

№ 3. ВІДДІЛ МОДЕЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ ТА СИСТЕМ

УДК 621.31

МЕТОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВПРОВАДЖЕННЯ ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ОЕС УКРАЇНИ В РИНКОВИХ УМОВАХ

О.В. Кириленко, акад. НАН України, **І.В. Блінов**, канд. техн. наук, **Є.В. Парус**, канд. техн. наук, **О.Б. Рибіна**, канд. техн. наук, **С.Є. Танкевич**, канд. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна

Представлено основні результати виконання у 2012 році науково-технічного проекту, спрямованого на дослідження та розвиток теоретичних і практичних засад забезпечення функціонування конкурентної моделі ринку електричної енергії шляхом розробки засобів та методів забезпечення впровадження системних допоміжних послуг в ОЕС України з метою підвищення надійності її функціонування. Бібл. 11, рис. 4.

Ключові слова: допоміжні послуги, регулювання частоти, регулювання напруги, ринок електроенергії, комунікаційне середовище.

Перспективи розвитку електроенергетичної галузі України тісно пов'язані з розвитком оптового ринку електричної енергії України шляхом впровадження конкурентної моделі – ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електричної енергії (РДДБ). Одним із основних сегментів цієї моделі є ринок допоміжних послуг.

Ринок допоміжних послуг (ДП) організовується з метою придбання системним оператором допоміжних послуг у постачальників цих послуг для забезпечення як сталої і надійної роботи ОЕС України, так і якості електричної енергії відповідно до встановлених стандартів. У свою чергу забезпечення надійності енергосистеми і електропостачання споживачів за встановленими нормами якості електроенергії неможливе без організації наступних складових управління ОЕС України: оперативного-диспетчерського керування режимами ОЕС України; регулювання частоти й активної потужності; регулювання напруги та реактивної потужності; підтримки необхідного рівня резервів генеруючих потужностей; запобігання аварійним ситуаціям та їх ліквідації.

Метою проведених досліджень було вирішення проблеми розвитку електроенергетичної галузі України в частині забезпечення стимулів та встановлення технічних вимог до надання допоміжних послуг учасниками ринку електричної енергії як при діючій моделі функціонування оптового ринку електричної енергії (ОРЕ), так і при переході до повномасштабної конкурентної моделі РДДБ. Відповідно об'єктом дослідження є допоміжні послуги, зокрема, первинне та вторинне регулювання частоти, а також регулювання напруги з використанням генеруючого обладнання електростанцій в ОЕС України.

Визначено, що на сучасному етапі розвитку електроенергетики України, враховуючи фізичну та моральну застарілість обладнання електростанцій і відповідно відсутність конкуренції, неможливим є надання допоміжних послуг на конкурентній основі. Тому виникає потреба впровадження спочатку дієвих економічних та технічних механізмів надання цих послуг на основі визначення дійсних витрат та встановлення вимог при наданні цих послуг з подальшим впровадженням конкурентних механізмів відбору. Формування ринку ДП має відбуватися в напрямку впровадження системи ціноутворення на основі відшкодування витрат постачальників ДП. При цьому підходи до оцінки вартості наданих послуг мають враховува-

ти технологічні особливості конкретної послуги в Україні. Аналіз публікацій [8-11] показав, що до основних складових щодо надання ДП в різних країнах належать: можливість забезпечення послуги у відповідності з технічними вимогами, готовність до надання цієї ДП та фактичне надання ДП у разі необхідності. Перша складова може бути врахована як технічна вимога до потенційного постачальника ДП, яка має бути визначена в договорі щодо участі на ринку ДП. Зазначена складова ДП може оплачуватися (через повернення капітальних вкладень учаснику ринку) або не оплачуватися – залежно від історичних передумов формування ринку ДП.

Плата за фактичне надання ДП визначається на основі даних вимірювань щодо зміни рівня навантаження енергоблоків або частоти в мережі. Для організації оперативних вимірювань обсягів наданої ДП необхідне використання складних систем реєстрації інформації, тому часто зазначена складова враховується опосередковано при розрахунках плати за забезпечення готовності до надання цих ДП.

