

СИСТЕМНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА КОМПЛЕКСНІ ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГЕТИКИ

УДК 621.311.661

М.М. КУЛИК, академік НАН України, **І.В. ДРЬОМІН**, канд. техн. наук,
Інститут загальної енергетики НАН України, м. Київ

УНІВЕРСАЛЬНА МОДЕЛЬ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ І ПОТУЖНОСТІ В ОБ'ЄДНАНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМАХ

Розроблено та досліджено універсальну модель регулювання частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах, в якій забезпечена можливість включення до її складу підсистем рівнянь, що описують дію генераторів-регуляторів, споживачів-регуляторів та їх довільних комбінацій. Модель побудовано на основі найбільш точних рівнянь системного характеру та рівнянь, що описують вплив системних змін частоти і потужності на об'єкти енергосистеми (генератори, навантаження, регулятори). Модель синтезовано в канонічній формі, що надає можливість описувати енергосистему як в агрегованому вигляді, так і доводити її деталізацію аж до конкретного генератора та споживача.

Ключові слова: модель, частота, потужність, точність, регулятор, енергосистема.

Під час моделювання процесів автоматичного регулювання частоти і потужності (АРЧП) в об'єднаних енергосистемах у наявних публікаціях досліджуються, як правило, системи АРЧП, в яких регулюючими об'єктами фігурують генератори [1, 2] і ін. В роботі [3] запропонована та досліджена модель, в якій АРЧП здійснюється споживачами-регуляторами (СР). Використання СР в системах АРЧП має низку важливих переваг: значно підвищуються їх швидкодія та точність, що є винятково важливим для цих систем; ще в більшій мірі зростає їх економічна ефективність; значно зростає рівень енергетичної безпеки країни; має місце сукупність інших переваг [3]. В сучасних умовах фактор енергетичної безпеки набуває особливої ваги, бо наразі у складі Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України працює система АРЧП, яка ґрунтується на регулюючих потужностях ГЕС енергосистеми Російської Федерації. При відключенні (з тих чи інших причин) цих потужностей ОЕС України не зможе нормально функціонувати. Іншим фактором зростання енергетичної безпеки у разі побудови системи АРЧП на теплонасосних СР є значне скорочення споживання котельнями природного газу [3], який імпортується також з Росії.

© М.М. КУЛИК, І.В. ДРЬОМІН, 2013

У процесі формування та стабілізації міжнародного ринку електроенергії Україна при нинішній структурі системи АРЧП повинна буде платити Росії великі кошти за забезпечення значної резервної потужності, яка зосереджена на російських ГЕС. Виходячи з критерію втраченої вигоди та міжнародних тарифів на пікову енергію, плата за резервування 1000 МВт пікової робочої потужності, необхідної для системи АРЧП України, становитиме близько 13 млрд євро щорічно. Тому ясно, що рано чи пізно Україна змушена буде побудувати власну повноцінну систему АРЧП. При цьому ми вважаємо доведеним, що через низку важливих переваг, головні з яких наведені вище, вторинне регулювання в системі АРЧП ОЕС України необхідно реалізувати на теплонасосних СР [3]. Однак залишається відкритим питання щодо того, якими засобами найбільш доцільно забезпечувати первинне регулювання. Наразі в системах АРЧП воно здійснюється регуляторами швидкості турбін енергоблоків. За своїми показниками щодо швидкодії та точності теплонасосні споживачі-регулятори (ТНР) суттєво кращі, ніж регулятори турбін. Здавалося б, ТНР доцільно у такому разі використовувати також і в процесі первинного регулювання. Однак є два фактори, які можуть

забезпечити перевагу регуляторам турбін. ТНР дуже ефективно працюють у тому випадку, коли вони є генераторами тепла для систем централізованого тепlopостачання. В неопалювальний сезон обсяги споживання теплової енергії настільки падають, що попит на неї може виявитися за певних обставин меншим за обсяги її генерації сукупністю ТНР, які працюють в системах первинного та вторинного регулювання системи АРЧП, а також у системі ущільнення графіків електричних навантажень ОЕС України. Крім того, регулятори турбін поставляються на електростанції як штатне устаткування енергоблоків, а їх швидкодія задовольняє вимоги системи первинного регулювання. Сукупна дія цих двох факторів приводить до висновку про доцільність використання регуляторів швидкості турбін для первинного автоматичного регулювання частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах. У зв'язку з наведеним актуальним є розроблення універсальної математичної моделі АРЧП, в якій як регулюючі джерела могли б фігурувати генератори-регулятори, споживачі-регулятори, а також їх довільні комбінації.

В Інституті загальної енергетики НАН України створено таку модель та розроблено програмно-інформаційний комплекс, що її реалізує. В моделі баланс потужності представлений рівнянням

$$\left(\sum_{i=1}^M J_{zi} + \sum_{j=1}^R J_{uj} \right) \omega(t) \frac{d\omega(t)}{dt} = \sum_{i=1}^I P_{zi}(t) + \sum_{i=I+1}^M P_{zpi}(t) - \sum_{j=1}^N P_{uj}(t) - \sum_{j=N+1}^R P_{cpj}(t) - P_e(t) - \xi(t) \quad (1)$$

з початковими умовами

$$\left. \begin{aligned} P_{zi}(0) &= P_{zio}, \quad i = \overline{1, I}, \\ P_{zpi}(0) &= P_{zpio}, \quad i = \overline{I+1, M}, \\ P_{uj}(0) &= P_{ujjo}, \quad j = \overline{1, N}, \\ P_{cpj}(0) &= P_{cpjjo}, \quad j = \overline{N+1, R}, \\ \omega(0) &= \omega_o, \\ t &= \overline{0, T}, \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

та позначеннями

$\omega = 2\pi f$, f – частота енергосистеми, $\omega_o = \omega(t = 0)$, T – інтервал дослідження, J_{zi} – момент інерції i -го генератора (генератор та турбіна); $i = \overline{1, M}$; M – загальна кількість генераторів у системі (нерегульовані та регульовані);

J_{uj} – момент інерції j -го навантаження (споживача); $j = \overline{1, R}$; R – загальна кількість навантажень в системі (нерегульовані та споживачі-регулятори);

$P_{zi}(t)$ – потужність i -го генератора в момент t ; $i = \overline{1, I}$; I – загальна кількість нерегульованих генераторів в системі;

$P_{zpi}(t)$ – потужність i -го генератора-регулятора в момент t ; $i = \overline{I+1, M}$;

$P_{cpj}(t)$ – потужність j -го споживача-регулятора в момент t ; $j = \overline{N+1, R}$;

$P_e(t)$ – потужність втрат у момент t в енергосистемі (генератори, мережа та навантаження);

$\xi(t)$ – стохастична складова всіх споживачів та втрат у момент t .

