

ПОБУДОВА, ОРГАНІЗАЦІЯ ТА ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕНЕРГОРИНКІВ

УДК 621.316

І.В. БЛІНОВ, канд. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України, м. Київ

МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ ВАРТІСНИХ ПОКАЗНИКІВ НАДАННЯ ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ З РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ В ЧАСТИНІ ЗАВАНТАЖЕННЯ ЕНЕРГОБЛОКІВ В ОЕС УКРАЇНИ

Запропоновано метод з визначення складових витрат, пов'язаних із наданням допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в ОЕС України, а саме витрат на підтримку стану готовності енергоагрегатів електростанції до надання цих допоміжних послуг. Запропоновано та обґрунтовано визначення вартісних показників підтримки стану готовності енергоагрегатів електростанції на основі дослідження втраченої вигоди, що виникає у електростанцій внаслідок необхідності утримання резерву активної потужності для потреб регулювання частоти.

Ключові слова: ринок допоміжних послуг, регулювання частоти, витрати електростанцій.

Вступ. Розвиток оптового ринку електричної енергії України пов'язаний з впровадженням конкурентної моделі ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електричної енергії (РДДБ) України [2]. Одним із сегментів моделі РДДБ є ринок допоміжних послуг [2]. Зокрема, у національному плані дій на 2012 рік щодо впровадження Програми економічних реформ [1], передбачено затвердження порядку придбання системним оператором ринку електричної енергії допоміжних послуг та методики формування цін (тарифів) на допоміжні послуги. Допоміжні послуги (ДП) – це послуги, які системний оператор закуповує у постачальників ДП для забезпечення сталої та надійної роботи ОЕС України та якості електричної енергії відповідно до встановлених стандартів. Вцілому виділено такі ДП, як первинне (ПРЧП) та вторинне регулювання частоти та активної потужності (ВРЧП), регулювання напруги та реактивної потужності з використанням генеруючого обладнання електростанцій, а також підтримка засобів протиаварійної автоматики та автономний пуск енергоагрегатів електростанцій з «нуля» без зовнішнього

живлення. При цьому реалізація перших двох ДП є необхідною умовою не тільки з технічної, а також і з економічної точки зору, що зумовлено постійним зростанням вартості регулювання частоти з боку сусідніх енергосистем. Зважаючи на зазначене, метою статті є дослідження методів оцінки вартісних показників за надання ДП з ПРЧП та ВРЧП в частині підтримки стану готовності енергоагрегатів електростанцій, що працюють на оптовому ринку електроенергії України за ціновими заявками.

Передумови введення оплати за готовність енергоагрегатів до надання ДП з ПРЧП та ВРЧП

Зазначимо, що ПРЧП – це один із основних заходів підтримання надійності та цілісності роботи електроенергетичної системи. Відомо, що процес первинного регулювання являє собою зміну активної потужності електростанцій, енергоблоків та агрегатів під дією відповідних систем регулювання. Послуга з ВРЧП є наступним більш довготривалим етапом регулювання частоти після ПРЧП. Метою ВРЧП є: розвантаження агрегатів (енергоблоків, станцій), що взяли на себе задачу ПРЧП, виведення їх в резерв, розвантаження транзитних зв'язків та відновлення номінального значення частоти

© І.В. БЛІНОВ, 2013

мережі. Розвантаження задіяних у первинному регулюванні енергоагрегатів відбувається за рахунок генерації додаткової потужності станціями, що задіяні у ВРЧП.

Технічна недосконалість існуючих систем ПРЧП та недостатність резервів ВРЧП значною мірою ускладнюють процес керування режимом ОЕС України, при тому, що визначено необхідні вимоги до надання цих видів ДП, а також існують проекти нормативних документів, які регламентують запровадження цих ДП як в технологічному, так і в організаційному аспектах. Однією з основних причин виникнення цієї ситуації є відсутність методів стимулювання та оплати електростанціям за надання ДП. Крім того, методи конкурентного відбору постачальників ДП, які широко використовуються в Європі та світі [2–8], наприклад, аукціон або тендер, не можуть сьогодні використовуватися в Україні внаслідок відсутності виробничих потужностей з обсягами та технічними характеристиками, достатніми для повноцінного ПРЧП та ВРЧП в ОЕС України.