Забезпечення готовності до надання ДП завжди пов'язується з певними витратами та втратами, які несе постачальник цієї послуги. За результатами досліджень принципів функціонування європейських ринків допоміжних послуг зроблено висновок, що для електростанцій, які беруть участь у первинному (ПРЧП) та вторинному (ВРЧП) регулюванні частоти й активної потужності, а також регулюванні напруги та реактивної потужності (РНРП), вартість резерву активної потужності на завантаження має відповідати обсягам вигоди, яку виробник електроенергії втрачає внаслідок невикористання означеного резерву на виробництво інших видів продукції, зокрема електричної енергії.

Дослідження вартісних показників надання послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в ОЕС України

У випадку ПРЧП та ВРЧП витрати електростанцій визначаються величиною втраченої вигоди, що виникає внаслідок необхідності утримання резерву активної потужності, яка могла бути використана для продажу електричної енергії на оптовому ринку, незалежно від фактичного використання цього резерву при наданні ДП [2]. На основі виконаних досліджень визначено, що компенсація за утримання резерву на завантаження для енергоагрегатів теплоелектростанцій, що працюють за ціновими заявками, мають розраховуватись за такою формулою:

$$\delta\Pi_{(+)} = \begin{cases} P_{\text{рез+}} \cdot (\underline{C}_p^{\text{ПС}} - d\underline{C}_6), \underline{C}_p^{\text{ПС}} > d\underline{C}_6 \\ 0, \underline{C}_p^{\text{ПС}} > d\underline{C}_6 \end{cases} \text{ (грн/год),} \quad (1)$$

де $\underline{C}_p^{\text{ПС}}$ (грн./МВт·год) – гранична ціна системи, яка формується для розрахункової години на оптовому ринку електроенергії; $d\underline{C}_6$ (грн./МВт·год) – прирощена ціна палива, що визначається на основі похідної функції витрат палива на виробництво електроенергії за рівнем навантаження енергоагрегату та вартості цього палива; $P_{\text{рез+}}$ – обсяг резерву активної потужності на завантаження енергоагрегату електростанції.

Обсяг резерву на завантаження $P_{\text{рез+}}$ та прирощена ціна палива $d\underline{C}_6$ в (1) є умовно постійними величинами, що не залежать від режиму роботи енергоагрегату. Але гранична ціна системи $\underline{C}_p^{\text{ПС}}$ змінюється в широких межах як протягом доби, так і в різні пори року, оскільки формується на оптовому ринку електричної енергії. Причому, як видно з формули (1), залежно від співвідношення значень граничної ціни системи та прирощеної ціни палива енергоблока, величина недоотриманої вигоди ($\delta\Pi_{(+)}$) може набувати як додатних, так і від'ємних значень. Відповідно функція, що описує залежність недоотриманої вигоди від значення граничної ціни системи ($\delta\Pi_{(+)} = f(\underline{C}_p^{\text{ПС}})$) для лінійної моделі вартості утримання резерву на завантаження енергоагрегату з метою надання послуг з ПРЧП та ВРЧП, має дві основні області. Це область з $\underline{C}_p^{\text{ПС}} > d\underline{C}_6$, де $\delta\Pi_{(+)}(\underline{C}_p^{\text{ПС}}) > 0$ (рис. 1, а) та область з $\underline{C}_p^{\text{ПС}} < d\underline{C}_6$, де $\delta\Pi_{(+)}(\underline{C}_p^{\text{ПС}}) < 0$ (рис. 1 б).

