

НАЦІОНАЛЬНА БЕЗПЕКА І ОБОРОНА

№ 6 (135)

2012

Засновник і видавець:



УКРАЇНСЬКИЙ ЦЕНТР ЕКОНОМІЧНИХ І ПОЛІТИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ
ІМЕНІ ОЛЕКСАНДРА РАЗУМКОВА

Генеральний директор Анатолій Рачок
Шеф-редактор Людмила Шангіна
Редактор Алла Чернова
Макет Олександр Шаптала
Техніко-комп'ютерна
підтримка Володимир Кекух

Журнал зареєстровано в Державному
комітеті інформаційної політики України,
свідчення KB № 4122

Журнал видається з 2000р.
українською та англійською мовами

Загальний тираж 3800 примірників

Адреса редакції:
01015, м. Київ, вул. Лаврська, 16
2-й поверх
тел.: (380 44) 201-11-98
факс: (380 44) 201-11-99
e-mail: info@razumkov.org.ua
веб-сторінка: <http://www.razumkov.org.ua>

При використанні матеріалів
поширення на журнал
“Національна безпека і оборона”
обов'язкове

Фотографії:
О.Дегтяренко, ZN.UA – обкладинка
glavred.info – стор.50,
vesti.kz – стор.55

© Центр Разумкова, 2012

Видання журналу здійснене за фінансового
сприяння Національного Фонду
підтримки демократії (США)

З М І С Т

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА УКРАЇНИ: СТАН І ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ (Доповідь Центру Разумкова)	2
РОЗДІЛ 1. ОБ'ЄДНАНА ЕНЕРГЕТИЧНА СИСТЕМА УКРАЇНИ: ЗАГАЛЬНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ	4
Врізка. ОЕС УКРАЇНИ: ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ	6
Додаток 1. ІМПЛЕМЕНТАЦІЯ УКРАЇНОЮ ДОКУМЕНТІВ ЄС	12
Карта. МАГІСТРАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ УКРАЇНИ	28
РОЗДІЛ 2. РИНОК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ: СТАН І ПРОБЛЕМИ	16
Додаток 2. ПОБУТОВЕ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ: ПОЗИЦІЇ ГРОМАДЯН	25
РОЗДІЛ 3. ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ ГАЛУЗІ: ТЕНДЕНЦІЇ І ПРОБЛЕМИ	31
Врізка. РЕАЛІЗАЦІЯ І ВДОСКОНАЛЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СТРАТЕГІЇ УКРАЇНИ, РЕФОРМУВАННЯ ЕНЕРГОРИНКУ: ПОГЛЯД ГРОМАДСЬКОСТІ Олександр ДУПАК, віце-президент, голова виконкому Науково-технічної спілки енергетиків та електротехніків України (НТСЕУ)	32
Таблиця. СТРУКТУРА ВЛАСНОСТІ ОСНОВНИХ ПОСТАЧАЛЬНИХ (РОЗПОДІЛЬНИХ) І ГЕНЕРУЮЧИХ КОМПАНІЙ ТЕС	34
РОЗДІЛ 4. ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ	41
РЕФОРМУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОГО СЕКТОРУ УКРАЇНИ: СТАН І ПЕРСПЕКТИВИ (Заочний Круглий стіл)	43
Ігор БЛІНОВ, старший науковий співробітник Інституту електродинаміки НАН України та Олександр КИРИЛЕНКО, директор Інституту електродинаміки, академік НАН України	43
Микола ВЛАСЕНКО, директор відокремленого підрозділу “Науково-технічний центр” ДП НАЕК “Енергоатом” та Костянтин ЗАПАЙЩИКОВ, директор центру взаємодії з органами державної влади та ОРЕ, радник президента ДП НАЕК “Енергоатом”	45
Василь КОТКО, президент Енергетичної Асоціації України	48
Сергій ТІТЕНКО, голова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики	50
Сергій ЧЕХ, заступник Міністра енергетики та вугільної промисловості України	53

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА УКРАЇНИ: СТАН І ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ

Україна успадкувала досить розвинуту електроенергетичну галузь, яка була частиною електроенергетики колишнього СРСР та важливою ланкою роботи енергосистеми “Мир”¹ – до 1993р. ОЕС України працювала в паралельному режимі з енергосистемами країн, які належали до її складу.

Після розпаду Союзу постсоціалістичні країни ЦСЄ відокремили свої енергосистеми, модернізували їх і приєдналися до європейського Об’єднання з координації передачі електроенергії – *UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity)*².

Натомість Україна започаткувала структурне реформування електроенергетики лише в 1995р.³ Було створено Об’єднану енергетичну систему (ОЕС) України в її нинішніх організаційних формах, започатковані процеси приватизації енергетичних об’єктів, запроваджено Оптовий ринок електроенергії (ОРЕ).

Глибока і тривала трансформаційна криза 1990-х років завдала значної шкоди електроенергетичній галузі. В цей період набула поширення практика неплатежів, бартерних і “сірих” схем розрахунків, несанкціонованого відбору електроенергії; брак палива, насамперед, для теплових електростанцій призводив до частих “віяльних відключень” електроенергії у цілих регіонах країни; масові крадіжки обладнання енергетичних об’єктів іноді призводили до їх зупинки. **Однак, попри всі негаразди, енергетичну систему вдалося зберегти, і з початком виходу національної економіки з трансформаційної кризи (2000р.) електроенергетична галузь поступово відновила досить надійну і стійку роботу.**

Загалом, на цей час Україна має достатні генеруючі потужності та досить розвинуту мережу електропередачі. Водночас, у секторі накопичено багато проблем, які гальмують його розвиток і потребують нагального розв’язання. **Технічний стан інфраструктури галузі наближається до критичного** через неефективне управління, брак обігових коштів підприємств та інвестицій у галузь, високу ступінь зношеності обладнання, технологічну відсталість.

Приватизація окремих енергетичних підприємств і створення ринку електроенергії не додали галузі інвестиційної привабливості через надмір адміністративних важелів регулювання, недосконале ціноутворення, занижені тарифи для споживачів побутового сектору (населення) та їх субсидіювання через підвищення тарифів для підприємств (перехресне субсидіювання), практику вибіркових преференцій для окремих суб’єктів господарювання (використання занижених тарифів, компенсування витрат тощо). До цього часу в Україні немає реально незалежного регулятора галузі; не розмежовані функції енергопостачальних компаній, які поєднують постачання (продаж) електроенергії та її транспортування; немає прозорої і зрозумілої системи ціноутворення.

Така ситуація спричиняє необхідність реформування галузі (як і паливно-енергетичного комплексу загалом). Реформування передбачалося багатьма державними документами (зокрема – схваленою Урядом у 2006р. Енергетичною стратегією України на період до 2030р.), які, проте, з тих чи інших причин повною мірою ніколи не виконувалися.

Актуальність реформування галузі підвищується також з огляду на приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства – об’єднання європейських країн, які мають на меті створення єдиного європейського енергетичного ринку, що наразі формується⁴.

¹ “Мир” – об’єднані енергосистеми (ОЕС) країн-членів колишньої Ради економічної взаємодопомоги (Болгарії, НДР, Польщі, Румунії, Угорщини, Чехословаччини), які працювали паралельно з Єдиною енергосистемою СРСР. Центр оперативного управління був розташований у Празі.

² Так, Польща, Словаччина, Угорщина та Чехія створили об’єднану енергосистему *CENTREL*, яка приєдналася до *UCTE* в 1995р. Болгарія і Румунія об’єднали енергосистеми з Грецією і колишньою Югославією і приєдналися до *UCTE* у 2004р.

³ Працювали вісім регіональних виробничих енергетичних об’єднань (ВЕО); в 1995р. замість них було створено 27 енергопостачальних компаній; чотири генеруючі компанії ТЕС; дві гідроенергетичні компанії; Державна електрична компанія (ДЕК) “Укрелектропередача” (сформована на базі структур ВЕО, що обслуговували магістральні лінії електропередач 220–750 кВ) та Національний диспетчерський центр (НДЦ) України, до складу якого ввійшли вісім регіональних диспетчерських центрів і новостворений підрозділ “Енергоринок”. У 1998р. НДЦ України та ДЕК “Укрелектропередача” об’єднані в державне підприємство (ДП) “Національна енергетична компанія “Укренерго”.

⁴ Протокол про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства ратифіковано ВР України 15 грудня 2010р.



Приєднавшись до Договору, Україна взяла на себе ряд зобов'язань, виконання яких вимагає якнайшвидшого вжиття заходів з приведення галузі до норм і стандартів ЄС, як у технічних і технологічних аспектах, так і в організації ринку електроенергії, запровадження засад добросовісної конкуренції, забезпечення вільного доступу до мереж тощо.

Проте, за півтора роки, що минули з моменту ратифікації Протоколу про приєднання України до Договору, майже нічого не зроблено з імплементації в національну правову систему європейського енергетичного законодавства. Насамперед, досі не прийнято Закон про засади функціонування ринку електроенергії в Україні. Тим часом, цей Закон можна вважати головною ланкою законодавчого забезпечення реформування електроенергетичної галузі – з огляду на своєрідність зазначеного ринку, зумовлену особливостями електроенергії як товару (врізка *“Особливості електроенергії...”*).

У цій доповіді увага зосереджується на реформуванні електроенергетичної галузі, насамперед – формуванні конкурентного, ефективного ринку електроенергії, спроможного забезпечити формування економічно обґрунтованих цін та створити сприятливе середовище для залучення коштів у модернізацію і розвиток галузі. Такий ринок стане основою не лише вирішення проблеми енергозабезпечення країни, але й успішної інтеграції в енергетичні ринки ЄС.

Аналізуючи перспективи галузі експерти Центру Разумкова виходили з того, що вітчизняна електроенергетика має потенціал стати однією з основ енергетичної незалежності країни. Економічно обґрунтоване збільшення частки електроенергії у структурі кінцевого споживання енергоносіїв сприятиме зменшенню в енергобалансі частки імпортованих енергоносіїв, насамперед – газу, та підвищенню енергетичної незалежності України.

Доповідь складається з чотирьох розділів.

У першому розділі наводиться стисла характеристика нинішнього стану ОЕС України та відзначаються її головні проблеми.

У другому розділі аналізується функціонування ОРЕ в обраній моделі “єдиного покупця”, характеризуються її сильні і слабкі сторони.

У третьому розділі окреслюються перспективи розвитку української електроенергетики та аналізуються основні фактори, які впливатимуть на цей процес – формування сучасної державної енергетичної політики та ефективного ринку електроенергії, інтеграція в європейський енергетичний простір.

У четвертому розділі стисло формулюються головні висновки та аргументуються пропозиції стосовно покращення ситуації в електроенергетиці України, насамперед – підвищення ефективності функціонування ОЕС та ОРЕ.

ОСОБЛИВОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ЯКІ ВПЛИВАЮТЬ НА ОРГАНІЗАЦІЮ І ФУНКЦІОНУВАННЯ ІНФРАСТРУКТУРИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ ТА РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

1. Електроенергія як енергоносіє має ряд особливостей, зумовлених її фізичними властивостями, що впливають на організацію і функціонування як фізичної інфраструктури електроенергетики, так і ринку електроенергії:

- неперервність і збіг у часі (одночасність) процесів виробництва і споживання;
- неможливість створення запасів електроенергії у промислово значимих обсягах (відповідно – неможливість складування, переадресування, повернення);
- значні коливання попиту, залежно від часу доби, днів тижня, сезону, – отже складність прогнозування споживання/виробництва;
- високий ступінь невизначеності прогнозування обсягів споживання та виробництва електроенергії певними видами генерації;
- неможливість визначення виробника електроенергії, використаної тим чи іншим споживачем (анонімність виробника);
- жорстка “прив’язка” електроенергії до мереж передачі, що обмежує вибір напрямків транспортування, а також зумовлює певні втрати електроенергії під час її транспортування (чим більша протяжність лінії, тим більшими є втрати; задовільними вважаються втрати, що не перевищують 4-5%, максимально допустимими – 10% обсягу електроенергії, яка передається мережами¹).

2. На інших ринках товарної продукції нетривалий дисбаланс між виробництвом і споживанням не призводить до втрати стійкості ринку, оскільки він може бути усунений за рахунок складських запасів та/або товарів-замінників. Натомість ринок електроенергії може нормально працювати винятково за умови, що в кожен момент часу забезпечується баланс виробництва і споживання. Ця умова спричиняє наступні наслідки.

(а) Необхідність оперативного балансування енергосистеми в умовах змінного навантаження потребує наявності генеруючих потужностей, що можуть працювати в різних режимах роботи: базових, що працюють з постійною заданою потужністю, та маневрових, здатних швидко і в широких межах змінювати величину виробництва електроенергії. Маневрові потужності поділяються на пікові (максимальне навантаження упродовж доби) та напівлікові (помірні зміни обсягів споживання). Для забезпечення стабільної роботи ОЕС України у структурі генеруючих потужностей базові повинні складати 50-55%, напівлікові – 30-35%, пікові – 10-15%².

(б) Неможливість створення запасів готової продукції призводить до необхідності створення резервів генеруючих потужностей, пропускної здатності електромереж і запасів палива на електростанціях. Величина резервів нормується, а витрати на їх підтримання враховуються у вартості електроенергії.

(в) Нормальна робота електрообладнання потребує, щоб електричний струм, який воно використовує, мав необхідні значення характеристик, серед яких найважливіші – частота та напруга, які для України мають дорівнювати 50 Гц та 220 Вт, відповідно. Значні відхилення характеристик від необхідних значень можуть призводити до виникнення системних аварій і “розвалу” енергосистеми. Тому величини відхилення характеристик струму нормуються і вважаються показниками його якості.

(г) Забезпечення балансу потужностей за підтримання частоти та напруги відповідно до нормативних показників якості електроенергії потребує централізованого оперативного управління енергосистемою (диспетчеризації).

3. Жорстка “прив’язка” електроенергії до мереж передачі, а також втрати, що зростають із збільшенням відстані, часто призводять до необхідності створення регіональних енергосистем, які є частиною загальних (об’єднаних). Саме мережеві обмеження є однією з головних перешкод на шляху інтеграції регіональних ринків електроенергії.

4. Ринки електроенергії, як правило, мають дуже складну структуру, оскільки для забезпечення балансу між попитом і пропозицією необхідно постійно синхронізувати процеси купівлі/продажу, планування та диспетчеризації. Тому на цих ринках виникає потреба у специфічних видах послуг – балансуємих послугах, системному та мережевому контролі, резервуванні потужностей тощо.

¹ Див., наприклад: Потери электроэнергии в электрических сетях. – Сайт “Энергосбыт.нет”, <http://www.energosbit.net/poter.htm>.

² В Україні в базовому режимі працюють АЕС та частково – ТЕС. У маневровому – ГЕС, ГАЕС і ТЕС, оснащені спеціальним обладнанням. Часові проміжки пікового та напівлікового навантаження визначено орієнтовно наступним чином: пікове – 8.00-10.00 та 20.00-22.00; напівлікове – 7.00-8.00, 11.00-20.00 та 22.00-23.00. Див.: Постанова НКРЕ “Про внесення змін до деяких постанов НКРЕ” №529 від 19 липня 2005р.



1. ОБ'ЄДНАНА ЕНЕРГЕТИЧНА СИСТЕМА УКРАЇНИ: ЗАГАЛЬНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ

З початку 2000-х років українська електроенергетична галузь працює загалом стабільно, забезпечуючи обсяги електроенергії, необхідні як для національної економіки та житлово-комунального сектору, так і для експорту. Останнім часом галузь нарощує частку своєї продукції у структурі споживання палива та енергії у країні. Так, у 2010р. у структурі кінцевого споживання палива та енергії в Україні частка електроенергії склала 15,6% – проти 12,7% у 2005р. За цим показником електроенергія посіла четверту позицію в енергетичному балансі країни, після природного газу (39,3%), нафти та нафтопродуктів (16,5%), теплової енергії (16,7%)⁵.

1.1. Закон визначає ОЕС України як “сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, інших об’єктів електроенергетики, які об’єднані спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної і теплової енергії при централізованому управлінні цим режимом”⁶. Технічні характеристики ОЕС, дані про виробництво, споживання та експорт електроенергії, узагальнені в таблицях і діаграмах, наведені у врізці “ОЕС України: технічні характеристики”⁷ (с.6-8).

ОЕС складають вісім регіональних енергетичних систем – Дніпровська, Донбаська, Західна, Кримська, Південна, Південно-Західна, Північна, Центральна, що охоплюють усю територію країни та поєднані між собою лініями електропередачі напругою 750 кВ і 330-500 кВ (карта “Магістральні електричні мережі України”, с.28-29).

ОЕС України працює синхронно з Єдиною енергетичною системою Росії та з енергосистемами Білорусі й Молдови. Виокремлена частина ОЕС (т.зв. “Бурштинський острів”) синхронізована з ENTSO-E, що дозволяє здійснювати експорт української електроенергії до європейських країн⁸.

Оперативно-технологічне управління ОЕС, управління режимами енергосистеми, а також забезпечення надійності та умов паралельної роботи з енергосистемами інших країн покладено на державне підприємство (ДП) “Національна енергетична компанія “Укренерго” (далі – НЕК “Укренерго”)⁹.

1.2. Централізоване виробництво електроенергії здійснюють насамперед 17 найбільших теплових електростанцій (14 ТЕС і три ТЕЦ), чотири атомних (АЕС) і вісім гідралічних (ГЕС і ГАЕС)¹⁰. Порівняно невелику частку електроенергії виробляють також малі ТЕЦ, ГЕС і станції, що працюють з використанням відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) – вітрові (ВЕС), сонячні (СЕС) та ті, що виробляють електроенергію

з біомаси. У складі ОЕС є також блок-станції, які працюють з використанням різних видів енергії¹¹.

Сумарна встановлена потужність електростанцій ОЕС України (включно із блок-станціями) на початок 2012р. становила 53,31 млн. кВт (1 січня 2011р. – 53,16 млн. кВт)¹². Найбільша частка цієї потужності (понад 51%) припадає на ТЕС, що належать до генеруючих компаній, найменша (близько 0,6%) – на електростанції, що працюють з використанням ВДЕ.

З урахуванням законсервованих блоків, блоків, що перебувають на реконструкції, та мережевих обмежень загальна встановлена потужність, готова до експлуатації, складає близько 47 млн. кВт. Для покриття максимуму навантаження на енергосистему можуть бути використані енергоблоки сумарною потужністю близько 32 млн. кВт.¹³ Таким чином, резерви потужності в ОЕС України складають близько 32%.

Структура генеруючих потужностей ОЕС характеризується недостатністю маневрових потужностей. Так, потужності ГЕС, які можуть бути високоманевровими піковими потужностями, складають лише 8,6% (проти 15% необхідних); енергоблоки ТЕС, які можуть ефективно використовуватись як маневрові напівопікові потужності, складають 16,7% (проти необхідних 30-35%). Тому поширеною практикою є використання в маневрових напівопікових режимах енергоблоків ТЕС потужністю 300 МВт, які для цього не пристосовані.

Ситуацію може ускладнити інтенсивне будівництво електростанцій, що використовують ВДЕ. Вони працюють винятково в базовому режимі та через нестабільність первинного ресурсу потребують великих обсягів резервування – що може бути забезпечене лише ТЕС з відповідними маневровими характеристиками, яких, як зазначено вище, на цей час бракує.

Технічний стан генеруючих потужностей ОЕС стисло охарактеризований у врізці “ОЕС України: генерація електроенергії”.

1.3. Власними паливними ресурсами для виробництва електроенергії генеруючі підприємства галузі забезпечені приблизно на 60%. Близько 40% ресурсів імпортується переважно з Росії (природний газ, ядерне паливо). Доречно зауважити, що частку імпорту можна значно зменшити, зокрема – за рахунок будівництва власного заводу з фабрикації ядерного палива, для якого в Україні є більшість необхідних ресурсів. Проте, будівництво заводу зволікається фактично з 1994р.¹⁴ Жодна програма будівництва, що затверджувалася відтоді (остання за часом – у 2009р.), виконана не була. Наразі будівництвом опікується СП, створене у грудні 2010р. Державним

⁵ Див.: Енергетичний баланс України за 2010р.: Експрес-випуск. – Держкомстат України, 3 лютого 2012р., <http://ukrstat.org>. Даних за 2011р. на цей час немає.

⁶ Пункт 11 ст.1 Закону “Про електроенергетику” (1997р.).

⁷ Якщо не вказане інше, дані наводяться за виданням: Паливно-енергетичний комплекс України сучасність та майбутнє. – Інформаційно-довідникове видання, Київ, 2011. Спостерігається розбіжність даних у різних виданнях.

⁸ ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) – Асоціація Європейської мережі системних операторів з передачі електроенергії. До липня 2009р. Бурштинський острів працював синхронізовано з UCTE, яка наразі належить до ENTSO-E.

⁹ Створене відповідно до Наказу Міненерго України №54 від 15 квітня 1998р.

¹⁰ ТЕЦ (теплоелектроцентрально) – електростанція з комбінованим виробництвом електро- і теплової енергії. ГАЕС (гідроакмулюючі електростанції) – призначені переважно для акумулювання електроенергії (шляхом її перетворення на енергію води та навпаки) з метою регулювання добового графіка енергоспоживання. ГАЕС повертає до енергосистеми лише 70-75% забраної електроенергії, 25-30% – використовуються для її власних потреб.

¹¹ Блок-станція – електростанція, що належить споживачеві, але працює в ОЕС України та підпорядковується її диспетчерському управлінню.

¹² У 2011р., за рахунок модернізації діючих електростанцій і введення в експлуатацію генеруючих потужностей переважно у групі ВЕС і СЕС, сумарна потужність збільшилася на 0,283 млн. кВт. Водночас, виведено з експлуатації обладнання сумарною потужністю 0,132 млн. кВт. Тобто, річне зростання встановленої потужності склало 0,151 млн. кВт. Див.: Зміни встановленої потужності ОЕС України у 2011р. – Сайт НЕК “Укренерго”, 10 лютого 2011р., <http://www.ukrenergo.energy.gov.ua>. Для порівняння: за 2010р. збільшення становило 0,204 млн. кВт.

¹³ Зокрема, рекордний максимум видачі електроенергії (32 млн. кВт) припав на пік зимових холодів – 2 лютого 2012р. Див.: Українські енергетики забезпечили надійну роботу ОЕС у період холодів. – Сайт Міненерговугілля, 6 лютого 2012р., <http://mpe.kmu.gov.ua>.

¹⁴ 23 лютого 1994р. було видано Указ Президента України “Про невідкладні заходи з розвитку атомної енергетики та формування ядерно-паливного циклу в Україні”. Докладно див.: Ядерна енергетика України: проблеми безпеки і розвитку. Аналітична доповідь Центру Разумкова. – Національна безпека і оборона, 2005, №6, с.20-21.



концерном “Ядерне паливо” (Україна) і компанією “ТВЭЛ” (Росія). Водночас, існують обґрунтовані припущення, що завод ближчим часом побудований не буде – з політичних міркувань¹⁵.

1.4. Паливо, що споживається ТЕС і ТЕЦ (насамперед вугілля), є, як правило, неналежної якості, що в поєднанні із зношеністю обладнання і браком очисного устаткування зумовлює високий рівень шкідливих викидів у довкілля¹⁶. Сьогодні викиди на цих підприємствах у цілому перевищують нормативи ЄС від 5 до 30 разів (зокрема, викиди твердих частинок золи (пилу), що утворюються при спалюванні вугілля, – у 20-34 рази). На ТЕС і ТЕЦ припадає майже 80% загального обсягу викидів діоксиду сірки та 25% оксидів азоту. Крім того, викиди ТЕС забруднюють ґрунти високотоксичними важкими металами (насамперед, свинцем, кадмієм, міддю, цинком)¹⁷.

ОЕС УКРАЇНИ: ГЕНЕРАЦІЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Теплова генерація (ТЕС і ТЕЦ). До крупних теплових електростанцій України відносять 14 ТЕС п'яти генеруючих компаній (ГК) – Дніпроенерго, Донбасенерго, Західенерго, Східенерго та Центренерго. Переважна частина обладнання цих електростанцій введена в експлуатацію в 1960-1970 роках¹⁸. На цей час їх середній ККД становить близько 32% (проти 45% у розвинутих країнах), технічний стан – характеризується високим рівнем зношеності основного обладнання, через перевищення розрахункового ресурсу та відзначене вище використання їх енергоблоків у маневрових режимах, що прискорює спрацювання обладнання. Загалом, заміни потребують енергоблоки ТЕС сумарною потужністю 12 ГВт, або понад 40% загальної встановленої потужності ТЕС України¹⁹.

Через зношеність обладнання об'єктів теплової електроенергетики, погіршення їх технічного стану та використання в непроектованих режимах:

- зростають питомі витрати палива. Так, у 2008р. питомі витрати умовного палива в середньому складали 409 г.у.п./кВт-год., а на окремих ТЕС – 420-450 г.у.п./кВт-год. Для порівняння: відповідні показники ТЕС Європи складають 280-320 г.у.п./кВт-год.;
- збільшується кількість відмов основного обладнання. Так, у 2007-2008рр., порівняно з 1985р., вона збільшилася майже вдвічі. Найбільша кількість відмов пов'язана з роботою котлоагрегатів, а останніми роками – також турбін і генераторів²⁰;
- підвищується рівень шкідливих викидів в атмосферу, що завдає великої шкоди довкіллю і здоров'ю людини²¹.

Переважає більшість ТЕЦ збудовані в 1940-1950-х роках. За винятком Київських ТЕЦ-5 і ТЕЦ-6 та Харківської ТЕЦ-5, їх обладнання є фізично зношеним і морально застарілим²².

Атомна генерація (АЕС)²³. В Україні діють чотири АЕС, що належать до НАЕК “Енергоатом”. На АЕС працюють 15 блоків сумарною встановленою потужністю 13 835 МВт. Коефіцієнт її використання у 2011р. склав 74,5% (проти 73,6% у 2010р.)²⁴.

Попри загалом задовільний технічний стан АЕС та позитивні оцінки безпеки їх роботи міжнародними інституціями, атомній енергетиці притаманні проблеми, що потребують вирішення найближчим часом, зокрема: 60% (дев'ять одиниць) енергоблоків АЕС загальною потужністю 9 000 МВт у період до 2020р. потребують подовження терміну експлуатації; три з чотирьох АЕС (Рівненська, Хмельницька, Запорізька) через мережеві обмеження не можуть працювати на повну потужність; залишаються проблеми в поводженні з відпрацьованим ядерним паливом і радіоактивними відходами.

Гідрогенерація (ГЕС і ГАЕС). Крупні ГЕС і ГАЕС об'єднані в ПАТ “Укргідроенерго”. Це насамперед ГЕС Дніпровського каскаду (Дніпровська, Дніпродзержинська, Київська, Канівська, Каховська, Кременчуцька), а також Дністровська ГЕС та Київська і Дністровська ГАЕС. Названі ГЕС введені в експлуатацію переважно в 1960-1970-х роках. Термін експлуатації понад 60% гідрогенераторів ГЕС перевищив 30 років²⁵. Модернізація об'єктів гідроенергетики здійснюється досить повільно: на цей час “Укргідроенерго” виконує II етап Програми реабілітації (реконструкції) ГЕС, розрахований до 2017р.

1.5. Обсяги виробництва і споживання електроенергії змінюються, залежно від економічної ситуації у країні. Так, під час трансформаційної кризи 1990-х років виробництво електроенергії зменшувалося; з початком економічного зростання у 2001р. воно почало збільшуватися й у 2007р. досягло 195,1 млрд. кВт-год. Під час економічної кризи 2008-2009рр. показники дещо знизилися, проте дані за 2010-2011рр. свідчать про поступовий вихід української економіки з кризи, хоча обсяги виробництва у 2011р. ще не досягли показника передкризового 2007р. (не кажучи про 1990р., коли було вироблено 285,5 млрд. кВт-год. електроенергії).

1.6. Порівняно з 1990р., змінилася структура виробництва електроенергії за джерелами генерації. Так, якщо у 1990р. на теплову генерацію припадало майже 71% загального обсягу виробництва електроенергії, то упродовж наступних років цей показник знижувався і склав у 2011р. лише близько 48%. Натомість частка електроенергії АЕС зросла з майже 26% до 47%, відповідно. Останніми роками значно збільшилися темпи будівництва електростанцій, що працюють з використанням ВДЕ, однак частка виробленої ними електроенергії в загальному електроенергетичному балансі є незначною: у 2011р. – 0,17% (у 2010р. – 0,13%).

Водночас, позиції основних споживачів електроенергії не зазнали змін. Як і в 1990р., перші дві позиції за обсягами споживання посідають промисловість і побутовий сектор (населення). Так, у 2011р. на промисловість припадало 48,4% загального обсягу споживання-нетто, на побутовий сектор – 25,6%.

¹⁵ Докладно див.: Україно-російські відносини в енергетичній сфері. Аналітична доповідь Центру Разумкова. – Національна безпека і оборона, 2010, №6. Див. також: Савицький О. Виробництво ядерного палива з Росією: дуже далека перспектива? – Інтернет-видання DW, 3 квітня 2012р., <http://www.dw.de>.

¹⁶ Упродовж останніх 20 років у структурі споживання палива українськими ТЕС значно зменшилася частка мазуту і природного газу (з 50% до 20%). Зростання ціни на російський газ спричинило зупинку більшості газомазутних енергоблоків. На цей час близько 90% діючих енергоблоків працюють на вугіллі, причому – переважно низької якості. Докладно див.: Зменшення шкідливих викидів у тепловій електроенергетиці України через виконання вимог Європейського енергетичного співтовариства: Зелена книга – документ для обговорення. – Міжнародний центр перспективних досліджень, Київ, 2011, с.9.