Аналіз публікацій [2–8] показав, що до основних складових щодо надання ДП в різних країнах відносяться: 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, що має бути визначена в договорі щодо участі на ринку ДП, причому 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 може визначатися на основі даних вимірювань щодо зміни рівня навантаження енергоблоків або частоти в мережі, однак це потребує використання складних систем реєстрації інформації щодо надання послуг з ПРЧП та ВРЧП, тому часто зазначена складова враховується опосередковано під час розрахунків плати за забезпечення готовності до надання цих ДП. Забезпечення готовності до надання цих ДП завжди пов'язується з певними витратами та втратами, які несе постачальник цієї послуги. Отже, така складова має бути компенсована постачальнику ДП у вигляді певного фіксованого платежу або через ком-

пенсацію втраченої вигоди (відшкодування витрат). На основі аналізу світового досвіду, правил оптового ринку електричної енергії України та спираючись на проведені дослідження, в статті запропоновано метод з визначення однієї із складових витрат, пов'язаних із наданням ДП, а саме витрат на підтримку стану готовності i -го енергоагрегату електростанції до надання ДП з ПРЧП та/або ВРЧП. Це витрати, які визначаються величиною втраченої вигоди, що виникає внаслідок необхідності утримання резерву активної потужності, яка могла бути використана власником енергоагрегату електростанції для продажу електричної енергії на оптовому ринку електричної енергії, незалежно від фактичного використання цього резерву при наданні послуги з ПРЧП.

У подальшому викладені результати досліджень методів визначення вартісних показників на підтримку стану готовності енергоагрегатів ТЕС до надання ДП з ПРЧП та ВРЧП, оскільки зазначені електростанції є учасниками оптового ринку електроенергії, що працюють за ціновими заявками та є найбільш імовірними учасниками ринку ДП.

Базис моделі розрахунку вартості резерву на завантаження

Нехай для генератора ТЕС визначено характеристику відносних приростів палива у вигляді опорної точки (b_1, P_1) та точкою максимального режиму (b_{max}, P_{max}) як показано на рис. 1. Об'єм резерву активної потужності на завантаження приймаємо $P_{рез+}$. Тоді потужність генератора при утримуванні резерву на завантаження становитиме $P_{max}^{(рез)} = P_{max} - P_{рез+}$ (МВт). Нехай відповідні цій потужності питомі витрати палива за графіком, наведеним на рис. 1, становлять $b_{max}^{(рез)}$ (г/кВт·год).

Необхідно зазначити, що на рис. 1 подано «спадну» залежність питомих витрат палива від рівня навантаження генератора як найбільш поширену для енергоблоків ТЕС в Україні. Особливості енергетичних характеристик інших типів будуть розглянуті окремо.

Крім того, як видно з рис. 1, лінійна модель априорі має методичну похибку. У порівнянні з нелінійною характеристикою (штрих пунктирна лінія) лінійна модель дає підвищення величини питомих витрат палива і відповідно витрат на виробництво електроенергії.