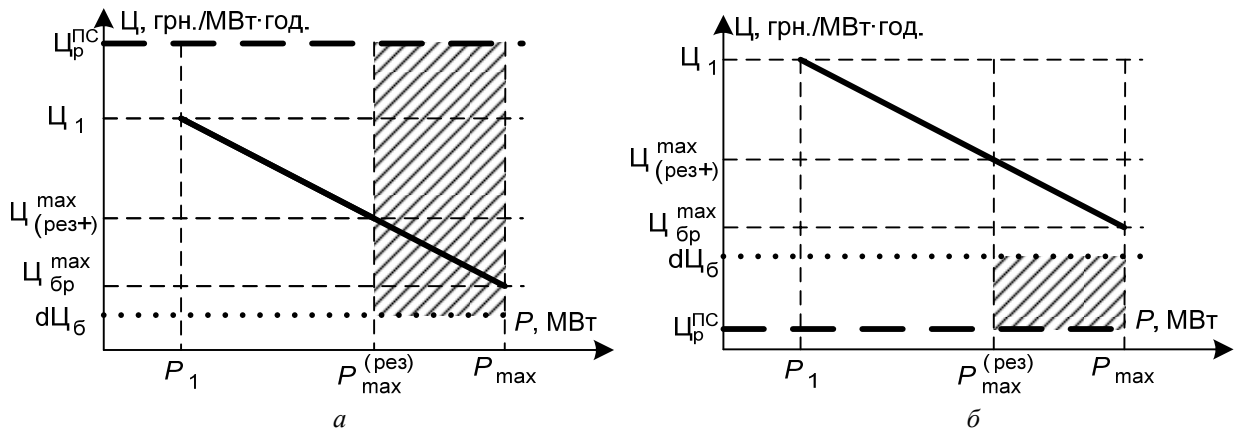


Рис. 1

Величина за модулем розрахованої за формулою (1) втраченої вигоди відображена на цих графіках у вигляді заштрихованих ділянок. Крім того, при побудові відображених на рис. 2 графічних залежностей використано емпіричне правило, отримане в результаті аналізу економічних показників енергоагрегатів ТЕС в Україні: для всіх характеристик відносних приростів палива з $b_1 > b_{\max}$ справедлива нерівність $d\zeta_b < \zeta_{br}^{\max}$. При співвідношенні $\zeta_p^{PC} > d\zeta_b$ утримання резерву на завантаження призводить до появи втраченої вигоди (заштрихований прямокутник на рис. 2 а). При $\zeta_p^{PC} < d\zeta_b$ робота енергоагрегату в режимі максимального навантаження є збитковою. Тому утримання резерву на завантаження в цьому випадку призводить до зменшення збитків від виробництва електроенергії, оскільки в такому випадку більш вигідно зменшувати рівень навантаження енергоагрегату ТЕС. Слід зазначити, що ситуація, коли $\zeta_p^{PC} < d\zeta_b$, не є суто теоретичною. Така ситуація виникає на ОРЕ України в нічні години. Крім того, робота деяких електростанцій на цей період може стати збитковою.

Визначено, що при наданні ДП з ВРЧП компенсація за утримування резерву на розвантаження для енергоагрегатів теплоелектростанцій, які працюють за ціновими заявками, мають розраховуватись за формулою

$$\Pi_{рез-} = \begin{cases} 0, \zeta_p^{PC} \geq d\zeta_b \\ P_{рез-} \cdot (d\zeta_b - \zeta_p^{PC}), \zeta_p^{PC} < d\zeta_b \end{cases}$$

На рис. 2 а заштрихована фігура відображає обсяги отриманої виробником вигоди внаслідок роботи генератора з утримуванням резерву на розвантаження при співвідношенні економічних показників $\zeta_p^{PC} > d\zeta_b$. Відповідно втрачену вигоду для випадку $\zeta_p^{PC} < d\zeta_b$ представлено заштрихованою фігурою на рис. 2 б.