¹⁷ Ідеться насамперед про великі установки спалювання, потужність яких перевищує 0,5 млн. кВт. Докладно див.: Зменшення шкідливих викидів у тепловій електроенергетиці України..., с.6, 14.

¹⁸ Електростанції з енергоблоками 150 МВт збудовані і введені в експлуатацію в 1959-1964рр., 200 МВт – в 1960-1975рр., 300 МВт – у 1963-1988рр., 800 МВт – у 1967-1977рр.

¹⁹ Модернізація електросетей України обійдеться в 20 млрд. грн. – ЛІГАБізнесІнформ, 8 листопада 2011р.

²⁰ Стогній Б.С., Майстренко А.Ю., Мецевитий Ю.М. Проблеми розвитку та модернізації теплової енергетики України. – Проблеми розвитку енергетики. Погляд громадськості, збірка №7, Київ, 2010р., с.90.

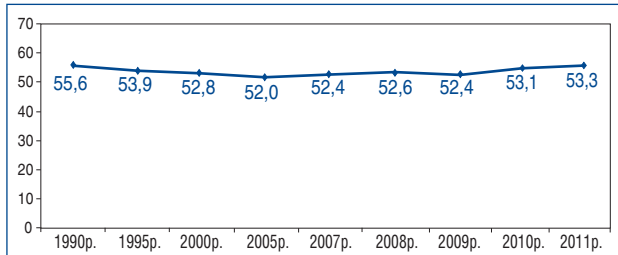
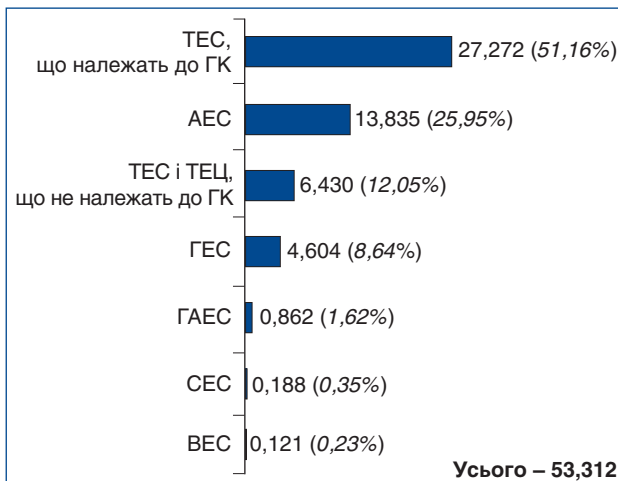
²¹ Докладно див.: Зменшення шкідливих викидів у тепловій електроенергетиці України...

²² Паливно-енергетичний комплекс України: стан, проблеми та перспективи. – Інформаційно-аналітична доповідь НТСЕУ, Київ, 2000, с.34.

²³ Докладно див.: Ядерна енергетика України: проблеми безпеки і розвитку. Аналітична доповідь Центру Разумкова. – Національна безпека і оборона, 2005, №6; Україно-російські відносини в енергетичній сфері: Аналітична доповідь Центру Разумкова...

²⁴ Див.: Основні техніко-економічні показники ДП НАЕК “Енергоатом” за 2011р. (оперативні дані). – Сайт ДП НАЕК “Енергоатом”, <http://www.energoatom.kiev.ua>.

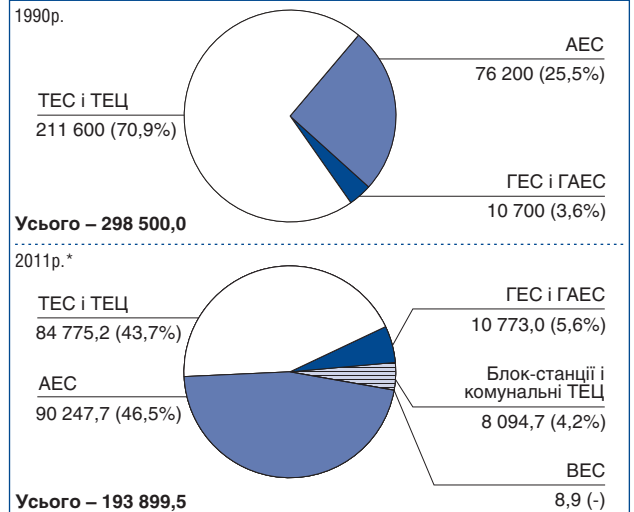
²⁵ Б.С.Стогній, О.В.Кириленко та ін. Особливості ОЕС України та науково-технічні проблеми забезпечення її розвитку. – Інститут електродинаміки НАН України, http://www.fel.kpi.ua/ppedisc/doc/p/p_1.pdf.

**Встановлена потужність електростанцій
ОЕС України на кінець відповідного року,
млн. кВт****Встановлена потужність електростанцій
(за джерелами генерації / належністю до
генеруючих компаній (ГК)) ОЕС України,
млн. кВт, на 1 січня 2012р.****Виробництво електроенергії електростанціями,
що належать до ОЕС України,
млн. кВт-год.**

	1990**	1995	2000	2001	2005	2007	2008	2009	2010*	2011*
	298 500	194 000	171 400	173 000	185 236	195 131	191 676	172 907	187 899	193 899
у т.ч. ВЕС	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	5,9	4,3	1,8	6,3	8,9

* За даними Міненерговугілля.

** Дані наводяться для порівняння.

**Структура виробництва електроенергії
за джерелами генерації,
млн. кВт-год.**

* За даними Міненерговугілля.

**Основні генеруючі компанії ОЕС України:
теплова генерація, на 1 січня 2011р.**

Генеруюча компанія/ електростанція	Встановлена потужність, тис. кВт	Виробництво електроенергії, млн. кВт-год.	% загального виробництва електроенергії
ТЕПЛОВІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ			
ПАТ "Дніпроенерго"	8 185	15 659,2	23,1
Криворізька ТЕС	2 820	6 744,3	9,9
Придніпровська ТЕС	1 765	3 881,5	5,7
Запорізька ТЕС	3 600	5 033,4	7,4
ПАТ "Донбасенерго"	2 705	8 081,7	11,9
Старобешівська ТЕС	1 825	5 275,4	7,8
Слов'янська ТЕС	880	2 806,4	4,1
ПАТ "Західенерго"	4 700	11 341,5	16,7
Бурштинська ТЕС	2 300	6 137,9	9,1
Добровірівська ТЕС	600	1 457,6	2,1
Ладизинська ТЕС	1 800	3 746,0	5,5
ПАТ "Центренерго"	7 600	14 636,8	21,6
Вуглегірська ТЕС	3 600	4 373,3	6,6
Трипільська ТЕС	1 800	4 346,4	6,4
Зміївська ТЕС	2 200	5 917,1	8,7
ТОВ "Східенерго"	4 157	18 109,7	26,7
Зуївська ТЕС	1 245	5 888,4	8,7
Луганська ТЕС	1 425	6 230,1	9,2
Курахівська ТЕС	1 487	5 991,2	8,8
Усього по ТЕС	27 347	67 828,9	100
ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ			
АЕК "Київенерго"	1 200	4 746,0	73,9
Київська ТЕЦ-5	700		
Київська ТЕЦ-6	500		
НАК "Нафтогаз України"	470	1 677,1	26,1
Харківська ТЕЦ-5			
Усього по ТЕЦ	1 670	6 423,1	100
Усього по тепловій генерації	29 017	74 252,0	

* 10 грудня 2010р. ухвалено рішення про подовження терміну експлуатації на 20 років.

** Виконуються роботи з подовження експлуатації відповідно до "Деталізованого план-графіка підготовки енергоблока №1 ВП ЮУ АЕС до продовження експлуатації у понадпроектний строк".

*** Згідно з рішенням Державного комітету ядерного регулювання України від 10 грудня 2010р. подовжено термін експлуатації на 20 років.



ХАРАКТЕРИСТИКИ

Основні генеруючі компанії ОЕС України:
гідроенергетика, на 1 січня 2011р.

Генеруюча компанія/ електростанція	Встановлена потужність, тис. кВт	Виробництво електроенергії, млн. кВт-год.	% загального виробництва електроенергії
ПАТ "Укргідроенерго"	5 007,6	12 434,1	
Дніпровська ГЕС	1 513,1	4 247,8	34,2
Дніпродзержинська ГЕС	369,6	1 407,6	11,3
Київська ГЕС	429,5	899,4	7,2
Каховська ГЕС	329,0	1 637,6	13,2
Кременчуцька ГЕС	632,9	1 621,1	13,0
Канівська ГЕС	472,0	1 002,7	8,0
Київська ГАЕС	235,5	153,3	1,3
Дністровська ГЕС	702,0	1 415,2	11,4
Дністровська ГАЕС	324,0	49,3	0,4

Відновлювана енергетика України: підсумки 2011р.*

Напрямок	Кількість об'єктів	Встановлена потужність, МВт		Обсяг виробництва, млн. кВт-год.
		загальна	введена в експлуатацію у 2011р.	
Вітроенергетика	11	133,9	57,3	89,0**
Сонячна енергетика	18	188,2	185,7	30,0**
Мала гідроенергетика	73	70,8	2,3	203,5
Біоенергетика	2	4,2	-	9,6
Всього	104	397,1	245,3	332,1

* За даними Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України.
 ** Дані стосовно електроенергії, виробленої з ВДЕ, різняться, що пояснюється відмінностями в системах збору та обробки інформації різними державними установами.

Споживання електроенергії в Україні у 2011р.

Споживачі	Споживання, млн. кВт-год.		Різниця		Частка в загальному споживанні, %	
	2010р.	2011р.	млн. кВт-год.	%	2010р.	2011р.
Споживання бруто	183 908,5	187 647,0	3 738,5	2,0		
Споживання нетто	147 483,4	150 967,0	3 483,6	2,4	100,0	100,0
Промисловість	71 517,3	73 037,9	1 520,6	2,1	48,5	48,4
- металургійна	38 438,1	37 674,8	-763,3	-2,0	26,1	25,0
- паливна	9 397,3	9 532,4	135,1	1,4	6,4	6,3
- машинобудівна	5 961,8	6 446,0	484,2	8,1	4,0	4,3
- хімічна та нафтохімічна	5 328,2	6 267,5	939,3	17,6	3,6	4,2
- харчова та переробна	4 623,2	4 664,1	40,9	0,9	3,1	3,1
- будівельних матеріалів	2 425,8	2 696,7	270,9	11,2	1,6	1,8
- інша	5 342,9	5 756,3	413,4	7,7	3,6	3,8
Сільгоспспоживачі	3 394,4	3 526,9	132,5	3,9	2,3	2,3
Транспорт	9 451,1	9 916,4	465,3	4,9	6,4	6,6
Будівництво	951,4	952,6	1,2	0,1	0,6	0,6
Комунально-побутові споживачі	18 282,0	18 369,3	87,3	0,5	12,4	12,2
Інші непромислові споживачі	6 213,3	6 554,7	341,4	5,5	4,2	4,3
Населення	37 673,9	38 609,1	935,2	2,5	25,5	25,6

Експорт української електроенергії,
млн. кВт-год.

Країна	2007р.		2008р.		2009р.		2010р.*		2011р.*	
	обсяг	%	обсяг	%	обсяг	%	обсяг	%	обсяг	%
Білорусь	685,5	7,4	-	-	1 212,9	30,3	2 940,0	69,7	2 561,6	39,8
Молдова	2 931,4	31,8	2 988,0	38,0	6,9	0,2	24,8	0,6	665,6	10,4
Польща	641,1	7,0	778,6	9,9	201,5	5,0	-	-	59,6	0,9
Росія	965,9	10,5	-	-	-	-	79,6	0,9	55,5	0,9
Румунія	456,9	5,0	70,5	0,9	34,1	0,9	61,6	1,5	28,6	0,4
Словаччина	347,3	3,8	1 838,3	23,3	1 373,2	34,3	502,9	11,9	589,4	9,2
Угорщина	3 172,3	34,5	2 192,8	27,9	1 171,7	29,3	609,2	14,4	2 472,7	38,4
Усього	9 200,4	100	7 868,2	100	4 000,3	100	4 218,1	100	6 433,0	100

* За даними Міненерговугілля.

Магістральні та міждержавні лінії електропередач: напруга, протяжність, терміни експлуатації, на 1 січня 2011р.

Напруга, кВ	Протяжність, км	в т.ч. за терміном експлуатації (років) протяжність / % загальної			
		до 25 років	25-30 років	30-40 років	понад 40 років
Всього, в т.ч.	22 891,857	4 254,789 / 18,6%	2 698,972 / 11,8%	6 478,108 / 28,3%	9 459,988 / 41,3%
800	98,540	-	-	-	98,540 / 100%
750	4 120,541	1 537,700 / 37,3%	1 080,770 / 26,3%	1 502,071 / 36,4%	-
500	374,760	59,700 / 15,9%	138,000 / 36,8%	177,060 / 47,2%	-
400	338,950	-	-	-	338,950 / 100%
330	13 346,778	2 392,298 / 17,9%	1 160,645 / 8,7%	4 146,054 / 31,1%	5 647,781 / 42,3%
220	3 975,885	169,784 / 4,3%	288,032 / 7,3%	462,620 / 11,6%	3 055,449 / 76,8%
110 (міждержавні)	538,000	79,917 / 14,8%	18,625 / 3,5%	156,466 / 29,0%	282,992 / 52,6%
35 (міждержавні)	98,403	15,390 / 15,6%	12,900 / 13,1%	33,837 / 34,4%	36,276 / 36,9%

Динаміка зношеності магістральних і міждержавних мереж (на 1 січня відповідного року), %

	2000р.	2001р.	2002р.	2003р.	2004р.	2005р.	2006р.	2007р.	2008р.	2009р.	2010р.	2011р.
Всього, у т.ч.	50,6	52,5	54,1	53,0	54,1	53,5	53,3	52,8	52,3	44,4	43,6	41,2
обладнання підстанцій	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39,3	38,5	37,9
ЛЕП	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50,8	52,4	45,1



ОЕС УКРАЇНИ: ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Розподільні електромережі та їх технічний стан, на 1 січня 2011р.

	Постачальні (електропередавальні) компанії, що працюють за регульованим тарифом	Повітряні лінії, ПЛ 0,4-150 кВ			Трансформаторні підстанції, ТП 0,4-35 кВ			Кабельні лінії, КЛ 0,4-35 (110) кВ		
		Всього в експлуатації, км	Підлягають капремонту, реконструкції та заміні, км	% зношення	Всього в експлуатації, шт.	Підлягають капремонту, реконструкції та заміні, шт.	% зношення	Всього в експлуатації, км	Підлягають капремонту, реконструкції та заміні, км	% зношення
1.	ПАТ "Вінницяобленерго"	43 314,3	25 339,5	58,5	10 143,0	7 116,0	70,2	1 592,6	850,5	53,4
2.	ПАТ "Волинсьобленерго"	24 140,0	11 524,0	47,7	5 570,0	2 486,0	44,6	1 270,0	291,0	22,9
3.	ПАТ "ЕК Дніпрообленерго"	45 443,8	12 762,6	28,1	11 877,0	4 497,0	37,9	5 910,3	2 413,2	40,8
4.	ПАТ "ДТЕК Донецькобленерго"	61 130,9	12 343,0	20,2	12 686,0	3 236,0	25,5	8 244,5	3 169,0	38,4
5.	ПАТ "ЕК Закарпаттяобленерго"	16 921,2	5 417,4	32,0	4 552,0	954,0	21,0	1 072,2	329,2	30,7
6.	ВАТ "Запоріжжяобленерго"	35 407,3	6 779,0	19,1	8 236,0	1 456,0	17,7	1 603,1	727,3	45,4
7.	ПАТ "Київенерго"	1 370,5	243,1	17,7	3 293,0	722,0	21,9	10 126,9	2 815,2	27,8
8.	ПАТ "Крименерго"	23 177,8	2 957,5	12,8	9 476,0	999,0	10,5	4 124,3	2 096,5	50,8
9.	ПАТ "Миколаївобленерго"	20 088,6	3 556,2	17,7	5 700,0	792,0	13,9	1 463,5	244,0	16,7
10.	ВАТ "Тернопільобленерго"	22 983,3	13 466,9	58,6	5 643,0	3 443,0	61,0	941,9	281,0	29,8
11.	АК "Харківобленерго"	40 021,2	8 900,8	22,2	10 556,0	4 732,0	44,8	6 696,5	55,1	0,8
12.	ПАТ "Хмельницькобленерго"	32 714,8	5 000,6	15,3	7 167,0	1 860,0	26,0	1 377,2	122,7	8,9
13.	ПАТ "Черкасиобленерго"	35 254,0	8 130,0	23,1	8 998,0	2 431,0	27,0	2 248,0	394,0	17,5
14.	ПАТ "ЕК Чернівціобленерго"	16 934,0	1 410,1	8,3	3 505,0	1 927,0	55,0	392,8	251,0	63,9
15.	ПАТ "Прикарпаттяобленерго"	24 549,6	16 290,0	66,4	5 918,0	3 055,0	51,6	1 440,0	384,0	26,7
16.	ВАТ "ЕК Одесаобленерго"	38 682,5	7 322,3	18,9	8 780,0	2 078,0	23,7	3 195,6	593,6	18,6
17.	ПАТ "Львівобленерго"	36 491,0	20 159,0	55,2	8 338,0	3 495,0	41,9	3 689,0	1 521,0	41,2
18.	ВАТ "Полтаваобленерго"	41 204,0	25 009,0	60,7	9 881,0	3 734,0	37,8	1 794,0	497,0	27,7
19.	ПАТ "Сумиобленерго"	30 826,0	11 750,6	38,1	7 423,0	4 125,0	55,6	2 112,0	403,0	19,1
20.	ПАТ "Чернігівобленерго"	34 685,0	2 931,6	8,5	8 599,0	2 183,0	25,4	1 533,5	192,6	12,6
21.	ПАТ "Кіровоградобленерго"	26 314,3	15 359,5	58,4	6 768,0	1 560,0	23,0	1 133,9	513,3	45,3
22.	ПАТ "ЕК Херсонобленерго"	24 989,0	9 539,1	38,2	4 272,0	1 451,0	34,0	1 052,2	435,5	41,4
23.	ПАТ "АЕС-Київобленерго"	43 608,3	2 541,1	5,8	9 077,0	194,0	2,1	2 441,8	238,6	9,8
24.	ПАТ "АЕС-Рівнеобленерго"	25 465,9	3 506,8	13,8	6 107,0	390,0	6,4	1 405,7	341,7	24,3
25.	ПАТ "ЕК Севастопольенерго"	1 308,6	1 10,5	8,4	782,0	5,0	0,6	990,3	97,8	9,9
26.	ПАТ "ЕК Житомиробленерго"	33 890,1	19 927,2	58,8	8 594,0	4 896,0	57,0	1 396,8	263,1	18,8
27.	ТОВ "Луганське енергетичне об'єднання" ("ЛЕО")	32 396,4	3 328,8	10,3	8 282,0	1 035,0	12,5	3 383,3	1 189,4	35,2
28.	ДП "РЕМ"	2 590,2	1 161,9	44,9	660,0	262,0	39,7	875,6	306,1	35,0
29.	ТОВ "Сервіс-Інвест"	1 981,0	147,3	7,4	1,0	0,0	0,0	32,4	0,0	0,0
Всього		817 883,6	256 915,2	31,4	200 884,0	65 114,0	32,4	73 539,9	21 016,3	28,6



1.7. Експорт електроенергії у передкризовому 2007р. склав 9,2 млрд. кВт-год., у 2011р. – 6,4 млрд. кВт-год. (проти 4,2 млрд. кВт-год. у 2010р.). Упродовж останніх двох років найбільшими імпортерами української електроенергії є Білорусь (у 2011р. – майже 40% загального обсягу експорту) та Угорщина (38%). Як зазначалося вище, експорт електроенергії здійснюється через “Бурштинський острів” (врізка “Острів Бурштинської ТЕС”²⁶).

1.8. Транспортування та розподіл електроенергії здійснюється магістральними (в т.ч. міждержавними) мережами протяжністю близько 23 тис. км та розподільними (локальними) мережами (понад 890 тис. км повітряних і кабельних ліній). До складу електромереж належать трансформаторні підстанції, розподільні установки та власне лінії передачі (характеристики технічного стану цих об’єктів наведені у врізці “ОЕС України: транспортування електроенергії”²⁷).

Магістральні електромережі перебувають в оперативному та технологічному управлінні ДП НЕК “Укренерго”.

Розподільні (локальні) мережі належать енергопостачальним (розподільним) компаніям різних форм власності, яких на цей час налічується 29 (25 “обленерго”, компанії Київенерго, ТОВ “Луганське енергетичне об’єднання (ЛЕО)”, ТОВ “Сервіс-Інвест” і ДП “РЕМ”). Ці компанії забезпечують транспортування і продаж електроенергії споживачам.

Обладнання електромереж характеризується високим рівнем зношеності, що зумовлює значні витрати електроенергії на її транспортування. У 2011р., порівняно з 2010р., загальні технологічні витрати зменшилися на 0,6%, але їх обсяг залишився високим – 21,1 млрд. кВт-год., або майже 12% загального відпуску електроенергії в мережу²⁸ (що в 1,5 разу більше, ніж у розвинутих країнах, де цей показник не перевищує 8%).

Проблемою є також недостатня спроможність ліній електропередачі у видачі потужності АЕС у мережу. Як зазначалося вище, саме через мережеві обмеження (брак ліній електропередачі напругою 750 Кв), насамперед, Рівненська і Хмельницька АЕС не можуть працювати на повну потужність²⁹.

Крім того, структура українських електромереж не дозволяє забезпечити повноцінний перерозподіл між регіонами, де є надлишок електроенергії (Захід країни), та енергодефіцитними (насамперед, Південь). Тому більшість напрямків передачі електроенергії між регіонами України працюють на межі забезпечення стійкості енергосистеми, що знижує її надійність, ускладнює регулювання та дотримання графіку ремонтних робіт.

²⁶ Джерела: “Бурштинський острів”. – Сайт НЕК “Укренерго”, 20 січня 2007р., <http://www.ukrenergo.energy.gov.ua>; Зубач В. Європа потребує української електроенергії. – Інтернет-видання “Львівський портал”, 10 січня 2012, portal.lviv.ua.

²⁷ Джерела: Інформаційна довідка про основні показники розвитку галузей паливно-енергетичного комплексу України за грудень та 2011р. (за фактичними даними). – Сайт Міненерговугілля; Проект оновленої Енергетичної стратегії України на період до 2030р.: Документ для обговорення. – Там само, с.25.

²⁸ Див.: Інформаційна довідка про основні показники розвитку галузей паливно-енергетичного комплексу України за грудень та 2011р. ...

²⁹ Так, у 2011р. коефіцієнт використання встановленої потужності Рівненської АЕС становив 70,7%, Запорізької – 77,4%. Див.: Основні техніко-економічні показники ДП НАЕК “Енергоатом” за 2011р. (оперативні дані)...

³⁰ За даними Міненерговугілля.

ОСТРІВ БУРШТИНСЬКОЇ ТЕС

Створений у 1995-2002рр. на базі найбільшої в західному регіоні електростанції – Бурштинської ТЕС – з метою організації експорту електроенергії до країн Європи. Охоплює територію Закарпатської, частини Львівської та Івано-Франківської областей загальною площею 27 тис. км² з населенням понад 3 млн. осіб. Крім Бурштинської (встановлена потужність 2 300 МВт) на “острові” працюють також Калуська ТЕЦ (200 МВт) і Теребля-Ріська ГЕС (30 МВт). “Острів” поєднано міждержавними лініями передачі з Угорщиною (одна ЛЕП 750 кВ, одна – 400 кВ, дві – по 220 кВ), зі Словаччиною (одна ЛЕП 400 кВ) та з Румунією (одна ЛЕП 400 кВ).

У липні 2002р. Керівний комітет УСТЕ на підставі висновків Технічного комітету УСТЕ/Україна надав дозвіл на постійну синхронну роботу “Бурштинського острова” з УСТЕ.

Експортний потенціал енергоострова, узгоджений з УСТЕ, в літній період (1 квітня – 30 вересня) становить 550 МВт, у зимовий (1 жовтня – 31 березня) – 500 МВт.

У роботі острова використовуються європейські стандарти функціонування енергосистеми, що дозволяє забезпечити процес надійного та якісного постачання електроенергії споживачам. Таким чином, острів відіграє важливу роль у процесі інтеграції ОЕС України до європейського об’єднання енергосистем.

Водночас, Бурштинська ТЕС потребує суттєвої модернізації. Щороку тут трапляється до 50 аварійних зупинок, тому з 2 300 МВт її встановленої потужності реально можна виробляти лише 1 700 МВт, з яких понад 1 000 МВт – спрямовується на потреби споживачів самого енергострова. Таким чином, власне експортна потужність станції становить близько 650 МВт – що набагато менше, ніж зазначені вище потужності міждержавних електромереж.

До характеристики технічного стану Бурштинської ТЕС можна додати випадок крупної пожежі, що сталася тут 21 лютого 2011р.

ОЕС УКРАЇНИ: ТРАНСПОРТУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Магістральні електромережі – одна з головних складових ОЕС України. Зокрема, мережі напругою 220-750 кВ забезпечують передачу до 90% електроенергії, яку виробляють українські електростанції.

Станом на 1 січня 2011р., магістральні мережі (включно з міждержавними) налічували близько 23 тис. км різної напруги. Їх роботу забезпечували 133 трансформаторні підстанції.

При цьому, понад 60% об’єктів магістральних електромереж споруджені в 1960-1970-х роках і є морально та фізично застарілими. Так, понад 41% магістральних і міждержавних мереж, станом на початок 2011р., експлуатувалися понад 40 років (до цього числа належать, зокрема, всі лінії електропередачі напругою 800 і 400 кВ (протяжність, відповідно, 98,5 та майже 339 км). Загалом, зношеність ліній електропередачі складала на той час 45,1%; обладнання підстанцій – 37,9%.

Роботи з модернізації і заміни зношеного обладнання, започатковані НЕК “Укренерго” у 2003р., просуваються досить повільно (переважно – через брак коштів). Проте, показник зношеності основних засобів магістральних електромереж дещо знижується: якщо на 1 січня 2004р. він становив 54,1%, то на відповідний період 2011р. – 41,2%³⁰.

Міждержавні лінії електропередачі. ОЕС України поєднана міждержавними лініями електропередачі з енергосистемами Білорусі, Молдови, Польщі, РФ, Румунії, Словаччини, Угорщини. Пропускна спроможність міждержавних мереж дозволяє значно збільшити обсяги експорту, але значна їх частина потребує реконструкції (зокрема, високовольтні лінії (ВЛ) 750 кВ: ХАЕС – Жешув (Польща), ЮУ АЕС – Ісакча (Румунія) (відключені наприкінці 2010р.), Західна ЕС – Альберштина (Угорщина)). Доцільним є також будівництво нових ВЛ.

Нарощування експорту потребуватиме збільшення обсягів електроенергії європейського рівня якості. Остаточне вирішення цього завдання можливе лише через підвищення технічного рівня електростанцій, систем електропередачі регулювання частоти та потужності до європейського рівня та перехід на паралельну роботу з ENTSO-E.

Розподільні (локальні) електромережі (мережі загального користування). Розподільні мережі налічують понад 890 тис. км повітряних і кабельних ліній електропередачі напругою 0,4-150 кВ, понад 200 тис. трансформаторних підстанцій напругою 0,4-35 кВ. Станом на 1 січня 2011р., зношеність повітряних ліній передач становила 31,4%, кабельних ліній – 28,6%, трансформаторних підстанцій – 32,4%.

1.9. Інституційне забезпечення роботи електроенергетичної галузі має дві складові – нормативно-правову та організаційну (включно із системою управління).

Нормативно-правове забезпечення. На цей час роботу галузі регулюють, насамперед, базовий Закон “Про електроенергетику” 1997р. (зі змінами 2000-2011рр.), закони “Про енергозбереження” (1994), “Про альтернативні види палива” (2000), “Про альтернативні джерела енергії” (2003), “Про теплопостачання” і “Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу” (обидва – 2005р.), а також ряд указів Президента України, постанов і розпоряджень Уряду, нормативних актів відповідальних відомств (НКРЕ, профільного Міністерства та ін.)³¹.