Перехідні електромагнітні процеси в генераторах, що мають місце при небалансі потужності в енергосистемі, описуються рівняннями

$$\tau_{zi} \frac{dP_{zi}(t)}{dt} + P_{zi}(t) = P_{zio} + B_{zi}(\omega(t) - \omega_o); \quad (3)$$

$$P_{zi}(0) = P_{zio}; \quad i = \overline{1, I}, \quad (4)$$

де τ_{zi} – постійна часу i -го генератора,

B_{zi} – крутизна частотної характеристики i -го генератора,

$$\tau_{zpi} \frac{dP_{zpi}^{(1)}(t)}{dt} + P_{zpi}^{(1)}(t) = B_{zpi}(\omega(t) - \omega_o), \quad (5)$$

$$P_{zpi}^{(1)}(0) = P_{zpio}; \quad i = \overline{1, M}. \quad (6)$$

Тут B_{zpi} – крутизна частотної характеристики i -го генератора-регулятора;

τ_{zpi} – постійна часу i -го генератора-регулятора.

Перехідні електромагнітні процеси в навантаженнях представлені залежностями

$$\tau_{uj} \frac{dP_{uj}(t)}{dt} + P_{uj}(t) = P_{ujjo} + C_{uj}(\omega(t) - \omega_o), \quad (7)$$

$$P_{uj}(0) = P_{ujjo}; \quad i = \overline{1, N}, \quad (8)$$

в яких τ_{uj} – постійна часу j -го навантаження, C_{uj} – крутизна частотної характеристики j -го навантаження,

$$\tau_{cpj} \frac{dP_{cpj}^{(1)}(t)}{dt} + P_{cpj}^{(1)}(t) = C_{cpj} (\omega(t) - \omega_o), \quad (9)$$

$$P_{cpj}^{(1)}(0) = P_{cpjo}; \quad j = \overline{N+1, R}, \quad (10)$$

де τ_{cpj} – постійна часу j -го споживача-регулятора, C_{cpj} – крутизна частотної характеристики j -го споживача-регулятора. В рівняннях (5) та (9) величини $P_{cpj}^{(1)}$ та $P_{cpj}^{(2)}$ – вільні складові потужностей P_{cpj} та P_{cpj} відповідно.

Регулюючі потужності P_{zpi} та P_{cpj} в (1) формуються генераторами-регуляторами та споживачами-регуляторами і моделюються рівнянням для генераторів-регуляторів:

$$T_{zpi} \frac{dP_{zpi}^{(2)}(t)}{dt} + P_{zpi}^{(2)}(t) = F_{zpi}(\omega(t), \omega_o), \quad (11)$$

$$P_{zpi}^{(2)}(0) = P_{zpio}, \quad (12)$$

$$P_{zpi}(t) = P_{zpi}^{(1)}(t) + P_{zpi}^{(2)}(t), \quad i = \overline{I+1, M}, \quad (13)$$

а для споживачів-регуляторів – рівнянням

$$T_{cpj} \frac{dP_{cpj}^{(2)}(t)}{dt} + P_{cpj}^{(2)}(t) = F_{cpj}(\omega(t), \omega_o), \quad (14)$$

$$P_{cpj}^{(2)}(0) = P_{cpjo}, \quad (15)$$

$$P_{cpj}(t) = P_{cpj}^{(1)}(t) + P_{cpj}^{(2)}(t), \quad j = \overline{N+1, R}. \quad (16)$$

В залежностях (11) – (16) використані такі позначення:

T_{zpi} – постійна часу електромеханічного процесу в i -му генераторі-регуляторі;

$P_{zpi}^{(2)}(t)$ – регулююча (вимушена) складова i -го генератора-регулятора;

F_{zpi} – регулююча функція i -го генератора-регулятора;

T_{cpj} – постійна часу перехідного процесу в j -му споживачі-регуляторі;

$P_{cpj}^{(2)}(t)$ – регулююча (вимушена) складова j -го споживача-регулятора;

F_{cpj} – регулююча функція j -го споживача-регулятора.

Основні техніко-економічні характеристики системи АРЧП забезпечуються вибором та реалізацією регулюючих функцій F_{zpi} та F_{cpj} . В залежності від параметрів рівнянь (1)–(16) та вимог щодо характеру перехідних процесів у системі регулюючі функції можуть бути вибрані з їх такої сукупності:

$$F_{zpi}(t) = A_{zpi} (\omega_o - \omega(t)); \quad (17)$$

$$F_{zpi}(t) = A_{zpi} (\omega_o - \omega(t)) - Q_{zpi} \frac{d\omega(t)}{dt}; \quad (18)$$

$$F_{zpi}(t) = A_{zpi} (\omega_o - \omega(t)) - Q_{zpi} \frac{d\omega(t)}{dt} + S_{zpi} \int_0^t (\omega_o - \omega(\theta)) d\theta; \quad i = \overline{I+1, M}; \quad (19)$$

$$F_{cpj} = A_{cpj} (\omega(t) - \omega_o); \quad (20)$$

$$F_{cpj}(t) = A_{cpj} (\omega(t) - \omega_o) + Q_{cpj} \frac{d\omega(t)}{dt}; \quad (21)$$

$$F_{cpj}(t) = A_{cpj} (\omega(t) - \omega_o) + Q_{cpj} \frac{d\omega(t)}{dt} + S_{cpj} \int_0^t (\omega(0) - \omega_o) d\theta. \quad (22)$$

Залежності (17), (20) являють собою пропорційний закон для регуляторів-генераторів та регуляторів-споживачів відповідно, функції (18), (21) – пропорційно-диференціальний закон та залежності (19), (22) – пропорційно-інтегрально-диференціальний закон для зазначених регуляторів.