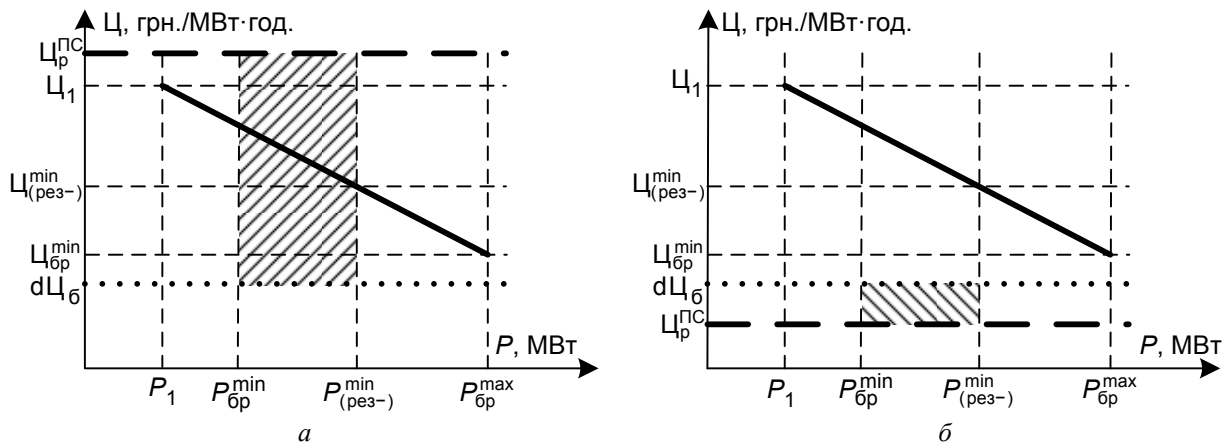


Рис. 2

При утриманні резерву на розвантаження (за умови співвідношенні $\zeta_p^{PC} > d\zeta_6$) збільшуються витрати на виробництво електроенергії. При цьому збільшуються і платежі за вироблену електроенергію. Сумарно вигода від виробництва електроенергії збільшується. Тобто внаслідок утримання резерву на завантаження вигода від виробництва електроенергії збільшується і тому необхідність у компенсаціях відсутня.

Однак при співвідношенні $\zeta_p^{PC} < d\zeta_6$ виникає ситуація, коли виробництво електроенергії є збитковим. Причому додаткове завантаження генератора призводить до збільшення збитків. Тому для заохочення виробників електроенергії до надання ДП ВРЧП в частині розвантаження енергоагрегатів доцільно компенсувати додаткові збитки, що виникають внаслідок утримання резерву на розвантаження.

Дослідження вартісних показників надання послуг з регулювання напруги в ОЕС України синхронними генераторами

Технологічні особливості регулювання напруги та реактивної потужності синхронними генераторами та проведений аналіз публікацій щодо ціноутворення за надання ДП в країнах Європи та США дають змогу визначити три операційні зони для визначення витрат генераторів при наданні послуги з РНРП та подальшого формування платежів за цю ДП (рис. 3).

Перша зона $Q_{A-} \leq Q \leq Q_{A+}$ (рис. 3) характеризується наявністю умовно постійних витрат ($V_{ПВ}$), до яких теоретично можна віднести капітальні вкладення або витрати на модернізацію обладнання генераторів електростанцій, а також витрати, що зумовлюються потребами у активній потужності та її технічними втратами при здійсненні регулювання напруги в нормальному діапазоні регулювання. Однак виділення у загальній сумі капітальних вкладень (або витрат на модернізацію) в енергоблок складових, що стосуються окремо регулювання напруги та окре-

