

# СИСТЕМНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА КОМПЛЕКСНІ ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГЕТИКИ

УДК 621.311.661

**М.М. КУЛИК**, акад. НАН України, **І.В. ДРЬОМІН**,  
Інститут загальної енергетики НАН України, м. Київ

## ОСНОВИ ОРГАНІЗАЦІЇ АВТОМАТИЧНОЇ СИСТЕМИ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ І ПОТУЖНОСТІ НА БАЗІ СПОЖИВАЧІВ-РЕГУЛЯТОРІВ

*Виконано аналіз стану з регулювання частоти і потужності в Об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України. Обґрунтовано доцільність використання споживачів-регуляторів у складі автоматичної системи регулювання частоти і потужності (АРЧП). Визначені споживачі-регулятори, найефективніші за використання у складі такої АРЧП. Розроблено та апробовано математичну модель процесів регулювання в ОЕС з АРЧП, побудовану на базі споживачів-регуляторів.*

*Ключові слова:* автоматична система, регулювання частоти, споживач-регулятор, швидкодія, точність, капіталовкладення

Розвиток ОЕС України відбувається в останні роки завдяки введенню базових генеруючих потужностей при незначному введенні регулюючих, що значно ускладнює покриття графіків електричних навантажень енергетичної системи з використанням існуючих засобів диспетчерського управління та забезпечення вимог щодо стабільності частоти і напруги у вузлах енергосистеми.

Паралельна робота багатьох потужних електростанцій у складі Об'єднаної енергосистеми можлива лише за наявності системних засобів забезпечення її функціонування. Основними такими засобами є диспетчерське управління та швидкодіючі автоматичні системи управління, зокрема система автоматичного регулювання частоти і потужності.

Однією з функцій диспетчерського управління є забезпечення ефективного покриття графіків її електричних навантажень. Воно здійснюється за командами від диспетчерського персоналу, в ОЕС України ця система функціонує, у цілому, ефективно і надійно. Призначенням системи АРЧП є зовсім інше. Процеси в електричній системі розповсюджуються зі швидкістю електромагнітного поля. Тому на багато з таких важливих процесів диспетчерський персонал не в змозі впливати. Зокрема, при аварійному відключенні блока

АЕС потужністю 1 млн. кВт частота в ОЕС України залежно від поточного режиму швидко зменшиться до 49,5–49,6 Гц. Згідно діючих зараз нормативів частота в системі має бути на рівні  $50 \pm 0,1$  Гц. І хоча в енергосистемі є резервні потужності, які більш ніж в 15 разів перевищують потужність відключеного блоку, диспетчерський персонал не встигне ввести необхідний резерв, бо для цього потрібно десятки хвилин-години часу. У разі втрати більшої потужності в системі за частки секунди спрацює автоматика захисту АЕС від зниження частоти, всі атомні блоки спочатку знизять навантаження, а потім будуть відключені від системи. Як наслідок, у подальшому відключаться ТЕС і ГЕС, тобто відбудеться лавинний розпад енергосистеми з жахливими наслідками для економіки та соціальної сфери всієї країни. Для запобігання таким процесам і забезпечення стійкості енергосистеми в ній повинні функціонувати автоматичні системи з високою швидкодією, а саме, АРЧП.

Історично склалося, що в ОЕС України система АРЧП фактично не функціонує. Тому засоби первинного регулювання частоти нашої енергосистеми у відокремленому режимі (відсутність зв'язків з енергосистемами інших країн) не в змозі виконати вимоги, які надає Євросоюз до режимної керованості і стійкості енергосистем країн-учасниць. Не в змозі вона самотійно виконати навіть менш жорсткі вимоги

та нормативи, які визначені для енергосистем країн СНД. Зараз при аварійних відключеннях потужностей в ОЕС України частота в ній забезпечується, головним чином, завдяки аварійним відключенням споживачів засобами системного аварійного захисту та перетокам з енергосистеми Росії. У разі відключення зв'язків з ЄЕС Росії (режимні, технологічні, політичні чинники та ін.) значно погіршується якість і надійність електрозабезпечення, а в ОЕС України виникає реальна загроза втрати стійкості та системного розпаду, що є недопустимим за вимогами енергетичної безпеки.