Дуже важливою особливістю регуляторів, що сильно впливає на протікання процесів регулювання частоти і потужності в енергосистемі, є наявність низки технологічних обмежень на його характеристики. Основними з цих обмежень є такі.

Обмеження на максимальне значення регулюючої потужності

$$0 \leq P_{peg} \leq P_{peg. max}. \quad (23)$$

Обмеження на швидкість зміни потужності регулятора

$$\left| \frac{dP_{peg}}{dt} \right|_{\min} \leq \left| \frac{dP_{peg}}{dt} \right| \leq \left| \frac{dP_{peg}}{dt} \right|_{\max}. \quad (24)$$

Зона нечутливості регулятора до зміни частоти $|\omega_o - \omega| \leq \Delta\omega_o$.

При моделюванні системи (1) – (25) потрібні вихідні дані, описані вище. Визначення більшості із них особливих труднощів не викликає за виключенням моментів інерції, що використовуються в залежності (1). Однак вони можуть бути визначені через інші характеристики генераторів. В технічній документації кожного генератора (як правило) наводиться так звана постійна механічної інерції (або постійна часу) генератора [2]:

$$T_{zi} = \frac{J_{zi} \omega_H}{M_{zi}} = \frac{J_{zi} \omega_H^2}{P_{zi}}, \quad (26)$$

звідки може бути визначеним момент інерції

$$J_{zi} = \frac{T_{zi} \cdot P_{zi}}{\omega_H^2}, \quad (27)$$

де $[T_{zi}] = \text{сек}$, M_{zi} , P_{zi} – номінальний момент та потужність i -го генератора, ω_H – номінальна кругова частота енергосистеми ($\omega_H = 2\pi f_H$, $f_H = 50 \text{ Гц}$).

Для j -го навантаження справедлива залежність [2], аналогічна (26):

$$J_{nj} = \frac{T_{nj} \cdot P_{nj}}{\omega_H^2}, \quad (28)$$

однак T_{nj} для багатьох навантажень є невідомими. Тому сумарний момент інерції енергосистеми

$$J_c = \sum_{i=1}^M J_{zi} + \sum_{j=1}^R J_{nj}, \quad (29)$$

що використовується в (1), доцільно визначити через постійну інерції енергосистеми [2]:

$$T_c = \frac{J_c \omega_H^2}{\sum_{i=1}^M P_{zi}}, \quad (30)$$

тобто

$$J_c = \frac{T_c \sum_{i=1}^M P_{zi}}{\omega_H^2}. \quad (31)$$

На базі узагальненої моделі в процесі виконання роботи було створено унікальний проблемно-орієнтований програмно-інформаційний комплекс (ПІК), який дозволяє провадити широке коло досліджень із аналізу процесів регулювання частоти і потужності в енергосистемах з використанням генераторів-регуляторів, споживачів-регуляторів та їх комбінацій, а також (не менш важливо) синтезувати структури систем АРЧП із заданими властивостями.

З використанням ПІК було проведено комплекс розрахунків перехідних процесів в енергосистемах із значними змінами частоти і потужності, в яких варіювалися типи регуляторів (ГЕС, газомазутні (ГМ), пилувугільні (ПВ) ТЕС, споживачі-регулятори), інтенсивність збурення (максимальне відключення – 1000 МВт), швидкодія та зона нечутливості регуляторів.

Моделювання процесів регулювання частоти і потужності в енергосистемі в подальших розрахунках провадилось на багатоагрегатній

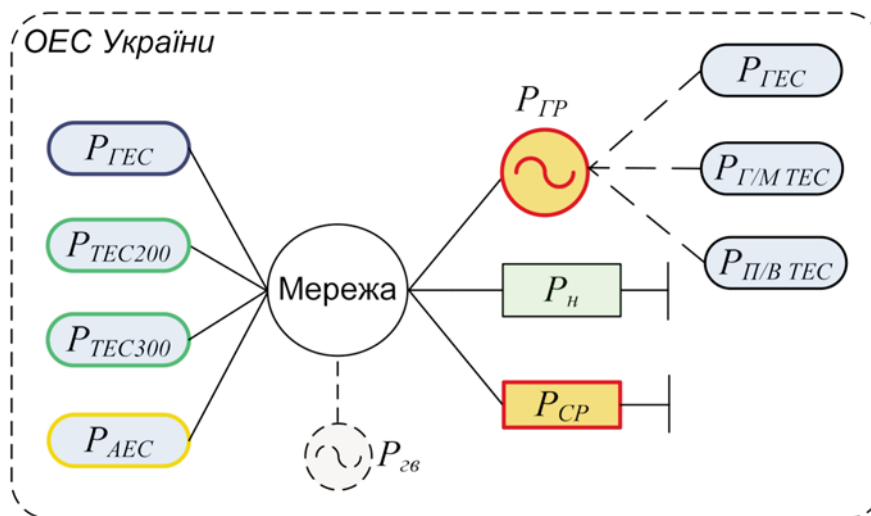


Рис. 1. Еквівалентна схема ОЕС

схемі ОЕС, еквівалент якої наданий на рис. 1. Параметри моделі (1)–(31) вибирались максимально наближеними до відповідних показників ОЕС України. Сумарна потужність всіх еквівалентних генераторів у початковий момент часу становила $27 \cdot 10^3$ МВт, потужність навантаження – $24 \cdot 10^3$ МВт, втрати визначені постійними $P_6(t) = 3 \cdot 10^3$ МВт на весь період $[0, T]$, стохастична складова потужності не враховувалась ($\xi(t) = 0$), в момент $t = t_0$ відключався генератор P_{26} потужністю 1000 МВт, а частота вважалась номінальною $f_0 = 50$ Гц. Всі інші параметри моделі змінювались у відповідності з умовами експерименту, які наведені на відповідних ілюстраціях.