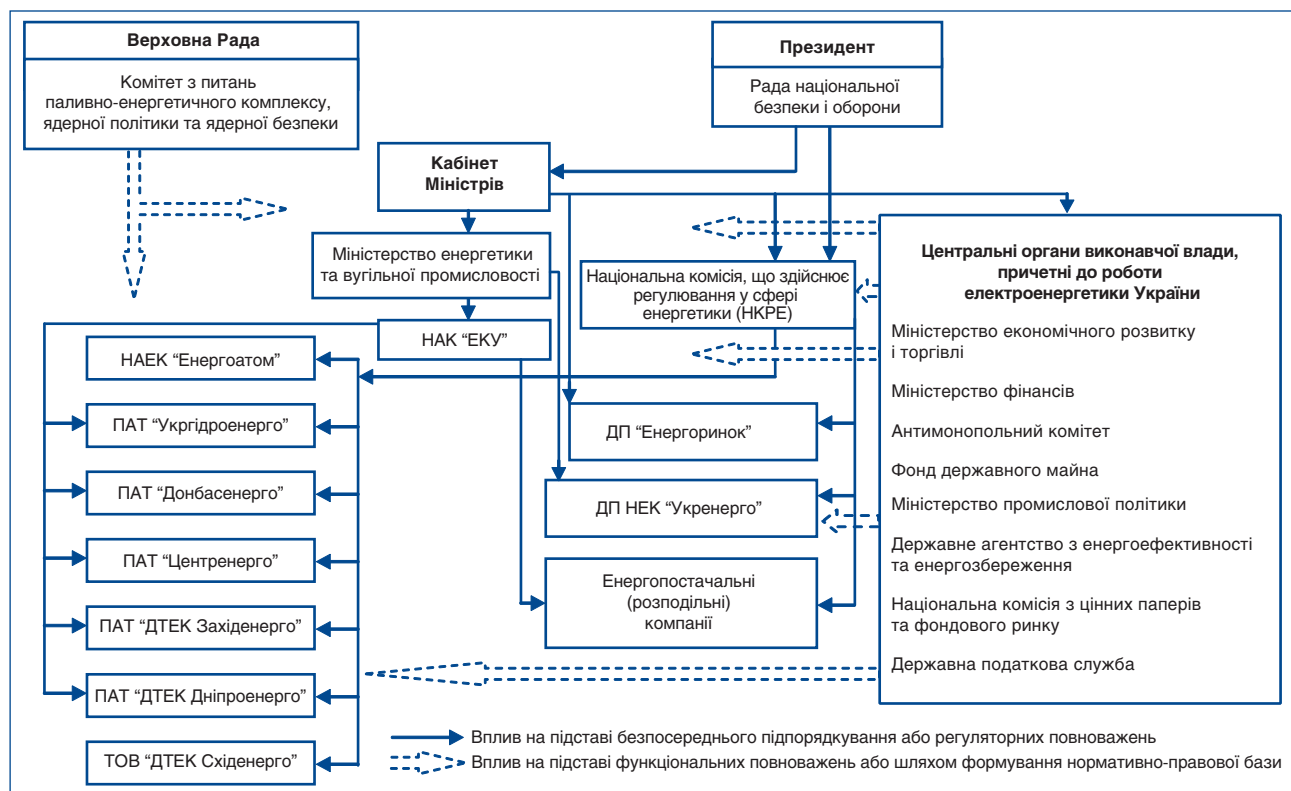
Однак, **нормативно-правове забезпечення роботи електроенергетичної галузі залишається неповним** (так, досі не прийнято Закон про засади функціонування ринку електроенергії в Україні), неусталеним (про що свідчать, зокрема постійні внесення численних змін до чинних законів) і містить певні суперечливі положення (наприклад, різні визначення та класифікація ВДЕ в законах “Про альтернативні джерела енергії” та “Про енергозбереження”), що в поєднанні створює правові колізії у сфері регулювання електроенергетики. Ще у 2010р. Мінпаливенерго (наразі – Міненерговугілля), Мін’юст, НКРЕ та інші причетні міністерства та відомства мали розробити План кодифікації та систематизації енергетичного законодавства та підготовки

рамкового (базового) закону про енергетику³². Проте, це завдання залишається не виконаним.

Водночас, головним завданням (і проблемою) на цей час є імплементація до національної правової бази енергетичного законодавства ЄС, що зобов’язалася зробити Україна, приєднавшись до Енергетичного Співтовариства. Однак, як свідчить моніторинг, проведений Центром Разумкова, майже всі завдання, визначені відповідним Протоколом про приєднання та заплановані до виконання впродовж 2011р., Україна не виконала й досі (див. Додаток 1 “Імплементація Україною документів ЄС відповідно до статті 2 Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства”, с.12-15).

Організаційне забезпечення. Як видно із схеми “Структура державного управління електроенергетикою України”, **законодавче врегулювання роботи галузі здійснює Парламент** (Комітет з питань паливно-енергетичного комплексу, ядерної політики та ядерної безпеки); головним органом у системі центральних органів виконавчої влади, що забезпечує **формування та реалізацію державної політики в електроенергетичній галузі** є Міністерство енергетики та вугільної промисловості України (Міненерговугілля)³³, діяльність якого, своєю чергою, спрямовує і координує безпосередньо Кабінет Міністрів. Міненерговугілля реалізує корпоративні права держави в підприємствах електроенергетики через Національну акціонерну компанію (НАК) “Енергетична компанія України” (далі – НАК “ЕКУ”).

Структура державного управління електроенергетикою України, станом на 15 червня 2012р.



³¹ Загалом, у розміщених на сайті Міненерговугілля (<http://mpe.kmu.gov.ua>) переліках основних нормативно-правових актів, які регулюють діяльність електроенергетичної галузі, перелічено 56 актів; ядерної енергетики та атомної промисловості – 22; ПЕК загалом – 19 (усі переліки – станом на 15 вересня 2011р.).

³² Розпорядження КМУ №274-р від 24 лютого 2010р.

³³ Створене відповідно до Указу Президента “Про оптимізацію системи центральних органів виконавчої влади” №1085 від 9 грудня 2010р. шляхом реорганізації Міністерства енергетики та палива України та Міністерства вугільної промисловості України. Положення про нове Міністерство затверджене Указом Президента №382 від 6 квітня 2011р.



Оперативно-технологічне управління ОЕС здійснює ДП НЕК “Укренерго”.

Операції купівлі-продажу електроенергії здійснюються через Оптовий ринок електроенергії (оператор – ДП “Енергоринок”).

Регулювання енергетичного ринку покладено на Національну комісію, що здійснює регулювання у сфері енергетики (НКРЕ), головними завданнями якої є: ліцензування та регулювання діяльності суб'єктів природних монополій; забезпечення проведення цінової і тарифної політики, захист прав споживачів, впровадження правил користування електричною енергією. НКРЕ повинна мати статус незалежного регулятора, проте в Україні вона реально не є незалежною. Указом №1057 від 23 листопада 2011р. НКРЕ (Національна комісія регулювання електроенергетики) була ліквідована, а керівництво НКРЕ передане від КМУ до Президента.

Слід особливо зауважити, що в українській енергетиці (як і в більшості інших галузей економіки та політики) фактично немає дієвого громадського контролю над діяльністю відповідних державних органів і структур, зокрема – повноцінних громадських рад, незалежних асоціацій споживачів тощо. На офіційному сайті Міненерговугілля, станом на 15 червня 2012р., міститься інформація про створення на виконання Указу Президента України від 9 грудня 2010р. Громадської ради при Міненерговугілля. Термін подачі заявок на участь в Установчих зборах зазначеної Ради було продовжено до 12 березня 2012р. Іншої інформації про Громадську раду немає.

На загаданому сайті оприлюднюються проекти окремих документів для громадського обговорення. Наприклад, наразі – це проект “Оновленої енергетичної стратегії України на період до 2030р.”. Однак, узагальнених даних про врахування пропозицій громадськості до обговорюваних документів немає.

У діяльність як державних органів, причетних до управління електроенергетичною галуззю, так і приватних компаній, що працюють у галузі, не запроваджені засади відкритості, прозорості, підконтрольності та соціальної відповідальності (останнє стосується насамперед приватних компаній, за рідкісними винятками). Перевірки діяльності окремих об'єктів галузі виявляють значні порушення податкового законодавства, нецільового використання коштів, штучне завищення витрат, виведення значних грошових сум “у тінь” тощо³⁴. Таким чином, електроенергетична галузь (як і ПЕК у цілому та національна економіка загалом) не є вільною від значного “тіньового” сектору, домінування неформальних (корупційних) відносин, впливу на державні політичні рішення з боку наближених до влади ФПГ та окремих осіб³⁵.

³⁴ Докладно див.: Дарнопих Г. Корпоративні інтереси фінансово-промислових груп та корупційні чинники продукування злочинності у сфері паливно-енергетичного комплексу. – Вісник Національної юридичної академії України імені Ярослава Мудрого, 2010, №3, с.95-103.

³⁵ В останніх за часом наукових дослідженнях дедалі більше йдеться про “утворення олігархічно організованих політичних груп (ОПГ), у яких взагалі немає вже потреби в державі як у джерелі та гарантії правил гри в економіці та суспільстві, оскільки їм потрібна саме “гра без правил”. Їм просто потрібна влада, щоб забезпечити продовження розвитку “олігархонімії”. Цит. за: Там само, с.98.

³⁶ Доречно зауважити, що виробництво електроенергії ГЕС і ГАЕС у 2011р. зменшилося, порівняно з 2010р., майже на 17%. Див.: Інформаційна довідка про основні показники розвитку галузей паливно-енергетичного комплексу України за грудень та 2011р. ...

ВИСНОВКИ

На цей час Україна має достатні генеруючі потужності та досить розвинуту мережу електропередачі, проте технічний стан основних фондів галузі наближається до критичного через зношеність і моральну застарілість обладнання, неналежну якість палива теплової генерації тощо.

Посилення цих негативних чинників зумовлює, зокрема, надмірні витрати електроенергії у процесах її виробництва і транспортування, підвищення негативного впливу роботи об'єктів галузі на довкілля (високі рівні шкідливих викидів); надмірну залежність електроенергетики від імпорту палива (40%).

Основою генерації є атомна енергетика, яка, маючи 26% загальної встановленої потужності всіх електростанцій країни, виробляє близько половини всього обсягу електроенергії (у 2011р. – майже 47%). Другу позицію посідає теплова електроенергетика (понад 63% загальної встановленої потужності; майже 44% обсягу виробництва). Частка ГЕС у загальній встановленій потужності становить лише 8,6% (близько 6% обсягу виробництва)³⁶.

Таким чином, структура генеруючих потужностей української електроенергетики переобтяжена базовими потужностями (АЕС і переважна частина енергоблоків теплової генерації) і характеризується гострим дефіцитом маневрових потужностей (насамперед, гідравлічних електростанцій). Внаслідок цього в якості маневрових використовуються енергоблоки, спроектовані для роботи в базових режимах, що є додатковим чинником пришвидшеного зносу обладнання. Така ситуація створює ризики їх остаточного спрацювання та виведення з експлуатації вже через 3-4 роки. Отже, без термінових заходів з модернізації теплової генерації і створення нових маневрових потужностей Україна ризикує втратити здатність самостійно регулювати енергосистему та перетворитися з експортера на імпортера електроенергії.

Потребує модернізації і розширення мережа ліній електропередачі, брак яких зумовлює, зокрема, неповне використання потужностей українських АЕС і регіональні диспропорції у забезпеченні електроенергією.

Недостатність маневрових потужностей і ліній передачі, а також недоліки систем управління (зокрема, диспетчеризації) знижують надійність і стабільність роботи ОЕС України, яка для усунення цих недоліків потребує досить значних інвестицій.

Однак, непрозорість відносин у ПЕК загалом та електроенергетичній галузі зокрема, невиконання державою взятих на себе зобов'язань, бюрократизм і корупція перешкоджають припливу інвестицій, отже – модернізації галузі відповідно до європейських вимог, норм і стандартів.

Тому очікувати інвестицій реально лише після належного інституційного забезпечення роботи галузі (та ПЕК України загалом): обмеження корупції; забезпечення сталої, відповідної європейському енергетичному законодавству нормативно-правової бази (в т.ч. у сфері податкового законодавства); запровадження засад відкритості, прозорості та соціальної відповідальності в діяльність усіх суб'єктів галузі.



Імплементація Україною документів ЄС відповідно до статті 2 Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства (станом на 10 червня 2012р.)				
Назва	Стислий зміст	Термін імплементації	Стан виконання	Примітки
Директива 2001/77/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 27 вересня 2001р. "Про створення сприятливих умов продажу електроенергії, виробленої з ВДЕ, на внутрішніх ринках"	Передбачає створення сприятливих умов продажу електроенергії, виробленої з ВДЕ, на внутрішніх ринках	1 липня 2011р.	План імплементації Директиви розроблено, але інформації про його затвердження немає. 25 вересня 2008р. прийнято Закон "Про внесення змін до деяких законів України щодо встановлення "зеленого тарифу", яким встановлені стимули виробництва та використання електроенергії, виробленої з ВДЕ (включно з малими ГЕС, встановлена потужність яких не перевищує 10 МВт). 3 червня 2011р. прийнято Закон "Про внесення змін до Закону України "Про електроенергетику" щодо гарантування зобов'язань держави щодо стимулювання використання альтернативних джерел енергії 17 червня 2011р. прийнято Закон "Про внесення змін до статті 17-1 Закону України "Про електроенергетику" щодо умов стимулювання виробництва електроенергії з альтернативних джерел". На розгляді Парламенту перебувають законопроекти: • "Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлюваних джерел енергії" (реєстр. №8455 від 28 квітня 2011р.). На цей час профільний Комітет пропонує повернути законопроект для доопрацювання (Подання Комітету від 10 квітня 2012р.); • "Про внесення змін до Закону України "Про електроенергетику" щодо стимулювання виробництва електричної енергії з біогазу" (реєстр. №10183 від 13 березня 2012р.); • "Про внесення змін до Закону України "Про електроенергетику" (щодо стимулювання виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії)" (реєстр. №10119 від 24 лютого 2012р.). На цей час обидва законопроекти опрацьовуються профільним Комітетом, надані депутатам для ознайомлення.	У 2011р. започатковано значна кількість проектів з виробництва електроенергії з ВДЕ. Однак, європейському законодавству не відповідає т.зв. "правило місцевої складової", яке в ЄС вважається складовою політики протекціонізму. (Закон "Про внесення змін до статті 17-1 Закону України "Про електроенергетику" щодо визначення питомої ваги українських товарів у вартості будівництва об'єкта електроенергетики", ст.1, від 18 листопада 2011р.).
<i>Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market</i>				Не відповідає вимогам ЄС вступання Президентом Закону "Про внесення змін до статті 17-1 Закону України "Про електроенергетику" (щодо вдосконалення системи тарифування на електроенергію, яка виробляється з біогазу)", який поширював сферу застосування "зеленого тарифу" на електроенергію, вироблену з біогазу. (Закон ухвалений Парламентом 12 жовтня 2011р.; відхилений Президентом 27 жовтня 2011р.). На заміну зазначеного Закону до Парламенту внесено новий законопроект.

Директива 2003/54/ЄС Європейського Парламенту та Ради Європейського Союзу від 26 червня 2003р. стосовно спільних правил для внутрішнього ринку електроенергії, яка скасовує Директиву 96/92/ЄС <i>Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC</i>	Спрямована на лібералізацію ринку електроенергії за трьома основними напрямками: вільний доступ до мереж, чесна тарифікація, відкритість ринку. Україна має забезпечити статус кваліфікованих споживачів: з 1 січня 2012р. – усіма непобутовими споживачами; з 1 січня 2015р. – усіма споживачами. Передбачає інформування споживачів про структуру тарифів, яка має бути прозорою і зрозумілою. У випадку зміни тарифу – споживачі інформуються про це завчасно з наведенням відповідних аргументів і розрахунків.	1 січня 2012р.	Головні вимоги Директиви мають бути імplementовані шляхом прийняття певних законів: • Закону “Про засади функціонування ринку електричної енергії в Україні”; Проект Закону (реєстр. №10571 від 6 червня 2012р.) перебуває на розгляді Парламенту.	Новий проект Закону розроблений у 2007-2009рр. в рамках реалізації компоненту Е “Впровадження Концепції Оптового ринку електроенергії України” Угоди про позику між Україною та МБРР за проектом реабілітації гідроелектростанцій №4795-ІІА (підписана 19 вересня 2005р.; ратифікована Верховною Радою 21 грудня 2005р. *). Протокольним Рішенням Комітету з економічних реформ від 22 лютого 2011р. Проект повернуто на доопрацювання до Міністерства енергетики. Міністерство створило відповідну Робочу групу (Наказ “Про доопрацювання законопроекту “Про засади функціонування ринку електричної енергії в Україні” №130 від 17 травня 2011р.). Терміни завершення роботи пов’язувалися з виконанням плану-графіка реформ на 2011р. (розділ “Електроенергетика”). Однак, зазначений термін перенесено на червень 2012р. через “методологічні особливості та низку невирішених питань”¹. * У липні 2001р. Парламент ухвалив Закон “Про засади функціонування оптового ринку електричної енергії в Україні”, проте він не був підписаний Президентом і 10 січня 2002р. – скасований Парламентом. Остання зазначена вимога в Україні не виконується. 7 лютого 2007р. законопроект прийнятий Верховною Радою V скликання за основу. 7 лютого 2012р. Постановою №4344 розгляд законопроекту внесено до порядку денного I сесії Верховної Ради VI скликання. Водночас, згідно з Указом Президента №1059 від 23 листопада 2011р., НКРЕ підпорядкована безпосередньо Президенту – що посилює її політичну залежність. Вимогам Директиви відповідає Постанова НКРЕ “Про затвердження Методики формування необхідного доходу ліцензіатів з передачі електричної енергії місцевими електромережами та тарифу на постачання електроенергії”. Однак, Постанова набуде чинності лише через три місяці після прийняття Закону “Про внесення змін до Закону України “Про природні монополії””.
			• Закону “Про державне регулювання в енергетиці України” (визначення статусу НКРЕ відповідно до вимог Директиви); Проект Закону (реєстр. №0889 від 23 листопада 2007р.) перебуває на розгляді Парламенту.	Остання зазначена вимога в Україні не виконується. 7 лютого 2007р. законопроект прийнятий Верховною Радою V скликання за основу. 7 лютого 2012р. Постановою №4344 розгляд законопроекту внесено до порядку денного I сесії Верховної Ради VI скликання. Водночас, згідно з Указом Президента №1059 від 23 листопада 2011р., НКРЕ підпорядкована безпосередньо Президенту – що посилює її політичну залежність. Вимогам Директиви відповідає Постанова НКРЕ “Про затвердження Методики формування необхідного доходу ліцензіатів з передачі електричної енергії місцевими електромережами та тарифу на постачання електроенергії”. Однак, Постанова набуде чинності лише через три місяці після прийняття Закону “Про внесення змін до Закону України “Про природні монополії””.
			• Закону “Про внесення змін до Закону України “Про природні монополії” (щодо стимулюючого регулювання)”. Відповідний законопроект розроблений Урядом і поданий на розгляд Парламенту (реєстр. №10338 від 12 квітня 2012р.). 22 травня 2012р. законопроект прийнято в першому читанні.	Остання зазначена вимога в Україні не виконується. 7 лютого 2007р. законопроект прийнятий Верховною Радою V скликання за основу. 7 лютого 2012р. Постановою №4344 розгляд законопроекту внесено до порядку денного I сесії Верховної Ради VI скликання. Водночас, згідно з Указом Президента №1059 від 23 листопада 2011р., НКРЕ підпорядкована безпосередньо Президенту – що посилює її політичну залежність. Вимогам Директиви відповідає Постанова НКРЕ “Про затвердження Методики формування необхідного доходу ліцензіатів з передачі електричної енергії місцевими електромережами та тарифу на постачання електроенергії”. Однак, Постанова набуде чинності лише через три місяці після прийняття Закону “Про внесення змін до Закону України “Про природні монополії””.

¹ Див.: Чиновники граються із законом про ринок електроенергії – ЗМІ. – Інтернет-видання “Реальна економіка”, 12 квітня 2012р., <http://www.real-ecconomy.com.ua>.



Назва	Стислий зміст	Термін імплементації	Стан виконання	Примітки
Регламент 1228/2003 від 26 червня 2003р. стосовно доступу до мережі трансграничної передачі електроенергії <i>Regulation (EC) No 1228/2003 of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity</i>	Регулює умови доступу до мережі трансграничної передачі електроенергії, що є необхідною умовою інтеграції ринків електроенергії. Формально не зафіксовано, але необхідною умовою для інтеграції ринків є об'єднання ОЕС України з європейською енергосистемою відповідно до вимог ENTSO-E.	1 січня 2012р.	Проект Закону "Про внесення змін до Закону України "Про електроенергетику" в частині регулювання діяльності, пов'язаної зі створенням та експлуатацією електромереж, з'єднаних з електромережами інших країн перебуває на опрацюванні в органах виконавчої влади та на цей час до Парламенту не внесений. 19 березня 2009р.* прийнято Закон "Про внесення змін до Закону України "Про електроенергетику" щодо врегулювання питань експорту електроенергії". Змінами врегульована процедура конкурсного доступу до пропускної спроможності міждержавних електромереж України. * Президент ветовав Закон, проте 14 квітня 2009р. Парламент подолав вето.	Згідно з Розпорядженням Кабінету Міністрів "Про затвердження плану заходів щодо виконання зобов'язань у рамках Договору про заснування Енергетичного співтовариства" №733 від 3 серпня 2011р., до 1 січня 2012р. мали бути розроблені Правила доступу до мережі трансграничної передачі електроенергії (відповідальні: Міненерговугілля, НКРЕ, НЕК "Укренерго"). На цей час інформації про стан розробки Правил немає. До 2010р. експорт електроенергії фактично монопольно належав ДП "Укренерго". Після прийняття названого Закону та затвердження Порядку проведення аукціонів щодо доступу до пропускної спроможності міждержавних електричних мереж України для експорту електричної енергії (Постанова НКРЕ №1207 від 22 жовтня 2009р.) НКРЕ запроваджено практику проведення аукціонів за право доступу до міждержавних мереж. Водночас, практика 2012р. свідчить, що практично всі лоти з доступу до експортного перетину кордону викупує компанія Р.Ахметова ДТЕК або афільовані з нею структури. У рамках виконання Проекту приєднання України та Молдови до системи ENTSO-E продовжується розробка проекту Контракту з ENTSO-E, який має на меті формування Каталогу заходів, необхідних для інтеграції ОЕС України до енергетичного об'єднання енергосистем європейських держав. Під час опрацювання питання залучення коштів державного бюджету України для фінансування Контракту виявлено низку проблем, тому Українською Стороною спільно зі Стороною ЄС ведеться пошук альтернативних джерел фінансування Контракту, зокрема, опрацьовується питання залучення коштів фонду Програми прикордонного співробітництва Європейського інструмента сусідства та партнерства "Україна-Румунія-Молдова". 19 травня з'явилися повідомлення про те, що Європейська Комісія прийняла рішення щодо виділення €7 млн. для дослідження питання підключення енергосистем України та Молдови до ENTSO-E ² . Про затвердження названої Програми інформації немає. Водночас, повідомляється, що: (1) Міненерговугілля опрацьовує концепцію Державної цільової програми інтеграції ОЕС України до енергетичного об'єднання європейських держав та відповідний проект розпорядження Уряду про її схвалення; (2) поточні заходи з інтеграції ОЕС України до мережі ENTSO-E виконуються згідно з Програмою першочергових організаційно-технічних заходів для підготовки ОЕС України до роботи з об'єднанням енергосистем європейських держав (затверджена Наказом Міністерства №532 від 15 жовтня 2009р.).
			Міненерговугілля підготовлено проект Державної цільової програми інтеграції ОЕС України до енергетичного об'єднання енергосистем європейських держав. 30 грудня 2010р. документ оприлюднено на офіційному сайті Міністерства для обговорення.	

² Україна и Молдова подключатся к панъевропейской энергосистеме. – Новости Украины и мира, 19 мая 2012г., <http://uknews24.com/ukraine-i-moldova-podklyuchatsya-k-panevropeskoj-energositeme>.

Директива 2005/89/ЄС Європейського Парламенту та Ради "Про заходи, що забезпечують безперерйність постачання електроенергії й інвестування в інфраструктуру" від 18 січня 2006р. <i>Directive 2005/89/EC of the European Parliament and of the council of 18 January 2006 Concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment</i>	Стосується заходів: • із створення рамкових умов для формування ефективної політики забезпечення безперерйності постачання електроенергії; • із безпеки інвестування в систему електро-постачання та інфраструктуру.	1 січня 2012р.	Імплементація вимог Директиви потребує внесення відповідних змін до Закону "Про електроенергетику" . У квітні 2012р. до Парламенту внесено розроблений Урядом проект Закону "Про внесення змін до Закону України "Про електроенергетику" щодо забезпечення надійного (безперерйного) постачання електричної енергії споживачам та інвестування в інфраструктуру" (реєстр. №10337 від 12 квітня 2012р.). 5 червня 2012р. законопроект прийнято в першому читанні. Розпорядження КМУ №733-р від 3 серпня 2011р. передбачало розробку до 1 січня 2012р. заходів із забезпечення безпеки електропостачання та інвестування в інфраструктуру відповідно до вимог Директиви. Інформації про розробку зазначених даних немає.	Проектом Закону пропонується, зокрема: • визначення поняття "надзвичайна ситуація в ОЕС України" та дії суб'єктів електроенергетики у випадку її виникнення; • затвердження стандартів операційної безпеки функціонування ОЕС і показників якості послуг з електропостачання; • розширення повноважень ДП "Укренерго", що здійснює диспетчерське (оперативно-технологічне) управління ОЕС України; • розробка Державної програми перспективного розвитку ОЕС України.
Директива 2001/80/ЄС Європейського Парламенту и Совета от 23 октября 2001г. "Об ограничении выбросов некоторых загрязняющих веществ от крупных установок сжигания" * Неофіційний переклад. <i>Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants</i>	Стосується встановлення граничного рівня викидів речовин, що забруднюють повітря, великими установками спалювання	1 січня 2018р.	Наразі окремі положення Директиви частково враховані в різних нормативно-правових документах, у т.ч. – прийнятих до приєднання України до Енергетичного Співтовариства. Розроблено Концепцію Державної цільової програми обмеження шкідливих викидів деяких забруднюючих речовин в атмосферу з великих спалювальних установок електроенергетичного сектору. Проект Концепції оприлюднений КМУ у квітні 2012р.	Ідеться, зокрема, про наступні документи: • наказ Мінінтрироди "Про затвердження технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин із теплосилового установок, номінальна теплова потужність яких перевищує 50 МВт" №541 від 22 жовтня 2008р. Наказ встановлює поточні та перспективні нормативи викидів. Перспективні показники викидів твердих часток, діоксиду сірки та оксидів азоту, яких планується досягти до 1 січня 2016р., відповідають вимогам Директиви; • наказ Національного агентства з екологічних інвестицій України від 21 березня 2011р. , яким затверджено Методику розрахунку викидів двоокису вуглецю у процесах виробництва електричної енергії на теплових електростанціях та її споживання; • наказ Мінінтрироди "Щодо підготовки Базового плану адаптації екологічного законодавства України до законодавства ЄС (юридичні аспекти)" №571 від 26 грудня 2011р. , який передбачає підготовку зазначеного Базового плану. Додатки до Наказу містять пропозиції до цього Плану та інформацію про відповідність нормативно-правової бази України вимогам права ЄС у сфері охорони довкілля.

2. РИНОК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ: СТАН І ПРОБЛЕМИ

Реструктуризація електроенергетичної галузі в 1995р. (зокрема, відокремлення функцій виробництва від розподілу та постачання електроенергії) створила передумови для запровадження ринку. В Україні було обрано модель закупівельного агентства (“єдиного покупця” або “пулу”) і створено Оптовий ринок електроенергії (ОРЕ).

Проте, вже на початку його роботи виявилися вади зазначеної моделі, зокрема в частині ціноутворення, умов для залучення інвестицій тощо. Тому в листопаді 2002р. була ухвалена “Концепція функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України”, яка передбачала поступовий (упродовж п’яти років) перехід до іншої моделі – двосторонніх договорів і балансуемого ринку (ДДБР)³⁷ (врізка “*Моделі ринку електроенергії*”).

Однак, заходи, передбачені Концепцією, у визначені терміни виконані не були, внаслідок чого в листопаді 2007р. ухвалено “План заходів щодо реалізації положень Концепції...”, розрахований на 2009-2014рр.³⁸ Проте, і цей документ повною мірою не виконується, ринок продовжує працювати за попередньо обраною моделлю.

2.1. Законодавство України визначає ОРЕ як “ринок, що створюється суб’єктами господарської діяльності для купівлі-продажу електричної енергії на підставі договору”³⁹. Органами управління ОРЕ є Загальні збори учасників ринку та Рада ОРЕ, регулятором – НКРЕ, оператором – ДП “Енергоринок” (схема “*Оптовий ринок...*”, с.27). З огляду на те, що значна частина учасників ринку є природними монополіями або посідають на ньому домінуючі позиції, державне регулювання ОРЕ здійснюється з урахуванням положень законів “Про природні монополії” та “Про захист економічної конкуренції”.

Модель ринку, реалізована в Україні, добре пристосована для регулювання енергосистеми, оскільки планування її роботи та товарні стосунки, включно з ціноутворенням, є органічними частинами єдиного процесу. Саме завдяки цьому українська електроенергетика навіть під час тривалої трансформаційної кризи 1990-х років уникла системних аварій (розвалу енергосистеми) та, в цілому, задовільно впоралася з енергозабезпеченням країни. Модель “пулу” сприяла також подоланню кризи неплатежів, оскільки створила єдиний майданчик для реалізації ефективних систем розрахунків.

2.2. До ОРЕ належать усі генеруючі компанії зі встановленою потужністю понад 50 тис. кВт, а також постачальні компанії, що отримали відповідні ліцензії НКРЕ. У 2011р. виробниками

було продано на ОРЕ 176,6 млрд. кВт-год. на суму 80,8 млрд. грн. (з урахуванням ПДВ)⁴⁰. Наразі учасниками ОРЕ є понад 350 підприємств-виробників і постачальників електроенергії (врізка “*Учасники ОРЕ* ”⁴¹).

УЧАСНИКИ ОРЕ (станом на 1 травня 2012р.)

