

ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ І СИСТЕМ ЕНЕРГЕТИКИ

УДК 621.311.661

М.М. КУЛИК, академік НАН України, д-р техн. наук, професор,
Інститут загальної енергетики НАН України,
вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03680, Україна

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ВИКОРИСТАННЯ СПОЖИВАЧІВ-РЕГУЛЯТОРІВ У СИСТЕМАХ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТОЮ І ПОТУЖНІСТЮ

Низка важливих чинників (енергетична безпека, економічна ефективність, приєднання до європейської енергосистеми) зумовлюють необхідність розроблення в структурі ОЕС України повноцінної, високоефективної системи автоматичного регулювання частоти і потужності (САРЧП). В статті наведені результати дослідження з організації структури САРЧП за традиційним підходом (використання для управління генераторів-регуляторів) та структури на основі споживачів-регуляторів. Доведено, що за основними техніко-економічними показниками (обсяги необхідних капіталовкладень, чистий прибуток, термін окупності капіталовкладень, скорочення споживання природного газу (енергетична безпека), викиди шкідливих речовин) структура САРЧП на основі споживачів-регуляторів є безсумнівно кращою за систему з традиційною структурою.

Ключові слова: автоматичне регулювання частоти і потужності, споживач-регулятор, генератор-регулятор, теплонасосна станція, чистий прибуток, капіталовкладення, термін окупності, економічний ефект.

Для надійного функціонування об'єднаних електроенергетичних систем (ОЕС) повинна бути вирішена проблема їх стійкості. Перехідні електромеханічні процеси в енергосистемах протікають за частки – одиниці секунд, тому оперативний персонал не в змозі на них впливати. Внаслідок цього проблема забезпечення стійкості ОЕС на сьогодні в усьому світі вирішена шляхом побудови в їх структурі спеціальних систем автоматичного регулювання частоти і потужності (САРЧП) [1–4]. При виникненні в ОЕС аварійного небалансу потужності САРЧП автоматично включається і ліквідує його (частіше за все в ОЕС утворюється дефіцит потужності через аварійні відключення генераторів та ліній електропередаван-

ня). При цьому дефіцит потужності, що утворився, ліквідується збільшенням потужності генераторів, що охоплені САРЧП. В САРЧП теоретично можуть використовуватись генератори ГЕС, пилувугільних (ПВ) та газомазутних (ГМ) ТЕС і навіть АЕС. Однією із основних вимог до таких генераторів є забезпечення необхідної швидкодії та наявність достатнього діапазону регулювання. В умовах ОЕС України, як показує аналіз, САРЧП, побудована на генераторах-регуляторах, може використовувати нові або реконструйовані ПВ-блоки, оскільки в Україні діє заборона на регулювання блоків АЕС, ГМ блоки є нерентабельними через високі ціни на паливо, українські ГЕС – не можуть забезпечити достатньої потужності, а діючі ПВ блоки є вкрай зношеними і не забезпечують необхідну швидкодію.

© М.М. КУЛИК, 2015

Наразі ОЕС України функціонує у складі енергетичного об'єднання, в яке входять енергосистеми Російської Федерації, України та країн Балтії. В цьому об'єднанні функціонує загальна САРЧП, яка використовує ГЕС енергосистеми Росії. Системні аварії, що відбувалися в Україні протягом останніх років (відключення енергоблоків АЕС), показали її прийнятну ефективність. Однак таке становище не може вважатись нормальним і в сучасних умовах довго існувати не буде через низку чинників, серед яких найбільш вагомими є наступні.

Енергетична безпека. ОЕС України є фундаментом її паливно-енергетичного комплексу. Ненадійне функціонування або (тим більше) виведення з ладу енергосистеми країни призведе до колапсу як економіки, так і соціальної сфери. Така ситуація виникає вже у разі відключення ліній електропередавання (ЛЕП) між українською та російською енергосистемами. При цьому для стабілізації частоти в ОЕС України будуть використовуватись лише засоби первинного регулювання, а саме, автоматичні регулятори швидкості турбін. Однак їх призначенням є забезпечення стабільності частоти в нормальних режимах, у разі ж аварійних відключень крупних енергоблоків чи потужних ЛЕП буде мати місце лавина зниження частоти. Зупинити цей процес і не допустити розпаду енергосистеми повинна автоматична система частотного розвантаження, яка цілісність енергосистеми зберігає шляхом відмикання певної частини споживачів з відповідними економічними та соціальними збитками. Таке положення спостерігалось в енергосистемі України у 1997 році, коли вона працювала у відокремленому стані з енергосистемою Росії, а споживачі страждали від так званих «віялових відключень» та від великих відхилень частоти від її нормативних значень.