Слід зазначити, що різними організаціями країни проводилися і проводяться заходи з підвищення режимної керованості та стійкості ОЕС України. Так, НЕК „Укренерго” разом з гідрогенеруючою компанією „Укргідроенерго” провели узгоджені заходи щодо покращання режимної керованості українських ГЕС — створено інформаційно-аналітичну систему „Скада”, проводять роботи щодо впровадження системи АРЧП ГЕС. Корисну роботу проводять у напрямі управління електроспоживанням, що дозволяє досить ефективно впливати на режими електроживлення некатегорійних споживачів-регуляторів в інтересах регулювання частоти на рівні регіональних енергосистем. У ході реконструкції енергоблоків ТЕС проводять роботи з покращання систем автоматичного регулювання парових турбін, впровадження АСУ ТП на електричних станціях. Однак зазначені роботи не було системно скоординовано, не підпорядковано загальній меті, їхній склад та обсяги далеко не достатні для остаточного розв'язання проблеми.

Нерозв'язаний і досі комплекс проблем, пов'язаний з забезпеченням необхідного рівня керованості та стійкості ОЕС, не тільки негативно впливає на якість електрозабезпечення внутрішніх споживачів, але не дозволяє також освоїти значний потенціал експорту електроенергії з ОЕС України в країни Європи.

Незадовільна режимна керованість та стійкість ОЕС України — одна з причин відокремлення від неї у 1992 році енергетичних систем країн Центральної Європи. Ці країни ще до приєднання до Євросоюзу утворили енергетичну систему CENTREL, яка після виконання цілої низки підготовчих заходів протягом 3,5—4 років перейшла на паралельну роботу з енергетичною системою країн ЄС і знаходиться за-

раз у складі цієї системи. Внаслідок такого стану обсяг експорту електричної енергії з ОЕС України у енергосистеми Центральної Європи скоротився порівняно з 1990 р. майже у десять разів.

Досвід роботи ОЕС України у стані відокремлення від енергетичних систем Росії та Центральної Європи показав нездатність систем первинного регулювання ТЕС країни покривати графіки електроспоживання внутрішніх споживачів з додержанням вимог до підтримки частоти електричного струму. Тривалий час роботи ОЕС в ізолюваному режимі супроводжувалися дуже істотними коливаннями частоти електричного струму — від 49,2 Гц удень до 51 Гц уночі. Приблизна збалансованість споживання та генерації досягалася, в основному, за рахунок примусового обмеження споживачів. У цей період неодноразово виникали реальні загрози розвалювання ОЕС України з можливими катастрофічними наслідками.

Нормалізація підтримки частоти, що має місце в останні роки, була досягнута як за рахунок поступового розв'язання задач достатнього паливозабезпечення ТЕС країни із збільшенням робочої потужності базової генерації до прийняттого рівня, так і шляхом відновлення паралельної роботи ОЕС та ЄЕС Росії. Функції регулювання частоти у об'єднаній енергетичній системі країн СНД, зокрема і в ОЕС України, покладені на найбільш потужну енергетичну систему Росії. Енергообмін між Україною та Росією здійснюється на умовах нульового салдо. Однак таке положення з часом має змінитися, оскільки в умовах становлення суто ринкових відносин у електроенергетичному секторі Росії, надання регулюючих послуг позиціонується як окремий вид комерційної діяльності. При цьому вартість „маневреної” електроенергії, як це доводить досвід роботи енергетичних ринків світу, стане набагато більшою, ніж вартість базової електричної енергії.

Вихід ОЕС України на паралельну роботу з енергосистемами Центральної та Західної Європи унеможливується сьогодні, у першу чергу, через низьку якість електроенергії, виробленої в Україні внаслідок органічних недоліків системи керування частотою та потужністю. Наразі експорт електроенергії до країн Євросоюзу забезпечується лише за рахунок створення „енергетичних островів”, що є вимушеною мірою.