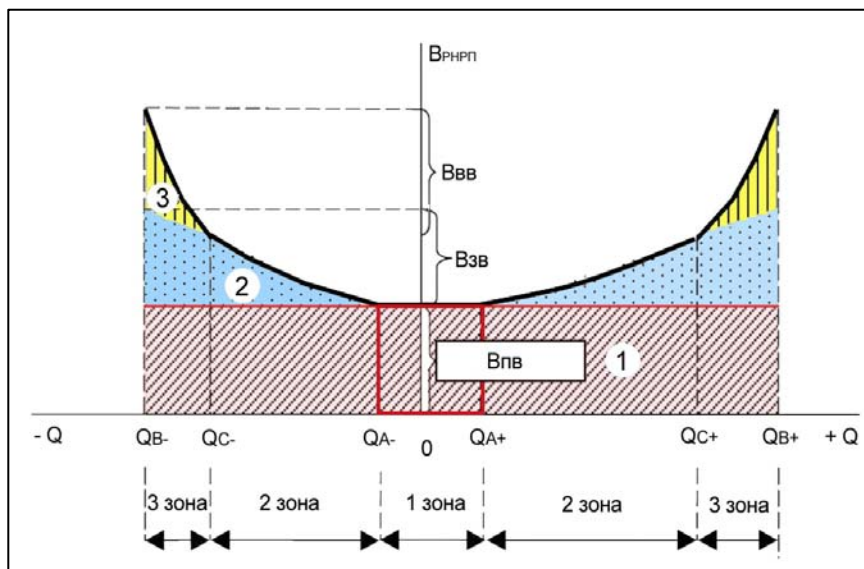


Рис. 3

мо виробництва активної потужності, неможливе. Тому компенсація капітальних вкладень в енергоблок в цілому враховується у розрахунках вартості виробництва електроенергії. Таким чином, при визначенні платежів за надання ДП з РНРП ця складова витрат не враховується. Тому нормальний (або звичайний) діапазон регулювання реактивної потужності може бути визначений як діапазон, в межах якого зміна рівня генерування (чи споживання) реактивної потужності не супроводжується істотною зміною витрат палива та втрат електричної енергії. У більшості країн Європи, де введено плату за надання ДП РНРП, умовно постійні витрати прирівнюються нулю ($V_{ПВ}=0$), а підтримка діапазону $Q_{A-} \leq Q \leq Q_{A+}$ визначається у двосторонніх договорах між системним оператором та відповідним виробником електричної енергії як обов'язкова неоплачувана технічна вимога.

Друга зона ($Q_{C-} \leq Q \leq Q_{A-}$ та $Q_{C+} \leq Q \leq Q_{A+}$) характеризується суттєвим збільшенням значення умовно змінних витрат ($V_{ЗВ}$) внаслідок збільшення втрат активної потужності у статорі, роторі та трансформаторі енергоагрегату. Межі другої зони регулювання реактивної потужності визначаються областями режимів роботи енергоагрегату, де додаткові втрати активної потужності збільшуються достатньо суттєво, щоб їх необхідно було враховувати, але

витрат ($V_{ПВ}$), до яких теоретично можна віднести капітальні вкладення або витрати на модернізацію обладнання генераторів електростанцій, а також витрати, що зумовлюються потребами у активній потужності та її технічними втратами при здійсненні регулювання напруги в нормальному діапазоні регулювання. Однак виділення у загальній сумі капітальних вкладень (або витрат на модернізацію) в енергоблок складових, що стосуються окремо регулювання напруги та окре-

необхідності у зменшенні виробництва електричної енергії при цьому не виникає. Діапазон регулювання реактивної потужності визначається системним оператором на основі наданої постачальником ДП звітності щодо технологічних характеристик енергоагрегату.

Третя зона ($Q_{в-} \leq Q \leq Q_{с-}$ та $Q_{в+} \leq Q \leq Q_{с+}$) характеризується появою втраченої вигоди [2-4], що виникає внаслідок зменшення обсягу генерації активної потужності для забезпечення встановленого СО діапазону регулювання реактивної потужності $[Q_{бр}^{др(i)-}; Q_{бр}^{др(i)+}]$. Обсяги зниження виробництва електроенергії для підтримки заданого діапазону регулювання визначаються за діаграмами статичної стійкості генератора. Виконання таких розрахунків на сьогоднішній день

практично неможливе внаслідок відсутності в Україні нормативно-правової бази та технічних засобів точного оцінювання меж статичної стійкості генераторів електростанцій. Тому запропоновано замість діаграми статичної стійкості генератора використовувати діаграму залежності $S^2 = P^2 + Q^2$ («кругову діаграму»). Припускається, що в режимі максимально можливого