Виробники:

- НАЕК “Енергоатом” – 48% загального обсягу електроенергії, відпущеної на ОРЕ;
- п’ять генеруючих компаній теплових електростанцій (14 ТЕС) – 38%;
- дві генеруючі компанії гідрравлічних електростанцій – 6%;
- 32 ТЕЦ та ін. виробники малої потужності (блок-станції) – 7,8%;
- 60 підприємств, що виробляють електроенергію з використанням ВДЕ (у т.ч. вісім ВЕС, 34 малих ГЕС, 18 СЕС) – 0,2%.

Постачальники:

- 40 компаній, що постачають електроенергію за регульованим тарифом і мають власні електромережі – 85% ринку;
- 215 компаній-трейдерів, що постачають електроенергію за нерегульованим тарифом, але не мають власних електромереж – 15% ринку.

Оптовий постачальник електроенергії – ДП “Енергоринок”: забезпечує роботу ОРЕ, зокрема розробку графіка навантаження, визначення оптової ринкової ціни, розрахунки з виробниками.

2.3. Робота ОРЕ побудована таким чином, щоб забезпечити покриття змінного впродовж доби (сезону) навантаження на енергосистему. Це досягається за допомогою системи планування роботи ОЕС, яку реалізує ДП “Енергоринок”. Відповідно, конкуренція на ОРЕ стає похідною від системи планування та залежить від можливостей і функцій різних видів генерації, які вони виконують, забезпечуючи роботу енергосистеми. Так, АЕС і ТЕЦ, працюючи в базових режимах, вносяться до графіка покриття навантаження гарантовано, поза конкуренцією (так само, як і ГЕС, які, завдяки високим маневровим характеристикам, забезпечують покриття пікових навантажень і резервування). Решта потреб в електроенергії добирається за рахунок ТЕС на конкурентних засадах (врізка “*Оптовий ринок у забезпеченні роботи ОЕС України*”, с.18).

Таким чином, у конкурентному секторі ринку працюють лише ТЕС, які подають до ДП “Енергоринок” цінові заявки⁴². Для всіх інших генераторів тарифи встановлюються НКРЕ; при цьому, для генерації із ВДЕ встановлюються особливі “зелені” тарифи. Отже, продаж виробниками електроенергії на ОРЕ здійснюється за трьома схемами.

- **Продаж за ціновими заявками.** Схема запроваджена для забезпечення конкуренції між ТЕС. Ціни для них формуються відповідно до положень Правил ОРЕ⁴³ (таблиця “*Складові тарифу на продаж електроенергії на ОРЕ генеруючими компаніями ТЕС у 2010-2011рр.*”⁴⁴, с.18).

³⁷ Схвалена Постановою КМУ №1789 від 16 листопада 2002р.

³⁸ Схвалений Розпорядженням КМУ №1056 від 28 листопада 2007р.

³⁹ Закон “Про електроенергетику”, ст.1. Ідеться про Договір між членами ОРЕ (ДЧОРЕ). Він містить ряд невід’ємних складових: Правила ОРЕ; Порядок фінансових розрахунків; Положення про надзвичайні ситуації на ОРЕ; Положення про комерційний облік електроспоживання та ін.

⁴⁰ Тут і далі в цьому Розділі, якщо не вказане інше, використовуються дані, наведені у джерелі: Звіт НКРЕ про діяльність Національної комісії регулювання електроенергетики України у 2011р. – Сайт НКРЕ, <http://www.nerc.gov.ua>.

⁴¹ Джерело: Чепурна О. Стан та перспективи розвитку комерційних відносин, пов’язаних з купівлею-продажем електричної енергії на ОРЕ України. – Сайт ДП “Енергоринок”, <http://rddb.er.energy.gov.ua>.

⁴² На ТЕС припадає 38% обсягу електроенергії, поставленої до ОРЕ у 2011р.

⁴³ Постанова НКРЕ “Про затвердження Правил Оптового ринку електричної енергії України в редакції, затвердженій Радою ринку від 4 вересня 2003р.” №921 від 12 вересня 2003р. (із змінами). – Офіційний сайт НКРЕ, <http://www.nerc.gov.ua>.

⁴⁴ Цільова надбавка – збір, запроваджений у 2004р. Впродовж 2004-2010рр. відраховувався до спеціального фонду Держбюджету для фінансування програм, що відповідали першочерговим потребам електроенергетичної і суміжних галузей. Законом про Держбюджет на 2011р. збір віднесений до доходів загального фонду.



МОДЕЛІ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Аналіз світової практики організації і роботи ринків електроенергії дозволяє виокремити їх чотири головні моделі: монопольна; закупівельного агентства (модель "єдиного покупця" чи "пулу"); оптової конкуренції; двосторонніх договорів і балансуєного ринку – ДДБР (або вільного доступу до мереж). Слід зауважити, що таке виокремлення є досить умовним, оскільки на практиці ринки електроенергії будуються з урахуванням національної специфіки та, як правило, є певним синтезом названих моделей.

Монопольна модель

У рамках моделі всі види діяльності – виробництво, розподіл і продаж електроенергії здійснює одна, як правило, державна компанія.

Позитивні риси: зручність для планування діяльності, забезпечення надійності роботи енергосистеми, її диспетчеризації, а також – для прийняття інвестиційних рішень, оскільки модель спирається на єдину систему планування та мінімізує інвестиційні ризики (всі витрати покладаються на споживача).

Ключові вади: (1) **ціноутворення** (оскільки модель виключає конкуренцію, то досить складно знайти механізми встановлення економічно обґрунтованих цін); (2) **знижена мотивація впровадження нових технологій і зниження собівартості виробництва** (через монопольне становище компанії).

Закупівельне агентство (модель "єдиного покупця" або "пулу")

Модель передбачає конкуренцію незалежних виробників електроенергії, що продають її єдиному монополісту-посереднику – закупівельному агентству, яке, своєю чергою, продає її постачальникам, що реалізують електроенергію споживачам на своїй ліцензійній території (де вони, як правило, є монополістами).

Позитивні риси: забезпечує конкуренцію на рівні виробництва електроенергії та будівництва електростанцій. Виробники, як правило, отримують плату за електроенергію, робочу потужність, маневреність тощо, яка дає змогу покрити всі витрати на виробництво – змінні (включно з оплатою палива), умовно-постійні та постійні, забезпечити рентабельність.

Агентство зобов'язане забезпечувати необхідний рівень виробництва та має достатній вплив на формування структури генеруючих потужностей. Модель добре пристосована для регулювання роботи енергетичної системи та забезпечення диспетчеризації.

Ключові вади: (1) **недосконале ціноутворення** (як правило, гранична ціна встановлюється на рівні найвищої цінової заявки), що створює підґрунтя для маніпулювання цінами; (2) **обмеження конкуренції**; (3) **послаблення мотивації до скорочення витрат і зниження собівартості електроенергії**; (4) **відсутність стимулів для інвестицій**, оскільки модель передбачає відбір частини виробників у щоденному режимі, отже вони не мають гарантій завантаження (доходів).

Модель оптової конкуренції

У рамках моделі постачальники мають можливість купувати електроенергію у будь-якого виробника; при цьому, передбачається, *по-перше*, вільний доступ до ліній електропередач, *по-друге*, монопольне становище постачальника на ліцензійній території, – що позбавляє споживачів можливості обирати постачальника.

Позитивні риси: модель передбачає конкуренцію на оптовому ринку.

Ключові вади: (1) **ускладнення прийняття виробниками інвестиційних рішень** (оскільки в рамках моделі вони несуть усі ризики); (2) **суттєве обмеження впливу держави на інвестиційний процес** і створення основних фондів у галузі; (3) **створення підґрунтя для конфліктів** між виробниками та постачальниками, оскільки останні можуть здійснювати операції у власних інтересах (зокрема, через маніпулювання цінами, інформацією стосовно попиту тощо); між постачальниками і крупними споживачами (групами споживачів), які, володіючи власними розподільними мережами, намагаються працювати безпосередньо з виробниками.

Модель двосторонніх договорів і балансуєного ринку (ДДБР)

Модель характеризується як повномасштабний конкурентний ринок.

Передбачає повне відокремлення виробництва, транспортування і збуту (звідси назва "модель вільного доступу до мереж"). У результаті, споживачі можуть отримувати електроенергію як безпосередньо від виробників, так і від постачальників, – тобто, конкуренція виникає і на роздрібному ринку електроенергії.

Більша частина електроенергії продається через біржі та/або укладення двосторонніх контрактів між виробником і споживачем (постачальником), у т.ч. – довгострокових.

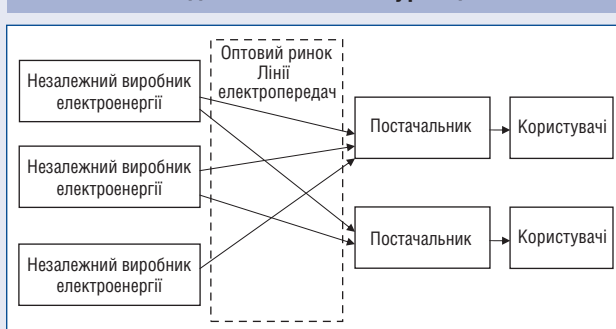
Монопольна модель



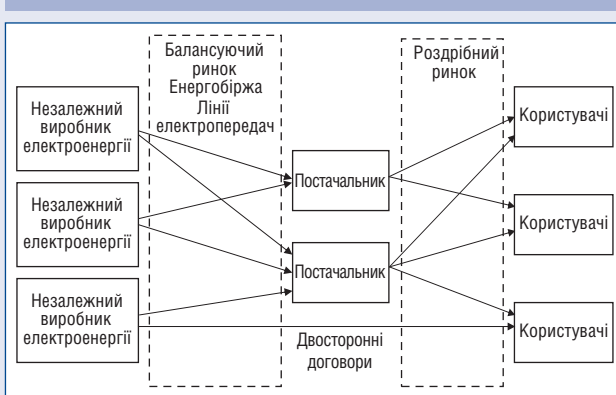
Закупівельне агентство ("пул")



Модель оптової конкуренції



ДДБР



Позитивні риси: модель посилює конкуренцію, яка, своєю чергою, стимулює підвищення ефективності як виробництва, так і споживання; практика довгострокових договорів створює мотиви для інвестицій.

Ключові вади: (1) **значне ускладнення** (навіть порівняно з попередньою моделлю) **регулювання та диспетчеризації енергетичної системи** – оскільки у процесі формування балансів потужності необхідно враховувати велику кількість децентралізованих рішень з виробництва/споживання електроенергії. Тому необхідним є запровадження **балансуєного ринку, який має забезпечувати балансування попиту/пропозиції в реальному часі** та, відповідно, створювати цінні стимули для наближення законтрагованих обсягів до фактичних потреб в електроенергії; (2) **виникнення проблем управління розвитком енергосистеми**, оскільки рішення про створення (модернізацію) генеруючих потужностей та електромереж приймають виробники, які несуть усі ризики. Водночас, можливості втручання в ситуацію держави є досить обмеженими.



ОПТОВИЙ РИНОК У ЗАБЕЗПЕЧЕННІ РОБОТИ ОЕС УКРАЇНИ

Основою щодобового планування режиму є погодинний прогноз споживання потужностей ОЕС, який здійснюється шляхом статистичної обробки ретроспективної інформації та на підставі прогнозової інформації щодо гідрометеорологічних факторів із врахуванням заявок постачальних компаній на купівлю електроенергії на ОРЕ.

Погодинний прогноз споживання і планові обсяги між-державних перетоків, погоджені з їх операторами, складають обсяг необхідного погодинного покриття в ОЕС.

Насамперед планується режим роботи ГЕС Дністровського і Дніпровського каскадів для покриття пікових навантажень в ОЕС.

Покриття решти навантажень здійснюється за рахунок АЕС, ТЕС і ТЕЦ, на підставі наданих ними заявок мінімальної і максимальної робочої потужності, цінних заявок (ТЕС) і сукупності технологічних обмежень, пов'язаних з режимами роботи електростанцій та електромережі.

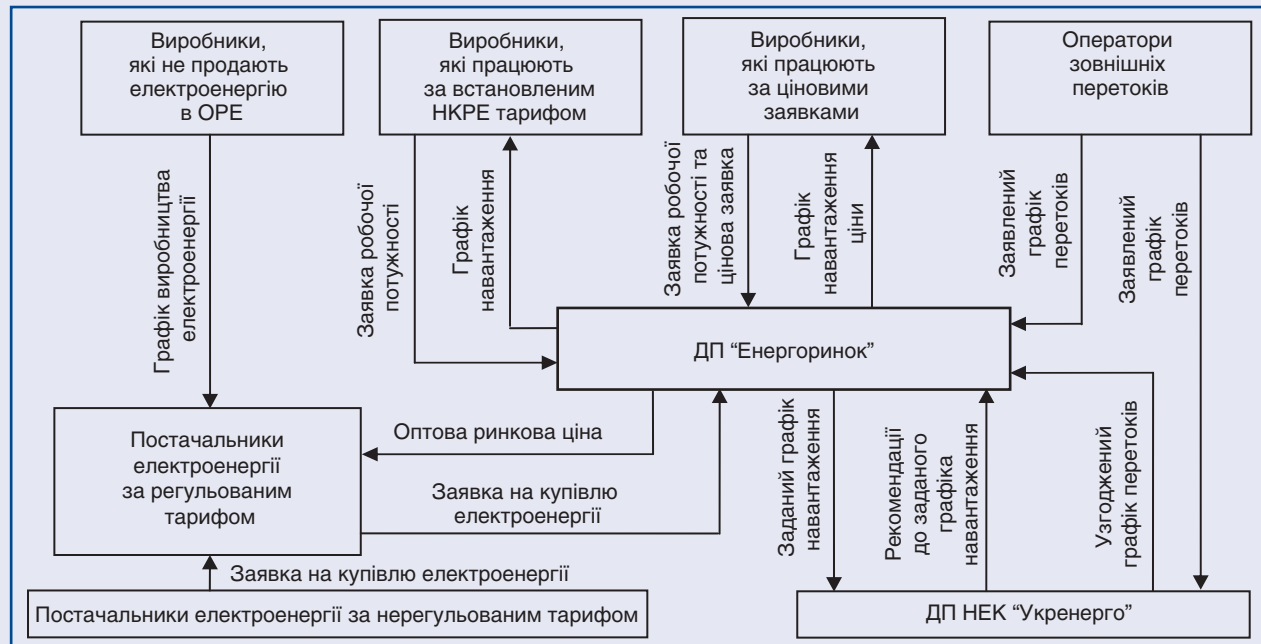
У процесі вибору складу обладнання для роботи на наступну добу пріоритет надається базовому навантаженню

АЕС і ТЕЦ, які працюють за власними графіками. Навантаження такого обладнання надалі, як правило, не змінюється.

Замикають прогнозний склад обладнання енергоблоку електростанцій, які працюють за цінними заявками. Для визначення його складу ДП "Енергоринок" використовує ранжування блоків ТЕС за комплексом показників, які відбивають рівень цінних пропозицій і мають певне кількісне вираження "питомої вартості" енергоблоку. Відбір останніх здійснюється за схемою "від найдешевшого до найдорожчого" та має на меті мінімізацію вартості електроенергії для споживачів шляхом пріоритетного навантаження енергоблоків з найменшим приростом ціни на електроенергію в межах вибраного складу обладнання на розрахункову добу.

Така система планування, крім іншого, компенсує відсутність ринку допоміжних послуг (наприклад, послуг з надання резерву потужності, регулювання частоти та/або напруги тощо).

Процес планування режиму роботи ОЕС України



Складові тарифу на продаж електроенергії на ОРЕ генеруючими компаніями ТЕС у 2010-2011рр.

Назва показників	2010р.		2011р.		Відхилення величин складових тарифу 2011р. від 2010р.	
	Величина складових тарифу	Питома вага в тарифі	Величина складових тарифу	Питома вага в тарифі	Величина складових тарифу	Питома вага в тарифі
	коп./кВт-год.	%	коп./кВт-год.	%	коп./кВт-год.	%
Собівартість товарної продукції	40,81	91,03	49,06	88,11	8,25	-2,92
Паливо	32,53	72,56	39,27	70,53	6,74	-2,03
Умовно-постійні витрати	8,28	18,47	9,79	17,58	1,51	-0,89
Виробничі послуги	0,78	1,74	0,82	1,47	0,04	-0,27
Сировина та допоміжні матеріали	1,13	2,52	1,39	2,50	0,26	-0,02
Енергія зі сторони	0,13	0,29	0,14	0,25	0,01	-0,04
Витрати на оплату праці та соціальні заходи	3,54	7,90	3,64	6,54	0,10	-1,36
Амортизаційні відрахування	0,85	1,90	1,03	1,85	0,18	-0,05
Інші витрати	1,85	4,13	2,78	4,99	0,93	0,87
Прибуток з електроенергії	3,14	7,00	5,15	9,25	2,01	2,25
Цільова надбавка	0,88	1,96	1,47	2,64	0,59	0,68
Тариф	44,83	100	55,68	100	10,85	0,00
Тариф без надбавки	43,94	98,40	54,21	97,36	10,27	-1,04



- **Продаж за тарифами, встановленими НКРЕ (АЕС, ГЕС, ТЕЦ).** Тарифи встановлюються за схемою “витрати плюс”, що, за визначенням, не заохочує генеруючі компанії до економії ресурсів, а навпаки – спонукає до завищення операційних витрат.
- **Продаж за “зеленими” тарифами.** Тарифи встановлюються НКРЕ і спрямовані на стимулювання виробництва електроенергії із ВДЕ, тобто – за визначенням, є вищими від тарифів на електроенергію із традиційних джерел (врізка “Зелений” тариф). Така практика сприяння в цілому відповідає європейській, однак в Україні “зелені” тарифи (особливо на електроенергію СЕС) на цей час є значно вищими, ніж у багатьох країнах Європи⁴⁵.

Як правило, такий посилено сприятливий режим для виробників пов’язують з підвищеними інвестиційними ризиками в Україні⁴⁶. Однак, побутує й інша точка зору, згідно з якою високі “зелені” тарифи є результатом лобістських зусиль власників електростанцій; визначення ставки тарифу відбувається в непрозорий спосіб – що стримує розвиток конкуренції в цьому секторі та перешкоджає приходу інвесторів, зокрема тих, які могли б запропонувати більш вигідні умови⁴⁷.

Слід відзначити дві особливості процесу формування тарифів. По-перше, в його рамках застосовується практика стримування цін на електроенергію

для кінцевого споживача. Зокрема, під час погодження річних інвестиційних планів енергетичних компаній в Міненерговугілля та НКРЕ ці плани суттєво коригуються в напрямі зменшення інвестиційної надбавки.

По-друге, цінкові пропорції різних видів генерації на вітчизняному ринку загалом не відповідають світовим тенденціям. Так, у червні 2012р. середня ціна, за якою ТЕС продавали електроенергію на ОРЕ, більш ніж утричі перевищувала тариф АЕС – тоді як аналогічне співвідношення в розвинутих країнах становить 0,6-1,3⁵². Водночас, як зазначалося, окремі “зелені” тарифи є набагато вищими, ніж у країнах ЄС.

2.4. Оптова ринкова ціна на електроенергію визначається як середньозважена величина:

- **вартості закупівлі електроенергії від усіх виробників-учасників ОРЕ;**
- **витрат на диспетчеризацію та утримання магістральних і міждержавних мереж;**
- **витрат на забезпечення роботи ОРЕ;**
- **загальнодержавних витрат (зокрема, цільової надбавки до діючого тарифу на електроенергію, компенсації пільгових тарифів для окремих категорій споживачів тощо) (схема “Ціноутворення на Оптовому ринку електроенергії України”;** таблиця “Тарифи та ціни на купівлю/продаж електроенергії на ОРЕ у 2011р.”, с.20).

“ЗЕЛЕНИЙ” ТАРИФ

Особливі тарифи на електроенергію, вироблену із ВДЕ (включно з малими ГЕС) запроваджено Законом “Про внесення змін до деяких законів України щодо встановлення “зеленого” тарифу” (2008р.).

На цей час величина тарифів регулюється Законом “Про внесення змін до Закону України “Про електроенергетику” щодо стимулювання використання альтернативних джерел енергії” (2009р.) і встановлюється для кожного із суб’єктів господарювання, що виробляють електроенергію із ВДЕ, для кожного виду відновлюваної енергії та для кожного об’єкта відновлюваної електроенергетики шляхом застосування визначеної формули та коефіцієнтів (роздрібний тариф для споживачів II класу напруги, станом на січень 2009р., помножений на коефіцієнт, встановлений для кожного виду ВДЕ; при цьому, для СЕС і малих ГЕС застосовується тарифний коефіцієнт для пікового періоду часу). Крім підвищеного тарифу, виробники електроенергії із ВДЕ користуються рядом податкових і митних пільг⁴⁸.

Механізм “зеленого” тарифу діятиме до 1 січня 2030р. Водночас, встановлено, що для об’єктів, введених в експлуатацію (або суттєво модернізованих) після 2014р., 2019р.

Зелені тарифи-2011, коп./кВт-год. (без ПДВ)

Малі ГЕС	ВЕС	Біомаса	СЕС	
86,47	126,11	138,12	наземні	дахові
			518,84	475,6

та 2024р., коефіцієнт “зеленого” тарифу зменшуватиметься, відповідно на 10%, 20% і 30% його базової величини.

Порядок надання “зеленого” тарифу застосовується з обмеженням – т.зв. “місцевою складовою”. Наразі обсяги та часові межі застосування “місцевої складової” визначено Законом “Про внесення змін до статті 17 Закону України “Про електроенергетику” щодо визначення питомої ваги українських товарів у вартості будівництва об’єкта електроенергетики” (2011р.)⁴⁹. Запровадження “місцевої складової” багато експертів розглядають як захід, що перешкоджає інвестуванню у відновлювану електроенергетику⁵⁰.

Станом на 27 червня 2012р., у НКРЕ зареєстровано 65 компаній-виробників електроенергії з “альтернативних джерел”⁵¹.

⁴⁵ Так, у Звіті, виконаному в рамках програми регуляторної підтримки НКРЕ компанією *Mercados EMI*, відзначається: “стимулюючий тариф для фотоелектричних СЕС в Україні вищий за граничний – набагато вищий за середній для країн-членів ЄС, в яких тарифи для фотоелектричних СЕС були протягом останніх років виправлені та оновлені, враховуючи швидкий розвиток технологій”. Див.: Сприяння Національній комісії регулювання електроенергетики України: Програма регуляторної підтримки – Завдання І: Впровадження в повному обсязі Закону про “зелений тариф” та методологія його застосування, с.16. – Сайт Програми фінансування альтернативної енергетики в Україні, <http://www.useff.com.ua>.

⁴⁶ Бойко М. Зелений тариф та альтернативне майбутнє України. – Портал “Україна комунальна”, 23 січня 2012р., <http://jkg-portal.com.ua>; Богатирьов І. Зелені тарифи – плата за ризик. – Інтернет-видання “Економічна правда”, 31 січня 2011р., <http://www.epravda.com.ua>.

⁴⁷ Онишків Ю. Розвиток сонячної енергетики в Україні і на благо братів Ключових. – Інтернет-видання *KyivPost*, 13 квітня 2011р., <http://www.kyivpost.ua>; Віннічук Ю. “Донецькі” підкорять сонце за рахунок держави? – Інтернет-видання “Економічна правда”, 22 липня 2011р.; Климова О. Ключев відкриває старі горизонти. – Коментарі, 23 березня 2012р., с.14.

⁴⁸ Докладно див.: Державна політика у сфері розвитку відновлюваних джерел енергії. – Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження. – Українська енергетика *UA-Energy*, <http://ua-energy.org>.

⁴⁹ Тобто, тариф встановлюється для об’єктів, будівництво яких розпочате після 1 січня 2012р. та введених в експлуатацію до 1 січня 2013р., – за умови, що питома вага сировини, матеріалів, основних засобів, робіт і послуг українського походження у вартості будівництва, становить не менше 15%; для об’єктів, будівництво яких розпочате після 1 січня 2012р. та введених в експлуатацію після 1 січня 2013р., – не менше 30%, для об’єктів, будівництво яких розпочате після 1 січня 2012р. та введених в експлуатацію після 1 січня 2014р. – не менше 50%.

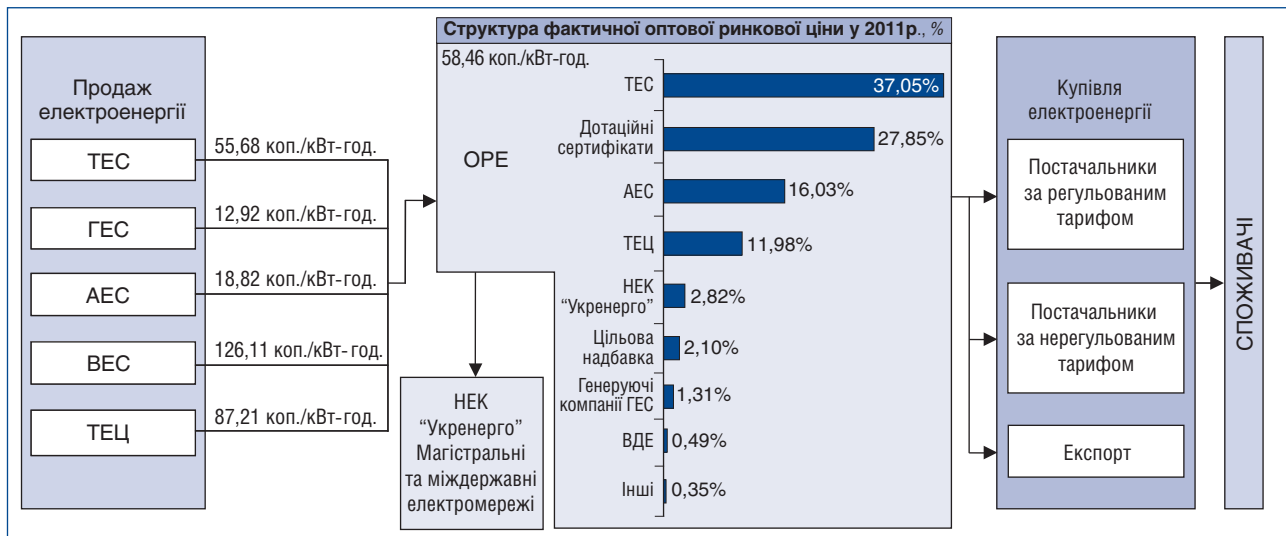
⁵⁰ Див., наприклад: Уряд має покращити середовище для “зелених” інвестицій. – Українська енергетика *UA-Energy*, 2 червня 2011р., <http://ua-energy.org/post/7968>.

⁵¹ Закон “Про альтернативні джерела енергії” (2003р.) до альтернативних відносить відновлювані джерела енергії (ВДЕ) та “вторинні енергетичні ресурси”.

⁵² Див.: Юрій Недашковський: Атомна генерація і надалі відіграватиме ключову роль в енергетиці країни. – Українська енергетика *UA-Energy*, 29 серпня 2011р.



Ціноутворення на Оптовому ринку електроенергії України, 2011р.



Тарифи та ціни на купівлю/продаж електроенергії на ОРЕ у 2011р.*

Тарифи/ціна ОРЕ	Рівень, коп./кВт-год.	Зростання, порівняно з 2010р., та його основні чинники
Середній тариф продажу електроенергії на ОРЕ за ціновими заявками (ТЕС)	55,68	Зріс на 24,2% (у т.ч. на 20,71 % зросла паливна складова, на 18,23% – умовно-постійні витрати (на сировину, допоміжні матеріали, оплату праці))
Тариф продажу на ОРЕ електроенергії, виробленої на АЕС	18,82	Зріс на 18,9% за рахунок збільшення вартості СЯП, зростання витрат на подовження терміну експлуатації енергоблоків, оплату праці, супровід експлуатації
Тариф продажу на ОРЕ електроенергії, виробленої ТЕЦ	87,21	Зріс на 26,8% за рахунок зростання вартості палива, водопостачання, водовідведення, середньої зарплати, інших операційних витрат тощо
Тариф продажу на ОРЕ, виробленої електростанціями БАТ "Укргідроенерго"	12,92	Зменшився на 12% через зростання обсягів відпущеної електроенергії (на 17%)
Тариф продажу на ОРЕ електроенергії, виробленої ВЕС	126,11	Зріс на 1,7%
Фактична оптова ринкова ціна продажу електроенергії з ОРЕ	58,46	Зросла на 18% за рахунок збільшення, зокрема: - обсягів дотаційних сертифікатів – на 20,24% ¹ ; - тарифів продажу на ОРЕ електроенергії: ТЕС – на 24,3%; АЕС – на 19,8%; ТЕЦ – на 26,81%; ВДЕ – на 37,3%; витрат на диспетчеризацію та утримання високовольтних мереж – на 11,55% ²

* Усереднення здійснюється за помісячними показниками, а для ТЕС – і за показниками виробників.

¹ Дотації для компенсації втрат постачальних компаній від постачання електроенергії за регульованим тарифом пільговим категоріям споживачів.

² Що, своєю чергою, зумовлено зростанням середнього тарифу на 4,11% і зростанням на 8,34% обсягу передачі електроенергії магістральними та міждержавними електромережами.

Оптова ринкова ціна залежить переважно від цін на первинні енергоносії (ядерне паливо, вугілля, природний газ тощо) та сезонної зміни структури виробництва електроенергії (питомої ваги електроенергії, виробленої насамперед АЕС, ГЕС, ТЕС і ТЕЦ).

2.5. Куплену на ОРЕ за оптовою ціною електроенергію постачальники реалізують на роздрібному ринку електроенергії за нерегульованим або регульованим тарифами.