Енергетичною стратегією України на період до 2030 року передбачається поступове зростання експорту електричної енергії з України у країни ЄС із відновленням рівня 1990 року (до 25 млрд кВт · год) у 2020–2025 рр. Такі великі обсяги експорту електроенергії можуть бути забезпечені лише шляхом повноцінної інтеграції ОЕС України з енергетичними системами UCTE (материкова частина енергетичної системи ENTSO-E Європейського Союзу) за всіма зв'язками, що були створені під час існування енергетичної системи „Мир”. Технічну можливість розв'язання цієї задачі довів позитивний досвід створення АРЧП та часткової реконструкції енергоблоків Бурштинської ТЕС згідно з вимогами UCTE з наступним їхнім переведенням у 2002 році у режим стійкої паралельної роботи з енергосистемою UCTE у складі „Бурштинського острова”.

Однак технічна можливість повноцінного приєднання ОЕС України до UCTE має забезпечуватись, у першу чергу, здійсненням заходів щодо покращання регулюючих властивостей не окремої (незначної) частини, а ОЕС в цілому, зокрема — підвищенням точності підтримки частоти електричного струму як за нормальної роботи, так і в аварійних ситуаціях засобами регулювання власної генерації.

За нормативами ENTSO-E припустимий діапазон підтримки частоти становить  $50 \pm 0,02$  Гц, в той час, як за нормами країн СНД цей діапазон —  $50 \pm 0,1$  Гц.

Системи первинного регулювання частоти генеруючого обладнання, що входить до складу ENTSO-E, повинні забезпечувати відновлення нормальної роботи енергетичної системи з частотою  $50 \pm 0,02$  Гц протягом хвилини після раптового зупинення найпотужнішої одиниці генеруючого обладнання або найбільш потужної міжсистемної лінії електропередачі. Для ОЕС України ця потужність дорівнює потужності атомного енергоблоку 1000 МВт. За аварійної зупинки такого енергоблоку досягнення зазначеної точності підтримки частоти в умовах ізольованої роботи ОЕС України в сучасному стані є дуже складним, якщо взагалі можливим.

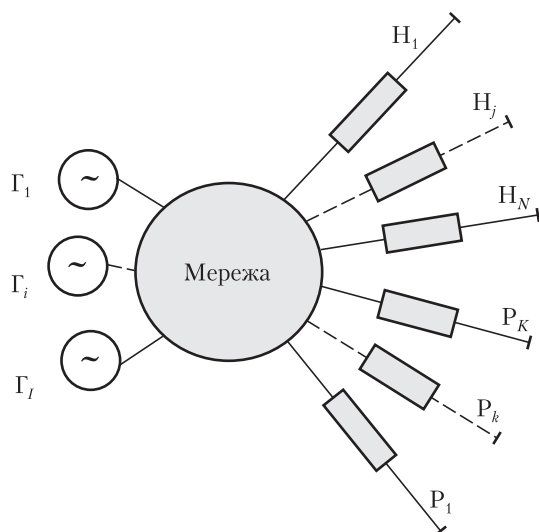
Задоволення вимог ENTSO-E щодо якості підтримки частоти та безпечності електропостачання у аварійних випадках потребує впровадження в ОЕС України повноцінної АРЧП. Згідно існуючих у світовій практиці принципів її організації (компенсація втрати потужності

збільшенням її генерації на регульованих електростанціях) необхідними є проведення істотної реконструкції систем первинного регулювання ОЕС України, зокрема систем автоматичного регулювання енергетичних блоків ТЕС та ГЕС у напрямі збільшення їхньої швидкодії, впровадження системи АРЧП у сфері завантаження-розвантаження пікових ГЕС і згодом — ТЕС, добудови та введення в експлуатацію Ташлицької, Дністровської, а згодом — Канівської ГАЕС, часткової реконструкції обладнання системоутворюючих електричних мереж з підвищенням рівня їхньої пропускної здатності. Значний обсяг робіт має бути виконаний також у напрямі підвищення швидкості навантаження енергоблоків ТЕС.

Організація АРЧП на основі принципу компенсації втрати системної потужності збільшенням її генерації на регульованих електростанціях нині є загальноприйнятим у світі підходом. Впровадження такої схеми АРЧП в ОЕС України за попередніми оцінками потребує переведення в режим автоматичного регулювання 40–45 енергоблоків потужністю 200–300 МВт. Така організація АРЧП зумовить наступні її особливості:

- дуже великі обсяги необхідних капіталовкладень;
- великі терміни побудови та впровадження АРЧП;
- недовикористання потужностей енергоблоків, що утворюють обертовий резерв (низька економічна ефективність);
- перевитрати палива на цих енергоблоках;
- підвищена зношуваність енергоблоків з обертотним резервом;
- невисокі швидкодія та точність системи регулювання;
- невисока надійність системи АРЧП в цілому.