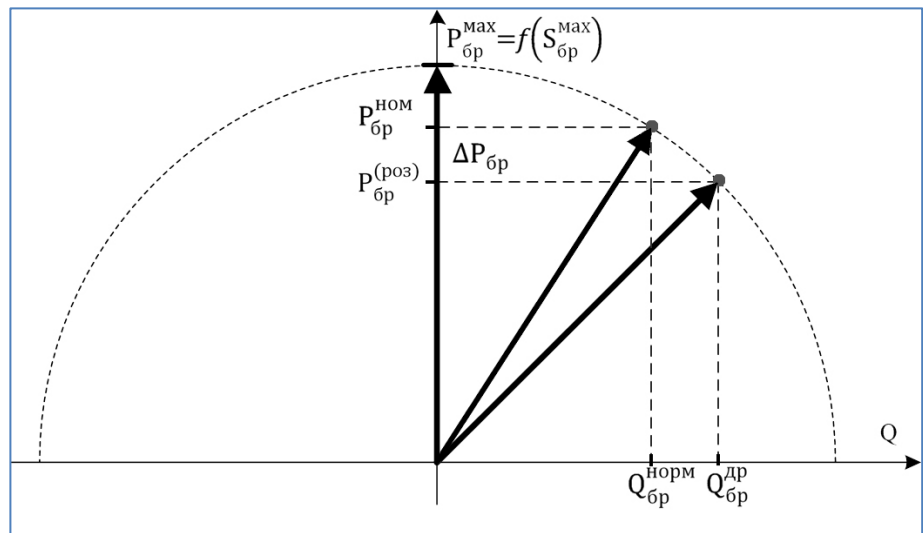


Рис. 4

за обмеженням потужності турбіни активного навантаження $Q_{бр} = 0$ і $P_{бр}^{max} = S_{бр}^{max}$ (рис. 4).

З рис. 4 видно, що величина зниження активного навантаження енергоагрегату електростанції для підтримки заданого діапазону регулювання реактивної потужності розраховується за формулою

$$\Delta P_{бр} = (P_{бр}^{ном(i)} - P_{бр}^{(роз)(i)}), \text{ (МВт)},$$

де $P_{бр}^{ном(i)}$, МВт – номінальне значення активної потужності i -го енергоагрегату електростанції, що відповідає межі звичайного неоплачуваного діапазону регулювання реактивної потужності, що розраховується за формулою

$$P_{бр}^{ном(i)} = \sqrt{(S_{бр}^{max(i)})^2 - (Q_{бр}^{ном(i)})^2}, \text{ (МВт)}$$

де $S_{бр}^{max(i)}$, МВА – максимальна потужність енергоагрегату; $P_{бр}^{(роз)(i)}$, МВт – розрахункове значення активної потужності i -го енергоагрегату електростанції, що визначається за формулою

$$P_{бр}^{(роз)(i)} = \sqrt{(S_{бр}^{max(i)})^2 - (Q_{бр}^{др(i)})^2}, \text{ (МВт)}$$

$Q_{бр}^{ном(i)}$, Мвар – максимальне значення генерації чи споживання реактивної потужності у звичайному діапазоні регулювання реактивної потужності, що визначається за формулою

$$Q_{бр}^{ном(i)} = \max(|Q_{бр}^{ном(i)-}|, |Q_{бр}^{ном(i)+}|), \text{ (Мвар)}$$

де $Q_{бр}^{ном(i)-}$, $Q_{бр}^{ном(i)+}$, Мвар – відповідно мінімальна та максимальна межі звичайного діапазону регулювання реактивної потужності.