У поточних обставинах діє низка важливих факторів (політичні, економічні, технологічні, фінансові та ін.), які в змозі вже у близькій перспективі призвести до значного зростання потенційної загрози перерви електричних зв'язків ОЕС України з енергосистемою Росії. Це відокремлення спричинить фактичну руйнацію САРЧП у складі української енергосистеми, катастрофічне зниження надійності та якості електрозабезпечення економіки і соціальної сфери країни і, як наслідок, до неприпустимого зменшення рівня її енергетичної безпеки.

Економіка. Навіть за умови, що в майбутньому збережуться системні зв'язки між енергосистемами України та Росії, використання маневрових потужностей російської енергосистеми для роботи САРЧП ОЕС України ближчим часом може стати неможливим через економічні чинники.

Наразі енергосистема України отримує від енергосистеми Росії фактично безоплатно системні послуги із забезпечення надійного функціонування САРЧП. Фінансові розрахунки між енергосистемами України та Росії ґрунтуються на принципі «нульового сальдо», сторони домовились, що протягом доби у кожній з них сума імпортованої електроенергії повинна дорівнювати сумі експортованої. Тобто, в поточному стані до уваги не береться той факт, що для забезпечення надійної роботи САРЧП енергосистеми України російські ГЕС повинні тримати в стані обертового резерву один мільйон кіловат додаткових високоманеврових потужностей. Такі умови є виключно вигідними для України, оскільки вона не оплачує системні (вторинні) послуги. Однак необхідно враховувати, що на внутрішньому російському ринку електроенергії наразі вже реалізується плата за надання системних послуг і потрібно очікувати, що такі відносини будуть поширені і на розрахунки з українською енергосистемою. При цьому, більш за все, будуть виходити із принципу втраченої вигоди та міжнародної ринкової практики утворення тарифу за користування резервом маневрової потужності. Виходячи із зазначеного резерву та тарифу обсягом 1,5 євро/кВт·год, зафіксованого на міжнародному ринку пікової електроенергії, плата України за користування резервом для забезпечення роботи САРЧП своєї енергосистеми може перевищувати 13 млрд євро щорічно. Такий додатковий постійний тягар не витримає не тільки енергетика, а й уся економіка країни.

Інтеграція з європейською енергосистемою. Основним напрямом міжнародної політики України вже давно визначено її входження до Європейського союзу (ЄС). Наслідком цього є необхідність і доцільність об'єднання на паралельну роботу ОЕС України з енергосистемою Євросоюзу ENTSO-E. Підготовча робота з цієї проблематики ведеться вже досить давно, одним із вагомих результатів діяльності у цьому напрямі є виділення зі складу ОЕС двох тепло-

вих електростанцій з відповідними електричними мережами (так званій «Бурштинський острів») і приєднання їх до енергосистеми ENTSO-E. При цьому Бурштинська та Добротворська ТЕС (електростанції Бурштинського острова) в системі автоматичного регулювання частоти і потужності (АРЧП) енергосистеми ENTSO-E забезпечують функції первинного регулювання частоти на власних енергоблоках. Їх функціонування у складі ENTSO-E протікає в цілому успішно завдяки проведеній модернізації зазначених ТЕС, яка дозволила забезпечити підтримку режимних параметрів згідно з вимогами цього об'єднання. Однак треба враховувати, що надійне функціонування системи ENTSO-E в аварійних ситуаціях здійснюється загальносистемною САРЧП.

Дуже важливим фактором є те, що для приєднання на паралельну роботу із ENTSO-E енергосистема, що приєднується, повинна при роботі в автономному режимі забезпечувати вимоги щодо режимних параметрів (частота, потужності, рівні напруги, запаси стійкості і ін.), які витримуються в енергосистемі ENTSO-E. Для ОЕС України особливо болючою є вимога зі стабільності частоти: в ОЕС України дозволяється відхилення від частоти 50 Гц в діапазоні $\pm 0,2$ Гц, тоді як в ENTSO-E – в діапазоні $\pm 0,02$ Гц. Забезпечити десятикратне підвищення точності по частоті в умовах морально застарілого та фізично зношеного обладнання ОЕС України можна буде лише шляхом розроблення і впровадження принципово нових технологій та цілої сукупності

системних проектів, одним із яких є створення і впровадження системи АРЧП, побудованої на основі найбільш ефективних, новітніх технологій.