Постачальники за нерегульованим тарифом встановлюють ціну за домовленістю з покупцем на підставі договору купівлі-продажу⁵³. Для постачання використовуються електромережі третіх осіб. Обсяг електроенергії, що продається за нерегульованим тарифом, є незначним і становить близько 10% загального обсягу продаж.

Регульовані тарифи НКРЕ встановлює за такими параметрами:

- **напругою електроенергії, яка постачається** (класи споживачів);
- **належністю до пільгових категорій споживачів** (залежить від обсягів споживання, типу електрообладнання, соціального статусу споживачів і місця їх проживання);
- **т.зв. часовими "зонами" споживання**, тобто часом споживання електроенергії упродовж доби⁵⁴ (врізка "Класи споживачів..."⁵⁵).

Серед пільгових категорій – побутові споживачі (населення), для яких **встановлюється фіксований рівень тарифів, єдиний на всій території країни**. На цей час, за твердженням енергетичних компаній, тарифи для населення не дозволяють компенсувати

⁵³ Постачальники за нерегульованим тарифом – переважно великі промислові підприємства, що купують електроенергію для власних потреб, або компанії-посередники. У 2011р. лише 74 такі компанії закупили на ОРЕ 18,9 млрд. кВт-год. електроенергії на суму 10,2 млрд. грн.

⁵⁴ Тарифні коефіцієнти за умови використання багатозонних приладів обліку електроенергії запроваджені Постановою НКРЕ №309 від 10 березня 1999р. (п.1.8.).

⁵⁵ Джерела: Постанови НКРЕ: "Про порядок визначення класів споживачів електричної енергії, диференційованих за ступенями напруги" №1052 від 13 серпня 1998р. та "Про відновлення дії Постанови НКРЕ №1052 від 13 серпня 1998р." №93 від 1 лютого 2010р.



навіть собівартість виробництва і транспортування електроенергії. Тому НКРЕ неодноразово вдавалася до підвищення тарифів, а останнім часом – до запровадження підвищених тарифів на обсяги споживання понад певні встановлені нормативи (врізка “*Тарифи для населення*”, с.22).

2.6. Компанії-постачальники, що працюють за регульованим тарифом, продають споживачам електроенергію за роздрібними тарифами, які вони формують за встановленою формулою⁵⁶. Роздрібний тариф складається з оптової ринкової ціни (у 2011р. частка цієї складової у середньому роздрібному тарифі становила 79,8%); тарифу на передачу місцевими мережами (12,1%); тарифу на постачання (0,7%); відшкодування витрат електроенергії під час її транспортування та ін. фактори (7,4%)⁵⁷.

Загалом, у 2011р. компаніями-постачальниками куплено на ОРЕ 171,7 млрд. кВт-год. електроенергії⁵⁸ на суму 87,2 млрд. грн., з якої покупцями оплачено 98,7%. Рівень розрахунків ОРЕ з генеруючими компаніями склав 100%. Однак, попри досить непогані показники розрахунків, на ОРЕ залишаються значні обсяги заборгованості, накопичені попередніми роками. Так, на початок 2011р. загальна заборгованість ОРЕ перед кредиторами становила 15,5 млрд. грн.⁵⁹

Крім того, практика застосування тарифів свідчить про непрозорість нормативної бази і процедур, на основі яких воно здійснюється⁶⁰.

⁵⁶ Формула наведена в Умовах та Правилах здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії за регульованим тарифом: Постанова НКРЕ №15/1 від 13 червня 1996р. (із змінами).

⁵⁷ Тарифи на передачу та постачання електроенергії для компаній-постачальників є різними й залежать від багатьох факторів (структури істану мереж, структури та обсягів споживання електроенергії, площі ліцензійної території тощо). Тому різними є і роздрібні тарифи постачальних компаній для промислових і приватних до них споживачів.

⁵⁸ У т.ч. компаніями, що працюють за регульованим тарифом, – 146,4 млрд. кВт-год. (85,3% усього обсягу), постачальниками за нерегульованим тарифом – 18,9 кВт-год. (11%), компаніями-експортерами – 6,4 млрд. кВт-год. (3,7%). Вище вказувалося, що у 2011р. виробниками було продано на ОРЕ 176,6 млрд. кВт-год.; різниця купівлі/продажу складає 4,9 млрд. кВт-год., або 2,8% загального обсягу електроенергії, проданої виробниками ОРЕ. Зазначена різниця виникає внаслідок втрат електроенергії в мережах.

⁵⁹ Звіт НКРЕ про діяльність Національної комісії регулювання електроенергетики України у 2010р. – Офіційний сайт НКРЕ.

⁶⁰ Зокрема, про це свідчать події навколо переведення ПАТ “Запорізький завод феросплавів” з I до II класу споживачів, внаслідок чого 1 січня 2011р. тариф на електроенергію для нього зріс на 35%. У результаті було скорочено обсяги виробництва і звільнено 1 400 працівників. Така ж ситуація може склестися і для Стаханівського заводу феросплавів. Див.: Профспілка металургів і гірників збирається підняти людей на страйк. – УНІАН, 14 травня 2012р., <http://www.unian.ua>; Стаханівський завод феросплавів – під загрозою зупинки. – Інтернет-видання Finance.ua, 26 травня 2012р., <http://news.finance.ua>. Детально див. також: Коссе І. Прозорість та економічна обґрунтованість тарифів на електроенергію – необхідна умова реформи енергетичного сектору України: Консультативна робота. – Інститут економічних досліджень та політичних консультацій, <http://www.iier.com.ua>.

Показовою є і нещодавня заява экс-Міністра з питань житлово-комунального господарства України О.Кучеренка: “...Можна скільки завгодно говорити про те, обґрунтовані у нас тарифи на енергоносії чи не обґрунтовані. Це все казки. Тарифи у нас не прозорі, закриті, і ніхто не може точно сказати, наскільки вони обґрунтовані. Судячи з усього, там допускаються дуже серйозні зловживання, тому їх ніяк не можуть відкрити”. Див.: Кондратьєва Н. Коли і чому в Україні подорожає “комуналка”. – Інтернет-ресурс “Нерухомість у Львові”, 23 квітня 2012р., <http://www.real-estate.lviv.ua>.

⁶¹ Як правило, до цієї групи належать потужні підприємства, що мають власні підстанції напругою 220 кВ (або приєдналися до такої), та отримують електроенергію, не використовуючи розподільні (місцеві) мережі.

⁶² Див., наприклад: Експерт: Тарифною політикою НКРЕ тиснуть на окремі підприємства. – УНІАН, 23 травня 2012р.; Стаханівський завод феросплавів може зупинити роботу. – УНІАН-Економіка, 24 травня 2012р., <http://economics.unian.net>; Ершов А. НРКЗ “давить” на крупні підприємства, підвищують тарифи на електроенергію – Україна може отримати без ключевих виробників. – Інтернет-видання “Українські новини”, 9 лютого 2012р., <http://ukrainews.com>.

КЛАСИ СПОЖИВАЧІВ/ ПІЛЬГОВІ КАТЕГОРІЇ СПОЖИВАЧІВ

(1) Споживачі (крім побутових споживачів (населення) та органів місцевого самоврядування) поділені на два класи. До I класу належать:

- споживачі, які отримують електроенергію в точці її продажу напругою 27,5 кВ і вище;
- споживачі, безпосередньо приєднані до електростанцій (за винятком ГЕС), або до підстанцій електромережі напругою 220 кВ і вище (тобто, до магістральних або міждержавних мереж)⁶¹;
- промислові підприємства із середньомісячним споживанням електроенергії 150 млн. кВт-год. і більше (на виробничі потреби; незалежно від рівня напруги);
- промислові підприємства, що збільшили обсяг річного споживання, порівняно з 2008р., більш ніж утричі, або після 2008р. ввели в експлуатацію нові виробничі потужності, через що їх місячне споживання електроенергії складає понад 20 млн. кВт-год. (на виробничі потреби; незалежно від рівня напруги).

До II класу – споживачі, що отримують електроенергію напругою нижче 35 кВ.

Тарифи для споживачів I класу є нижчими. Так, у 2011р. середньорічний роздрібний тариф для споживачів I класу складав 62,9 коп./кВт-год., II – 81,4 коп./кВт-год.

12 квітня 2012р. НКРЕ оприлюднила проект Постанови “Про затвердження Критеріїв визначення класів споживачів електричної енергії, диференційованих за ступенями напруги”, якою вносилися зміни до попереднього порядку визначення класів споживачів. Реалізація цих змін зумовила б переведення близько 200 підприємств з I класу до II, отже – підвищення для них вартості електроенергії приблизно на 30%, вимивання обігових коштів і підвищення цін на їх продукцію. Окремі енергоємні підприємства (наприклад, з виробництва феросплавів) були б поставлені на межу банкрутства.

Проект викликав активну критику з боку виробників, галузевих і підприємницьких організацій. Експерти розцінили його переважно як засіб тиску на підприємства і свідчення ангажованості НКРЕ, яка виконує політичне замовлення⁶². Зокрема, вказувалося, що реалізація Постанови спричинить неконкурентоспроможність українських феросплавних, машинобудівних, текстильних підприємств, що піде на користь лише імпортерам відповідної продукції, а зміна тарифної політики загалом – на користь постачальних компаній.

12 червня 2012р. НКРЕ повідомила про відкликання проекту Постанови для її доопрацювання із врахуванням позицій промисловців-споживачів електроенергії.

(2) Пільгові категорії споживачів

До споживачів, яким надаються пільги, належать побутові споживачі (населення)⁶³, органи місцевого самоврядування (для здійснення ними певних видів діяльності: забезпечення зовнішнього освітлення; роботи громадського електротранспорту тощо), релігійні організації, деякі дитячі заклади. А також окремі групи підприємств – вугільні, хімічні, гірничо-металургійні.

НКРЕ відносить до пільгових і споживачів, які використовують **тарифи за добовими “зонами” споживання**⁶⁴. Ці тарифи залежать від часового інтервалу (“зони”), впродовж якої споживається електроенергія. Можливим є поділ доби на дві (денна/нічна) або три (пікова/напівопікова/нічна) зони, залежно від наявності у споживача відповідного приладу обліку (лічильника).

⁶³ Серед населення додатково вирізняються певні категорії осіб, що отримують пільги на оплату електроенергії. Як правило, вони визначаються щорічними законами про Держбюджет, оскільки відшкодування цих пільг постачальникам здійснюється не з ОРЕ, а з бюджету. У 2012р. до пільгових віднесено 29 категорій осіб (у т.ч. в 11 випадках – члени їх сімей); право на безоплатне використання 30 кВт-год./місяць передбачено для шести категорій.

⁶⁴ Постанова НКРЕ №529 від 19 липня 2005р.

2.7. Реалізуючи електроенергію за пільговими тарифами, постачальні компанії зазнають втрат, які вони оформляють у вигляді дотаційних сертифікатів і передають ДП “Енергоринок” для отримання компенсації. Як зазначалося вище, необхідні для компенсації кошти враховуються в оптовій ринковій ціні. У 2011р. загальний обсяг

дотацій постачальним компаніям склав понад 28 млрд. грн., причому на відшкодування втрат від постачання електроенергії населенню та населеним пунктам припадало 89,5% цієї суми (таблиця “Компенсації втрат постачальним компаніям у 2011р.”). У структурі оптової ринкової ціни компенсації становили 27,9%.

ТАРИФИ ДЛЯ НАСЕЛЕННЯ

Тарифи на електроенергію, встановлені для населення в 1999р., в цілому відповідали ринковому тарифу для споживачів II класу. Однак, упродовж шести років вони залишалися незмінними та на початок 2006р. покривали 47% заявлених відповідними підприємствами витрат на виробництво, передачу та постачання електроенергії.

1 травня та 1 вересня 2006р. тарифи було підвищено до майже 60% відшкодування зазначених витрат, після чого впродовж наступних чотирьох років вони не змінювались, і на початок 2011р. відшкодовували 24% витрат, а після підвищення тарифів у лютому і квітні 2011р. – 29%. Але вже з 1 грудня 2011р. показник знизився до 26%.

З 1 лютого 2011р. запроваджені “двоблочні тарифи”: перший блок – споживання т.зв. “соціальної норми” – 150 або 250 кВт-год./місяць (за відсутності чи наявності електроплити, відповідно); другий – понад 150 (або 250) кВт-год./місяць. Одночасно тарифи для споживання електроенергії понад 150 (250) кВт-год./місяць було підвищено на 30%. З 1 квітня 2011р. – на 15% підвищено тарифи для обох блоків споживання.

З 1 травня 2012р. впроваджено третій блок – використання електроенергії до 800 кВт-год./місяць. Для обсягів споживання понад 800 кВт-год./місяць тарифи підвищено до 54,72 коп./кВт-год.

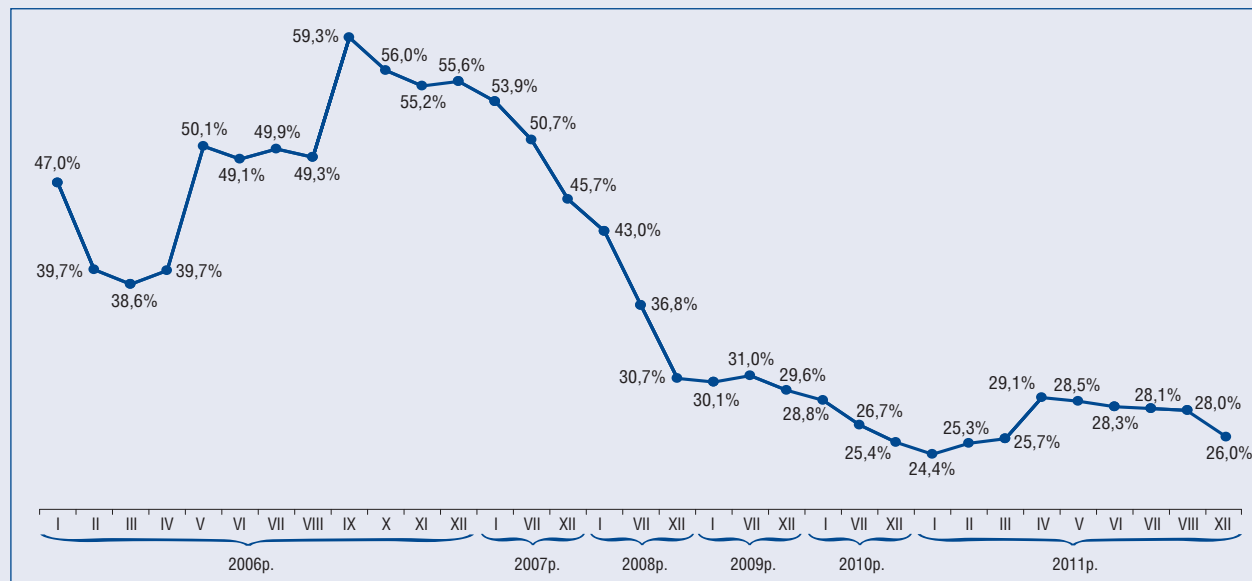
Вирішено також в окрему групу споживачів, які використовують електроопалювальні установки для опалення житла (через відсутність інших джерел енергії). Для цієї групи встановлено тариф за використання 1 800 кВт-год./місяць упродовж опалювального періоду на рівні тарифу для споживачів, що використовують 250 кВт-год./місяць.

З подібним підходом можна погодитися, виходячи з результатів загальнонаціонального соціологічного опитування, проведеного Центром Разумкова. Згідно з цими результатами, переважна більшість (82,5%) українських сімей споживають у середньому до 250 кВт-год./місяць (тобто останнє підвищення тарифу – для тих, хто споживає понад 800 кВт-год./місяць, їх не торкається). Дві третини сімей (66,7%) – сплачують за спожиту електроенергію менше 10% сімейного бюджету; майже 45% – зможуть оплачувати електроенергію за умови підвищення тарифу на 30%; чверть опитаних – якщо тарифи буде підвищено на 50%, а кожна дев’ята сім’я (11,1%) – навіть якщо вони будуть підвищені на 100%.

Привертає увагу та обставина, що найбільшою спонукую до енергозбереження є підвищення вартості електроенергії: так, якщо надання пільгових кредитів на придбання енергозберігаючого обладнання може спонукати до енергозбереження майже 53% опитаних, то підвищення вартості електроенергії – від 71% (якщо вартість зросте на 30%) до 78% (за зростання на 300%)⁶⁵.

Однак, необхідно зауважити, що в цілому платоспроможність українського суспільства залишається низькою (досі середньостатистична українська сім’я витрачає на продукти харчування понад 50% сукупного доходу, що є ознакою бідності населення), а тому приведенню цін і тарифів (у т.ч. на електроенергію) “до економічно обгрунтованого рівня” мають передувати: встановлення адекватної оплати праці, виведення зарплати з тіні (в контексті детінізації економіки загалом), а також – відкрите, прозоре і зрозуміле “економічне обгрунтування”.

Відшкодування населенням економічно обгрунтованих витрат з виробництва, передачі та постачання електроенергії⁶⁶



⁶⁵ Докладно результати опитування, узагальнені в таблицях і діаграмах, див. у Додатку 2 “Побутове споживання електроенергії: позиції громадян”.

⁶⁶ Джерело: Перехресне субсидіювання споживачів в електроенергетиці. – Доповідь НКРЕ 2010р., <http://www.nerc.gov.ua>.



Компенсації втрат постачальним компаніям у 2011р., грн.										
№	Постачальні компанії	Сума компенсації втрат від здійснення постачання електроенергії						Загальна сума компенсації втрат*		
		населенню та населеним пунктам (постанова НКРЕ №184 від 26.02.2001)	споживачам, які розраховуються за тарифами, диференційованими за періодами часу (постанова НКРЕ №1487 від 16.11.2006)	побутовим споживачам, які розраховуються за тарифами, диференційованими за періодами часу (постанова НКРЕ №27 від 18.01.2007)	що використовується для зовнішнього освітлення населених пунктів (постанова НКРЕ №198 від 21.02.2008)	міському електричному транспорту за тарифами, установленими на рівні, як для населення (постанова НКРЕ №996 від 26.07.2007)	вугледобувним підприємствам (постанова НКРЕ №866 від 26.06.2007)		Гірничо-металургійним та хімічним підприємствам (постанова НКРЕ №1240 від 27.10.2008)	
1.	ПАТ "Вінницяобленерго"	854 330 831	10 840 300	5 356 286	6 899 563	15 567 874	0	0	892 994 854	
2.	ПАТ "Волинсьобленерго"	462 308 712	4 554 683	485 555	3 787 088	3 687 389	0	0	474 823 421	
3.	ПАТ "ЕК Дніпрообленерго"	1 534 439 780	578 676 235	2 528 008	14 889 846	38 679 427	0	0	2 169 213 296	
4.	ПАТ "ДТЕК Донецьобленерго"	2 452 139 368	94 216 571	2 801 875	22 692 168	42 103 711	10 857 517	0	2 624 811 210	
5.	ПАТ "ЕК Житомиробленерго"	599 091 683	35 920 166	740 102	7 268 960	10 177 438	0	0	653 198 349	
6.	ПАТ "ЕК Закарпаттяобленерго"	778 828 525	921 595	901 702	7 124 178	0	0	0	787 776 000	
7.	БАТ "Запоріжжяобленерго"	924 417 548	92 155 126	2 505 206	9 973 708	15 190 998	0	0	1 082 614 064	
8.	ПАТ "Київенерго"	1 510 646 747	0	0	20 805 372	161 681 306	0	0	1 693 133 425	
9.	ПАТ "AES-Київобленерго"	1 234 005 178	122 331 838	1 793 317	14 570 769	1 355 430	0	0	1 374 056 532	
10.	ПАТ "Кіровоградобленерго"	629 367 397	6 326 400	3 118 088	2 823 121	1 694 283	0	0	643 329 289	
11.	ПАТ "Крименерго"	1 379 355 883	31 998 181	1 273 961	10 445 467	20 004 114	0	3 874 278	1 446 951 884	
12.	ПАТ "Львівобленерго"	1 089 622 727	27 923 282	234 180	18 003 406	12 948 333	0	0	1 148 731 928	
13.	ТОВ "Луганське енергетичне об'єднання" ("ЛЕО")	1 184 289 018	59 694 546	402 618	9 645 893	12 892 002	0	0	1 266 924 077	
14.	ПАТ "Миколаївобленерго"	715 908 745	23 046 930	2 000 887	5 530 471	4 573 289	0	0	751 060 322	
15.	БАТ "ЕК Одесаобленерго"	1 782 351 926	22 872 113	1 633 059	17 947 190	19 302 548	0	1 213 489	1 845 320 325	
16.	ПАТ "Полтаваобленерго"	693 553 680	6 978 492	206 456	9 054 720	8 381 776	0	0	718 175 124	
17.	ПАТ "Прикарпаттяобленерго"	663 012 649	7 105 785	395 737	6 493 964	2 291 952	0	0	679 300 087	
18.	ПАТ "AES-Рівнеобленерго"	514 673 280	9 033 020	907 928	3 997 716	4 041 026	0	0	532 652 970	
19.	ПАТ "ЕК Севастопольенерго"	262 579 007	2 330 652	27 573	3 532 241	8 162 903	0	0	276 632 376	
20.	ПАТ "Сумиобленерго"	544 523 816	9 137 597	1 448 768	7 240 520	4 931 776	0	0	567 282 477	
21.	БАТ "Тернопільобленерго"	468 613 413	6 363 267	146 854	3 822 180	3 747 767	0	0	482 693 481	
22.	АК "Харківобленерго"	1 538 283 850	14 849 893	1 803 304	10 098 781	94 524 969	0	0	1 659 560 797	
23.	ПАТ "ЕК Херсонобленерго"	707 002 371	29 637 094	722 404	3 320 208	3 776 474	0	0	744 458 551	
24.	ПАТ "Хмельницьобленерго"	653 049 996	22 566 914	2 781 987	8 391 605	8 176 072	0	0	694 966 574	
25.	ПАТ "Черкасиобленерго"	673 172 230	13 811 618	2 481 706	6 636 113	4 324 945	0	0	700 426 612	
26.	ПАТ "ЕК "Чернівціобленерго"	458 614 858	2 885 089	568 980	6 550 349	6 093 492	0	0	474 712 768	
27.	ПАТ "Чернігівобленерго"	527 609 804	5 008 140	1 837 223	4 267 668	7 456 021	0	0	546 178 856	
28.	ПАТ "ДТЕК ПЕМ-Енерговугілля"	40 150 934	10 037 005	60 757	385 632	3 824 724	77 932 627	0	132 391 679	
	Інші	232 008 271	278 611 309	135 934	1 003 041	6 790 294	465 192 318		983 741 167	
Усього		25 107 952 227	1 529 833 841	39 300 455	247 201 938	526 382 333	553 982 462	5 087 767	28 048 112 501	
Частка, %		89,52	5,45	0,14	0,88	1,88	1,98	0,02	99,87**	

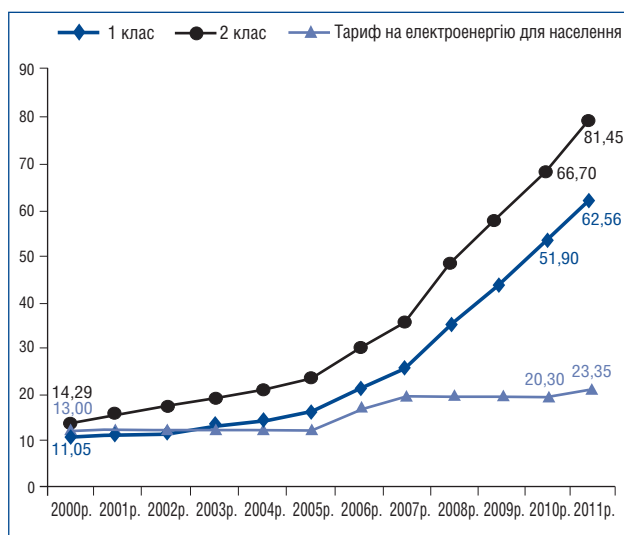
* У загальній сумі компенсації втрат враховані компенсації втрат ВАТ "Крименерго" та ВАТ ЕК "Одесаобленерго" від постачання електроенергії дитячим центром "Артек" та "Молода гвардія".

** 100% з урахуванням компенсацій за дитячими центрами "Артек" та "Молода гвардія".

Таким чином, субсидіювання пільгових споживачів відбувається за рахунок інших, які, враховуючи, що у структурі середньої роздрібною ціни оптова ринкова ціна становить 79,8%, сплачують за електроенергію ціну, завищену практично на чверть. Іншими словами, наявність пільгових тарифів породжує одну з найбільших проблем електроенергетики – високий рівень перехресного субсидіювання.

При цьому, диспропорція у тарифах для промислових і побутових споживачів зростає. Так, за 2000-2010рр. роздрібний тариф на електроенергію для населення зріс майже в 1,6 разу, тоді як для промислових споживачів – майже в п'ятеро⁶⁷ (діаграма “Динаміка роздрібних тарифів на електроенергію...”).

Динаміка роздрібних тарифів на електроенергію для непобутових споживачів та тарифів на електроенергію для населення коп. /кВт-год.



Відповідно, зростають суми компенсації втрат постачальним компаніям. Так, у 2011р. сума компенсації втрат від здійснення постачання електроенергії населенню та населеним пунктам, порівняно з 2010р., зросла більш ніж на 26% (з 19,9 до 25,1 млрд. грн.).

Крім того, система оформлення дотацій є вкрай непрозорою, що породжує численні зловживання і корупцію. Так, до промислових підприємств, які отримують електроенергію за пільговими тарифами, потрапляють цілком платоспроможні і прибуткові, здатні оплачувати свої видатки повною мірою⁶⁸. Існує також практика використання постачальниками за регульованим тарифом (обленерго) недоліків системи обліку та контролю над споживанням електроенергії для маніпуляцій з її обсягами. Так, у 2011р. на ПАТ “Донецькобленерго” було накладено штраф та під час розрахунку компенсації втрат вилучено кошти в сумі понад 1,1 млн. грн., отримані підприємством через завищення фактичних обсягів споживання електроенергії побутовими споживачами.

ВИСНОВКИ

На цей час Оптовий ринок електроенергії, побудований за моделлю “єдиного покупця” (“пулу”), в цілому забезпечує стабільне постачання необхідних обсягів електроенергії споживачам та розрахунки за неї, а також дозволяє підтримувати надійну роботу ОЕС України.

Водночас, у його роботі спостерігаються досить значні недоліки, серед яких можна відзначити наступні.

Управлінські структури ОРЕ, насамперед – оператор (ДП “Енергоринок”) та регулятор (НКРЕ), є залежними від державних інститутів, що надає державі надто великі можливості для втручання в роботу ринку, робить його вразливим до політичних і лобістських впливів.

Цінова (тарифна) політика держави, яка проводиться через ОРЕ, є неефективною і непрозорою. Тарифи, що встановлюються за схемою “витрати плюс”, не заохочують генеруючі компанії до економії ресурсів, а спонукають до завищення операційних витрат. Цінові пропорції різних видів генерації на вітчизняному ринку загалом не відповідають світовим тенденціям.

Утримання низьких цін на електроенергію для побутових споживачів шляхом застосування механізму дотаційних сертифікатів призводить до завищення цін на електроенергію для промислових споживачів, що знижує конкурентоспроможність їх продукції. Цей механізм є непрозорим і створює можливості для зловживань і корупції.

Водночас система надання пільг з оплати електроенергії у поєднанні з практикою перехресного субсидіювання не стимулює споживачів до енергозбереження, а заохочує до пошуку шляхів отримання пільг, у т.ч. в тіньовий непрозорий спосіб.

Отже, політика стримування цін на електроенергію загалом і для побутових споживачів зокрема повинна бути змінена. Однак, цій зміні має передувати ряд заходів, спрямованих, *по-перше*, на підвищення платоспроможності українських домогосподарств, *по-друге*, на забезпечення прозорості, зрозумілості та реальної економічної обґрунтованості розрахунку тарифів.

Конкуренція на ОРЕ обмежена лише генеруючими компаніями, які працюють за ціновими заявками. Конкуренції між постачальними компаніями фактично немає через невирішеність питання вільного доступу до мереж та поєднання цими компаніями транспортування і продажу електроенергії, що суперечить вимогам як Енергетичної Хартії (стосовно лібералізації ринку та забезпечення недискримінаційного доступу до мереж), так і Директиви 2003/54/ЄС, яка мала бути імplementована до 1 січня 2012р.

Механізм роботи ОРЕ не дозволяє гарантувати завантаження генеруючих потужностей (насамперед, теплової генерації) на середньо- та довгостроковий періоди. У поєднанні з неналежною тарифною політикою і низьким рівнем конкуренції це знижує інвестиційну привабливість електроенергетичної галузі України загалом.

⁶⁷ Для населення – з 13 коп./кВт-год. (без ПДВ) до 20,3 коп./кВт-год.; для промислових споживачів I класу – в 4,9 разу (з 11,05 до 55,27 коп./кВт-год.), II класу – у 4,8 разу (з 14,29 до 68,80 коп./кВт-год.). Див.: Перехресне субсидіювання споживачів в електроенергетиці...

