Power system dynamics: stability and control / Jan Machowski, Janusz W. Bialek, James R. Bumby. 2nd ed. – John Wiley & Sons, Ltd., 2009. – 629p.

9. *Kostiuk V.O., Sidorov O.F.* The Method of Optimum Secondary Frequency and Power Control. – Vinnytsia: VNTU, 2017. – № 6(135). – pp. 105–110 [in Ukrainian].

10. *Kostiuk V.O., Kostyuk T.O.* Power System Steady-state Stability Criteria and the Jacobian of Dynamical Systems – IEEE Conference Publication // IEEE EUROCON 2021 - 19th International Conference on Smart Technologies / IEEE Xplore, 2021. – P. 523–530. DOI: 10.1109/EUROCON52738.2021.9535579.

11. *Kostiuk V.O., Kostyuk T.O.* Equations of Quasi-stationary Modes and Frequency-response Characteristics of Multimachine Electric Power System // 2019 IEEE 2nd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON). – IEEE Xplore, 2019. – P.327–333. DOI:10.1109/ukrcon.2019.8879964.

12. *Sidorov A.F.* Raschet posleavariynykh rezhimov energosistemy po parametram pervichnykh chastotnykh kharakteristik [Computations of the Power System post-fault modes by means of the primary frequency response characteristics] // Energetika i elektrifikatsia. – 2003. – №7. – pp. 25–33 [in Russian].

13. *Sidorov A.F., Voyevoda A.I., Redin V.I., Denysevich K.B.* Opredelenie parametrov pervichnykh staticheskikh chastotnykh kharakteristik energosistemy v statsionarnykh rezhimakh metodom razdelenia i usrednenia [Parameters of primary Power System frequency response characteristics for steady-state conditions: computations by means of separation and averaging method]. – Vestnik KhGPU. Proceedings. Tom 127. – Kharkiv: KhGPU, 2000. – pp. 121–129 [in Russian].

Надійшла 18.06.2021

Received 18.06.2021