

ІНТЕГРОВАНЕ РЕСУРСНЕ ПЛАНУВАННЯ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

На сьогодні генеруюче обладнання електроенергетичної галузі України вкрай зношене і використовується на грані своїх технічних можливостей [1]. Ресурс ядерних енергоблоків з реакторами ВВЕР-440 та ВВЕР-1000 складає 30 років. Враховуючи терміни введення в експлуатацію діючих енергоблоків (значна частина блоків атомних електростанцій введена в експлуатацію ще 1980 - 1983 роках), після 2010 року можна очікувати заходи поступового виводу з експлуатації енергоблоків з реакторами ВВЕР. А заміна їх на нові потребує гігантських капіталовкладень (до \$2 тис. за 1 кВт встановленої потужності). До того ж, недостатня кількість маневрових потужностей, які б могли забезпечити покриття графіків навантаження роблять країну ще більш залежною від імпорту енергоносіїв, що залишає відчутний відбиток на економічній, політичній та соціальній сферах суспільного життя. Згідно з [1, 2], існуюча структура генеруючих потужностей ОЕС України визначається несприятливою для регулювання графіку навантаження, оскільки не відповідає тим співвідношенням базових і пікових потужностей, які необхідні для забезпечення регулювання частоти та графіків зовнішніх перетоків. Після добудови і введення в експлуатацію двох блоків АЕС (блоки № 2 Хмельницької АЕС і № 4 Рівненської АЕС), базова потужність додатково підвищилась, що ускладнює можливість регулювання, а від блоків ТЕС вимагається значне збільшення маневреності. Через те, що існуючі генеруючі потужності теплових електростанцій знаходяться на межі граничних можливостей регулювання, для забезпечення добового регулювання при подальшому зростанні нерівномірності добових графіків споживання і збільшеній базовій потужності потрібно вирішувати проблему вводу нових пікових і високоманеврових потужностей.

Для вирішення проблеми збільшення маневрових потужностей ОЕС України, крім запропонованих в [1, 3] нового будівництва ГАЕС, ПГУ та ГТУ, а також модернізації існуючого обладнання ТЕС з впровадженням більш прогресивних технологій спалення палива та використання енергоефективного обладнання, виводу з експлуатації обладнання з низькими техніко-економічними показниками, доцільно розглядати комплексне управління енергопостачанням та енергоспоживанням, або інтегроване ресурсне планування.

© Праховник А.В., Кулик О.В., 2006

Інтегроване ресурсне планування - це циклічна модель планування, яка поєднує переваги довгострокового планування з перевагами управління в реальному часі, за участю як постачальників, так і споживачів електроенергії з залученням громадськості, в рамках якої проводиться наліз вигід-витрат для розробки оптимального набору можливих варіантів забезпечення майбутньої потреби в електроенергії з найменшими витратами на її виробництво і передачу, з дотриманням вимог надійності та якості електропостачання, а також мінімального шкідливого впливу на оточуюче середовище [4].

СТРУКТУРА ІРП

В загальному ІРП складається з наступних кроків:

1. Розробка інструментів для інтеграції програм ДСМ в планування ресурсів постачальником.
2. Встановлення цілей планування і горизонту прогнозування.
3. Збір даних, необхідних для прогнозування обсягів майбутнього енергоспоживання, як от масштаб, тип споживачів, наявність ресурсів у постачальника і у споживача, демографічна ситуація в регіоні, кліматичні особливості, науково-технічний розвиток, результати ринкових досліджень та ін.
4. Створення одного чи більше сценаріїв споживання.

5. Визначення потенційних джерел з урахуванням можливостей як постачальника, так і споживача.
6. Послідовна оцінка всіх ресурсів, в тому числі підрахунок витрат, яких вдалося уникнути, аналіз вигід-витрат, врахування екологічної складової.
7. Вибір найкращих варіантів для створення інтегрованого, ефективного і чутливого до змін плану.
8. Аналіз сценаріїв при різних економічних, екологічних, соціальних обставинах.
9. Розробка плану на основі цього аналізу, який найкраще пристосований до най вірогідніших випадковостей і забезпечує гнучкість у випадку, якщо трапляться менш вірогідні сценарії.
10. Розробка плану дій.
11. Впровадження плану дій.
12. Моніторинг і оцінка впровадження плану і перегляд плану у разі необхідності.
13. Оголошення результатів та запровадження обговорень з метою ознайомлення громадськості з ходом ІРП.