На відміну від багатьох країн світу Україна має унікальну можливість побудувати АРЧП у складі ОЕС на принципово новій основі. Організація такої АРЧП на відміну від описаного вище традиційного підходу повинна ґрунтуватись не на введенні додаткових (регулюючих) потужностей за появи в ОЕС з тих чи інших причин їхнього дефіциту, а на зменшенні (аж до відключення) енерговикористання спеціальною групою споживачів-регуляторів (рисунк). Технологічні процеси зазначених споживачів організовані таким чином, що дозволяють необмежене зменшення електроспоживання на



Регулювання частоти і потужності з використанням споживачів-регуляторів  $P_1, P_k, P_K; H_1, H_j, H_N$  – нерегульоване навантаження;  $\Gamma_1, \Gamma_i, \Gamma_l$  – генератори

довгий час (кілька годин) у будь-яку пору доби чи року.

До недавнього часу можливості використання таких споживачів у складі АРЧП були дуже обмежені через практичну відсутність зазначених технологій з необхідними потужністю та швидкодією. Лише недавно було розроблено установки, які успішно можуть бути використані як споживачі-регулятори в структурі АРЧП. Найефективнішими з них є гідродинамічні теплогенератори „Термер” [1] та теплонасосні станції [2]. Такі генератори теплової енергії мають у своєму складі спеціальні накопичувачі, які дають можливість забезпечувати нею споживачів навіть при довготермінових (до кількох годин) перервах у постачанні електричної енергії. Ця особливість дає можливість використовувати їх як споживачі-регулятори, зокрема при побудові сучасних АРЧП. Слід зазначити, що такі споживачі-регулятори можуть ефективно (в економічному плані) функціонувати у складі систем централізованого теплозабезпечення, які утворені в країнах з великою щільністю міської забудови (Україна, Росія та ін.). У більшості промислово розвинених країн централізоване теплопостачання одержало, в основному, обмежений розвиток, тому для них впровадження АРЧП на базі зазначених електричних теплогенераторів можливе переважно шляхом залучення до їхньої структури на кооперативних засадах великих промислових електричних генераторів тепла.

Організація структури АРЧП на основі споживачів-регуляторів зазначених класів надає відразу цілий комплекс важливих переваг:

- велика кількість генеруючого обладнання ТЕС (40–45 енергоблоків потужністю 200 – 300 МВт) вивільняється від необхідності роботи в режимі з обортовим резервом, що значно підвищує їх економічну ефективність та конкурентоспроможність;
- багатократно зменшуються обсяги капіталовкладень, необхідних для побудови АРЧП;
- значно зменшується час, необхідний для побудови та введення в експлуатацію АРЧП;
- значно зростають її показники зі швидкодії та точності регулювання частоти;
- істотно підвищується надійність системи АРЧП.

Виняткові техніко-економічні характеристики, які забезпечує система АРЧП, побудована з використанням споживачів-регуляторів, зумовлюють актуальність та необхідність її детального аналізу на основі математичного моделювання. У літературі відсутні повні математичні моделі, що описують процеси регулювання в системах АРЧП з традиційною структурою, а тим більше – в системах, побудованих на залученні в управління споживачів-регуляторів. Тому є важливим і необхідним розроблення математичної моделі процесів, що протікають в системі АРЧП зі споживачами-регуляторами, з подальшим її використанням для побудови програмно-інформаційних засобів, з допомогою яких повинен бути досліджений весь спектр основних технічних характеристик такої системи (швидкодія, закони регулювання, точність, стійкість, перехідні процеси та ін.).

З використанням фізичних та фрагментарних математичних описів регулювання частоти і потужності в енергосистемі, що наведені в роботах [3, 4] для традиційних АРЧП, авторами розроблено замкнуту математичну модель системи АРЧП, побудовану на базі споживачів-регуляторів.