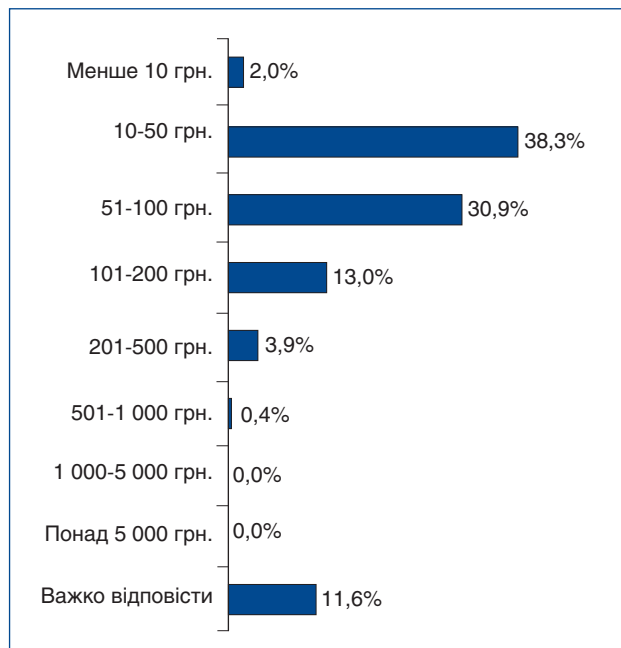
⁶⁸ Зокрема, дискусія навколо надання пільг металургійним та деяким іншим підприємствам триває ще з 2001р., однак практика надання таких пільг у непрозорий спосіб продовжується.

ПОБУТОВЕ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ: ПОЗИЦІЇ ГРОМАДЯН

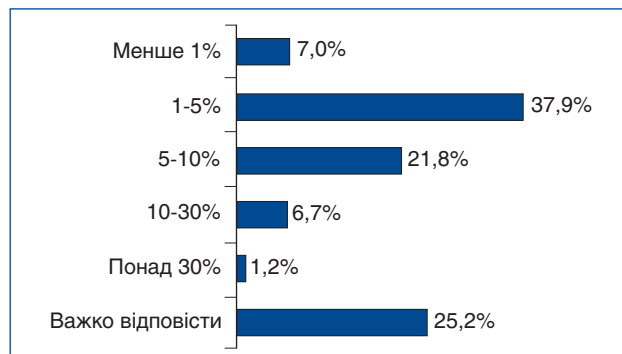
Які електроприлади Ви використовуєте в побуті вдома?
% опитаних

	Використовуємо	Не використовуємо	Не відповіли
Холодильники	97,8	2,1	0,1
Відео- та телевізійна техніка	96,3	3,6	0,1
Електропраски	94,8	5,1	0,1
Освітлювальні прилади	93,7	5,9	0,4
Пральні машини	87,9	12,0	0,1
Аудіотехніка	52,8	46,2	1,0
Кухонні комбайни та інша дрібна кухонна електротехніка	49,7	49,9	0,4
Мікрохвильові пічки	46,8	52,9	0,3
Комп'ютерна техніка	44,5	55,3	0,2
Кондиціонери та вентилятори	26,7	72,6	0,7
Електрообладнання та електроприлади для опалювання	26,2	73,2	0,6
Кухонні електроплити	17,9	81,6	0,6
Посудомийні машини	4,7	94,5	0,8
Джакузі	1,0	98,1	0,8
Інша побутова електротехніка	22,6	73,0	4,4

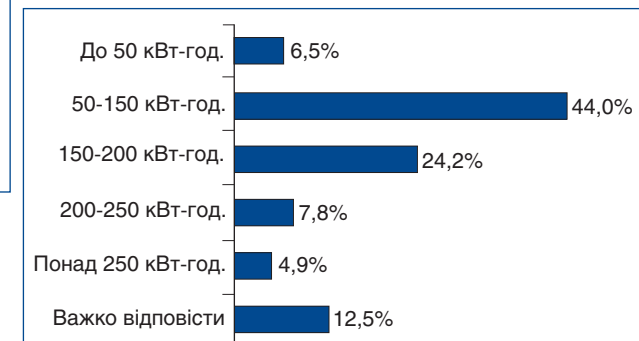
Яку суму коштів Ваша сім'я сплачує за спожиту протягом місяця на побутові потреби електроенергію?
% опитаних



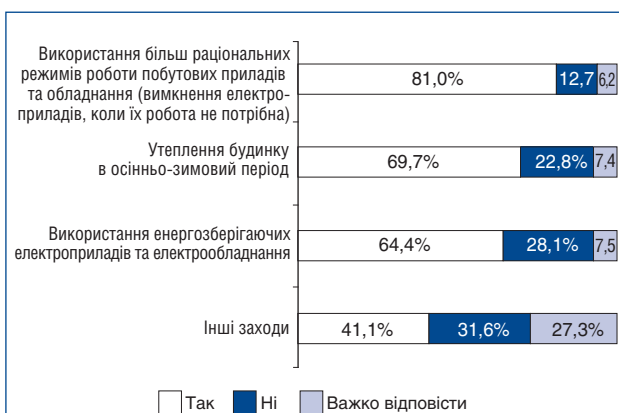
Яку частку витрат бюджету Вашої сім'ї протягом місяця складає вартість спожитої електроенергії?
% опитаних



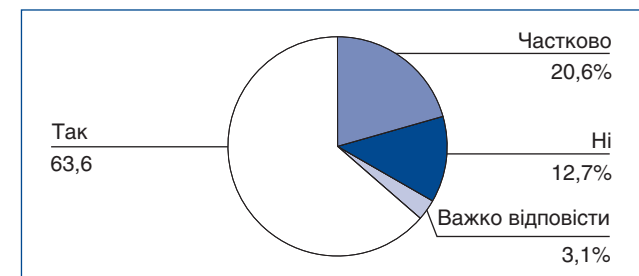
Які обсяги електроенергії споживає Ваша сім'я на побутові потреби в середньому протягом місяця?
% опитаних



Чи вживаєте Ви заходів, спрямованих на скорочення споживання електроенергії на побутові потреби, зокрема...?
% опитаних



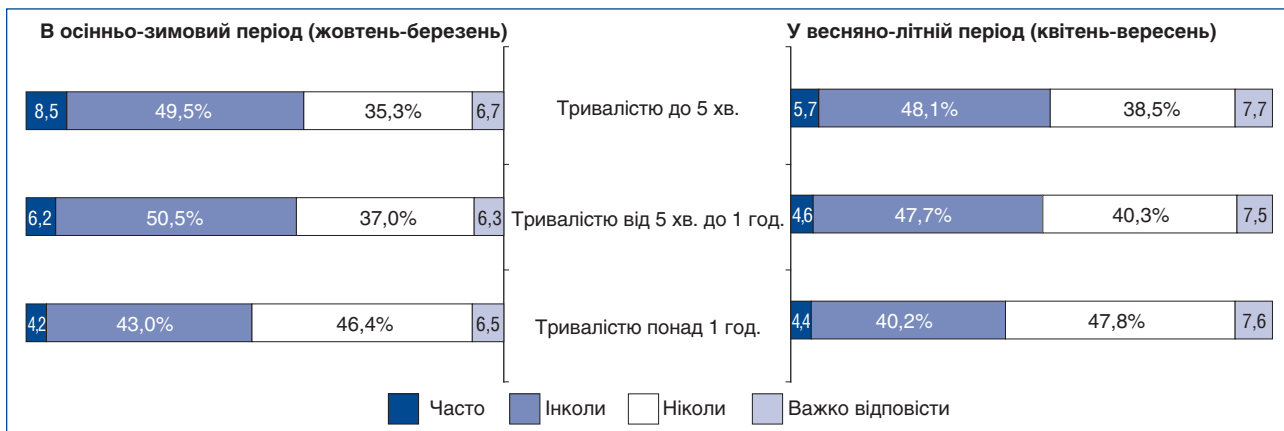
Чи задоволені Ви якістю послуг з постачання електроенергії?
% опитаних





ПОБУТОВЕ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ: ПОЗИЦІЇ ГРОМАДЯН

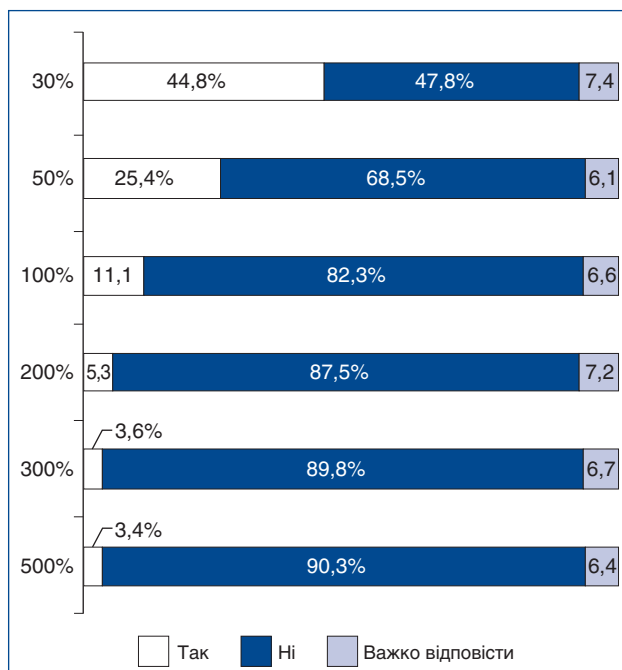
Як часто у Вас відбувалися у 2011р. зупинки електропостачання?
% опитаних



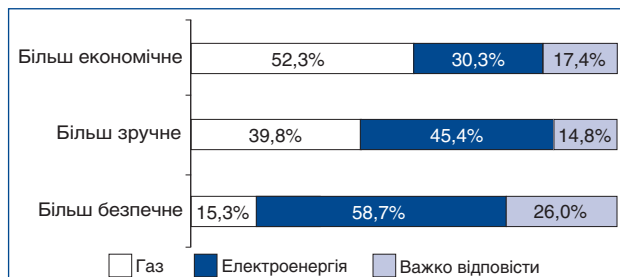
Чи можуть спонукати Вас до енергозаощадження наведені заходи?

	Так	Ні	Важко відповісти
Підвищення вартості електроенергії на 300%	78,4	14,0	7,5
Підвищення вартості електроенергії на 200%	78,0	14,5	7,5
Підвищення вартості електроенергії на 500%	78,0	14,1	7,9
Підвищення вартості електроенергії на 100%	77,0	15,3	7,6
Підвищення вартості електроенергії на 50%	72,7	18,8	8,4
Підвищення вартості електроенергії на 30%	71,2	20,3	8,5
Надання державних субсидій при оплаті електроенергії в разі впровадження заходів, спрямованих на енергозбереження	63,2	18,1	18,8
Отримання детальної інформації щодо можливих заходів, спрямованих на енергозбереження	62,5	15,8	21,8
Запровадження більш диференційованих за обсягами споживання тарифів на електроенергію для населення	61,7	16,1	22,1
Надання пільгових кредитів на придбання енергозберігаючого обладнання	52,7	26,7	20,6

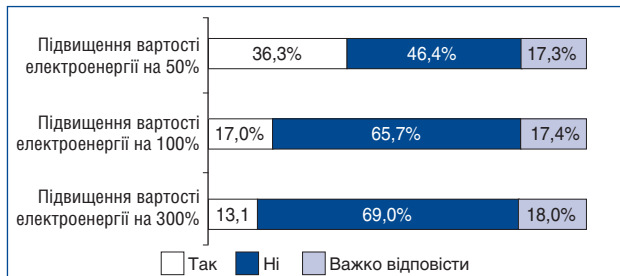
Чи зможе Ваша сім'я повністю
оплачувати спожиту електроенергію
при збільшенні її вартості на...?
% опитаних



Використання якого виду енергії для
побутових потреб з Вашої точки зору...?
% опитаних

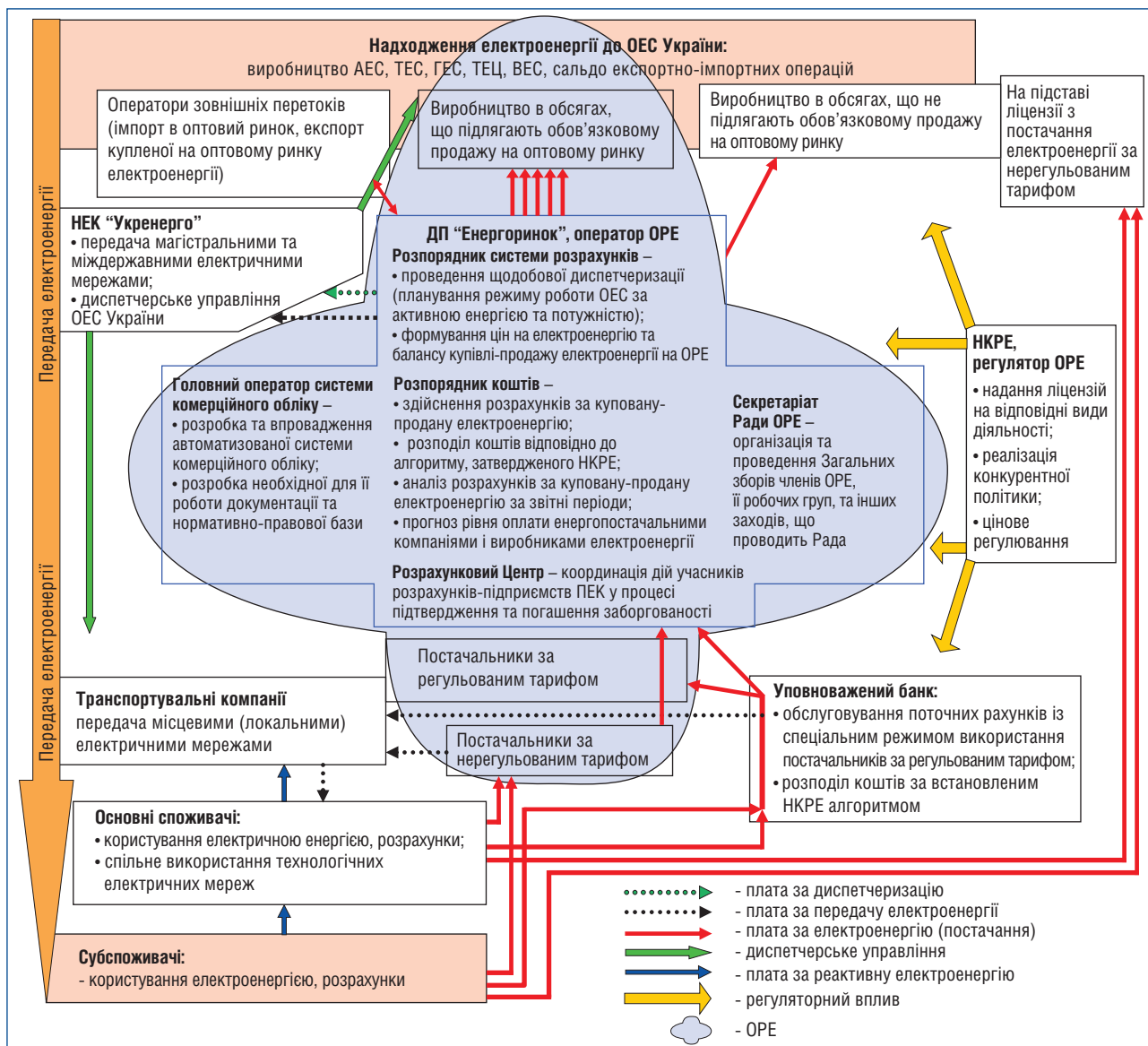


Чи підтримаєте Ви заміну в перспективі
атомної енергетики "зеленою" (екологічно
безпечною) енергетикою, якщо це призведе
до подорожчання електроенергії на...?
% опитаних

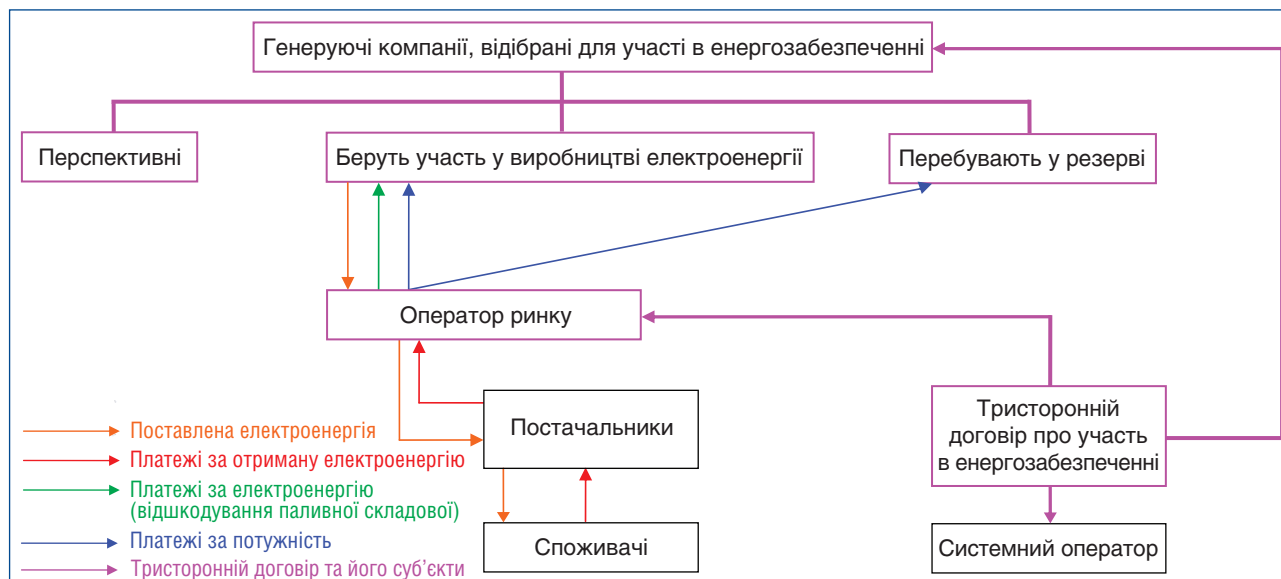


ДІЮЧА ТА ПЕРСПЕКТИВНА МОДЕЛІ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

Оптовий ринок електроенергії – ОРЕ (діюча модель)

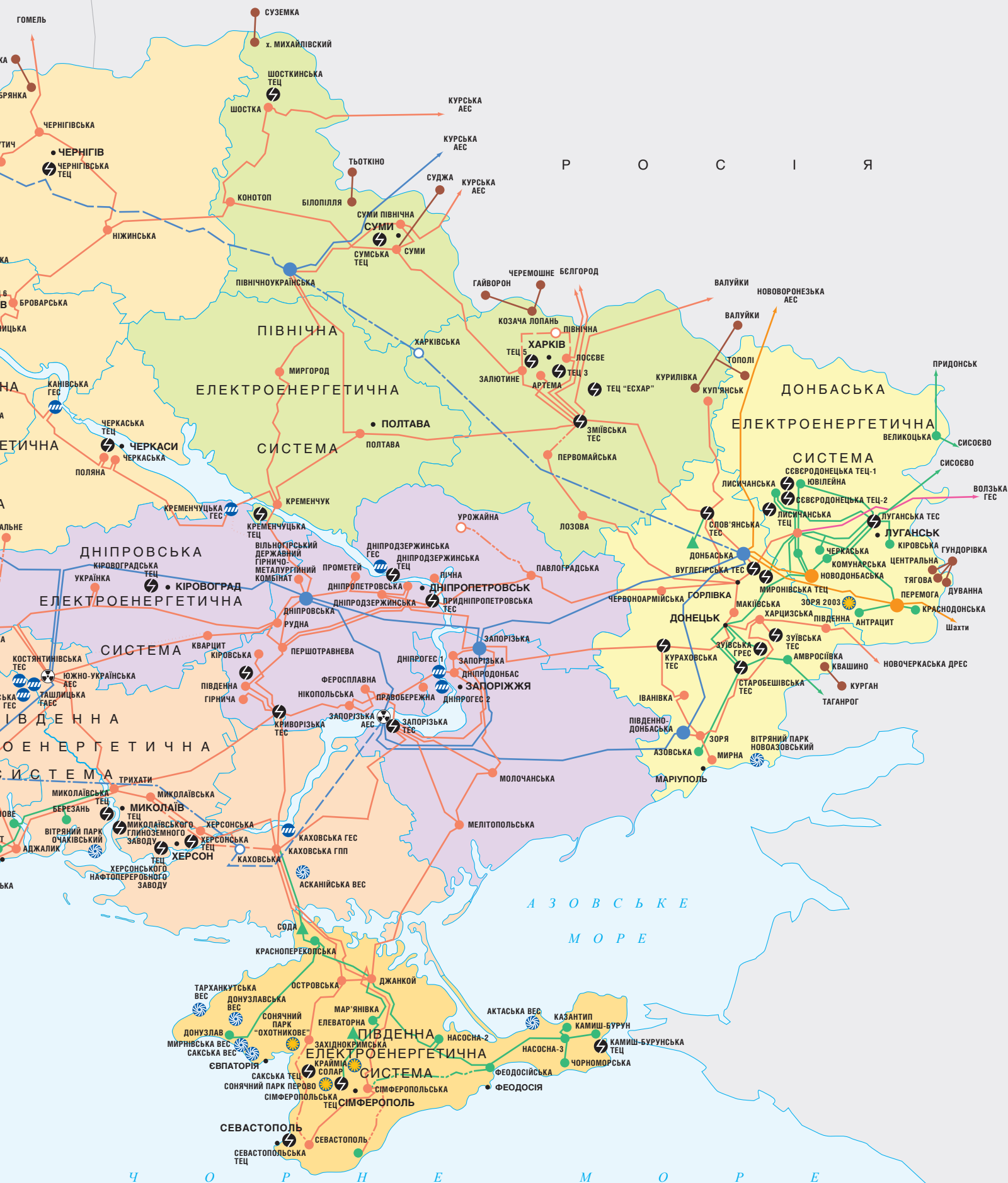


Трансформована модель ОРЕ (перспективна модель)



Б І Л О Р У С Ь

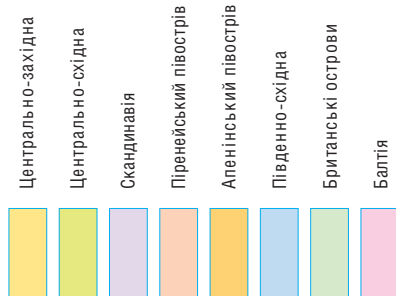




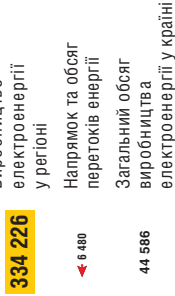


ВИРОБНИЦТВО, ПЕРЕТОКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА СПОТОВІ ОПЕРАЦІЇ НА ОСНОВНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ БІРЖАХ У ЄВРОПІ (2010р.)

Регіональні ринки електроенергії країн Європи



Виробництво електроенергії, млн. кВт-год.



Виробництво електроенергії за видами генерації



Nord Pool

Країни Північної Європи, Естонія
Ціна 53.06 €/МВт
Обсяг 307 млрд. кВт-год.
Ліквідність 74%

APX-Endex

Бельгія (BE), Нідерланди (NL),
Велика Британія (UK)
Ціна 45.35 €/МВт (NL)
53.58 €/МВт (BE)
41.78 €/МВт (UK)
Обсяг 55 млрд. кВт-год.

391 055

26 808

4 109

7 136

111 025

392 3 072 8 942

89 641

5 402

1 223

1 361

5 159

3 048

1 460 412

795

15 126

9 679

66 262

7 915

1 328

1 014

6 955

584

5 334

1 187

5 900

282 528

138

1 489

5 489

386

912

426

2 080

526

381

34 801

392

146

1 252

544

1 968

35 900

74

380 664

115

3 681

7 668

2 638

5 470

11 636

246

1 987

11 475

2 695

282

1 459

6 440

38

1 044

634

3 065

5 343

4 488

142 451

5 334

1 187

5 900

282 528

138

1 489

5 489

386

912

426

2 080

526

381

34 801

392

146

1 252

544

1 968

35 900

74

240 770

1106

677

54 656

41 660

1106

677

54 656

41 660

1106

677

23 258

115

3 681

7 668

2 638

5 470

11 636

246

1 987

11 475

2 695

282

1 459

6 440

38

1 044

634

3 065

5 343

4 488

142 451

5 334

1 187

5 900

282 528

138

1 489

5 489

386

912

426

2 080

526

381

34 801

392

146

1 252

544

1 968

35 900

74

240 770

1106

677

54 656

41 660

1106

677

54 656

41 660

1106

677

380 664

115

3 681

7 668

2 638

5 470

11 636

246

1 987

11 475

2 695

282

1 459

6 440

38

1 044

634

3 065

5 343

4 488

142 451

5 334

1 187

5 900

282 528

138

1 489

5 489

386

912

426

2 080

526

381

34 801

392

146

1 252

544

1 968

35 900

74

240 770

1106

677

54 656

41 660

1106

677

54 656

41 660

1106

677

391 055

26 808

4 109

7 136

111 025

392 3 072 8 942

89 641

5 402

1 223

1 361

5 159

3 048

1 460 412

795

15 126

9 679

66 262

7 915

1 328

1 014

6 955

584

5 334

1 187

5 900

282 528

138

1 489

5 489

386

912

426

2 080

526

381

34 801

392

146

1 252

544

1 968

35 900

74

240 770

1106

677

54 656

41 660

1106

677

54 656

41 660

1106

380 664

115

3 681

7 668

2 638

5 470

11 636

246

1 987

11 475

2 695

282

1 459

6 440

38

1 044

634

3 065

5 343

4 488

142 451

5 334

1 187

5 900

282 528

138

1 489

5 489

386

912

426

2 080

526

381

34 801

392

146

1 252

544

1 968

35 900

74

240 770

1106

677

54 656

41 660

1106

677



3. ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ ГАЛУЗІ: ТЕНДЕНЦІЇ І ПРОБЛЕМИ⁶⁹

Чинна Енергетична стратегія України на період до 2030р. (далі Енергетична стратегія)⁷⁰, у принципі, відповідала потребам національної економіки, яка на початку 2000-х років вийшла із трансформаційної кризи та у 2006р. демонструвала досить високі темпи розвитку. Прийняття Енергетичної стратегії давало підстави сподіватися на швидкі позитивні зрушення у вітчизняній енергетиці.

Проте, в умовах політичної кризи (що розгорнулася фактично у 2006р.), а також світової фінансово-економічної кризи (що сталася у 2008р. та справила значний негативний вплив на експортно-орієнтовану економіку України) виконання положень Енергетичної стратегії було практично неможливим. До того ж, саме в цей час політичні, корпоративні та галузеві інтереси почали переважати загальнодержавні інтереси та вимоги енергетичної безпеки країни – що зумовило виникнення додаткових проблем, у т.ч. в електроенергетичній галузі.

З іншого боку, Україна приєдналася до Енергетичного Співтовариства і взяла на себе відповідні зобов'язання з імплементації та дотримання положень енергетичного законодавства ЄС, а також заявила намір переходу в перспективі на паралельну роботу ОЕС України з ENTSO-E.

Усі ці чинники зумовили втрату актуальності Енергетичної стратегії і потребу її перегляду, включно з питаннями оптимізації структури генерації, реформування ринку електроенергії, перспектив приєднання України до європейського енергетичного простору.

3.1. Оновлення Енергетичної стратегії України передбачене Програмою економічних реформ на 2010-2014рр.⁷¹ 11 червня 2011р. Проект оновленої Енергетичної стратегії України на період до 2030р. (далі – Проект) оприлюднений для громадського обговорення⁷². 26 червня на розширеному засіданні колегії Міністерства документ був схвалений і прийнятий за основу⁷³. Окремі зауваження до Проекту наведено у вірках “Оновлення Енергетичної стратегії України...”, “Реалізація і вдосконалення Енергетичної стратегії України, реформування енергоринку: погляд громадськості” (с.32).

Більш принципові зауваження та відповідні пропозиції потребують розгорнутого викладу та аргументації і стосуються насамперед аспектів, не врахованих або недостатньо мірою деталізованих у Проекті.

3.2. Проект передбачає широку приватизацію об'єктів електроенергетики та запровадження державно-приватного партнерства в їх модернізації, будівництві та експлуатації. Однак, попередня практика приватизації, за невеликими винятками, свідчить, *по-перше*, про її переважно непрозорий і цільовий характер (цільовий – у сенсі визначення майбутнього власника в закритому режимі, а надалі

ОНОВЛЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СТРАТЕГІЇ УКРАЇНИ НА ПЕРІОД ДО 2030р.: ДОКУМЕНТ ДЛЯ ГРОМАДСЬКОГО ОБГОВОРЕННЯ

1. Проект, як і не виконана Енергетична стратегія не спирається на довгострокову Стратегію соціально-економічного розвитку України – оскільки такого документа країна не має й досі. Тому фактично всі економічні показники і сценарії, “розраховані на основі прогнозів Уряду” та покладені в його основу, є досить умовними.

З іншого боку, саме відсутність загальної Стратегії соціально-економічного розвитку є спонукою до розробки різноманітних галузевих стратегій, в т.ч. – енергетичної. З цієї точки зору, документ має право на існування, оскільки встановлює певні орієнтири розвитку ПЕК і його складових, визначає пріоритети і шляхи їх реалізації, дає певні сигнали потенційним інвесторам тощо.