В середині 80-х років ХХ століття енергопостачальні компанії в США звернулися до ДСМ в комунально-побутовому секторі (деманд-сайд менеджменту – управління споживанням) та малої децентралізованої генерації в зв'язку з невизначеністю розміру майбутнього споживання електроенергії, що робило капіталовкладення у спорудження нових електростанцій надзвичайно ризикованим. Інструментом, який поєднав у собі ці альтернативні підходи, стало інтегроване ресурсне планування.

[5] В багатьох країнах ІРП ініціювалося інтегрованими приватними енергопостачальними компаніями під урядовим наглядом чи державними енергопостачальними компаніями. Тому спершу всі підходи і методи ІРП застосовувалися до вертикально інтегрованих енергетичних компаній, тобто таких, коли один енергопостачальник відповідальний і вповноважений будувати, експлуатувати і утримувати засоби для генерації, передачі та розподілення електроенергії кінцевим споживачам. Внаслідок цього, можна було керуватися ІРП як для вибору електростанцій, так і для управління інвестиціями в інші ділянки електропостачання, а також в енергозберігаючі заходи зі сторони споживачів.

Пізніше в США ІРП почали використовувати на рівні штатів та на державному рівні [6]. З початку 90-х років для уникнення інвестицій в системи передачі та розподілу електроенергії в віддалених районах застосовується місцеве інтегроване ресурсне планування [7]. З 90-х років на загальнодержавному рівні ІРП почали запроваджувати такі країни Західної Європи як Бельгія, Данія, Німеччина та Австрія. На сьогодні ІРП зацікавилися країни, що мають значні проблеми з забезпеченням покриття попиту на електроенергію, як от Індія, Китай, Бразилія та інші.

На пострадянському просторі питаннями інтегрованого ресурсного планування займаються вчені Росії та Білорусії, хоча поняття «вирівнювання графіків навантаження енергосистеми» і «управління електроспоживанням» з'являлися в роботах вчених бывшего СРСР в 30-х роках ХХ століття. Тоді проблему вирівнювання графіків навантаження енергосистеми досить успішно вирішували з позиції інтересів енергосистеми при незначній увазі до споживачів. В 70-ті роки ХХ століття більше уваги почали приділяти управлінню електроспоживанням, при цьому домінували питання управління навантаженням споживачів промислових підприємств в залежності від форми графіка навантаження енергосистеми. Забезпечити комплексне рішення цієї задачі було важко з причин низької ціни електроенергії, неможливості впливу споживачів на тарифоутворення, централізації управління економікою країни в цілому і внаслідок надмонопольного становища Міненерго СРСР зокрема [8].

В ході лібералізації енергетичних ринків ІРП в своєму початковому вигляді перестало бути пріоритетним напрямком діяльності для більшості енергопостачальних компаній в США, в яких до цього воно було найкраще реалізовано [9, 10]. Але, разом з тим, основна ідея інтегрованого ресурсного планування – оптимізація енергетичної системи з точки зору досягнення найкращих результатів її діяльності для суспільства і забезпечення надання енергетичних послуг з найменшими суспільними втратами, залишається.

Розглядаючи можливість впровадження ІРП в енергетичному секторі у двох полярних ситуаціях, а саме – при виключно централізованому управлінні в енергетиці і при повністю лібералізованих ринках енергії (рис. 1), - можна зробити висновок, що для забезпечення виконання енергопостачальними компаніями процедур ІРП при відсутності примусових заходів з боку контролюючих державних органів, необхідно, щоб енергопостачальна компанія була у цьому економічно зацікавлена.