Вимоги до функціонування системи АРЧП. У процесі роботи системи АРЧП використовуються первинне, вторинне та третинне регулювання. Кожне з них має власні резерви [5]. Первинне регулювання забезпечує автоматичну стабілізацію частоти в діапазоні $50 \text{ Гц} \pm \Delta f$ в нормальних (квазістаціонарних) режимах, при цьому вторинне та третинне регулювання не використовуються. У разі виникнення аварійної ситуації, наприклад, при вимкненні крупного енергоблока або потужної ЛЕП у системі спочатку спрацьовує первинне регулювання та використовується його резерв за час близько 30 сек, приблизно через 20 сек з моменту збурення автоматично вмикається вторинне регулювання, яке в залежності від потужності збурення може вичерпати свій резерв через 15 хв. після збурення (табл. 1). На цей момент навантаження первинного регулювання повністю переходить на потужності вторинного регулювання.

Третинне регулювання може здійснюватись оперативним (диспетчером) або автоматично. При оперативному керуванні третинне регулювання вмикається приблизно через 8 хв. та при автоматичному – через 12 хв. після збурення. Приблизно через 40 хв. з моменту збурення все навантаження вторинного регулювання повинно бути переведеним на потужності третинного. У цей час резерви вторинного регулювання повинні бути повністю відновлені [5].

Таблиця 1 – Часові характеристики процесів АРЧП

Тип регулювання	Початок (з моменту збурення)	Закінчення
Первинне	1 – 2 сек	30 сек
Вторинне	~ 20 сек	15 хв.
Третинне	8 – 12 хв.	Не нормовано. Залежить від умов енергосистеми
Інтервал витіснення первинного регулювання вторинним	30 сек	15 хв.
Інтервал витіснення вторинного регулювання третинним	8 – 12 хв.	40 хв.

Прийняті величини первинного резерву в ОЕС України у режимі її паралельної роботи з ENTSO-E та відокремлено від енергооб'єднання країн СНД та Балтії становлять ± 190 МВт та в режимі паралельної роботи з цим об'єднанням (відокремлено від ENTSO-E) – ± 160 МВт.

Для компенсації найбільшої аварійної втрати генерації в ОЕС України (згідно з принципом $N - 1$ вона становить 1000 МВт) або втрати споживання розрахунковий діапазон вторинного регулювання визначений на завантаження – 1000 МВт та на розвантаження – 500 МВт.

Розрахунковий резерв третинного регулювання повинен становити: на завантаження – не менше 1000 МВт, на розвантаження – не менше 500 МВт [5].

Дослідження варіантів побудови системи АРЧП. Усі наведені особливості поточного стану та функціонування САРЧП у складі ОЕС України демонструють її вразливість щодо дії (особливо) зовнішніх факторів, зокрема, відімкнення зв'язків з енергосистемою Росії. За такого сценарію ОЕС України, як зазначалось, буде практично непрацездатною. При цьому основним за вагою фактором стає енергетична безпека країни. Для того, щоб запобігти економічному колапсу, енергетична галузь повинна терміново здійснити розроблення та побудову у складі ОЕС України власної повноцінної системи АРЧП, яка здатна при роботі енергосистеми у автоматичному режимі забезпечити вимоги з точності підтримки частоти та швидкодії в аварійних режимах, які розроблені і реалізовані для європейської енергосистеми.

В сучасних умовах побудова у складі енергосистеми України системи АРЧП може бути здійснена за двома варіантами. По першому з них вона реалізується згідно з [5] з використанням генераторів-регуляторів. При цьому треба враховувати, що в поточному стані в діючій САРЧП первинне та третинне регулювання