У результаті виконання НТП вирішено проблему забезпечення стимулів до надання допоміжних послуг виробниками електричної енергії з урахуванням встановлених технічних

вимог як при діючій моделі функціонування оптового ринку електричної енергії, так і при переході до ринку двосторонніх договорів та балансуєчого ринку електричної енергії. Розроблено нові методи, в яких враховано як існуючі на світових ринках електроенергії підходи до визначення вартості допоміжних послуг, так і особливості впровадження ринку допоміжних послуг в Україні. Розв'язано такі задачі:

- розробка методів розрахунків вартісних показників послуг з первинного та вторинного регулювання частоти та активної потужності як в частині завантаження, так і в частині розвантаження енергоблоків електростанцій;

- розробка методу визначення плати електростанціям за надання послуг з регулювання напруги та реактивної потужності.

Розроблені методи враховують як існуючі на світових ринках електроенергії підходи до визначення вартості допоміжних послуг, так і особливості впровадження ринку допоміжних послуг в Україні.

На основі розроблених методів сформовано практичну методичку розрахунку тарифів на допоміжні послуги, яка забезпечує єдиний підхід до розрахунку вартості допоміжних послуг різними постачальниками для їх придбання системним оператором у прозорий та недискримінаційний спосіб. Методичку розрахунку тарифів на допоміжні послуги прийнято до впровадження в ДП «НЕК «Укренерго» та представлено на затвердження в НКРЕ. Впровадження зазначеної методички в Україні дає змогу стимулювати модернізацію ТЕС, ТЕЦ і ГЕС для забезпечення можливості надання ними послуг з вторинного регулювання частоти, розширення їх можливостей з первинного регулювання частоти та активної потужності, а також надання допоміжних послуг з регулювання напруги та реактивної потужності. На основі розроблених методів та практичних методик розроблено розрахункові моделі, що дозволяють прорахувати вартість надання окремим енергоагрегатом різних ДП.

У роботі також досліджено та визначено вимоги до надання допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти, розроблено комплексну модель САРЧП ОЕС України, яка може бути використана як складова частина динамічної моделі ОЕС України [7]. Запропонована модель дає змогу дослідити процеси регулювання частоти та активної потужності в умовах залучення до САРЧП регулюючих ТЕС, а також збільшення частки електростанцій на відновлюваних джерелах енергії в структурі генеруючих потужностей ОЕС України.

Крім того, в НТП розглянуто вимоги та визначено особливості організації проведення розрахунків результатів балансуєчого ринку електричної енергії [1, 6], що є основою для розроблення математичних методів розв'язання поставлених задач у цьому сегменті РДДБ України та розробки математичного забезпечення оператора балансуєчого ринку та ринку допоміжних послуг.

При впровадженні як ринку електричної енергії в цілому, так і ринку допоміжних послуг зокрема особливого значення набуває розвиток комунікаційної взаємодії між учасниками ринку на всіх рівнях ієрархії ОЕС України. Основною задачею в проблемі побудови єдиного інформаційного середовища учасників ринку електричної енергії є досягнення сумісності всіх їх інформаційних компонентів незалежно від їх виробника (розробника), а також розвиток відповідної нормативної бази. Під час виконання НТП зазначена задача частково розв'язана за рахунок гармонізації та подальшого впровадження в Україні відповідних міжнародних стандартів ІЕС 61850 «Комунікаційні мережі та системи для електроенергетичних підприємств» та ІЕС 62325 «Інфраструктура комунікацій на енергетичному ринку» [5]. Зокрема, було виконано гармонізацію частин серії міжнародних стандартів «Інфраструктура комунікацій на енергетичному ринку» ІЕС/TR 62325-501:2005 та ІЕС 62325-502:2005, які є основою для створення надійної роботи комунікаційного середовища між учасниками ринку електричної енергії в частині обміну інформаційними повідомленнями щодо комерційних та технологічних даних при побудові інформаційних систем підтримки роботи сегментів ринку електричної енергії.