У моделі баланс потужності в енергосистемі представлений рівнянням

$$\left( \sum_{i=1}^I T_{ji} + \sum_{j=1}^N T_{nj} + \sum_{k=1}^K T_{pk} \right) \frac{d\omega}{dt} = \sum_{i=1}^I P_{zi}(t) - \sum_{j=1}^N P_{nj}(t) - \sum_{k=1}^K P_{pk}(t) - \Delta P_m(t) + \xi(t) \quad (1)$$

з початковими умовами

$$\left. \begin{aligned} \omega(0) &= \omega_o; \\ P_{zi}(0) &= P_{zio}; \\ P_{ij}(0) &= P_{ij0}; \\ P_{pk}(0) &= P_{pko}; \\ t &= [0, T], \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

де  $I$  – загальна кількість генераторів у системі;  $N$  – загальна кількість споживачів (навантажень) у системі, не охоплених АРЧП;  $K$  – загальна кількість споживачів-регуляторів, що входять до складу АРЧП;  $T$  – інтервал часу, на якому досліджуються процеси в енергосистемі з АРЧП;  $T_{ji}$  – постійна інерції рухомих частин устаткування, жорстко зв'язаних з ротором  $i$ -го генератора,  $i = \overline{1, I}$ ;  $T_{ni}$  – постійна інерції рухомих частин  $i$ -го споживача,  $j = \overline{1, N}$ ;  $T_{pk}$  – постійна інерції рухомих частин  $k$ -го споживача-регулятора,  $k = \overline{1, K}$ ;  $P_{zi}(t)$  – потужність  $i$ -го генератора в момент  $t$ ,  $i = \overline{1, I}$ ;  $P_{ij}(t)$  – потужність, що споживається в момент  $t$   $j$ -м навантаженням, яке не охоплене системою АРЧП,  $j = \overline{1, N}$ ;  $P_{pk}(t)$  – потужність  $k$ -го споживача-регулятора в момент  $t$ , що входить до складу АРЧП,  $k = \overline{1, K}$ ;  $\Delta P_M(t)$  – сумарні витрати потужності в електричних мережах;  $\xi(t)$  – сумарна стохастична складова потужності генераторів та споживачів;  $\omega = 2\pi f$ ,  $f$  – частота енергосистеми.

Електромагнітні процеси в генераторах, що мають місце при небалансі потужності в енергосистемі, описуються рівнянням

$$\tau_{zi} \frac{dP_{zi}(t)}{dt} + P_{zi}(t) = P_{zio} + B_{zi}(\omega - \omega_o), \quad i = \overline{1, I}. \quad (3)$$

Електромагнітні процеси в механізмах навантаження споживачів, не охоплених АРЧП, представлені залежністю

$$\tau_{ij} \frac{dP_{ij}(t)}{dt} + P_{ij}(t) = P_{ij0} + C_{ij}(\omega - \omega_o), \quad (4)$$

$$j = \overline{1, N},$$

а електромагнітні процеси в механізмах навантаження споживачів-регуляторів (входять до складу АРЧП) – рівнянням

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

$$k = \overline{1, K}.$$

Важливою є залежність, що описує електро-механічний процес регулювання частоти і по-

тужності в енергосистемі. Ця залежність в узагальненому вигляді може бути представлена наступним чином:

$$T_{pk} \frac{dP_{2pk}(t)}{dt} + P_{2pk}(t) = F_{pk}(\omega, \omega_o), \quad (6)$$

$$P_{1pk}(t) + P_{2pk}(t) = P_{pk}(t), \quad k = \overline{1, K}. \quad (7)$$

У рівняннях (3)–(7) використані наступні позначення:  $\tau_{zi}$  – постійна часу електромагнітного процесу в  $i$ -му генераторі;  $\tau_{ij}$  – постійна часу електромагнітного процесу  $j$ -го споживача, не охопленого АРЧП;  $\tau_{pk}$  – постійна часу електромагнітного процесу  $k$ -го споживача-регулятора;  $B_{zi}$  – крутизна частотної характеристики  $j$ -го генератора;  $C_{ij}$  – крутизна частотної характеристики  $j$ -го споживача;  $D_{pk}$  – крутизна частотної характеристики  $k$ -го споживача-регулятора;  $F_{pk}$  – регулююча характеристика  $k$ -го споживача-регулятора.