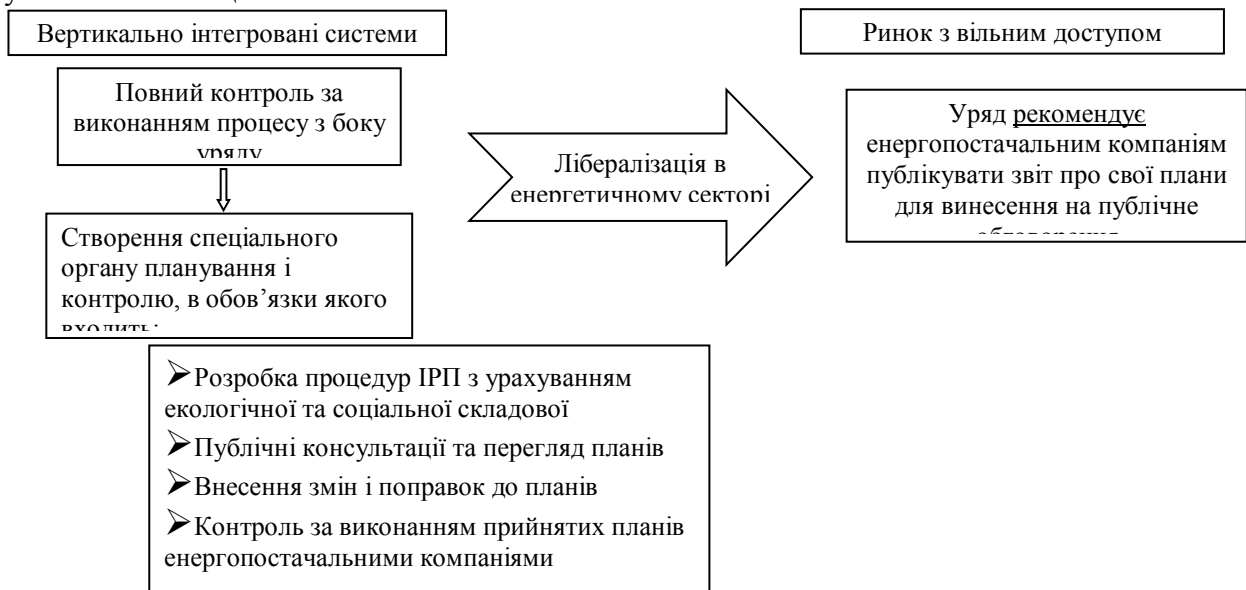


Рис. 1 – Екстремуми інтегрованого ресурсного планування

В 1994 році у відповідності з нормативно-правовими актами розпочалася реорганізація енергетичної галузі України, яка триває до цього часу. Реструктуризація розділила генеруючі, транспортувальні і розподільні підприємства галузі. Генеруючі та розподільно-постачальні компанії різної форми власності стали суб'єктами оптового ринку електроенергії [11, 12]. Транспортування електроенергії здійснюється по мережах високої напруги (220 кВ і вище), які належать Національній електричній компанії (НЕК) «Укренерго». Зараз НЕК «Укренерго» є державним підприємством, до складу якого на правах уособлених структурних одиниць входить 8 електроенергетичних систем (Дніпровська, Донбаська, Західна, Кримська, Північна, Південно-Західна, Південна, Центральна). Високовольтні ЛЕП утворюють замкнену багатоконтурну вузлову мережу з напругою 220-800 кВ. Основні вузли – це 7 підстанцій (найбільші з яких Західноукраїнська, Вінницька, Північноукраїнська, Запорізька, Південно-Донбаська, Північно-Донбаська). П'ять з них (крім Південно- і Північно-Донбаської) сполучені між собою ЛЕП 750 кВ. Всі енергоблоки електростанцій сполучаються між собою через ЛЕП напругою 220-330 кВ і більше [12].

Далі електроенергія по розподільчих мережах напругою 110 кВ та нижче, які належать обласним постачальним компаніям, спрямовується до кінцевого споживача.

Система поставки електроенергії відображає жорстку ієрархічну структуру. Двадцять сім енергетичних розподільно-постачальних компаній (25 «Обленерго», «Київенерго» та

«Севастопольенерго») відповідають за розподіл і поставку електроенергії за регульованим тарифом 25 областям та 2 містам. Ці енергопостачальні компанії (ліцензіати з постачання електроенергії за регульованим тарифом) є монополістами з розподілу електроенергії, але не мають монополії з постачання, оскільки не існує обмежень щодо кількості споживачів, яким можуть постачати електроенергії ліцензіати з постачання електроенергії за нерегульованим тарифом (незалежні постачальники) [11, 12].

Таким чином, оскільки енергетичний сектор України все ще знаходиться в процесі переходу до повністю лібералізованого ринку, ні класичний процес ІРП, ні ІРП для ринку з вільним доступом (рис. 1) не можуть бути застосовані в цих умовах. Вимагається створення такого підходу, який враховував би особливості організаційної системи енергетики України і специфічні цілі всіх учасників електроенергетичного процесу.