На рис. 2 зображено перехідний процес відхилення частоти в енергосистемі при наведених умовах (утворення в початковий момент

дефіциту потужності обсягом 1000 МВт) за відсутності дії регуляторів (нерегульована система). У системі через 40 сек установлюється новий стаціонарний режим з частотою $f = 48,9$ Гц та з сумарною генерацією 25,95 ГВт. Установлення такого режиму зумовлене дією саморегуляції навантаження. Цей режим у подальшому буде потрібним для порівняння з певними режимами при дії системи АРЧП. На рис. 2 наведені також відхилення частоти та потужність регуляторів в системі АРЧП з генераторами-регуляторами без обмежень.

Пропорційний (П) закон без обмежень. Під час проведення досліджень системи АРЧП з пропорційним законом регулювання (17) без обмежень в схемі по рис. 1 споживачі-регулятори відсутні. В початковий момент часу генератор G_{26} потужністю $1 \cdot 10^3$ МВт вимикається

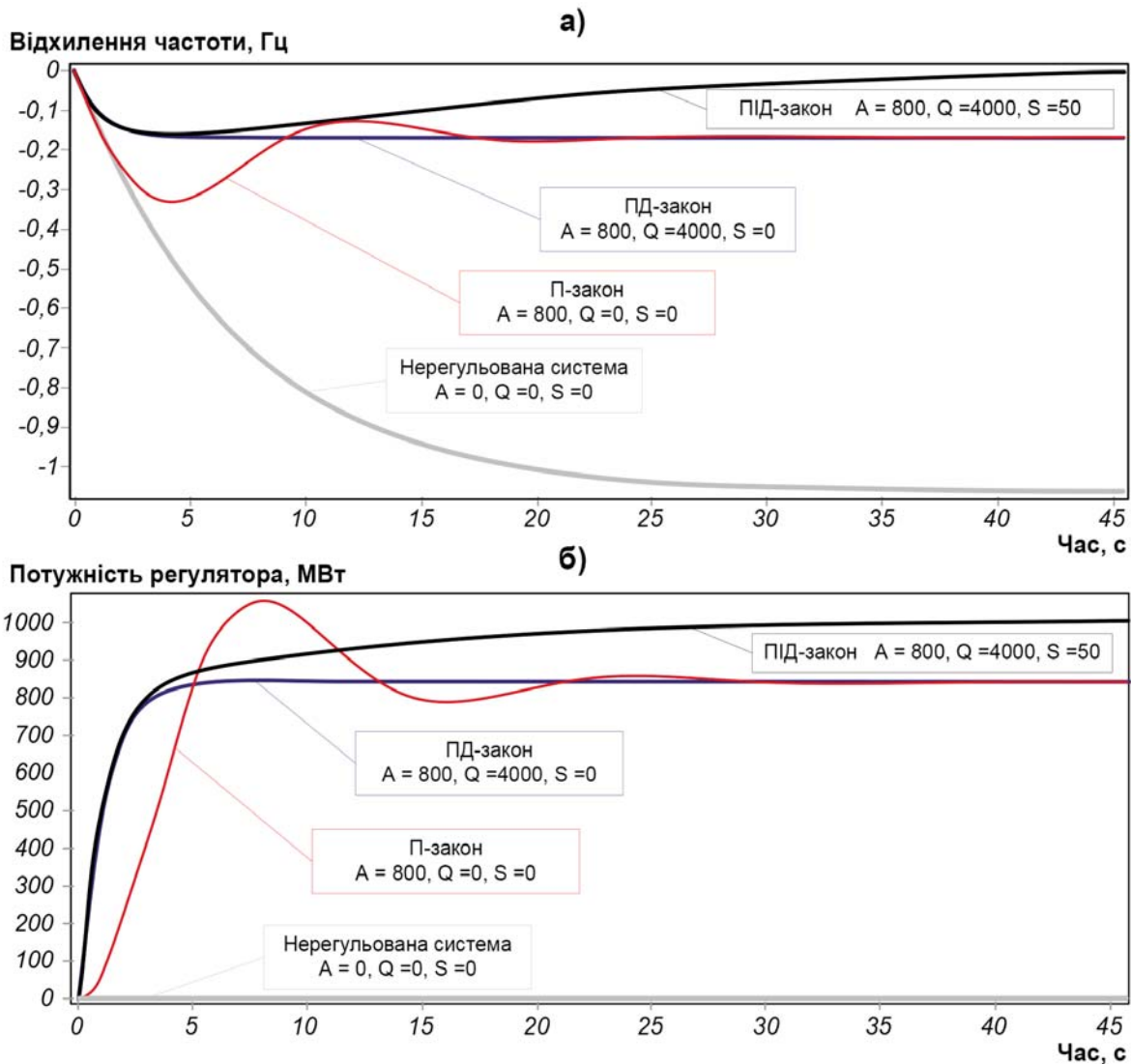


Рис. 2. Співставлення законів регулювання при дії генератора-регулятора без обмежень

ся. В системі починається процес падіння частоти, який повинен бути зупинений регулятором, перехідний процес повинен погаснути з відновленням номінальної частоти $f = f_0$. На рис. 2 наведені перехідні процеси частоти в енергосистемі та потужності генератора-регулятора. Динаміка зміни частоти і потужності при пропорційному законі регулювання приводить до висновку, що цей закон забезпечує стабілізацію частоти і потужності в енергосистемі з приблизним відновленням у ній потужності та частоти. При повному затуханні перехідного процесу ($t > 40$ сек) потужність регулятора становить 840 МВт, а частота – 49,83 Гц. Тобто, регулятор з пропорційним законом не в змозі відновити в системі номінальне значення частоти $f_0 = 50$ Гц, оскільки йому органічно притаманний статизм (відхилення частоти від номінального значення в усталеному режимі). Статизм при пропорційному законі зумовлюється значенням коефіцієнта A_{ep} і залежить зворотно-пропорційно від нього. Наявність статизму, який залежить від крутизни по частоті A_{ep} в законі регулювання (тобто, від кількості енергоблоків, охоплених системою АРЧП), є значним недоліком пропорційного закону.

Не менш важливим недоліком пропорційного закону є те, що перехідний процес з його застосуванням має коливальний характер. Функціонування регулятора, який у процесі роботи за короткий період часу повинен змінювати вихідну потужність, призведе до скорочення його ресурсу та збільшення вартості всієї системи АРЧП.