Основні техніко-економічні характеристики системи АРЧП забезпечуються вибором та реалізацією регулюючих функцій  $F_{pk}$ . Залежно від параметрів рівнянь (1) – (7) та вимог щодо характеру перехідних процесів у системі регулюючі функції можуть бути вибрані з їхньої наступної сукупності:

$$F_{pk} = A_{pk}(\omega - \omega_o), \quad (8)$$

$$F_{pk} = A_{pk}(\omega - \omega_o) + Q_{pk} \frac{d\omega}{dt}, \quad (9)$$

$$F_{pk} = A_{pk}(\omega - \omega_o) + Q_{pk} \frac{d\omega}{dt} + S_{pk} \int_0^t (\omega - \omega_o) d\tau, \quad (10)$$

$$F_{pk} = A_{pk}(\omega - \omega_o) + R_{pk}(\omega, \omega_o) + S_{pk} \int_0^t (\omega - \omega_o) d\tau. \quad (11)$$

Залежності (8)–(10) являють собою пропорційний, пропорційно-диференційний та пропорційно-інтегрально-диференційний закони регулювання відповідно, а залежність (11) відрізняється від (10) тим, що в ній замість похідної від частоти використана спеціальна функція, наближена до похідної.

Авторами з використанням розробленої моделі проведений комплекс досліджень перехідних процесів у енергосистемах під дією АРЧП з регулюючими функціями (8)–(10), які реалізуються шляхом використання споживачів-регуляторів. У результаті було виявлено

закони регулювання та їхні параметри  $A_{pk}$ ,  $Q_{pk}$ ,  $S_{pk}$ , які забезпечують вимоги щодо швидкості стабілізації частоти, її відхилення від номінального значення, характеру перехідного процесу, швидкості зміни потужності регуляторів та ін. Розрахунки підтверджують теоретичні висновки щодо безумовних переваг АРЧП, побудованої на базі споживачів-регуляторів, порівняно з традиційними системами. У зв'язку з великим обсягом інформації, одержаної під час моделювання, автори планують представити її в подальших публікаціях.

## ВИСНОВКИ

1. В ОЕС України відсутня автоматична система регулювання частоти і потужності, наявність якої є необхідною умовою приєднання української енергосистеми до європейської.

2. АРЧП в ОЕС України доцільно будувати не на традиційних принципах (компенсація небалансу потужності в енергосистемі збільшенням генерації), а на основі використання системних споживачів-регуляторів (компенсація небалансу потужності зменшенням споживання електроенергії).

3. Як системні споживачі-регулятори доцільно використовувати теплонасосні станції та термери, що дають можливість ефективного постачання тепловою енергією навіть при значних перервах у постачанні електроенергії.

4. Розроблена та апробована математична модель системи АРЧП, побудованої на базі споживачів-регуляторів. Модель дає можливість досліджувати перехідні аварійні процеси в енергосистемі при дії зазначеної АРЧП. За результатами моделювання виявляються закони регулювання та параметри системи, що забезпечують при мінімальних витратах її необхідні показники і характеристики.

5. АРЧП із зазначеною структурою за основними характеристиками (обсяги капіталовкладень, швидкодія, точність регулювання частоти, економічність та ін.) значно переважає системи аналітичного призначення, побудовані за традиційними принципами.

1. Дубовський С.В., Ленчевський Є.А., Мартиненко С.А. Автоматичне управління сучасними споживачами-регуляторами як засіб забезпечення стабільності частоти в ОЕС України на рівні вимог USTE // Проблеми загальної енергетики. — 2009. — № 19. — С. 23–30.
2. Дубовський С.В. Сучасний стан, техніко-економічні передумови та перспективи розвитку низькотемпературного теплозабезпечення на основі теплових насосів // Відроджена енергетика. — 2007. — № 4. — С. 6–32.
3. Чебан В.М., Ландман А.К., Фишов А.Г. Управление режимами электроэнергетических систем в аварийных ситуациях — М.: Высшая школа, 1990. — С. 15–19.
4. Пелисье Р. Энергетические системы — М.: Высшая школа, 1982. — С. 95–111.