1. *Блінов І.В., Парус Є.В.* Вимоги до математичного забезпечення балансуєчого ринку електричної енергії України // Техн. електродинаміка. – 2012. – № 2. – С. 30–32.
2. *Блінов І.В., Парус Є.В.* Визначення втрат електростанцій при наданні допоміжної послуги з регулювання напруги та реактивної потужності в ОЕС України // Пр. ІЕД НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАН України, 2012. – Вип. 33. – С. 142–148.
3. *Блінов І.В., Парус Є.В., Рибіна О.Б.* Способи визначення плати електростанціям за готовність та фактичне надання послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в Україні // Пр. ІЕД НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАН України, 2012. – Вип. 33. – С. 128–133.
4. *Блінов І.В., Парус Є.В., Савченко С.С.* Способи визначення оплати за регулювання напруги та реактивної потужності електростанціями в Україні // Техн. електродинаміка. Темат. вип. "Силова електроніка та енергоефективність". – 2012. – Ч.1. – С. 165–167.
5. *Блінов І.В., Парус Є.В., Самков О.В., Танкевич С.Є.* Аспекти формалізації опису процесів та стандартизації інформаційного обміну в автоматизованій системі оператора балансуєчого ринку електричної енергії // Сучасні інформаційні технології: Зб. тез. – 2011. – С. 164–165.
6. *Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В.* Балансуєчий ринок електроенергії України та його математична модель // Техн. електродинаміка. – 2011. – № 2. – С. 36–43.
7. *Кириленко О.В., Павловський В.В., Стелюк А.О., Лук'яненко Л.М.* Комплексне моделювання системи автоматичного регулювання частоти та потужності в динамічних режимах роботи ОЕС України // Техн. електродинаміка. – 2012. – № 6. – С. 36–40.
8. *Ancillary Services Unbundling Electricity Products – an Emerging Market // Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC. – 2003. – P. 84.*
9. *El-Samahy, K. Bhattacharya, C. A. Cañizares.* A Unified Framework for Reactive Power Management in Deregulated Electricity Markets // Power Systems Conference and Exposition. – 2006.
10. *Grayson Heffner, Charles Goldman, Brendan Kirby, Michael Kintner-Meyer.* Loads Providing Ancillary Services: Review of International Experience // Ernest Orlando Lawrence Berklet National Laboratory. – 2007. – P. 50–58.
11. *Hasanpour S., Ghazi R., Javid M. H.* A new approach for cost allocation and reactive power pricing in a deregulated environment // Electrical Engineering. – 2009. – № 91. – P. 27–34.

УДК 621.31

А.В. Кириленко, акад. НАН України, **І.В. Блінов**, канд. техн. наук, **Є.В. Парус**, канд. техн. наук, **О.Б. Рибіна**, канд. техн. наук, **С.Є. Танкевич**, канд. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна

Методи забезпечення впровадження допоміжних послуг для підвищення надійності функціонування ОЕС України в ринкових умовах

Представлено основні результати виконання в 2012 році науково-технічного проекту, направлено на дослідження і розвиток теоретичних і практичних основ забезпечення функціонування конкурентної моделі ринку електричної енергії шляхом розробки засобів і методів забезпечення впровадження системних допоміжних послуг в ОЕС України з метою підвищення надійності її функціонування. Бібл. 11, рис. 4.

Ключевые слова: допоміжні послуги, регулювання частоти, регулювання напруги, ринок електроенергії, комунікаційна середовище.

O.V. Kyrylenko, I.V. Blinov, Y.V. Parus, O.B. Rybina, S.Y. Tankevych

Institute of Electrodynamics National Academy of Science of Ukraine,
Peremogy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine

Methods of ensuring the implementation of auxiliary services implementation for increase of reliability of functioning of the Ukrainian IPS in market environment

The basic results of Science Project implementation during 2012 are presented. The theoretical and practical bases of operation of a competitive electricity market model by developing tools and methods to ensure the implementation of system support services in IPS of Ukraine to improve the reliability of its functioning were researched and developed. References 11, figures 4.

Key words: ancillary services, frequency regulation, voltage regulation, market power, communication environment.

Надійшла 16.05.2013

Received 16.05.2013