В рамках моделі інтегрованого ресурсного планування розглядається оптимальне поєднання вибору як централізованих, так і децентралізованих джерел генерації для покриття попиту навантаження зі сторони виробників та постачальників електроенергії з заходами з енергозбереження та управління навантаженням зі сторони споживачів. Тобто, береться курс на досягнення таких пріоритетних напрямків розвитку паливно-енергетичного комплексу як формування оптимальних рівнів само-енергозабезпечення держави та її регіонів, підвищення рівня використання вторинних та альтернативних (відновлюваних) джерел енергії, диверсифікацію шляхів постачання енергоносіїв, визначення пріоритетів у виборі джерела постачання та ін. [13], цебто на перетворення Об'єднаної енергетичної системи України з дефіцитної по маневреним потужностям в самобалансуючу або надлишкову.

З точки зору енергетичної безпеки країни та окремих її регіонів, все більшої привабливості набуває інтеграція децентралізованого енергопостачання в традиційні системи централізованого енергопостачання. Варто відмітити, що на сьогодні серед науковців та фахівців енергетичної галузі існує декілька бачень поняття “децентралізована генерація”. На основі аналізу вітчизняних та зарубіжних джерел можна зробити висновок, що децентралізована генерація є збірним поняттям, яке об'єднує в собі розподілену та розосереджену генерацію.

В загальному випадку розподілена генерація призначена для безпосереднього задоволення потреб в електроенергії конкретних споживачів, біля яких вона розташована. Розосереджена генерація розміщується в стратегічних місцях мережі зі слабкими електричними зв'язками, а саме недостатньою пропускнуою здатністю мереж передачі та розподілення електроенергії або в місцях, значно віддалених від джерел централізованої генерації, що покращує надійність та стабільність роботи енергосистеми.

Традиційні джерела генерації, на відміну від поновлюваних, мають певні гарантовані потужнісні властивості по виробництву електроенергії у відповідності до потреби у ній. Для всіх нетрадиційних та поновлюваних джерел енергії, в тому числі і малих ГЕС (без відносно великих водосховищ) характерним є імовірнісний характер потужності [14, 15]. Розосереджена генерація, яка переважно орієнтується на нові технології генерації електроенергії, також розглядає включення в свою структуру і нових технологій, пов'язаних з її акумуляцією.

Найбільш традиційними цілями акумулювання енергії є управління навантаженням (енергія, акумульована в не пікові періоди, використовується в період максимальних навантажень), створення обертового резерву в залежності від конфігурації і структури енергетичної системи, для узгодження графіка генерації поновлюваних джерел з графіком споживання, підвищення стійкості енергосистеми, регулювання напруги, частоти, управління реактивною потужністю, підвищення якості електричної енергії (зокрема, усунення вищих гармонік, коливання напруги, симетрування навантаження), підвищення надійності енергопостачання.

На рис. 2 зображено принципову схему з'єднання джерела з імовірнісною характеристикою генерації, обладнання акумулювання електроенергії по відношенню до навантаження (це може бути одиничний об'єкт чи мережа з відомим графіком навантаження). Треба відмітити, що таку

комбінацію з використанням порівняно довгострокового акумулювання енергії можна використовувати не тільки для узгодження генерації з графіком навантаження, але й для місцевого регулювання напруги та підтримання необхідного рівня якості електроенергії.

Управління процесом зарядження-розрядження акумулятора електричної енергії для покриття графіка навантаження складатиметься з таких кроків:

1. Потужність генерації $P_{дж}^t$ в кожен момент часу t порівнюється з потужністю навантаження P_n^t , яку необхідно покрити. В нашому випадку потужність генерації $P_{дж}^t$ - це сукупна потужність джерел власної генерації та потужність, яка надходить з зовнішньої мережі живлення в кожен момент часу t . З урахуванням можливості акумулювання електричної енергії

$$P_n^t = P_{дж}^t \pm P_{OAE}^t, \quad (1)$$

де P_{OAE}^t - потужність обладнання акумулювання енергії в момент часу t .

2. Якщо потужність генерації $P_{дж}^t$ в даний момент часу t більша від навантаження P_n^t , то, в залежності від об'єму вже накопиченої в акумуляторі енергії і обмежень обладнання, надлишок потужності надходить до акумулятора. Якщо надлишкова потужність P_{OAE}^t більша від максимальної потужності акумулятора $P_{OAE_{max}}$, то P_{OAE}^t обмежується до рівня $P_{OAE_{max}}$.