побудоване на українському обладнанні і може задовольнити вимоги Настанови [5] зі швидкодії та точності для цих фаз регулювання. Тобто, в новій українській системі АРЧП потрібно побудувати її частину, яка повинна здійснювати вторинне регулювання. Функцію вторинного регулювання згідно з [5] теоретично можна організувати з використанням потужностей ГЕС, ГАЕС, газомазутних та пилувугільних ТЕС. Однак, як згадувалось, використання з цією метою ГАЕС та газомазутних ТЕС є недоцільним з урахуванням їх показників з економічності та фактора енергетичної безпеки (потрібні додаткові великі обсяги природного газу для ГМ ТЕС). Українські ГЕС є рівнинними, маловодними та малопотужними, їх можливостей не вистачає навіть для покриття змінної частини графіка електричних навантажень (ГЕН) ОЕС України. З часом така ситуація буде тільки погіршуватись, оскільки можливості нарощування потужностей ГЕС вже практично вичерпані, а обсяги споживання електроенергії в країні будуть збільшуватись з одночасним розущільненням ГЕН. Таким чином, в умовах України при спробах побудови підсистеми вторинного регулювання в САРЧП за традиційною схемою єдино можливим варіантом є використання пилувугільних енергоблоків у ролі генераторів-регуляторів.

Зробимо оцінку щодо кількості таких енергоблоків, необхідної для побудови підсистеми вторинного регулювання САРЧП згідно з вимогами Настанови [5]. При цьому визначальними є показники зі швидкості зміни потужності турбін енергоблоків 200 та 300 МВт, які в умовах ОЕС України можуть слугувати основним обладнанням при побудові підсистеми вторинного регулювання САРЧП на генераторах-регуляторах.

В табл. 2 наведені показники з початкового стрибка та швидкості подальшої зміни потужності для турбін зазначених енергоблоків [5].

Таблиця 2 – Показники зі швидкості зміни потужності турбін енергоблоків 200 та 300 МВт

Тип турбіни	Початковий стрибок ΔP , МВт/%	Швидкість подальшої зміни dp/dt , МВт/хв.
К-210-130	20/10	1,0
К-300-240	20/6,67	0,8

Загальний діапазон регулювання $P_p = 1000$ МВт доцільно розбити на два: діапазон $P_{200} = 555,5$ МВт, який забезпечується блоками 200 МВт, та діапазон $P_{300} = 444,5$ МВт для енергоблоків 300 МВт. Величини цих діапазонів визначені пропорційно швидкодії енергоблоків dP/dt (табл. 2). Тоді кількість встановлених енергоблоків N_{200} потужністю 200 МВт, яка потрібна для покриття діапазону P_{200} , може бути визначена із залежності

$$\frac{P_{200}}{\alpha} - N_{200} \cdot \Delta P = N_{200} \cdot \frac{dP_{200}}{dt} \cdot T_p,$$

де $\alpha = 0,8$ – коефіцієнт, що зв'язує встановлену та робочу потужності,

$\Delta P = 20$ МВт – стрибок потужності (табл. 2),

$$\frac{dP_{200}}{dt} = 1 \text{ МВт/хв.} - \text{швидкість зміни потуж-$$

ності турбіни енергоблока 200 МВт (табл. 2),

$T_p = 15$ хв. – час, що відведений для вторинного регулювання в системі АРЧП.

Аналогічне рівняння справедливе для встановлення необхідної кількості енергоблоків потужністю 300 МВт.

Наведена залежність надає можливість визначити кількість встановлених енергоблоків, необхідних для забезпечення необхідної регулюючої потужності P_p та часу регулювання T_p , а саме, $N_{200} = 20$ та $N_{300} = 18$ із загальною кількістю регулюючих генераторів у системі АРЧП $N = N_{200} + N_{300} = 38$. Обертвий (гарячий) резерв обсягом 1000 МВт при цьому повинна забезпечувати загальна кількість блоків $N_p = \alpha N = 31$, із них $N_{200p} = 16$ та $N_{300p} = 15$. Середні обсяги резерву вторинного регулювання на кожному блоці 200 МВт становлять 34,7 МВт, а на блоці 300 МВт – 29,6 МВт. Загальна потужність, яку можуть забезпечити N_p енергоблоків для видачі в електричну мережу, становить 6700 МВт, тобто, в обертвому резерві знаходиться близько 13% робочої потужності 31-го енергоблока, які повинні працювати в структурі системи АРЧП.

В сучасних умовах технологічного розвитку в енергетиці з'явилась можливість побудови систем АРЧП на принципово іншій основі, яку доцільно реалізувати, перш за все, в енергосистемі України. Побудова такої САРЧП на відміну від традиційного підходу ґрунтується не на введенні додаткових регулюючих потужностей при виникненні в ОЕС дефіциту активної

потужності, а на зменшенні енергоспоживання спеціальною групою споживачів-регуляторів [6]. Технологічні процеси зазначених споживачів мають таку особливість, що вони дозволяють значне зменшення (аж до припинення) електропостачання на довгий час (десятки хвилин) у будь-яку пору доби та року.