Додаткові дослідження показали, що коливальний процес регулювання частоти і потужності в енергосистемі при дії АРЧП з пропорційним законом регулювання не може бути перетворений в аперіодичний шляхом варіації крутизни закону по частоті A_{ep} навіть в дуже широких діапазонах (більш ніж у 4 рази). Те саме стосується постійної інерції регулятора. Навіть чотирикратна зміна T_{ep} (що технічно набагато складніше, ніж відповідна зміна A_{ep}) не дає можливості позбутися коливального процесу регулювання частоти і потужності при пропорційному законі.

Пропорційно-диференційний (ПД) закон без обмежень. При використанні цього закону (залежність (18)) з'являється можливість позбавитись коливального характеру зміни частоти і потужності в системах АРЧП, побудованих на базі генераторів-регуляторів. Цей

результат досягається відповідним вибором крутизни характеристики по похідній від частоти Q_{ep} (18). При значеннях $Q_{ep} < 1000$ МВт·с² коливальний характер зазначених процесів зберігається. Однак, починаючи від значень $Q_{ep} = 2000$ МВт·с², ці процеси стають стійко аперіодичними (рис. 2). Використання ПД-закону не тільки забезпечує аперіодичний характер перехідних процесів (що дуже важливо), а й забезпечує якісно кращі порівняно з пропорційним законом ключові показники системи: протяжність періоду регулювання, максимальне відхилення частоти на всьому періоді, максимальне значення потужності регулятора на ньому і ін. Варіація показника Q_{ep} в діапазоні від 2000 до 4000 МВт·с² показує, що з його зростанням покращуються всі зазначені вище показники системи АРЧП. При цьому перехідні процеси практично затухають, починаючи з моменту $t = 15$ с, що задовольняє вимоги енергосистеми Євросоюзу ENTSO-E.

Таким чином, введення в закон управління похідної від частоти суттєво покращує перехідні процеси регулювання частоти і потужності за допомогою системи АРЧП та відповідні її характеристики.

Однак ПД-закону, як і пропорційному, є властивим крупний недолік, а саме, наявність статизму. Як видно з рис. 2, після завершення перехідних процесів в енергосистемі установлюється режим, в якому $\Delta f_{статизму} = -0,17$ Гц. Цей показник у системах АРЧП з П- та ПД-законами принципово неможливо зменшити до нуля без загрози втрати стійкості енергосистеми. Наявність цього недоліку обмежує можливості використання ПД-закону при синтезі систем АРЧП.

Пропорційно-інтегрально-диференційний (ПІД) закон без обмежень. Недоліки, властиві як пропорційному, так і пропорційно-диференційному законам регулювання в системах АРЧП на базі цих законів, змушують дослідити можливості таких систем, коли в їх законах регулювання використовуються (окрім зазначених) інтегральні складові (залежність (19)). Метою введення інтегральної складової є позбавлення статизму. Підставою для цього є можливість забезпечити (згідно з (19)) необхідне значення регулюючої функції $F_{ep} \neq 0$ навіть в усталеному режимі з круговою частотою $\omega(T) = \omega_0$.

Зазначимо, що у разі використання пропорційного та пропорційно-диференційного

законів за умови $\omega(T) = \omega_0$ величини $F_{spi}(T)$ згідно з (17) та (18) в усталеному режимі тожорно дорівнюють нулю. Ця особливість зумовлює обов'язкову наявність статизму в системах АРЧП з пропорційним чи ПД-законом.

На рис. 2 надані діаграми відхилення частоти та потужності генератора-регулятора в системі АРЧП з ПІД-регулятором без обмежень. Аналіз характеристик процесів, відображених на рис. 2, демонструє, що з використанням ПІД-закону досягається поставлена мета, а саме, в усталених режимах по рис. 2 відсутній статизм. Показники відхилення частоти та потужності генератора-регулятора в початковий період мало відрізняються від тих самих показників при використанні ПД-закону, тобто, в цілому вони задовольняють відповідні вимоги.

Однак наведені вище дослідження за всіма законами регулювання виконані в лінійній постановці, без урахування обмежень (23)–(25), які постійно діють в реальних енергосистемах. Зазначимо, що більшість публікацій та розробок відповідних програмних комплексів використовують саме такі (лінійні) моделі для аналізу процесів АРЧП, що призводить (як буде показано далі) до грубих помилок.

З метою виявлення реальних показників і характеристик систем АРЧП з генераторами-регуляторами різної природи (ГЕС, газомазутні ТЕС, пилувугільні ТЕС) було проведено їх цифрове моделювання за розглянутими вище законами (П-, ПД- та ПІД-закони) та з використанням обмежень (нелінійностей) (23)–(25). Обмеження (23) використовувалось у вигляді

$$0 \leq P_{spi} \leq 1000 \text{ МВт}, \quad (32)$$

$$i = (\overline{1, I}),$$

а обмеження (24) – у вигляді

$$0 \leq \left| \frac{dP_{spi}}{dt} \right| \leq L_{spi}. \quad (33)$$

При цьому величина L_{spi} є диференційованою для кожної із зазначених вище груп ТЕС. Зокрема, для ГЕС швидкість зміни потужності не повинна перевищувати 1,5–2,5% за секунду, для газомазутних (ГМ) ТЕС – 8% за хвилину, для пилувугільних (ПВ) ТЕС – 2,5% за хвилину

[4]. Зона нечутливості Δf_0 для всіх генераторів-регуляторів становила 0,02 Гц згідно з вимогами ENTSO-E.

Системи АРЧП з генераторами-регуляторами, що діють з обмеженнями. Систем АРЧП з генераторами-регуляторами, що не мають обмежень (23) – (25), на практиці реалізувати неможливо. Дослідження таких систем має суто теоретичне значення для співставлення, зокрема, їх показників (швидкодія, характеристики перехідних процесів, точність і ін.) з показниками систем АРЧП, в яких регулятори моделюються з урахуванням реальних технологічних обмежень, зокрема, обмежень (23)–(25).