2. Проект декларує курс на максимальне залучення в галузь приватних інвестицій і приватизацію об'єктів електроенергетики. Так, ТЕС, ТЕЦ та розподільні мережі підлягають повній приватизації до кінця 2014р. Будівництво нових ТЕС, ТЕЦ і розподільних мереж буде здійснюватися приватними інвесторами за умови реформування ринку електроенергії. “...Наявні гідро- та атомні електростанції, а також магістральні та між-державні мережі, в середньостроковій перспективі (як правило, це 3-6 років – *ред.*) залишатимуться у власності держави”, здійснення модернізації (реконструкції) і створення нових об'єктів цієї групи пропонується за рахунок часткового використання приватних ресурсів на умовах державно-приватного партнерства. До кінця 2013р. передбачається корпоратизація НЕК “Укренерго” та НАЕК “Енергоатом”. Однак, Проект не містить аналізу поточних підсумків приватизації розподільних компаній і ТЕС, а також – ризиків, які вже виникли внаслідок концентрації активів зазначених підприємств у дуже обмеженого кола власників.

3. Проект містить відсылки до інших національних стратегій і програм, які належить розробити додатково. В окремих випадках це виглядає виправданим, в інших – порушує питання про обґрунтованість наведених у ньому показників і прогнозів. Так, у Проекті наведені лише пріоритетні напрями розвитку системи теплозабезпечення України, але немає балансу теплової енергії. Детальний прогноз потреби в теплі і структури генерації пропонується зробити в Національній Стратегії теплозабезпечення, що має бути розроблена до кінця 2012р. Однак, очевидно, що без нього неможливо зробити коректний прогноз виробництва і споживання електроенергії, зокрема за участю таких важливих виробників, як ТЕЦ та генераторів тепла на електроенергії (теплоакumuлюючих споживачів-регуляторів). Тому саме в цьому Проекті мали б бути опрацьовані завдання розвитку системи теплозабезпечення, з точки зору її зв'язку з електроенергетикою (та іншими галузями економіки).

4. Хоча стратегія не повинна деталізувати всі заходи з розвитку електроенергетики, але на концептуальному рівні у Проекті доцільно було б докладніше описати найбільш важливі з них. Так, Проект передбачає перехід ринку електроенергії до моделі ДДБР, проте не вказує механізмів переходу, а також особливостей державного регулювання галузі в рамках нової моделі (при цьому, недостатньо чітко визначені поняття “модель ринку...”, яка передбачає відшкодування виробникам... економічно обґрунтованих витрат, включаючи повернення на інвестований капітал” і “система тарифоутворення, яка гарантує ринкове повернення на капітал з інвестицій в об'єкти природних монополій”). Так само не вказуються шляхи досягнення екологічних стандартів ЄС у теплової генерації до 1 січня 2018р., як це передбачено Протоколом про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства.

5. У Проекті доцільно було б надати оцінки ризиків і можливих наслідків рекомендованих у ній рішень для енергетики та економіки країни. Так, доречно було б окреслити наслідки заморожування абсолютних обсягів експорту електроенергії (причому на рівні, нижчому, ніж у 2010р. – 5,5 млрд. кВт-год. упродовж усього періоду до 2030р., проти 6 млрд. кВт-год., відповідно); надати аналіз ризиків реформування ринку електроенергії на базі моделі ДДБР, а також відкриття ринку електроенергії.

⁶⁹ Розрахунки для цього Розділу виконані за участю Б.Костюковського (Інститут загальної енергетики НАН України). Використані матеріали статті: Костюковський Б., Нечаєва Т., Парасюк М., Шульженко С. Проблеми розвитку електроенергетики України в контексті впровадження нової моделі ринку електроенергії. – Сайт ДП “Енергоринок”, www.er.gov.ua/data/konf_1_7_2010/10.zip?wid=.

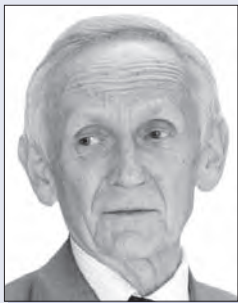
⁷⁰ Затверджена Розпорядженням КМУ №145-р від 15 березня 2006р.

⁷¹ Див.: Програма економічних реформ Президента України. – Офіційне Інтернет-представництво Президента України, <http://www.president.gov.ua>.

⁷² Див. Сайт Міненерговугілля: Повідомлення для обговорення, 11 червня 2012р., <http://mpe.kmu.gov.ua>.

⁷³ Міненерговугілля прийняло за основу проект “Оновлення Енергетичної стратегії України на період до 2030р.”. – Інтернет-видання “РБК Україна”, 26 червня 2012р., <http://www.rbc.ua>.

РЕАЛІЗАЦІЯ І ВДОСКОНАЛЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СТРАТЕГІЇ УКРАЇНИ, РЕФОРМУВАННЯ ЕНЕРГОРИНКУ: ПОГЛЯД ГРОМАДСЬКОСТІ



Олександр ДУПАК,
віце-президент, голова виконкому
Науково-технічної спілки
енергетиків та електротехніків
України (НТСЕУ)

Упродовж 2004-2011рр. НТСЕУ за участю провідних фахівців і науковців у галузі енергетики, представників громадських організацій енергетичного та екологічного спрямування проводили численні конференції, круглі столи, семінари та наради, присвячені проблемам, що виникають у процесі реалізації Енергетичної стратегії України.

Учасники цих заходів звертають особливу увагу на відсутність у чинному документі, а також в оновленій редакції Стратегії засадничих положень і механізмів практичного вирішення проблем ПЕК України.

Вважаємо за необхідне навести окремі з них, на наш погляд, найважливіші:

- необхідно деталізувати прогнозу структуру генеруючих потужностей ОЕС України, оптимально збалансувати будівництво нових потужностей, дотримуючись співвідношення між тепловою, атомною, альтернативною та гідроенергетикою;
- провести аналіз вибуття (старіння) потужностей теплових електростанцій. В умовах постійного зростання попиту на електроенергію в українській енергосистемі вичерпання резервів встановленої потужності ТЕС відбудеться близько 2016р., що в майбутньому унеможливить задоволення попиту.

Застаріле обладнання теплової енергетики вкрай неефективно використовує паливні ресурси, ціни на які зростають, передусім на імпортований природний газ. Лише застосовуючи сучасні технології спалювання вугілля можливо розв'язати цю проблему. За оцінками фахівців, нові технології спалювання вугілля дозволять у кілька разів скоротити витрати природного газу, що значно зменшить енергетичну залежність України від імпорту палива. Крім того стратегічна мета набуття Україною членства в ЄС висуває додаткові екологічні вимоги до теплоелектростанцій, визначені в нормативних документах ЄС. Виходячи з цього, слід зазначити, що устаткування ТЕС потребує суттєвої реконструкції та модернізації. Слід визначити джерела фінансування таких заходів, передбачивши:

- інвестиційну складову тарифу на електричну та теплову енергію;
- законодавче запровадження прискореної амортизації основних фондів ПЕК і їх цільове використання;
- державні кошти відповідно до обсягів, визначених чинним законодавством і бюджетом на відповідний рік;
- розширення залучених внутрішніх і зовнішніх кредитних ресурсів, використання інших фінансових інструментів (зокрема, облігацій) для реалізації програм охорони довкілля, інтеграції ОЕС України до синхронної зони *ENTSO-E (UCTE)* тощо.

Атомна енергетика є основою енергетики держави. Для її успішної експлуатації в Україні є все. Насамперед природні ресурси, уран. Є супутні виробництва, які на сьогодні дозволяють створювати власне ядерне паливо (до 2015р. планується завершення будівництва III черги заводу з виробництва ядерного палива).

В Україні є науково-технічна база, є 15 енергоблоків, які працюють надійно та успішно пройшли стрес-тести.

Чинна Енергетична стратегія, яка наразі оновлюється, передбачає до 2030р. введення в експлуатацію 4-5 ГВт ядерної потужності, в т.ч. 2 ГВт за рахунок будівництва третього та четвертого блоків на Хмельницькій АЕС, що передбачено базовим сценарієм оновленої Енергетичної стратегії.

Для реалізації цієї програми 27 жовтня 2011р. між ВАТ «Атоменергомаш» та НАЕК «Енергоатом» підписано Меморандум про співпрацю, який передбачає розвиток кооперації у сфері виробництва енергомашинобудівного обладнання для АЕС з перспективою виробництва його в Україні.

Сьогодні атомні електростанції України – одні з найсучасніших у світі та відповідають усім стандартам МАГАТЕ. Однак, частина енергоблоків потребує подовження терміну роботи, реакторні установи 1960-х років будуть з часом виводитися з експлуатації. Все це потребує постійного і сталого фінансування. Необхідно закласти в тариф покриття вартості комплексної програми підвищення безпеки АЕС. Розробка та застосування нової моделі енергоринку також має вирішити питання підвищення тарифу на електроенергію, що виробляється АЕС.

Що стосується реформування відносин власності в ПЕК, яке має на меті забезпечення надійного та ефективного функціонування підприємств енергетичної галузі, то варто визначити головні напрями такого реформування:

- завершення корпоратизації державних підприємств ПЕК;
- публічне розміщення акцій енергокомпаній на фондовому ринку.

Аналіз досвіду зарубіжних країн свідчить, що одним з варіантів реформування є створення публічних акціонерних компаній. Визначальною вимогою та ознакою такої компанії є прозорість її діяльності. Крім того, обов'язковою умовою діяльності публічної акціонерної компанії є вільний обіг її акцій на фондовому ринку. Джерелом залучення інвестиційних коштів такою компанією є випуск різноманітних фінансових інструментів (додаткові акції, облігації тощо).

З метою створення умов для підвищення конкурентоспроможності електроенергетичної галузі України, науково-технічного забезпечення та науково-технічного супроводження реалізації завдань Енергетичної стратегії, **необхідно у процесі її доопрацювання конкретизувати положення розділу «Науково-технічне та кадрове забезпечення».**

У цьому розділі бажано більш докладно висвітлити питання науково-технічного супроводу новітніх технологій на основі вітчизняних і зарубіжних розробок, відновлення (відтворення) системи інститутів планування і прогнозування розвитку ПЕК України на основі державних інститутів.

Також слід визначити надійні джерела стабільного централізованого фінансування науково-дослідних та дослідно-конструкторських робіт з нагальних проблем енергетики.

Підсумовуючи думки учасників чисельних професійних громадських обговорень проблем, стану і перспектив розвитку енергетики, слід зазначити, що реформування ринку електричної енергії дійсно є головним напрямом реформ, визначених Енергетичною стратегією.

Для успішного та якнайскорішого впровадження нової моделі ринку електроенергії слід визначити механізми вирішення наявних проблем, прискорити розробку відповідних нормативно-правових актів щодо:

- усунення перехресного субсидювання;
- створення конкурентного середовища між генеруючими компаніями та між постачальниками;
- забезпечення потреб населення та бюджетної сфери;
- забезпечення доступу до мереж для транскордонних перетоків електроенергії;
- створення умов для розвитку внутрішніх і міждержавних електромереж з метою здійснення експортно-імпортних операцій та транзиту;
- вирішення питань фінансового, кадрового та організаційного забезпечення цієї діяльності.

За підсумками кожного року необхідно аналізувати всі позитивні та негативні результати виконання намічених заходів, визначати позитивні тенденції і на базі такого аналізу фіксувати макроекономічні показники станом на поточний рік, які потім слугуватимуть як базові в розрахунках розвитку галузі. ■



відповідне формування конкурсних умов, яким, як правило, відповідає лише визначений до конкурсу переможець). Така практика, в поєднанні із загальним несприятливим інвестиційним кліматом у країні, не сприяє залученню до приватизації іноземних стратегічних інвесторів. Як наслідок – об'єкти приватизуються переважно за рахунок капіталів, попередньо виведених з України (та/або інших пострадянських країн) до офшорних зон. Власники цих капіталів не обов'язково зацікавлені в інвестуванні у придбані об'єкти, запровадженні новітніх технологій і прозору веденні підприємницької діяльності⁷⁴.

По-друге, навіть нинішній етап приватизації (2011-2012рр.) відбувається без урахування перспектив реформування галузі. Так, у конкурсних умовах не передбачалися в повному обсязі зобов'язання майбутніх власників з модернізації підприємств за екологічними стандартами ЄС та/або їх реформування, згідно із зобов'язаннями України в контексті членства в Енергетичному Співтоваристві (наприклад, розділення видів діяльності постачальних компаній, які наразі поєднують постачання і продаж електроенергії).

По-третє, на цей час одним із поточних результатів приватизації є дедалі більша концентрація активів у руках дуже обмеженого кола власників (таблиця "Структура власності основних початкових і генеруючих компаній ТЕС", с.34-37). Нинішній етап приватизації розширив це коло за рахунок фактично однієї компанії – ДТЕК⁷⁵. Уже маючи у власності генеруючу компанію "ДТЕК Східенерго", вона придбала всі виставлені на продаж у 2011-2012рр. пакети акцій інших генераторів – ПАТ "Дніпроенерго", ПАТ "Західенерго", ПАТ "Київенерго". Таким чином, наразі ДТЕК фактично стала монополістом у сегменті ринку, де виробники працюють за ціновими заявками. Її генеруючі потужності становлять 62,8% встановленої потужності теплової генерації України, на них припадає 67,1% обсягів електроенергії, виробленої цим видом генерації (а разом з НАЕК "Енергоатом" підприємства, що належать ДТЕК, виробляють 86,1% загальних обсягів української електроенергії).

Однак, оскільки за чинними Умовами і Правилами здійснення підприємницької діяльності з виробництва електроенергії, частка ДТЕК не досягає 33% загального обсягу електроенергії, виробленої усіма виробниками в Україні, то вона не вважається такою, що має "ознаки домінування"⁷⁶.

Тут доречно нагадати, що для забезпечення надійної і стабільної роботи енергосистеми потрібні різні генератори, які працюють у різних режимах і здебільшого не є взаємозамінними. Тому **контроль певного виду генерації дає компанії-власнику монополні переваги на ринку електроенергії** – що необхідно враховувати під час приватизації об'єктів електроенергетики. Проте, на цей час особливості їх приватизації законодавчо не визначені.

За окреслених вище умов продовження приватизації підприємств галузі може спричинити ризики

монополізації, втрати державою важелів управління розвитком ОЕС. Може бути ослаблена також керованість ОЕС.

Для запобігання виникненню цих ризиків доцільно розглядати "ознаки домінування" на електроенергетичному ринку на рівні не загальних обсягів виробництва електроенергії, а видів генерації. Видається необхідним внесення відповідних змін до антимонопольного законодавства.

Потребують законодавчого врегулювання й механізми державно-приватного партнерства в модернізації та/або будівництві об'єктів електроенергетики. Насамперед, це стосується стратегічних об'єктів – магістральних і міждержавних ліній електропередачі та нових потужностей атомної генерації (щодо якої нещодавно офіційно визнана можливість появи в перспективі другого оператора⁷⁷).

3.3. Формування механізмів залучення коштів на модернізацію діючих генеруючих потужностей і створення нових – одне з найважливіших завдань реформування ОРЕ України. Запровадження моделі ДДБР це завдання не вирішує, більше того – перехід від нинішньої моделі безпосередньо до ДДБР містить ряд ризиків, які можуть лише ускладнити ситуацію і створити загрозу стійкій роботі вітчизняної ОЕС (врізка "Ризики впровадження моделі ДДБР у нинішніх умовах", с.38).

Тому є підстави стверджувати, що ефективне формування перспективної структури ринку в умовах хронічного дефіциту інвестиційних ресурсів можливе на основі трансформованої моделі ОРЕ, тобто доповнення цієї моделі механізмом "гарантування інвестицій у потужність". Оскільки впровадження ДДБР потребує створення дуже складної системи оперативного керування роботою енергосистеми та розрахунків, то запровадження цієї моделі додатково ускладниться, якщо одночасно впроваджувати й механізм "гарантування інвестицій у потужність". Отже, його доцільно запровадити в рамках нинішньої моделі ринку (врізка "Доповнення моделі ОРЕ...", с.38).

Цей механізм дозволить залучати необхідні обсяги інвестицій, отже – досить швидко розпочати формування нової генерації і модернізацію наявної. Разом із розділенням видів діяльності в електроенергетиці, забезпеченням вільного доступу до мереж, посиленням незалежності регулятора, це дозволить сформувати необхідне для впровадження ДДБР конкурентне середовище. Очевидно, що цей процес має бути синхронізованим з переходом на паралельну роботу з ENTSO-E та приєднанням до єдиного ринку електроенергії ЄС, який наразі формується.

Через 3-4 роки можна буде розпочати перехід до моделі ДДБР із збереженням механізму "гарантування інвестицій у потужність", що дозволить через 7-8 років завершити трансформацію ринку.

⁷⁴ Після першого етапу приватизації постачальних компаній у 1998р. тодішній Міністр енергетики О.Шеберстов у листі до Президента України вказав на негативні наслідки приватизації: з 10 приватизованих "обленерго" вісім були придбані трьома офшорними компаніями, зареєстрованими за однією адресою. Компанії зосередили контрольні пакети акцій, що призвело до втрати контролю Міністерства над підприємствами, які є монополістами в областях, а також – до зменшення грошових надходжень до цих "обленерго", що поглибило кризу в галузі. Див.: Приватизація електроенергетичного комплексу України та її вплив на ринок корпоративних цінних паперів. – Український фонд підтримки підприємництва, <http://ufpp.kiev.ua>.

⁷⁵ ДТЕК (Донбасская топливно-энергетическая компания – ДТЭК) – найбільша приватна вертикально-інтегрована енергетична компанія України. Її підприємства працюють у сферах видобутку і збагачення вугілля, на ринках генерації і постачання електроенергії. ДТЕК є енергетичним підрозділом Систем Кепітал Менеджмент (СКМ) найбільшої фінансово-промислової групи України.

⁷⁶ Умови та Правила... затверджені Постановою НКРЕ №1239 від 9 вересня 2010р. Визначення частки ринку на загальнодержавному рівні передбачає також Закон "Про внесення змін до деяких законів України з питань приватизації щодо реалізації положень Державної програми приватизації на 2012-2014рр." від 13 січня 2012р. та Порядок прийняття рішення про приватизацію та затвердження умов продажу об'єктів групи Г та паливно-енергетичного комплексу, затверджений Постановою КМУ №525 від 13 червня 2012р. Відповідні положення обох останніх документів набудуть чинності 18 серпня 2012р.

⁷⁷ Під час обговорення Проекту заступник директора Департаменту стратегічної політики, інвестицій і ядерного комплексу Міненерговугілля П.Чернов повідомив: "Ми читаємо цей документ таким чином, що є можливість у частині атомної генерації мати два оператори до 2030р.". Див.: Енергостратегія України до 2030г. не ісключає можливість присутності второго оператора АЭС – Минэнергоугля. – Интерфакс-Украина, 6 июля 2012г., <http://www.interfax.com.ua>.



Структура власності основних постачальних (розподільних) і генеруючих компаній ТЕС ¹			
№	Назва підприємства	Розподіл акцій у III кварталі 2011р. серед компаній, які володіють пакетами понад 10% загальної кількості акцій	Підсумки приватизації і розподіл акцій, станом на 10 червня 2012р.
Постачальні (розподільні) компанії			
1.	ПАТ "Вінницяобленерго" ²	НАК "ЕКУ" – 75% Garensia Enterprises Ltd (Kипр) – 22,4431%	13 лютого 2012р. відбувся аукціон з продажу 50% акцій компанії (стартова ціна – 167,65 млн. грн.). Учасники: ТОВ "Луганське енергетичне об'єднання" – "ЛЕО" (підконтрольне К.Григорішину, Росія), "ВС Енерджі Інтернешнл Україна" (дочірня компанія VS Energy International N.V. (Нідерланди), підконтрольна О.Бабакову та М.Воеводіну, Росія). До участі в конкурсі не було допущене ПАТ "Львівобленерго" (підконтрольне Григорію та Горю Суркісам, Україна). Пакет акцій за 176,2 млн. грн. продано ТОВ "ЛЕО". Розподіл акцій: 72,4431% – Garensia Enterprises Ltd, ТОВ "ЛЕО" (обидві – К.Григорішин) 25% – держава (НАК "ЕКУ") решта – мініоритарні акціонери
2.	ПАТ "Волиньобленерго"	НАК "ЕКУ" – 75% Garensia Enterprises Ltd (Kипр) – 20,3075%	Без змін Розподіл акцій: 75% – держава (НАК "ЕКУ") 20,3% (24%) ³ – Garensia Enterprises Ltd (К.Григорішин) решта – мініоритарні акціонери
3.	ПАТ "ЕК Дніпрообленерго"	НАК "ЕКУ" – 75% Larva Investments Ltd (Kипр) – 15,89%	17 квітня 2012р. відбувся аукціон з продажу 50% акцій (стартова ціна 600 млн. грн.). Учасники: DTEK Holdings Ltd (належить до ФПГ "Систем Кепітал Менеджмент" ("СКМ"), Р.Ахметова), ТОВ "ЛЕО". Пакет акцій продано за 660,1 млн. грн. компанії DTEK Holdings Ltd.
4.	ПАТ "ДТЕК Донецьобленерго" ⁴	НАК "ЕКУ" – 65,0611% DTEK Holdings Ltd (Kипр) – 28,8275%	Розподіл акцій: 50% (51,5%) ⁴ – DTEK Holdings Ltd (Р.Ахметов) 25% – держава (НАК "ЕКУ") 15,89% – Larva Investments Ltd (К.Григорішин, І.Коломойський) решта – мініоритарні акціонери 11 січня 2012р. відбувся аукціон з продажу 40,061% акцій (стартова ціна – 449,5 млн. грн.). Учасники: DTEK Holding Limited, ТОВ "ЛЕО". Пакет акцій за 467,6 млн. грн. продано DTEK Holding Ltd.
5.	ПАТ "ЕК Житомиробленерго"	ВС Енерджі Інтернешнл Н.В./ VS Energy International N.V. (Нідерланди) – 91,6193%	Розподіл акцій: 68,8885% (71,34%) – DTEK Holdings Ltd (Р.Ахметов) 25,0001% – держава (НАК "ЕКУ") решта – мініоритарні акціонери Без змін Розподіл акцій: 91,6193% – ВС Енерджі Інтернешнл Н.В./VS Energy International N.V. (О.Бабаков, М.Воеводін, Росія) решта – мініоритарні акціонери
6.	ПАТ "ЕК Закарпаттяобленерго"	НАК "ЕКУ" – 25,0% ФДМ України – 50,0% ВС Енерджі Інтернешнл Н.В./ VS Energy International N.V. (Нідерланди) – 10,5303%	13 лютого 2012р. відбувся аукціон з продажу 50% акцій (стартова ціна – 135 млн. грн.). Учасники: ТОВ "ЛЕО", ТОВ "Енергетична Україна ТБ" (Київ, підконтрольна ПАТ "Житомиробленерго", отже – О.Бабакову та М.Воеводіну). Пакет акцій за 140,7 млн. грн. продано ТОВ "Енергетична Україна ТБ". Розподіл акцій: 60,5303% – ВС Енерджі Інтернешнл Н.В./VS Energy International N.V., ТОВ "Енергетична Україна ТБ (О.Бабаков і М.Воеводін) 25% – держава (НАК "ЕКУ") решта – мініоритарні акціонери

¹ Якщо не вказано інше, дані про розподіл акцій, станом на III квартал 2011р., наводяться за інформацією Державної установи "Агентство з розвитку інфраструктури фондового ринку України – SMIDA", <http://www.smida.gov.ua>. Інформація про належність компанії (або контроль над ними) тим чи іншим власникам взята з відкритих джерел – ЗМІ. Див. перелік джерел у посиланні на таблицю в тексті.
² Дані, станом на 18 квітня 2012р. Див.: Повідомлення про виникнення особливої інформації про емітента. – ПАТ "Вінницяобленерго", 20 квітня 2012р., http://www.voe.com.ua/akcioner/emitent_5.shtml.
³ Дані про акціонерів на офіційному сайті ПАТ "Волиньобленерго" немає. Дані про частку Garensia Enterprises Ltd наведені за інформацією Агентства SMIDA. За словами керівника ПАТ А.Буріна, 24% акцій належать "російській групі Григорішина". Див.: Анастолій Бурін. "Волиньобленерго" продадує у 2012-му. – 20 грудня 2011р., <http://www.vouppnews.com>.
⁴ Див.: Сайт ДТЕК. <http://www.dtek.com>.
⁵ На сайті ПАТ інформації про розподіл акцій немає.
⁶ Див.: Сайт ДТЕК. <http://www.dtek.com>.



7. БАТ "Запоріжжяобленерго"	НАК "ЕКУ" – 60,2475% Lex Perfecta Ltd (Kіnp) – 16,5226% Bikontia Enterprises Ltd (Kіnp) – 12,3077%	Без змін Розподіл акцій: 60,2475% – держава (НАК "ЕКУ") 16,5226% – Lex Perfecta Ltd (Григорій та Ігор Суркісі) 12,3077% – Bikontia Enterprises Ltd (К.Григорішин, І.Коломойський) решта – мініоритарні акціонери
9. ПАТ "АЕС-Київобленерго"	AES Washington Holdings B.V. (Нідерланди) ⁷ – 89,1189%	Без змін
10. ПАТ "Кіровоградобленерго" ⁸	ВС Енерджі Інтернешнл Н.В./ VS Energy International N.V. (Нідерланди) – 94,002%	Без змін Розподіл акцій: 94,002% – ВС Енерджі Інтернешнл Н.В./VS Energy International N.V. (О.Бабаков, М.Воеводін) решта – мініоритарні акціонери
11. ПАТ "Крименерго" ⁹	НАК "ЕКУ" – 70,0% Garensia Enterprises Ltd (Kіnp) – 10,3647% DTEK Holdings Ltd (Kіnp) – 12,49%	4 травня 2012р. відбувся аукціон з продажу 45% акцій компанії (стартова ціна – 246 млн. грн.). Учасники: DTEK Holdings Ltd, ТОВ "ЛЕО". Пакет акцій продано DTEK Holdings Ltd за 256,1 млн. грн. Розподіл акцій: 57,49% – DTEK Holdings Ltd (Р.Ахметов) 25% – держава (НАК "ЕКУ") 10,3647% – Garensia Enterprises Ltd (К.Григорішин) решта – мініоритарні акціонери
12. ТОВ "Луганське енергетичне об'єднання" ("ЛЕО")	Samhato Enterprises Ltd (Kіnp) – 99%	Без змін Розподіл акцій: 99% – Samhato Enterprises Ltd (К.Григорішин) Решта – мініоритарні акціонери
13. ПАТ "Львівобленерго" ¹⁰	Lex Perfecta Ltd (Kіnp) – 24,99996% Mardagoza Commercial Ltd (Kіnp) – 24,99996% Miosaria Commercial Ltd (Kіnp) – 13,4921% Zocatini Enterprises Ltd (Kіnp) – 13,4921% Kerelio Commercial Ltd (Kіnp) – 12,1944%	Без змін Розподіл акцій: 89,17852% – структури, підконтрольні Григорію та Ігорю Суркісам решта – мініоритарні акціонери
14. ПАТ "Миколаївобленерго"	НАК "ЕКУ" – 70,0% ПАТ "ЕК "Херсонобленерго" – 14,7328%	45% акцій передано ФДМ України. Розподіл акцій: 70% – держава (НАК "ЕКУ", ФДМУ) 14,7328% (15,78% ¹⁰) – ПАТ "ЕК "Херсонобленерго" (О.Бабаков, М.Воеводін) решта – мініоритарні акціонери
15. БАТ "ЕК Одесаобленерго" ¹¹	ТОВ "Венчурні інвестиційні проекти" для ПЗНВФ "МВФ" – 68,0682% ВС Енерджі Інтернешнл Україна/ VS Energy International N.V. – 47,9627% ФДМ України – 25,0064%	Експерти найбільш вірогідним вважають наступний розподіл акцій: 55% – VS Energy International N.V. (О.Бабаков і М.Воеводін) 10% – офшорні компанії, підконтрольні К.Жеваго 25% – ФДМ України 10% – мініоритарні акціонери
16. ПАТ "Полтаваобленерго"	Larva Investments Ltd (Kіnp) – 24,9999% Bikontia Enterprises Ltd (Kіnp) – 23,9210% UA Energy Distribution Holding Ltd (Kіnp) – 23,2949% ТОВ Інвестиційна Компанія "Бізнес-Інвест" (Україна) – 12,6489% ТОВ "Фрунзе-Флора" (Україна) – 12,3507%	Без змін Розподіл акцій: 97,2154% – структури, підконтрольні К.Григорішину та І.Коломойському решта – мініоритарні акціонери

⁷ Дочірня компанія корпорації AES Silk Road (США).
⁸ Інформація, станом на 1 січня 2011р. Див.: ПАТ "Кіровоградобленерго". – Рейтингове агентство IBI RATING, <http://www.ibi.com.ua/reitingi/korporativnii-sektor/pat-kirovogradoblenergo>.
⁹ Див.: Річна інформація емітента цінних паперів за 2011р. – Сайт ПАТ "Львівобленерго", http://www.loe.lviv.ua/uploads/files/2011_informacion.doc.
¹⁰ ФДМУ готується приватизувати "Хмельницькобленерго" і "Миколаївобленерго". – Українська правда, 25 січня 2012р.; <http://www.vpravda.com.ua>.
¹¹ Після десятиріччя спорів між структурами К.Жеваго та О.Бабакова за контроль над "Одесаобленерго", які супроводжувалися суперечливими рішеннями судових і державних органів, названа у відкритих джерелах інформація про структуру акціонерного капіталу не є достатньою достовірною. Це стосується і даних, що їх подають банки-утримувачі акцій. Дані, наведені Агентством SMIDA, як видно з таблиці, дають у сумі понад 141% акцій.