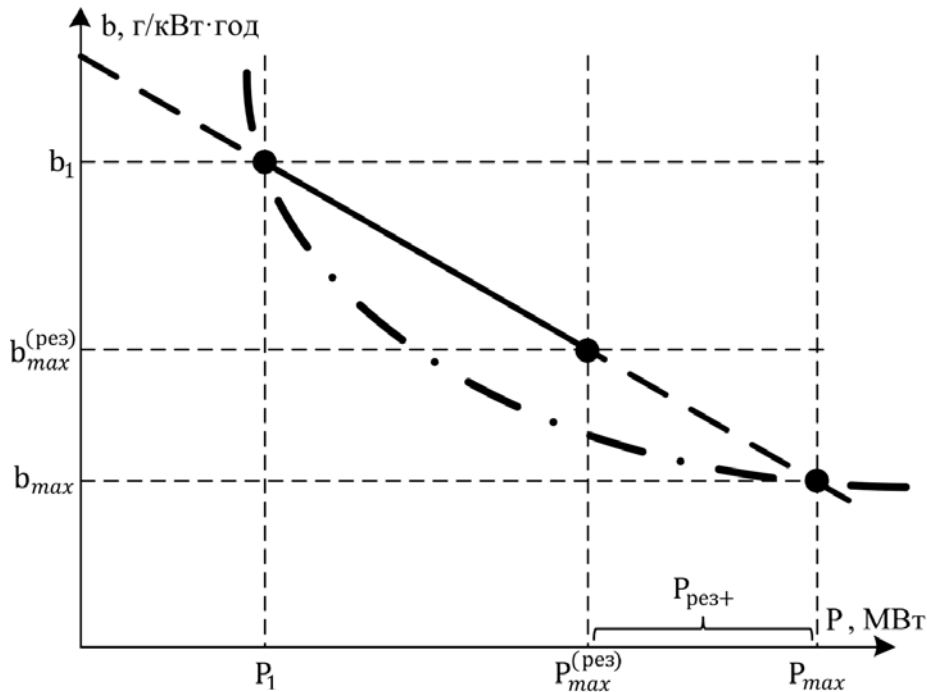


Рис.1. Приклад характеристики відносних приростів палива ТЕС

Найбільшого значення методична похибка досягатиме при навантаженні генератора в діапазоні $0,5 - 0,6 P_{max}$.

Для побудови математичної моделі оцінки вартості резерву на завантаження використовуються ряд розрахункових характеристик.

1. Погодинні витрати палива B_i при навантаженні генератора P_i , визначені як:

$$B_i = \frac{b_i \cdot P_i}{1000}, \text{ т/год,}$$

де b_i, P_i – відповідно питомі витрати палива (г/кВт·год) та рівень навантаження (МВт) генератора в i -му режимі.

2. Вартість виробництва електроенергії Π_i в i -му режимі роботи генератора:

$$\Pi_i = \frac{b_i \cdot \Pi_{\text{УПЕ}}}{1000}, \text{ грн/МВт·год,}$$

де $\Pi_{\text{УПЕ}}$ – вартість 1 тонни палива, що використовується при виробництві електроенергії (грн/т).

3. Прирошені витрати палива dB визначаються як зміни у витратах палива на виробництво електроенергії при зміні навантаження генератора. Математична сутність прирощених витрат палива – похідна функції витрат палива на виробництво електроенергії за рівнем навантаження генератора. В лінійній моделі при-

рошені витрати палива є незмінною величиною для будь-якого рівня навантаження генератора. Для відображеної лінійної характеристики (рис. 1) прирощені витрати визначаються як:

$$dB = \frac{B_{max} - B_1}{P_{max} - P_1} = \frac{b_{max} \cdot P_{max} - b_1 \cdot P_1}{1000 \cdot (P_{max} - P_1)}, \text{ т/МВт·год.}$$

4. Прирошена ціна палива $d\Pi$:

$$d\Pi_{\text{б}} = dB \cdot \Pi_{\text{УПЕ}}, \text{ грн/МВт·год.}$$

Так само, як і прирощені витрати палива, в лінійній моделі прирощена ціна палива є незмінною величиною за будь-якого рівня навантаження генератора.

Лінійна модель вартості резерву на завантаження

Як вказано, вартість резерву на завантаження генератора визначається рівнем вигоди, яку виробник електроенергії втрачає внаслідок невикористання потужностей, виведених у резерв. Порівняємо основні економічні показники для наведеної на рис. 1 лінійної характеристики в режимі максимального навантаження P_{max} та режимі навантаження з утримуванням резерву $P_{max}^{(рез)}$.

Розрахункова вартість виробництва електроенергії в режимі максимального навантаження генератора буде визначатися:

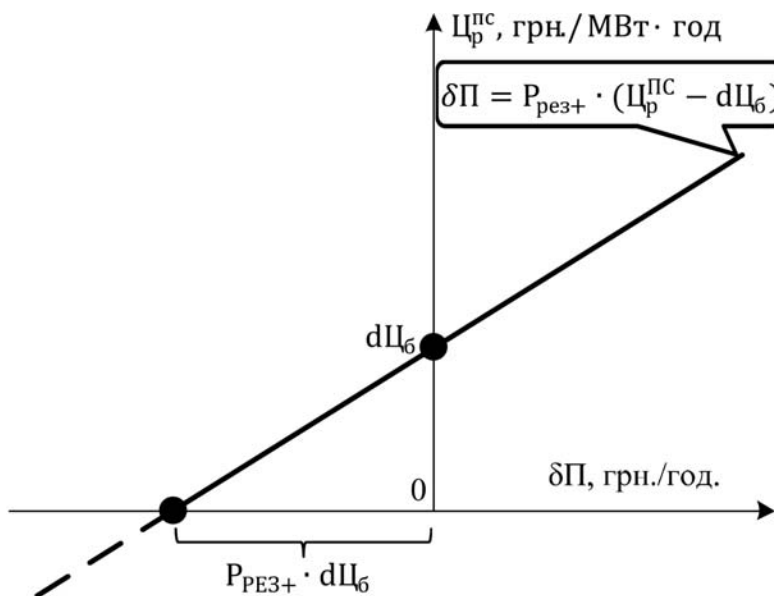


Рис.2. Залежність недоотриманої вигоди виробником електричної енергії від значення граничної ціни системи

$$D_{max} = C_1 \cdot P_1 + dC_\delta \cdot (P_{max} - P_1), \text{ грн/год.} \quad (1)$$

Розрахункова вартість виробництва електроенергії в режимі з утриманням резерву на завантаження визначається за формулою

$$D_{max}^{(рез)} = C_1 \cdot P_1 + dC_\delta \cdot (P_{max}^{(рез)} - P_1) = \quad (2)$$

$$= C_1 \cdot P_1 + dC_\delta \cdot (P_{max} - P_1) - dC_\delta \cdot P_{рез+}, \frac{\text{грн}}{\text{год}}.$$

Нехай платежі за виробництво електроенергії при максимальному завантаженні генератора визначаються за формулою

$$T_{max} = C_p^{ПС} \cdot P_{max}, \text{ грн/год,} \quad (3)$$

де $C_p^{ПС}$ (грн/МВт·год) – гранична ціна системи, яка формується для розрахункової години на оптовому ринку електроенергії.

Тоді платежі за виробництво електроенергії при навантаженні генератора з утриманням резерву на завантаження:

$$T_{max}^{(рез)} = C_p^{ПС} \cdot P_{max}^{(рез)} = C_p^{ПС} \cdot P_{max} - C_p^{ПС} \cdot P_{рез+}, \text{ грн/год.} \quad (4)$$

Вигода від виробництва електроенергії в режимі максимального навантаження:

$$П_{max} = T_{max} - D_{max}, \text{ грн/год.} \quad (5)$$

Вигода від виробництва електроенергії при навантаженні генератора з утриманням резерву на завантаження обчислюється за формулою

$$П_{max}^{(рез)} = T_{max}^{(рез)} - D_{max}^{(рез)}, \text{ грн/год.} \quad (6)$$

Таким чином, недоотримана вигода виробником електроенергії внаслідок утримання резерву на завантаження:

$$\Delta П = П_{max} - П_{max}^{(рез)}, \text{ грн/год.} \quad (7)$$

Провівши відповідні підстановки, отримаємо

$$\Delta П = P_{рез+} \cdot (C_p^{ПС} - dC_\delta), \text{ грн/год.} \quad (8)$$

В (8) обсяг резерву на завантаження $P_{рез+}$ є умовно сталою величиною, оскільки її значення може змінюватись лише під час модернізації енергоагрегату, внаслідок якої змінюється встановлена потужність генератора. Оскільки на перших етапах впровадження ринку ДП в Україні планується укладання річних договорів між системним оператором та постачальниками цих послуг, то прирощену ціну блока dC_δ також можна вважати умовно сталою величиною, незмінною протягом часу дії річного договору. Проте гранична ціна системи $C_p^{ПС}$ змінюється в досить широких межах як протягом доби, так і в різні пори року. При цьому, як видно з (8), залежно від співвідношення значень граничної ціни системи та прирощеної ціни блока, величина недоотриманої вигоди може набувати як додатних, так і від'ємних значень. Для визначення фізичної сутності таких значень розглянемо недоотриману вигоду як функцію від граничної ціни системи:

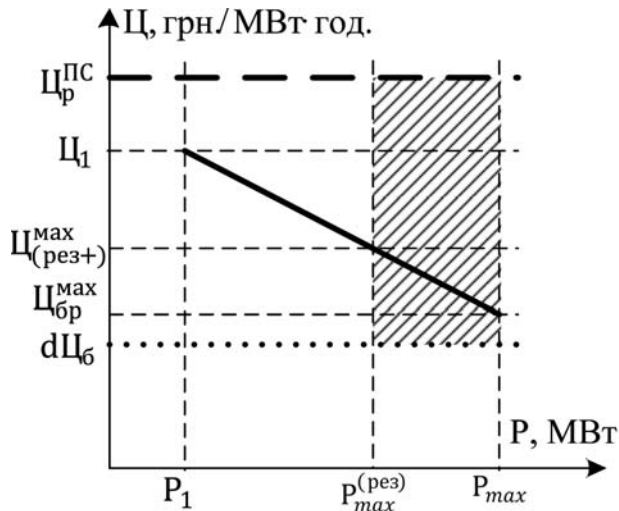


Рис.3. Обсяг вигоди, недоотриманої внаслідок роботи генератора з утриманням резерву на завантаження

$\delta\Pi = f(C_p^{PC})$. Як видно з рис. 2, для лінійної моделі вартості резерву на завантаження графік цієї функції має дві основні області:

- область з $C_p^{PC} > dC_b$, де $\delta\Pi(C_p^{PC}) > 0$;
- область з $C_p^{PC} < dC_b$, де $\delta\Pi(C_p^{PC}) < 0$.

На межі двох означених вище областей справджується рівність $C_p^{PC} = dC_b$. В цій точці функція недоотриманого прибутку має нульове значення. Ситуації з $C_p^{PC} < 0$ не розглядаються, як практично неможливі.

Для наочності аналізу двох областей функції, сформовано графіки залежностей вартості виробництва 1 МВт·год електроенергії C_i (грн/МВт·год) від рівнів завантаження генера-

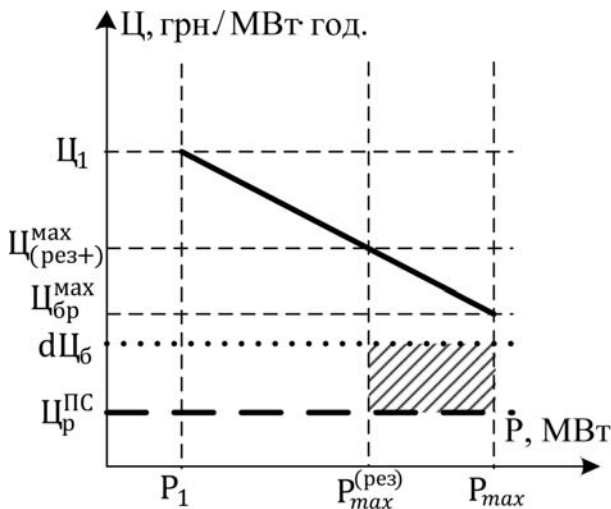


Рис. 4. Економічні втрати генератора при $C_p^{PC} < dC_b$

торів P_i (МВт). При цьому враховано такий чинник. Згідно зі статистикою енергоринку України за 2011–2012 роки, для всіх енергоагрегатів ТЕС, де справедлива нерівність $b_1 > b_{max}$, також справедливою буде нерівність $C_{max} > dC_b$. Тому інші співвідношення між питомою вартістю виробництва електроенергії та прирощеною ціною енергоблока не розглядатимуться.

Розглянемо відношення між економічними параметрами генератора у випадку $C_p^{PC} > dC_b$. На рис. 3 заштрихованою фігурою відображено обсяг вигоди, недоотриманої внаслідок роботи генератора з утриманням резерву на завантаження та розрахованої за (8).

Особливості відношень економічних показників роботи генератора при $C_p^{PC} < dC_b$ показані на рис. 4. В цьому випадку робота генератора є збитковою.

Так, площа заштрихованої фігури на рис. 4 відображає зменшення збитків від виробництва електроенергії внаслідок утримання частини потужностей генератора в резерві. Тобто, при $C_p^{PC} < dC_b$ власнику енергоагрегату ТЕС вигідніше зменшувати рівень навантаження, оскільки при цьому зменшуватимуться обсяги його збитків. Таким чином, системний оператор не має підстав оплачувати власнику енергоагрегату ТЕС роботу з утриманням резерву на завантаження, якщо $C_p^{PC} < dC_b$.