На рис. 3 наведені діаграми відхилення частоти та величини потужності генераторів-регуляторів, працюючих по ПІД-закону, для систем АРЧП з генераторами ГЕС, газомазутних та пилувугільних ТЕС. У моделях генераторів діяли обмеження (25), (32), (33), значення обмежень на швидкість зміни потужності

$$L = \left| \frac{dP_{spi}(t)}{dt} \right| \text{ наведені на діаграмах.}$$

Співставлення діаграм на рис. 2 (ПІД-закон) та рис. 3 демонструє різочу відміну усіх характеристик моделі системи АРЧП, в якій генератори-регулятори представлені без урахування обмежень (23)–(25), та моделі, в якій ці обмеження враховані. Зокрема, протяжність перехідного процесу для систем з обмеженнями для газомазутних та пилувугільних ТЕС є у 25 та 70 разів більшою, ніж для цих самих систем без обмежень. Максимальне відхилення частоти в перехідному процесі в системі АРЧП з ГМ та ПВ енергоблоками сягає значень, які є співставними з цим показником для нерегульованої системи (1,1 Гц), тоді як в системі без обмежень він становить 0,35 Гц для П-закону та 0,17 – для ПД- та ПІД- законів. Тобто, обмеження (24) радикальним чином змінюють характер перехідних процесів частоти і потужності в ОЕС, в якій діють системи АРЧП. Не такий радикальний, але значний вплив мають обмеження (23) та (25). Неврахування кожного з обмежень (23)–(25) під час аналізу перехідних процесів АРЧП призводить, як правило, навіть до неправильних результатів, тобто, ігнорування обмежень (23)–(25) при моделюванні процесів АРЧП в енергосистемі, як це робиться в багатьох публікаціях, є неприпустимим.

Аналіз перехідних процесів АРЧП з викори-

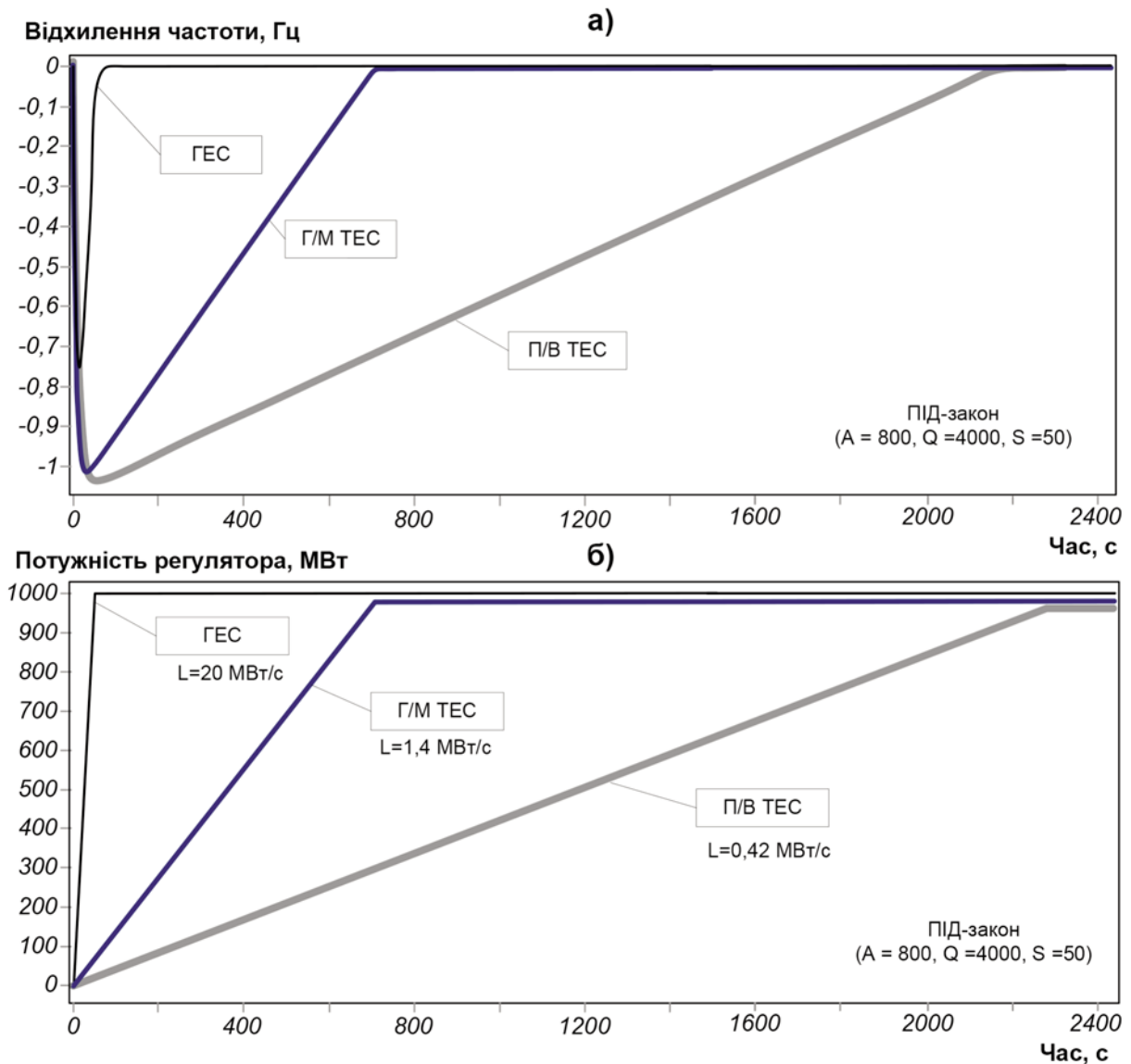


Рис. 3. Співставлення дії генераторів-регуляторів різного типу

станням генераторів-регуляторів дає можливість зробити наступні рекомендації. Виходячи з принципу $N-1$, сформульованого для енергосистеми ENTSO-E країн Євросоюзу (система АРЧП повинна скомпенсувати втрату найпотужнішого в енергосистемі енергоблока), в ОЕС України система АРЧП має забезпечити регульовальний діапазон з максимальним значенням 1000 МВт і закінчити первинне та вторинне регулювання не пізніше, ніж через 15 хв з моменту аварійного відключення. Цим вимогам згідно з даними на рис. 3 відповідають генератори-регулятори ГЕС та нові маневрові ГМ-енергоблоки з можливістю збільшувати навантаження до 8% за хвилину. Протяжність перехідного процесу АРЧП з генераторами-регуля-

торами ГЕС становить (рис. 3) близько 45 сек, а з генераторами-регуляторами ГМ-енергоблоків – близько 700 сек (12 хв). Якщо швидкодія генератора буде меншою за 6%/хв, то протяжність перехідного процесу перевищить 15 хв. Пилоугільні енергоблоки, які можуть збільшувати потужність навіть зі швидкістю 2,5% за хвилину, не в змозі забезпечити вимоги ENTSO-E щодо часу завершення регулювання. Процес регулювання з такими регуляторами завершується після 2170 сек (36 хв).