3. Якщо потужність генерації $P_{дж}^t$ в даний момент часу t менша від навантаження P_n^t , то, в залежності від об'єму накопиченої в акумуляторі енергії і обмежень обладнання, різниця покривається засобами акумульованої потужності. Якщо різниця потужностей P_{OAE}^t більша від максимальної пропускної потужності інвертора OAE $P_{OAE_{max}}^{inв}$, то P_{OAE}^t обмежується до рівня $P_{OAE_{max}}^{inв}$.

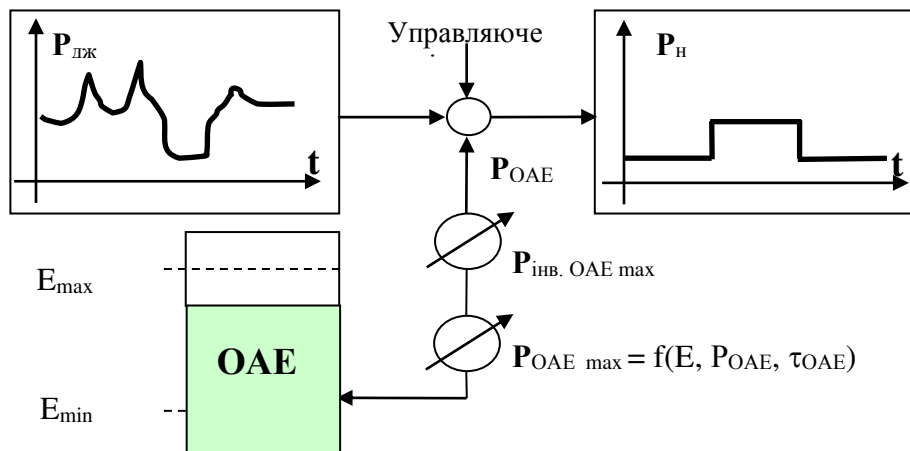


Рис. 2 – Принципова схема поєднання джерела з імовірнісною характеристикою генерації, обладнання акумулювання електроенергії та навантаження. [15]. $P_{дж}$, P_n та P_{OAE} – потужність джерела генерації, навантаження та акумулюючого обладнання відповідно, кВт; $P_{OAE_{max}}$ - максимальна потужність OAE, кВт; τ_{OAE} - постійна часу OAE; $P_{инв. OAE_{max}}$ - максимальна потужність інвертора OAE, кВт; E_{max} , E_{min} – максимальний та мінімальний запас електроенергії, який можна накопичити в OAE, кВт*год.

4. Втрати енергії E_{emp} за проміжок часу Δt визначаються за допомогою диференційного рівняння в залежності від типу акумулятора і є функцією від граничної потужності P_{OAE}^t протягом періоду часу Δt , постійної часу акумулятора τ та часового інтервалу Δt :

$$E_{emp} = f(E_1, P_{OAE}^t, \tau_{OAE}, \Delta t), \quad (2)$$

де E_1 – це об'єм акумульованої енергії в момент $t = t_1$

5. Для проміжку часу $\Delta t = t_2 - t_1$ об'єм акумульованої енергії E_2 в момент $t = t_2$ можна визначити за формулою:

$$E_2 = E_1 - P_{OAE}^t \cdot \Delta t - E_{emp} \quad (3)$$

Організація повномасштабного ІРП в енергетиці України включатиме в себе наступні кроки:

1. Розробка нормативно-правової документації, на основі якої процес планування можна проводити в умовах ринкових перетворень і руху до повністю конкурентного енергоринку.

2. Розробка техніко-економічних інструментів для оцінки і вибору оптимального ресурсного плану та моніторингу його виконання.

3. В зв'язку з тим, що системи передачі та розподілу електроенергії є природними монополіями, необхідно створити правове забезпечення рівноправного доступу всіх споживачів і виробників до електромереж, можливість підключення до яких визначатиметься пропускною здатністю та виконанням умов якості електроенергії. Оцінку можливості підключення повинна проводити незацікавлена сторона (енергосервісна компанія).

4. Для зацікавлення постачальників до вибору оптимальної схеми надання енергетичних послуг з використанням як власних джерел, так і ресурсів споживача, необхідно запровадити систему прогресивних тарифів реального часу на основі довгострокових граничних витрат системи, в яких обов'язково повинні враховуватися екологічна та соціальна складові. Зацікавленість споживачів потрібно стимулювати за допомогою гнучких тарифних схем та податкових пільг.