Необхідно зазначити, що ситуація, коли $C_p^{PC} < dC_b$, не є суто теоретичною. Така ситуація виникає на оптовому ринку електроенергії України внаслідок введення НКРЕ коригуючих коефіцієнтів, якими гранична ціна системи примусово знижується. Крім того, як показав ретроспективний аналіз статистики оптового ринку електроенергії, в нічні години лише для енергоагрегатів ТЕС справедлива нерівність $C_p^{PC} > dC_b$. Тому лише для таких електростанцій економічно доцільно брати участь у наданні послуг з первинного та вторинного регулювання частоти як в денні, так і в нічні години.

Таким чином, обсяги компенсацій за утримання резерву на завантаження для енергоагрегатів, енергетична характеристика яких подібна відображеній на рис. 1, мають розраховуватись за формулою

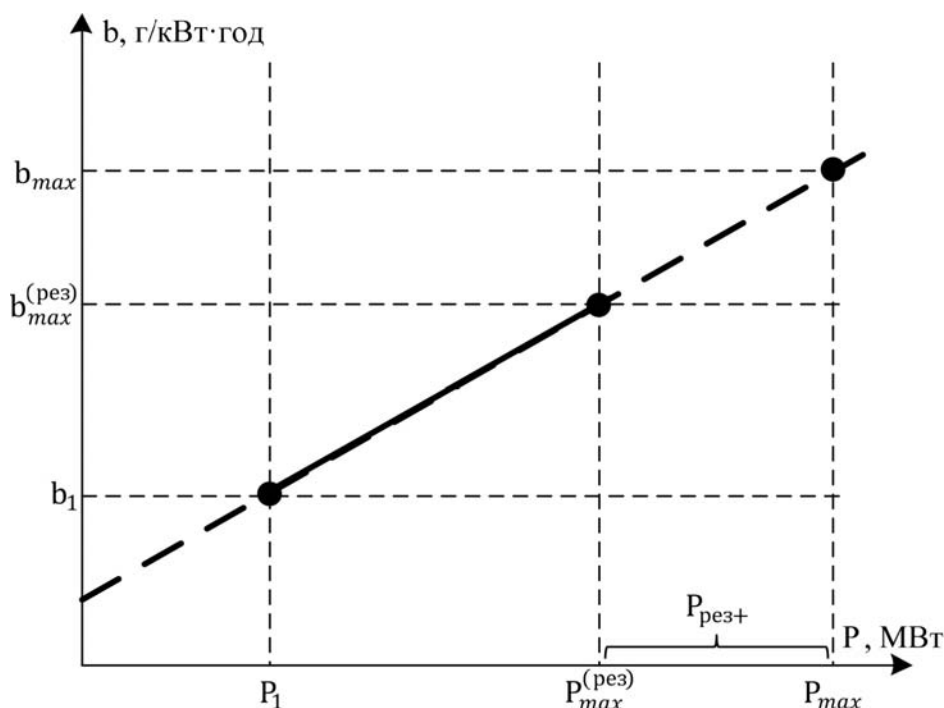


Рис. 5. Питомі витрати палива енергоагрегату ТЕС на виробництво електроенергії

$$\delta\Pi = \begin{cases} P_{рез+} \cdot (C_p^{ПС} - dC_\delta) \text{ при } C_p^{ПС} > dC_\delta, \text{ грн/год. (9)} \\ 0 \text{ при } C_p^{ПС} \leq dC_\delta \end{cases}$$

Особливості надання послуг з регулювання частоти генераторами, для яких $b_1 < b_{max}$

Очевидною особливістю роботи генератора з енергетичною характеристикою, відображеною на рис. 5, є збільшення питомих витрат палива на виробництво електроенергії зі збільшенням рівня завантаження генератора. Проте, за достатньо високої граничної ціни системи $C_p^{ПС}$, власники енергоагрегатів з подібною енергетичною характеристикою отримують компенсацію витрат на виробництво електроенергії та деяку вигоду.