Системи зі споживачами-регуляторами. Розрахунки процесів регулювання частоти і потужності в енергосистемі при роботі АРЧП зі споживачами-регуляторами провадилися з використанням тих же системних параметрів,

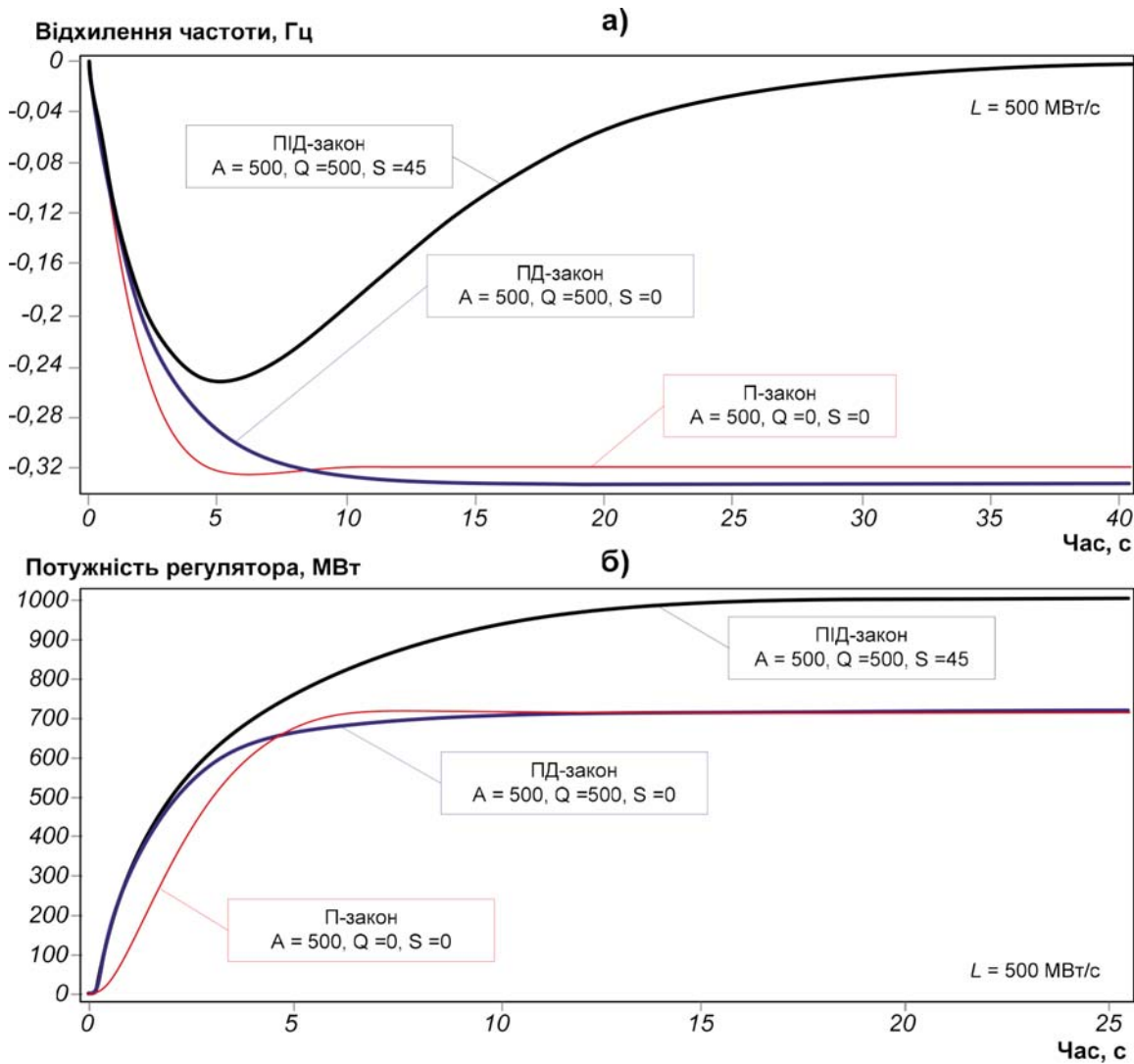


Рис. 4. Співставлення законів регулювання при дії споживача-регулятора з обмеженнями

що були описані вище. В схемі на рис. 1 генератори-регулятори відсутні. В системі працює споживач-регулятор P_{cp} , відімкнена потужність якого в початковий момент дорівнює нулю. В момент часу t_0 в енергосистемі утворюється дефіцит електричної потужності обсягом $1 \cdot 10^3$ МВт, який компенсується поступовим зменшенням потужності споживача-регулятора.

На рис. 4 наведені діаграми процесів у системах АРЧП зі споживачами-регуляторами, в яких діють обмеження (23)–(25), причому $|dP_{cp}/dt|=500$ МВт/сек. Під потужністю регулятора тут розуміється та частина його потужності, що відключається.

Процеси АРЧП по П-закону мають слабкоколивальний характер з явно вираженим статизмом. Частота в системі стабілізується на 15 сек зі значенням 49,68 Гц, а потужність регуля-

тора при цьому становить 698,6 МВт.

Процеси в системі АРЧП з П/Д-регулятором є аперіодичними та астатичними. Частота в зону нечутливості $|\Delta f| \leq 0,02$ Гц входить на 27-й сек, потужність регулятора при цьому досягає показника 1000 МВт, а максимальне відхилення частоти $|\Delta f|_{\max} = 0,25$ Гц спостерігається на 5-й секунді.