До недавнього часу можливості використання таких споживачів у складі системи АРЧП були дуже обмежені через практичну відсутність зазначених технологій з необхідними потужністю та швидкодією. Лише недавно були розроблені установки, які можуть бути успішно використані як споживачі-регулятори в структурі САРЧП. Найефективнішими з них є теплонасосні станції (ТНС) [7], що працюють у складі систем централізованого теплопостачання (СЦТ). Такі генератори теплової енергії, будучи встановленими на території ТЕЦ та потужних котелень, мають можливість використовувати наявні спеціальні теплові накопичувачі. Окрім того, система централізованого теплопостачання має значні можливості з акумулювання теплової енергії у власних конструкціях, в ґрунті, а також шляхом регулювання свого температурного режиму [8]. Зазначені особливості СЦТ надають можливість використовувати ТНС в режимах короткострокового (15–30 хв.) припинення їх роботи без погіршення теплопостачання споживачів. Компресійні теплові насоси (ТН), як правило, для приводу власних компресорів використовують електроенергію. Сукупність наведених особливостей робить доцільним використання ТНС у ролі споживачів-регуляторів при побудові сучасних САРЧП.

Якісний аналіз структур САРЧП на генераторах-регуляторах та на споживачах-регуляторах у вигляді ТНС показує, що організація САРЧП на основі ТНС має цілий комплекс переваг:

- велика кількість генеруючого обладнання ТЕС (38 енергоблоків потужністю 200–300 МВт) вивільняється від необхідності роботи в режимі з обертвим резервом, що значно підвищує їх ефективність та конкурентоспроможність;
- зменшуються обсяги капіталовкладень, необхідних для побудови САРЧП;
- значно покращуються показники САРЧП зі швидкодії та точності регулювання частоти;

- підвищується надійність системи;
- багатократно скорочується термін окупності необхідних капіталовкладень та зростає загальна економічна ефективність;
- суттєво зменшується час, необхідний для побудови та введення в експлуатацію САРЧП.

Наведений якісний розгляд техніко-економічних характеристик САРЧП на генераторах-регуляторах та споживачах-регуляторах зумовлює доцільність проведення їх детального аналізу. З цією метою в даній роботі досліджені та обчислені основні техніко-економічні характеристики САРЧП, в якій вторинне регулювання побудоване на генераторах-регуляторах ТЕС, та системи, де функції вторинного регулювання виконують споживачі-регулятори у вигляді теплонасосних станцій.

Для обох варіантів однаковими були такі вихідні дані. Вартісні показники визначені у цінах 2013 року (останній рік без форс-мажорних явищ в економіці і соціальній сфері країни). Встановлена регулююча потужність прийнята обсягом 1250 МВт для забезпечення робочої регулюючої потужності величиною 1000 МВт, яка зумовлена вимогами європейської енергосистеми ENTSO-E (регулююча потужність повинна компенсувати втрату найпотужнішого енергоблока в енергосистемі, принцип надійності N-1 [5]). Плата за системні послуги визначена як втрачена вигода при роботі потужності 1000 МВт в режимі «гарячий резерв» протягом 1500 год/рік за тарифом 1,35 грн/кВт-год [9]. При цьому враховано, що зазначена потужність могла бути використана в піковому режимі з відповідним тарифом.

Таблиця 3 – Техніко-економічні показники підсистеми вторинного регулювання САРЧП на генераторах-регуляторах *)

№ з/п	Показник	Одиниця виміру	Значення	
1	Встановлена регулююча потужність	МВт	1250	
2	Капіталовкладення	2.1. Усього, у т. ч.	млн грн	21760
		2.2. На обладнання	млн грн	14507
3	Річні капіталовкладення	млн грн	622	
4	Плата за системні послуги	млн грн	2020	
5	Кількість персоналу	особа	960	
6	Заробітна плата персоналу з нарахуваннями	млн грн	79	
7	Інші витрати	млн грн	290	
8	Загальні річні витрати на побудову та функціонування підсистеми	млн грн	991	
9	Валовий прибуток	млн грн	1029	
10	Чистий прибуток	млн грн	813	
11	Термін окупності	рік	26,8	

*) Вартісні показники наведені у цінах 2013 р.