5. Розробка правового забезпечення взаємовідносин енергосистема-споживач для використання власних джерел генерації споживача, зокрема у таких випадках:

- Незалежна система використовується тільки у випадку відмови основної системи електропостачання;

- Незалежна система забезпечує електропостачання в певні періоди часу (наприклад, режим максимальних навантажень), щоб гарантувати необхідну якість електроенергії, якщо її не може забезпечити електророзподільна компанія;

- Децентралізована генерація використовується як основне джерело електропостачання, а енергорозподільна компанія – як резервне. Таке рішення характерне для окремих відповідальних споживачів, для яких необхідно забезпечувати безперебійне якісне електропостачання (відхилення частоти і напруги, гармоніки і т.п.).

6. Використання прогресивної системи тарифів і моніторинг виконання ІРП не можливі без автоматизованого обліку електроенергії.

7. Необхідне розгортання широкої інформаційної кампанії з залученням виробників та продавців енерговикористовуючого обладнання, громадських організацій для ознайомлення споживачів з новими можливостями ефективного енерговикористання.

8. Розробка механізму компенсації витрат на ІРП та ДСМ

9. Розробка критеріїв оцінки впливу ІРП та ДСМ на вартість електроенергії
10. Розробка критеріїв оцінки впливу ІРП та ДСМ на прибутки електропостачальних компаній
11. Визначення ролі уряду в процесі ІРП.
12. Розробка методики ІРП для енергопостачальних компаній.
13. Створення бази даних сучасних технологій генерації електроенергії з зазначенням їхніх характеристик, сфер застосування, можливостей застосування – базова, напівпікова та пікова генерація, конкретні поради, приклади.
14. Розгортання рекламних кампаній з метою підвищення інтересу підприємств та домогосподарств до заміни старого енергетичного обладнання на енергоефективне.
15. Запровадження щорічного нагородження підприємств, які досягли кращих результатів енергозбереження та управління навантаженням.
16. Забезпечення умов для поширення когенерації – раціональний підхід у виборі проектів, тарифів і вартості надлишкового тепла.
17. Розробка гнучкої системи оподаткування промислових підприємств в залежності від ступені шкідливого впливу на оточуюче середовище. Кошти, вилучені від цього податку повинні направлятися на проекти, направлені на покращення екологічного стану галузі.
18. Розробка механізмів стимулювання використання ІРП енергопостачальними компаніями.

Використана література

- [1] Баланс интересов. О проблеме дефицита высокоманевренных регулирующих мощностей в ОЭС Украины. А. Баталов, В. Салимон // Энергетическая политика Украины. - 2004. № 6. – с. 54-57.
- [2] А.Ф. Сидоров, А.И. Воевода, К.Б. Денисевич. О необходимом количестве энергоблоков для регулирования частоты и мощности и их размещении по электростанциям Украины // Энергетика и электрификация. - 2000. № 1. – с. 32-36.
- [3] А.Н. Шеберстов. Состояние тепловых электростанций Украины, перспективы их обновления и модернизации // Энергетика и электрификация. – 2000. № 12. – с. 1-6.
- [4] Концепція управління навантаженням та споживанням електричної енергії в Україні в рамках інтегрованого ресурсного планування. Праховник А.В., Кулик О.В. Свідectво про реєстрацію авторського права на твір Державного департаменту інтелектуальної власності МОН України № 11313 від 12.10.04.
- [5] Best Practices Guide: Integrated Resource Planning For Electricity. The Tellus Institute, Boston, Massachusetts. Retrieved September 2004, from the World Wide Web <http://www.tellus.org>
- [6] Bernhard Graeber, D. Randall Spalding-Fecher. Regional integrated resource planning and its role in regional electricity co-operation and development in Southern Africa // Energy for Sustainable Development – Volume IV, № 2. - August 2000. - p. 32-37.
- [7] Lenssen N. Local Integrated Resource Planning: a New Tool for a Competitive Era // Electricity Journal. – July 1996. Vol. 9, № 6. – pp.26-36.
- [8] Энергетический менеджмент / А.В. Праховник, А.И. Соловей, В.В. Прокопенко и др. – К.: ИЕЕ НГУУ «КПИ», 2001. – 472 с.
- [9] Sioshansi F.P. The Rise and Fall of DSM in the United States // Energy Informer. Menlo Park, California. – 1996.
- [10] Mainzer E. Integrated Resource Planning: the United States Experience. Energy and Development Research Centre, University of Cape Town. – 1997.
- [11] Правила Оптового ринку електричної енергії України // Додаток 1 до протоколу засідання Ради ОРЕ від 04.09.2003р. №14.