Очевидно, що для енергоагрегатів з $b_1 < b_{max}$ (рис. 5) обсяги втраченої вигоди так само можуть бути розраховані за формулою (13). Причому, як показав аналіз ретроспективних даних енергоринку України, для енергоагрегатів з $b_1 < b_{max}$ також справджується нерівність $C_{p,max} < dC_\delta$. Не складно показати, що так само, як і для енергоагрегатів з $b_1 > b_{max}$, при $C_p^{ПС} > dC_\delta$ утримання резерву на завантаження генератора призводить до втрати вигоди від

виробництва електроенергії, а при $C_p^{ПС} < dC_\delta$ — до зменшення збитків. Тому, обсяги компенсацій за утримування резерву на завантаження для енергоагрегатів, енергетична характеристика яких подібна відображеній на рис. 5, також мають розраховуватись за формулою (13).

ВИСНОВКИ

Як показали дослідження принципів функціонування європейських ринків допоміжних послуг, для електростанцій, що беруть участь у первинному та вторинному регулюванні частоти, вартість резерву активної потужності на завантаження має відповідати обсягам вигоди, яку виробник електроенергії втрачає внаслідок невикористання означеного резерву на виробництво інших видів продукції (наприклад, електроенергії). Аналіз лінійної моделі розрахунків вартості резерву на завантаження показав, що рішення про необхідність компенсації вартості резерву на завантаження для електростанцій України необхідно приймати виходячи із відношення між ціною електроенергії на ОРЕ та величиною прирощеної ціни енергоагрегату електростанції. Так, для енергоагрегатів ТЕС, у яких питомі витрати палива змінюються зі зміною навантаження генератора ($b_1 < b_{max}$ та

$b_1 > b_{max}$), компенсацію вигоди, втраченої внаслідок утримання резерву на завантаження, слід нараховувати лише для тих годин доби, коли гранична ціна системи чисельно більша за значення прирощеної ціни енергоагрегату, який бере участь у ПРЧП чи ВРЧП.

1. *Національний план дій на 2012 рік щодо впровадження Програми економічних реформ на 2010–2014 роки «Заможне суспільство, конкурентоспроможна економіка, ефективна держава», затверджений Указом Президента України від 12 березня 2012 року № 187/2012.*

2. *Кириленко О.В., Блінов І.В., Корхмазов Г.С., Попович В.І.* Побудова рольової моделі сегменту конкурентного оптового ринку електричної енергії в Україні // *Гідроенергетика України.* – 2010. – № 1. – С. 11–20.

3. *Блінов І.В., Парус Є.В., Савченко С.С.* Способи визначення оплати за регулювання напруги та реактивної потужності електростанціями в Україні // *Технічна електродинаміка. Тематичний випуск: Силова електроніка та енергоефективність.* – 2012. – Частина 1. – С. 165–167.

4. *Ancillary Services in Indian Context. An Approach Paper* // *Ower system operation corporation limited.* – 2010. – P. 47.

5. *El-Samahy, Bhattacharya K., Cacizares C.A.* A Unified Framework for Reactive Power Management in Deregulated Electricity Markets // *Power Systems Conference and Exposition.* – 2006.

6. *Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market*// *Australian Energy Market Operator (AEMO).* – 2010. – P. 14.

7. *Rebours Y.G., Kirschen D.S., Trotignon M., Rossignol S.* A survey of frequency and voltage control ancillary services – Part I: Technical features // *IEEE Trans. Power Syst.* – 2007. – Vol. 22. – N 1. – P. 350–357.

8. *Rebours Y.G., Kirschen D.S., Trotignon M., Rossignol S.* A survey of frequency and voltage control ancillary services – Part II: Economic features // *IEEE Trans. Power Syst.* – 2007. – Vol. 22. – N 1. – P. 358–366.

9. *Ricardo Raineri B., DenebSchiele M.* Technical and economic aspects on ancillary services markets in the electric power industry// *CONICYT, Chile.* – 2004 Project № 1010750 – P. 18.

10. *Thorncraft S.R., Outhred H.R.* Experience with market-based ancillary services in the Australian National Electricity Market//*Proceedings of the IEEE PES General Meeting, June 24–28, 2007.*

Надійшла до редколегії 26.10.2012

Рецензент

В.о. зав. відділу прогнозування розвитку атомної та відновлюваної енергетики

ІЗЕ НАН України,

канд. техн. наук

С.В. Шульженко