Таблиця 4 – Техніко-економічні показники підсистеми вторинного регулювання САРЧП на споживачах-регуляторах *)

№ з/п	Показник	Одиниця виміру	Значення
1	Встановлена потужність СР на споживання електроенергії	МВт	1250
2	Встановлена потужність на виробництво теплової енергії	МВт	5625
3	Капіталовкладення, усього, у т.ч.	млн грн	13525
4	На обладнання	млн грн	9017
5	Річні капіталовкладення	млн грн	451
6	Час роботи комплексу СР	год/рік	8760
7	Споживання електроенергії комплексом СР	млн кВт·год	8760
8	Тариф на споживання електроенергії по п. 7	грн/ кВт·год	1,193
9	Вартість електроенергії по п. 7	млн грн	10451
10	Тепло, вироблене на комплексі СР	млн Гкал	33,9
11	Тариф на вироблене тепло по п. 10	грн/Гкал	597,6
12	Вартість тепла по п. 10	млрд грн	20,26
13	Кількість персоналу на комплексі СР	особа	1200
14	Заробітна плата персоналу з нарахуваннями	млн грн	100
15	Інші витрати (2% від п. 4)	млн грн	180
16	Обсяги заміщення природного газу	млрд куб. м	4,33
17	Вартість заміщеного природного газу	млрд грн	20,51
18	Обсяги використання теплоти доквілля та скидного тепла	млн т у. п.	4,43
19	Плата за системні послуги	млн грн	2020
20	Валовий дохід (п. 12 + п. 17 + п. 19)	млрд грн	40,79
21	Загальні річні витрати по комплексу СР (п. 5 + п. 9 + п. 14 + п. 15)	млрд грн	11,18
22	Валовий прибуток (п. 20 – п. 21)	млрд грн	29,61
23	Чистий прибуток (п. 22 x 0,79)	млрд грн	23,4
24	Термін окупності (п. 3 : п. 23)	рік	0,58
25	Економічний ефект (п. 23 – п. 10 табл. 3)	млрд грн/рік	22,59

*) Вартісні показники наведені у цінах 2013 р.

Середній курс долара США у 2013 році становив 8,015 грн, а податок на прибуток юридичних осіб – 21%.

Вихідні дані та результати розрахунку техніко-економічних показників підсистеми вторинного регулювання САРЧП на генераторах-регуляторах наведені в табл. 3.

При визначенні необхідних капіталовкладень на обладнання (п. 2.2) передбачено, що на відповідних енергоблоках буде проведена реконструкція з установкою очисного устаткування з питомими капіталовкладеннями 1450 дол. США/кВт, а загальні капіталовкладення (п. 2.1) перевищують витрати на обладнання на 50%. Річні капіталовкладення (п. 3) визначені виходячи із загального терміну служби підсистеми 35 років. Кількість обслуговуючого персоналу зумовлена відповідними нормами для ТЕС. Заробітна плата з нарахуваннями (п. 6) відповідає середнім даним по Міненерговугілля за 2013 рік. Інші витрати (п. 7) розраховані згідно з методичними рекомендаціями щодо проектування енергетичних об'єктів (2% від вартості обладнання). Загальні річні витрати (п. 8) отримані як сума витрат за п. 3, 6, 7, валовий прибуток (п. 9) – як різниця між платою за системні послуги (п. 4) та загальними річними витратами. Звертає увагу дуже великий термін окупності (26,8 років), зумовлений неефективним використанням генеруючого устаткування (робота в «гарячому резерві»).

У табл. 4 наведені техніко-економічні показники підсистеми вторинного регулювання САРЧП на основі споживачів-регуляторів (альтернативний варіант). Як зазначалось, для коректного порівняння техніко-економічних показників альтернативного варіанта структури підсистеми вторинного регулювання САРЧП (табл. 4) з її структурою, організованою з використанням генераторів-регуляторів (табл. 3), їх встановлена потужність (1250 МВт) співпадає з аналогічною потужністю на використання електроенергії споживачами-регуляторами. Робочі потужності за обома варіантами становлять 80% від встановлених згідно з діючими методиками проектування. Встановлена потужність комплексу ТНС на виробництво теплової енергії (п. 2) у 4,5 раза перевищує його встановлену потужність на споживання електроенергії, оскільки опалювальний коефіцієнт у сучасних теплових