Співставлення основних показників процесів АРЧП з використанням генераторів-регуляторів та споживачів-регуляторів (протяжність процесу регулювання та максимальне відхилення частоти) свідчить про безумовну перевагу систем АРЧП, побудованих з використанням споживачів-регуляторів.

Комбіновані системи АРЧП. Було досліджено систему АРЧП, в якій одночасно використовуються як генератори, так і споживачі-

регулятори (рис. 1). Відключався генератор потужністю 1000 МВт, утворюваний небаланс потужності компенсувався мобілізацією резерву первинного регулювання обсягом 300 МВт на генераторах (згідно з вимогами ENTSO-E) зі швидкодією 2%/сек та відключенням споживачів-регуляторів загальною потужністю 700 МВт зі швидкодією 50%/сек. На рис. 5 наведена діаграма цього перехідного процесу АРЧП (СР + ГР), згідно з якою відхилення частоти становить близько 0,27 Гц та протяжність процесу (час входження в зону нечутливості) – 48 сек. На цьому ж рисунку для порівняння наведені діаграми регулювання частоти, коли система побудована на СР (максимальне відхилення частоти становить 0,27 Гц, протяжність – 24 сек) та на ГР (відхилення частоти – 0,75 Гц, протяжність – 59 сек). Дослідження показують, що комбіноване використання генераторів-регуляторів первинного регулювання та споживачів-регуляторів у системі АРЧП забезпечує цілком задовільні результати як по протяжності процесу регулювання, так і по максимальному відхиленню частоти.

За результатами досліджень можна зробити наступні висновки.

1. Існує необхідність у розробленні універсальної математичної моделі та відповідного програмно-інформаційного комплексу

(ПІК), в яких була б забезпечена можливість дослідження систем АРЧП, побудованих на базі генераторів-регуляторів, споживачів-регуляторів та їх довільних комбінацій.

2. Проведене цифрове моделювання на ПІК із зазначеними можливостями показало, що при дослідженні процесів АРЧП необхідно враховувати технологічні обмеження, що властиві регуляторам (швидкодія, максимальна потужність, зона нечутливості). Неврахування цих обмежень призводить до грубих помилок і навіть до неправильних результатів.

3. Цифрове моделювання процесів АРЧП в системах з різними регуляторами показало, що в умовах ОЕС України вимоги щодо їх швидкодії впевнено задовольняють лише генератори ГЕС та споживачі-регулятори на теплонасосних системах. Газомазутні блоки з граничною швидкодією до 6%/хв та всі пилувальні блоки для забезпечення вимог щодо граничної протяжності процесу регулювання потребують кратного збільшення резервної потужності вторинного регулювання.

4. Комбіноване використання у складі системи АРЧП генераторів-регуляторів первинного регулювання та швидкодіючих споживачів-регуляторів на теплонасосному устаткуванні цілком задовольняють як національні, так і міжнародні вимоги до таких систем.

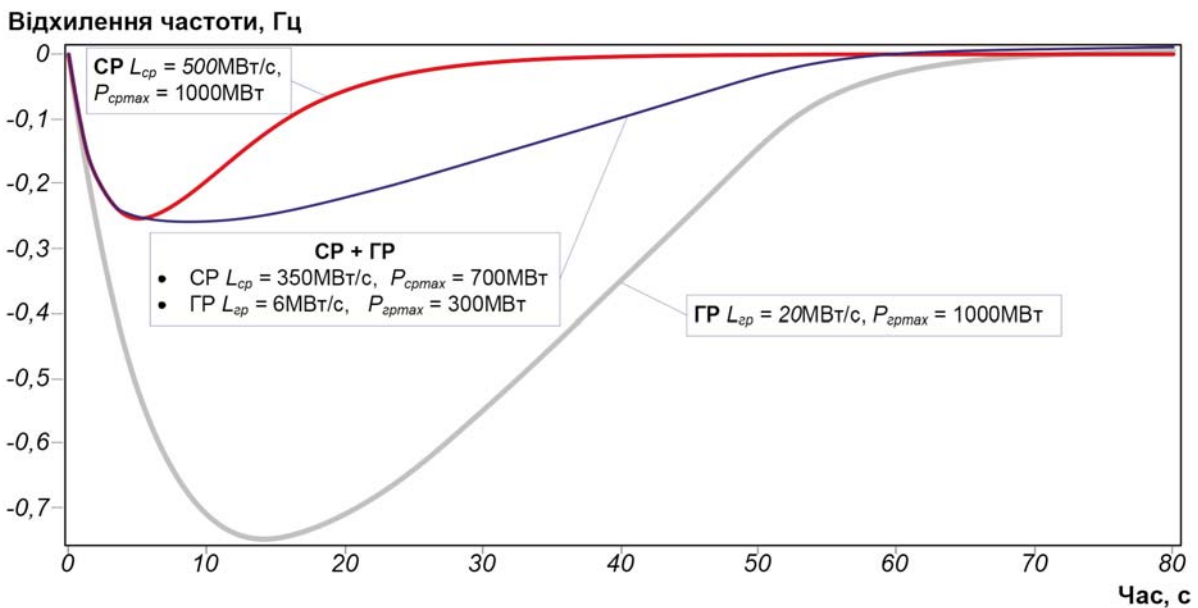


Рис. 5. Співставлення процесів регулювання при дії споживача-регулятора, генератора-регулятора та їх комбінації

1. *Fabio Saccomanno*. Electric power systems. Analysis and control. IEEE Press Series on Power Engineering, 2003. – P. 173–176.
2. *Стернинсон Л.Д.* Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. – Москва: Энергия, 1975. – С. 9–26.
3. *Кулик М.М., Дрьомін І.В.* Основи організації автоматичної системи регулювання частоти і потужності на базі споживачів-регуляторів // Проблеми загальної енергетики. – 2010. – № 21. – С. 5–10.
4. *Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України.* Нормативний документ Мінпаливенерго України. Настанова. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК04156:2009. Затверджено: Наказ Міністерства палива та енергетики від 24 березня 2009 р. № 158. – С. 4–48.

Надійшла до редколегії 13.12.2013