насосів становить 3 – 6 і більше одиниць. Питомі капіталовкладення для ТНС прийняті обсягом 200 дол. США/кВт теплової потужності, що відповідає цінам на світовому ринку теплонасосного устаткування. Річні капіталовкладення визначені виходячи із терміну експлуатації комплексу ТНС обсягом 30 років. Тариф на виробництво теплової енергії комплексом ТНС визначений як середній тариф для юридичних осіб без ПДВ з урахуванням тарифу на її постачання. Обсяги заміщення природного газу (п. 16) визначені як обсяги його споживання на котельнях чи ТЕЦ, необхідні для виробництва теплової енергії по п. 10. При розрахунку вартості цього газу використана його ціна для промислових підприємств (4737 грн/1000 м³). Обсяги використання теплоти доквілля (п. 18) розраховані виходячи з того, що теплові насоси при споживанні 1 кВт·год електричної енергії генерують 4,5 кВт·год тепла. Операції з визначення показників за п. 20 – 25 наведені в табл. 4.

Аналіз результатів та висновки. Низка важливих чинників (енергетична безпека, економічна ефективність, приєднання до європейської енергосистеми ENTSO-E) зумовлюють необхідність розроблення в структурі ОЕС України сучасної, повноцінної системи автоматичного регулювання частоти і потужності.

Порівняння техніко-економічних показників розглянутих варіантів побудови підсистеми вторинного регулювання САРЧП демонструє безсумнівну перевагу структури, що використовує споживачі-регулятори (СР) у вигляді теплонасосних установок.

Побудова САРЧП на основі споживачів-регуляторів потребує на 8,235 млрд грн (або на 38%) менше капіталовкладень в порівнянні з традиційним варіантом з використанням генераторів-регуляторів згідно з [5].

Система АРЧП на основі СР забезпечує чистий річний прибуток обсягом 23,4 млрд грн та термін окупності капіталовкладень 0,58 року, тоді як ці показники для системи з традиційною структурою становлять 0,81 млрд грн та 26,8 року відповідно.

Система з використанням СР забезпечує зменшення використання природного газу на котельнях та ТЕЦ на 4,33 млрд куб. м вартістю 20,51 млрд грн, необхідних для вироблення на них 33,9 млн Гкал тепла, оскільки ТНС викори-

стовують електроенергію, вироблену без вживання природного газу. Цей фактор забезпечує не тільки високу економічну ефективність зазначеного варіанта структури САРЧП, а й значне зростання рівня енергетичної безпеки держави.

Структура САРЧП на основі СР щорічно використовує 4,43 млн т у.п. скидного техногенного тепла та теплоти доквілля, що окрім забезпечення зростання її економічної ефективності скорочує викиди парникових газів і інших шкідливих речовин.

Економічні переваги структури САРЧП на основі СР в порівнянні з її традиційною структурою (економічний ефект) становлять 22,59 млрд грн щорічно.

1. *Чебан В.М., Ландман А.К., Фишов А.Г.* Управление режимами электроэнергетических систем в аварийных ситуациях. – М.: Высшая школа, 1990. – С. 15–19.
2. *Стернинсон Л.Д.* Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. – М.: Энергия, 1975. – С. 9–26.
3. *Дроздов А.Д., Засыпкин А.С., Аллилуев А.А., Савин М.М.* Автоматизация энергетических систем. – М.: Энергия, 1977. – С. 94–164.
4. *Fabio Saccomanno.* Electric power systems. Analysis and control. IEEE Press Series on Power Engineering, 2003. – p.p. 173–176.

5. *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. № 158. – С. 4–48.

6. *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.

7. *Снежкін Ю.Ф., Чалаєв Д.М., Шаврин В.С., Дабіжа Н.О.* Теплові насоси в системах теплохолодопостачання // Інститут технічної теплофізики НАН України. – 2008. – 104 с.

8. *Дерій В.О.* Потенціал акумуляції енергії в теплових мережах // Проблеми загальної енергетики. – 2014. – № 39. – С. 29–33.

9. *Гушля А.М., Плачинда В.Д., Безнос А.В., Харчук А.Л.* Регулювання режимів електроспоживання // Енергетика та електрифікація. – 2014. – № 6. – С. 3–9.

Надійшла до редколегії: 14.05.2015