№	Назва підприємства	Розподіл акцій у III кварталі 2011р. серед компаній, які володіють пакетами понад 10% загальної кількості акцій	Підсумки приватизації і розподіл акцій, станом на 10 червня 2012р.
17.	ПАТ "Прикарпаттяобленерго"	Zocatin Enterprises Ltd (Klnp) – 12,5104% Miosala Commercial Ltd (Klnp) – 12,5104% Margaraza Commercial Ltd (Klnp) – 24,9999% Lex Perfecta Ltd (Klnp) – 24,9999% Kerelio Commercial Ltd (Klnp) – 12,7195% AES Washington Holdings B.V. (Нідерланди) – 84,5601% ВС Енерджі Інтернейшнл Н.В./ VS Energy International N.V. (Нідерланди) – 95,1819%	Без змін Розподіл акцій: 87,7401% – структури, підконтрольні Григорію та Ігорю Суркісам решта – мініоритарні акціонери
18.	ПАТ "AES-Рівнеобленерго"	AES Washington Holdings B.V. (Нідерланди) – 84,5601%	Без змін
19.	ПАТ "ЕК Севастопольенерго"	ВС Енерджі Інтернейшнл Н.В./ VS Energy International N.V. (Нідерланди) – 95,1819%	Без змін 95,1819% – структура, підконтрольна О.Бабакову та М.Воеводін
20.	ПАТ "Сумиобленерго"	ФДМ України – 25,0% Bikontia Enterprises Ltd (Klnp) – 24,9995% Larva Investments Ltd (Klnp) – 24,9900% UA Energy Distribution Holding Ltd (Klnp) – 18,5077%	Без змін Розподіл акцій: 68,4972% – структури, підконтрольні К.Григорішину та І.Коломойському 25% – держава (ФДМ) решта – мініоритарні акціонери
21.	ВАТ "Тернопільобленерго"	НАК "ЕКУ" – 50,9990% Bikontia Enterprises Ltd (Klnp) – 24,9900% Larva Investments Ltd (Klnp) – 15,1003%	Без змін Розподіл акцій: 50,99% – держава (НАК "ЕКУ") 40,09% – структури, підконтрольні К.Григорішину та І.Коломойському, решта – мініоритарні акціонери.
22.	АК "Харківобленерго"	НАК "ЕКУ" – 65,0010% Garensia Enterprises Ltd (Klnp) – 28,8418%	Без змін Розподіл акцій: 65% – держава (НАК "ЕКУ") 28,84% – Garensia Enterprises Ltd (К.Григорішин) решта – мініоритарні акціонери
23.	ПАТ "Хмельницькобленерго"	НАК "ЕКУ" – 70,0089% ВС Енерджі Інтернейшнл Н.В./ VS Energy International N.V. (Нідерланди) – 18,7585%	Розподіл акцій: 54% акцій передано ФДМ України.
24.	ПАТ "ЕК Херсонобленерго"	ВС Енерджі Інтернейшнл Н.В./ VS Energy International N.V. (Нідерланди) – 94,5117%	Розподіл акцій: 70% – держава (НАК "ЕКУ", ФДМ) 18,8% – ВС Енерджі Інтернейшнл Н.В./VS Energy International N.V. (О.Бабаков і М.Воеводін) решта – мініоритарні акціонери
25.	ПАТ "Черкасиобленерго"	НАК "ЕКУ" – 25,0% ФДМ України – 21,0% ЗАТ "Українська енергозберігаюча сервісна компанія" (УЕСК) – 25,0% Garensia Enterprises Ltd (Klnp) – 26,6345%	Без змін Розподіл акцій: 94,5% – ВС Енерджі Інтернейшнл Н.В./VS Energy International N.V. (О.Бабаков і М.Воеводін) решта – мініоритарні акціонери
26.	ПАТ "ЕК Чернівціобленерго"	НАК "ЕКУ" – 70,0% ВС Енерджі Інтернейшнл Н.В./ VS Energy International N.V. (Нідерланди) – 21,9779%	Без змін Розподіл акцій: 71% – держава (НАК "ЕКУ", ФДМ, ЗАТ "УЕСК") 26,6% – Garensia Enterprises Ltd (К.Григорішин) решта – мініоритарні акціонери
27.	ПАТ "Чернігівобленерго"	НАК "ЕКУ" – 70,0% ВС Енерджі Інтернейшнл Н.В./ VS Energy International N.V. (Нідерланди) – 21,9779%	7 лютого 2012р. відбувся аукціон з продажу 45% акцій (стартова ціна – 65 млн. грн.). Учасники: ТОВ "ЛЕО", VS Energy International N.V. Пакет за 70 млн. грн. продано VS Energy International N.V. Розподіл акцій: 67% – ВС Енерджі Інтернейшнл Н.В./VS Energy International N.V. (О.Бабаков, М.Воеводін) 25% – держава (НАК "ЕКУ") решта – мініоритарні акціонери
		Bikontia Enterprises Ltd (Klnp) – 23,2047% Larva Investments Ltd (Klnp) – 24,9920% UA Energy Distribution Holding Ltd (Klnp) – 25,0%	Без змін Розподіл акцій: 73,2% – структури, підконтрольні К.Григорішину та І.Коломойському решта – мініоритарні акціонери



Генеруючі компанії ТЕС		
1. ПАТ "ДТЕК Дніпроенерго"	НАК "ЕКУ" – 50% DTEK Holdings Ltd (Kіnp) – 41,3296% DTEK Holdings Ltd (Kіnp) – 0,1078% <i>Примітка:</i> судячи з назвної інформації, у часовому проміжку між ІІІ кварталом 2011р. та аукціоном у березні 2012р. DTEK Holdings Ltd збільшила свій пакет акцій до 41,6746% (за рахунок їх купівлі на вторинному ринку).	На продаж був запропонований пакет із 25% акцій за стартовою ціною – 1 174 000 000 грн. Продаж відбувся за процедурою "єдиного учасника" , оскільки заяву на конкурс подала одна компанія – DTEK Holdings Ltd, яка запропонувала за пакет 1 174 100 000 грн. За рішенням ФДМ України було здійснено дооцінку пакета, після чого DTEK Holdings Ltd запропонувала ціну в 1 179 700 000 грн. – 12 березня 2012р. була визнана переможцем конкурсу. Розподіл акцій на 19 березня 2012р.¹² DTEK Holdings Ltd – 66,6746% (Р.Ахметов) 25,00001676% – держава (НАК "ЕКУ") решта – мініоритарні акціонери На цей час у власності ДТЕК – 72,9% акцій¹³.
2. ПАТ "Донбасенерго"	НАК "ЕКУ" – 85,7732%	ФДМ України планує аукціон з продажу 60,773% акцій у серпні 2012р. ¹⁴
3. ПАТ "ДТЕК Західенерго"	НАК "ЕКУ" – 25,0% ФДМ України – 45,1035% ТОВ "Донбаська паливно-енергетична компанія" (після перейменування – ТОВ "ДТЕК") – 12,2013% <i>Примітка:</i> за повідомленнями ЗМІ, на кінець 2011р. компанія ДТЕК володіла 25,06% акцій "Західенерго" ¹⁵ .	3 жовтня 2011р. на продаж запропоновано 45,1035% акцій компанії за стартовою ціною 1 932 000 000 грн. Продаж відбувся за процедурою "єдиного учасника" , оскільки заяву на конкурс подала одна компанія – DTEK Holdings Ltd, яка запропонувала за пакет на 100 тис. грн. більше за стартову ціну. У результаті дооцінки було встановлено, що пакет акцій коштує 1 897 600 000 грн., тобто менше від поданої в конкурсній заявці. 10 січня 2012р. Конкурсна комісія оголосила DTEK Holdings Ltd переможцем конкурсу. Пакет акцій було продано за 1 932 100 000 грн. Розподіл акцій на цей час: 70,91% – ДТЕК (Р.Ахметов) ¹⁶ 25% – держава (НАК "ЕКУ") решта – мініоритарні акціонери
4. ПАТ "Київенерго"	НАК "ЕКУ" – 25,0% ФДМ України – 25,0% DTEK Holdings Ltd (Kіnp) – 22,2565% ТОВ "Донбаська паливно-енергетична компанія" – (після перейменування – ТОВ "ДТЕК") – 17,7264% <i>Примітка:</i> за повідомленнями ЗМІ, на кінець 2011р. компанія ДТЕК володіла 46,82% акцій "Київенерго" ¹⁷ .	9 грудня 2011р. відбувся аукціон з продажу 25% акцій (стартова ціна – 432 млн. грн.). Учасники: ДТЕК, ПАТ "Полтаваобленерго". Пакет акцій продано ДТЕК за 450 млн. грн. Розподіл акцій на цей час: 72,33% – ДТЕК (Р.Ахметов) ¹⁸ 25% – держава (НАК "ЕКУ") решта – мініоритарні акціонери
5. ТОВ "ДТЕК Східенерго" ¹⁹	ТОВ "ДТЕК" – 100%	Без змін 100% – ДТЕК (Р.Ахметов)
6. ВАТ ДЕК "Центренерго"	НАК "ЕКУ" – 78,2890% "інші юридичні особи та фізичні особи володіють 20,38% та 1,33% акцій, відповідно" ²⁰	ФДМ України планує аукціон з продажу 53,289% акцій у серпні 2012р. ²¹

¹² Див.: ЕОКРН: Особлива інформація. – SMIDA, <http://smida.gov.ua/db/emittent/escr/news/show/1235>.
¹³ Див.: Сайт компанії ДТЕК, <http://www.dtek.com/uk/our-operations/electric-power-generation/dniproenergo>.
¹⁴ Наказ ФДМ України №2871 від 7 червня 2012р. – Сайт ФДМУ, <http://www.sfu.gov.ua>.
¹⁵ Див.: Ахметов за дешево визнаний покупцем "Західенерго". – Українська правда, 25 листопада 2011р.
¹⁶ Див.: Сайт компанії ДТЕК, <http://www.dtek.com/uk/our-operations/electric-power-generation/zapadenenergo>.
¹⁷ Див.: Віничук Ю., Черніков А., Рннат Ахметов взяв "Київенерго". – Українська правда, 9 грудня 2011р.
¹⁸ Див.: Сайт компанії ДТЕК, <http://www.dtek.com/uk/our-operations/electric-power-generation/kyivenergo>.
¹⁹ Докладно див.: Сайт компанії ДТЕК.
²⁰ Див.: Сайт ВАТ, <http://www.centrenenergo.com/shareholders>.
²¹ Наказ ФДМ України №2871 від 7 червня 2012р. – Сайт ФДМУ, <http://www.sfu.gov.ua>.

РИЗИКИ ВПРОВАДЖЕННЯ МОДЕЛІ ДДБР У НИНІШНІХ УМОВАХ:

- **для формування конкурентного середовища.** Очевидно, що за нинішніх умов у рамках ДДБР побудувати повноцінну конкуренцію між тепловою та атомною генерацією неможливо, навіть якщо ціноутворення для електроенергії АЕС здійснювати за рекомендаціями МАГАТЕ⁷⁸. Якщо зобов'язати споживачів, як це пропонується, купувати електроенергію у теплової та атомної генерації у встановлених пропорціях, то такий енергоринок, з точки зору лібералізації, мало відрізнятиметься від нинішнього, але буде набагато складнішим для диспетчеризації ОЕС і системи розрахунків.

Крім того, якщо впроваджувати ДДБР за окресленого вище рівня концентрації активів генеруючих компаній, то вони можуть уникати цінової конкуренції та обмежувати пропозицію, отримуючи надприбутки за рахунок зростання цін;

- **для фінансового оздоровлення підприємств галузі.** Однією з причин складного фінансового становища генеруючих компаній є тривале обмеження цін на електроенергію з метою мінімізації для промисловості негативних наслідків перехресного субсидювання.

ДДБР усуне перехресне субсидювання в його нинішньому вигляді. Але можуть виникнути інші його варіанти. Так, висувалися пропозиції упродовж певного перехідного періоду продавати електроенергію АЕС і ГЕС пільговим споживачам за регульованими контрактами (цінами). Інші споживачі отримуватимуть електроенергію набагато дорожчу.

Перехресне субсидювання може виникнути між постачальником і споживачем, якщо обидва належатимуть одному власнику. В цьому випадку їх дії можуть бути вмотивовані не потребами цінової конкуренції та інвестиційної привабливості, а завданням оптимізації корпоративних фінансових перетоків і мінімізації податкових платежів.

Ще одним джерелом цінових диспропорцій можуть стати конкурентні переваги в доступі до більш привабливих видів генерації, які матиме промисловість, насамперед велика (це є однією з причин того, що в Європі населення отримує електроенергію за цінами на 20-30% вищими, ніж промисловий сектор);

- **для залучення інвестицій у традиційну енергетику.** Досвід розвинутих країн доводить, що, *по-перше*, лібералізація ринку скорочує стимули до інвестицій у традиційну енергетику. Брак гарантій збуту робить капіталомісткі, з тривалими термінами реалізації інвестиційні проекти створення нових генеруючих потужностей традиційної генерації надто ризикованими; *по-друге*, за масового запровадження ВДЕ різко зменшуються можливості для розвитку атомної енергетики і знижується ефективність впровадження споживачів-регуляторів на базі використання електроенергії в системах теплопостачання; *по-третє*, в рамках ДДБР виникають додаткові проблеми для інвесторів, оскільки вони фактично втрачають доступ до інформації про поточні ціни.

**ДОПОВНЕННЯ МОДЕЛІ ОРЕ МЕХАНІЗМОМ
“ГАНТАВАННЯ ІНВЕСТИЦІЙ У ПОТУЖНІСТЬ”**

(трансформована модель ОРЕ)

У рамках цього варіанту генеруючі компанії беруть участь в енергозабезпеченні за підсумками конкурсу, який проводиться відповідними регулюючими органами із залученням незалежних експертних структур і наукових організацій. Критеріями відбору можуть бути, зокрема: техніко-економічна та екологічна ефективність пропозицій компаній; їх відповідність цілям і завданням економічної політики та енергетичної стратегії, а також прогнозованим рівням і режимам енергоспоживання.

З переможцями конкурсу системний оператор ринку укладають **тристоронній довгостроковий договір, який передбачає гарантії повернення і прибутковості інвестицій** компаніям, які здійснюють будівництво/реконструкцію генеруючих потужностей, та достатній для рентабельної роботи рівень плати за потужність діючим компаніям. Поставки електроенергії на ринок здійснюються за ціновими заявками, на підставі схеми ранжування, подібної до нинішньої. Умовно-постійні витрати покриваються за рахунок платежів за потужність на підставі довгострокових договорів, а змінні – платежами за електроенергію. При цьому:

- мінімізуються ризики інвесторів;
- зберігається та розширюється конкуренція на ринку (в ній беруть участь всі види генерації);
- держава отримує можливість дієвого впливу на розвиток галузі;
- мінімізується ризик виникнення дефіциту генеруючих потужностей та/або їх неоптимальної структури;
- забезпечуються можливості ефективного управління режимами роботи енергосистеми;
- система ціноутворення стає прозорою і прогнозованою, мінімізується ризик “цінових шоків”.

3.4. Під час обговорення Проекту виразно виявилися два підходи до оцінки пріоритетності розвитку ВДЕ. Один із них віддає ВДЕ безумовний пріоритет, базується насамперед на практиці останніх років, коли було запроваджено “зелені” тарифи та ряд преференцій для виробників електроенергії із ВДЕ та апелює до європейських тенденцій. Інший – більш поміркований, полягає в запровадженні збалансованого розвитку ОЕС і формуванні збалансованої структури генерації.

(А) Перший підхід не повною мірою враховує економічні, технологічні, екологічні особливості роботи ОЕС. Тим часом, слід брати до уваги, що **самі по собі ВДЕ не можуть замінити традиційну енергетику.** Первинний енергоресурс цієї генерації не є гарантованим, що зумовлює необхідність постійного компенсування коливань її потужностей. Тобто, за умов широкомасштабного впровадження ВДЕ, зростають вимоги до маневрових можливостей енергосистеми, що важко забезпечити паралельно з розвитком базових традиційних технологій (зокрема, виробництва електроенергії АЕС).

Тому в довгостроковій перспективі для забезпечення надійної роботи ОЕС необхідно буде обмежувати потужність одного з цих видів генерації⁷⁹. За орієнтації на пріоритет ВДЕ недоцільними є нові потужності АЕС, а за прискорених темпів запровадження ВДЕ – і подовження терміну їх роботи. Мало доцільною є і реконструкція діючих вугільних енергоблоків без суттєвого збільшення їх маневрового діапазону (тобто, на базі нинішніх проектів мало- та середньовитратної реконструкції).

Розвиток традиційної генерації буде оптимальним на основі високоманеврових ТЕС на органічному паливі відносно невеликої потужності. З огляду на значно нижчі маневрові можливості ТЕС на вугіллі та екологічні аспекти, перевага надаватиметься будівництву ТЕС на газоподібному паливі⁸⁰.

Однак, за такого сценарію розвитку генеруючих потужностей різко зросте ціна на електроенергію. При цьому, якщо за умови доповнення нинішньої моделі ОРЕ механізмом “гантавання інвестицій у потужність” це зростання буде стосуватися всіх споживачів, то за впровадження ДДБР одночасно з названим механізмом – лише некваліфікованої їх частини (населення, бюджетної сфери тощо).

Крім того, **високі ціни на електроенергію роблять не вигідним заміщення нею природного газу в системах теплопостачання, що збереже потребу в його значних обсягах для виробництва теплової енергії.**

(Б) Другий підхід ґрунтується на врахуванні згаданих особливостей роботи ОЕС, а також економічних показників (включно з ціною на електроенергію) і вимог забезпечення стійкості та надійності енергосистеми. За такого підходу найбільш доцільними напрямками розвитку структури генеруючих потужностей є розвиток базових джерел виробництва електроенергії (АЕС, вугільні ТЕС і ТЕЦ) та споживачів-регуляторів, насамперед – на базі теплоакумуляуючих установок. Максимальний розвиток ГЕС є доцільним як за першого, так і за другого підходу, а розвиток ГАЕС – лише за першого, оскільки впровадження споживачів-регуляторів є значно більш ефективним рішенням.

⁷⁸ Decommissioning of Nuclear Power Plants and Research Reactors. – IAEA Safety Standards Series: Safety Guide, No.WS-G-2.1, Vienna, <http://www-pub.iaea.org>.

⁷⁹ Докладно див.: Мифы об атомной энергии: Почему развитие атомной энергетики ведёт нас в тупик. – Фонд им.Генриха Бёлла, <http://www.ru.boell.org>.

⁸⁰ Це має практичне підтвердження: в АР Крим передбачається будівництво парогазової станції на природному газі потужністю 850-900 МВт, призначеної насамперед для резервування потужностей ВДЕ.



3.5. Залежно від вибору підходу до розвитку галузі та моделі ринку (ДДБР чи трансформована модель ОРЕ, тобто – доповнена механізмом “гарантування інвестицій у потужність”) можливими є чотири сценарії розвитку електроенергетики, які на перспективу визначатимуть структуру ОЕС, ціни на електроенергію, потребу в газі та інших енергоносіях. А саме: впровадження ДДБР (1) за пріоритетного розвитку ВДЕ і (2) за збалансованого розвитку різних видів генерації; трансформована модель ОРЕ (3) за пріоритетного розвитку ВДЕ і (4) за збалансованого розвитку різних видів генерації.

Були виконані розрахунки укрупненої структури генеруючих потужностей для двох сценаріїв – пріоритетного розвитку ВДЕ та збалансованого розвитку різних видів генерації в умовах трансформованої моделі ОРЕ. Результати наведені в таблицях “Укрупнена структура генеруючих потужностей за сценарієм “Трансформована модель ОРЕ за збалансованого розвитку різних видів генерації” та “Укрупнена структура генеруючих потужностей за сценарієм “Трансформована модель ОРЕ за пріоритетного розвитку ВДЕ”. У розрахунках для обох сценаріїв розглядалися однакові прогностичні значення ВВП та попиту на електроенергію.

Укрупнена структура генеруючих потужностей за сценарієм Трансформована модель ОРЕ				
за збалансованого розвитку різних видів генерації				
	2015р.	2020р.	2030р.	2040р.
Виробництво, млрд. кВт-год.				
	210-230	240-260	320-360	410-460
Встановлена потужність, ГВт				
ТЕС	20-22	21-23	32-35	40-45
АЕС	13,8	15,8-17,8	20-25	25-30
ГЕС-ГАЕС	5-7	7,5-8	7,5-8,5	8-9
ВДЕ	1-1,5	1,5-2,5	2-3	2,5-3,5
за пріоритетного розвитку ВДЕ				
	2015р.	2020р.	2030р.	2040р.
Виробництво, млрд. кВт-год.				
	210-230	240-260	320-360	410-460
Встановлена потужність, ГВт				
ТЕС	20-23	22-25	45-55	75-85
АЕС	13,8	11-13,8	5-7	0-3
ГЕС-ГАЕС	6-8	10-11	10-11,5	10-12
ВДЕ	3-4	4-7	8-11	14-16

Як видно з даних, наведених у таблицях, потреба у встановленій потужності електростанцій за пріоритетного розвитку ВДЕ є суттєво більшою, що пояснюється саме “додатковим” характером участі ВДЕ в покритті перспективної потреби в електроенергії. При цьому, зростання частки ТЕС у структурі генеруючих потужностей зумовить і значно вищі рівні викидів у довкілля⁸¹.

Оцінки темпів розвитку ВДЕ та базових джерел виробництва електроенергії, потреб у природному газі, зміни цін на електроенергію і відповідно – ризиків для національної економіки та соціальної сфери зроблені для всіх чотирьох сценаріїв. (таблиця “Узагальнена характеристика та можливі наслідки...”). Згідно з цими оцінками, найбільш прийнятним видається сценарій запровадження трансформованої моделі ОРЕ за збалансованого розвитку різних видів генерації. Його реалізація забезпечує відносно меншу

Узагальнена характеристика та можливі наслідки реалізації сценаріїв розвитку електроенергетики України					
Сценарій	Темпи розвитку ВДЕ	Темпи розвитку базових джерел виробництва електроенергії	Потреба в газі	Зростання цін (1 – міні, 4 – максимум)	Ризики для економіки та соціальної сфери
Впровадження моделі ДДБР за пріоритетного розвитку ВДЕ	Високі	Нульові	Більша	4	Дуже високі
Моделі ДДБР за збалансованого розвитку різних видів генерації	Низькі	Високі	Менша	2	Середні
Трансформована модель ОРЕ за пріоритетного розвитку ВДЕ	Високі	Нульові	Більша	3	Високі
Трансформована модель ОРЕ за збалансованого розвитку різних видів генерації	Низькі	Високі	Менша	1	Мінімальні

потребу у природному газі, найменше зростання цін і мінімальні ризики для економіки та соціальної сфери країни.

3.6. Ключовим чинником реформування електроенергетики є членство України в Енергетичному Співтоваристві. Як зазначалося вище, Протокол про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства вимагає запровадження в Україні стандартів ЄС відповідно до норм Європейської Енергетичної Хартії і директив, що стосуються загальних правил ринку електроенергії ЄС.

Наведені вище результати моніторингу виконання Україною зобов’язань, згідно з названим Протоколом, свідчать, що терміни їх реалізації не дотримано. Однією з головних причин такої ситуації є те, що наразі в Україні на державному рівні немає комплексного бачення інтеграції вітчизняної електроенергетики до європейського енергетичного простору, а найбільша увага надається окремим, не систематизованим заходам: приватизації підприємств галузі, підвищенню цін на електроенергію, впровадженню нової моделі ринку тощо.

Головні цілі інтеграції української електроенергетики до європейського енергетичного простору зрозумілі – досягнення європейських стандартів роботи енергосистеми та постачання електроенергії споживачам, що дасть можливість реалізувати експортний потенціал галузі на європейських ринках. Водночас, наразі складно зробити повноцінний аналіз впливу інтеграційних процесів на розвиток української електроенергетики через високу ступінь невизначеності багатьох факторів.

Так, у ЄС не завершено формування єдиного ринку через недостатню потужність міждержавних електромереж, національний (іноді – регіональний) характер генерації та ряд інших причин (регіональні ринки країн Європи див. на карті “Виробництво, переток електроенергії...”, с.30)⁸²; деякі країни ЄС не визначили остаточно пріоритети формування перспективної структури генерації⁸³; інші – не подолали наслідків економічної кризи, через що складно визначити їх перспективні потреби в електроенергії.

Разом з тим, можна зробити певні оцінки процесів інтеграції та пов’язаних з ними проблем і ризиків (врізка “Проблеми інтеграція ОЕС України до енергосистем європейських країн”, с.40).

⁸¹ Докладно див.: Костюковський Б., Нечасова Т., Парасюк М., Шульженко С. Проблеми розвитку електроенергетики України...

⁸² Передбачалося вирішити цю проблему шляхом стимулювання інвестицій у мережеву інфраструктуру та завершити формування єдиного ринку до 2012р. Див.: Verseille J. *ENTSO-E Ten Year Network Development Plan 2012 prospects*. – Florence Forum, 23 May 2011.

⁸³ Зокрема, під впливом аварії на АЕС Фукусіма-1 у Європі тривають дискусії стосовно доцільності використання та розвитку атомної генерації.

ПРОБЛЕМИ ІНТЕГРАЦІЇ ОЕС УКРАЇНИ ДО ЕНЕРГОСИСТЕМ ЄВРОПЕЙСЬКИХ КРАЇН

З організаційної точки зору, до європейських ринків набагато легше інтегруватися за нинішньої моделі ОРЕ, для чого досить забезпечити прозору систему доступу до мереж і можливість працювати на ринку продавцям з інших країн. Натомість перехід до моделі ДДБР вимагатиме створення дуже складної системи регулювання ОЕС України, інтегрованої до відповідних систем ЄС, зокрема – нової системи диспетчеризації ОЕС, а також *on-line* системи обліку виробництва-споживання енергоресурсів і відповідної системи розрахунків. Це вимагатиме значних коштів і часу.

Технічна можливість повноцінного приєднання ОЕС України до *ENTSO-E* залежатиме від покращення регулюючих властивостей вітчизняної енергосистеми, зокрема, точності підтримки частоти електричного струму як за нормальної роботи, так і в типових аварійних ситуаціях. За нормативами *ENTSO-E*, припустимий діапазон частоти складає $50 \pm 0,02$ Гц – тоді як за нормами країн СНД – $50 \pm 0,2$ Гц. Системи первинного регулювання частоти генеруючого обладнання енергосистем *ENTSO-E* повинні забезпечувати відновлення нормальної роботи енергосистеми з частотою $50 \pm 0,02$ Гц упродовж хвилини після аварійного виходу з роботи найбільш потужної одиниці генеруючого обладнання або найбільш потужної магістральної (міждержавної) лінії електропередачі (принцип “N-1”).

Для досягнення ОЕС України зазначених нормативів необхідно **прискорене створення сучасної системи автоматичного регулювання частоти та потужності (АРЧП)** за рахунок як традиційних методів (підвищення маневрових можливостей енергоблоків – розширення діапазонів робочої потужності та швидкості набору/зниження навантаження, а також чутливості контурів їх первинного регулювання), так і впровадження систем на базі споживачів-регуляторів, насамперед – на базі технологій виробництва теплової енергії з можливістю її акумулювання, що потребує значних коштів. Проте, без виконання зазначених заходів інтеграція до енергосистем європейських країн буде неможливою з технічної точки зору.

Очевидно, що інтеграція до *ENTSO-E* та енергоринків ЄС автоматично не гарантує Україні зростання експорту електроенергії до європейських країн. Більше того, відкриття внутрішнього ринку електроенергії, яке при цьому відбудеться (причому не лише для європейських виробників), може нести для української генерації та економіки в цілому певні ризики (врізка “*Ризики відкриття внутрішнього ринку електроенергії*”).

РИЗИКИ ВІДКРИТТЯ ВНУТРІШНЬОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

Без попереднього вирішення економічних проблем вітчизняної електроенергетики відкриття внутрішнього ринку електроенергії в рамках лібералізації може зумовити такі ризики:

- (1) різке зростання цін на внутрішньому ринку внаслідок:
 - створення значних цінових преференцій для електроенергії із ВДЕ;
 - суттєвого зростання цін на виробництво електроенергії в теплової енергетиці за умов виконання екологічних вимог ЄС до 2018р.;
 - зростання цін на електроенергію АЕС, якщо вони формуватимуться із врахуванням рекомендацій МАГАТЕ;
 - порушення питання щодо змін правил паралельної роботи з енергосистемами країн СНД, згідно з якими діє механізм “нульове сальдо перетоків”, з переходом на комерційну систему розрахунків;
 - “відплив” найбільш дешевої електроенергії, виробленої в Україні, до більш платоспроможних країн Європи;
- (2) вихід на внутрішній ринок України більш дешевої електроенергії з інших країн, що може знизити конкурентоспроможність вітчизняної електроенергетики на внутрішньому та зовнішніх ринках;
- (3) втрата Україною можливості самостійно забезпечувати та регулювати роботу енергосистеми.

Зазначені чинники можуть призвести до втрати конкурентоспроможності вітчизняної електроенергетики та/або економіки в цілому, виникнення цінових шоків у національній економіці та дефіциту електроенергії з усіма відповідними негативними наслідками для економіки країни, її енергетичної безпеки та соціальної сфери.

Від них Україну може убезпечити ефективний розвиток ОЕС, спрямований на забезпечення вітчизняних споживачів електроенергією за прийнятними цінами та реалізацію експортного потенціалу. Це доцільно здійснювати в рамках збалансованого розвитку різних видів генерації на основі впровадження трансформованої моделі ОРЕ.

Висновки

Розв’язання проблем української електроенергетики можливе лише на основі системної політики розвитку галузі, побудованій на довгостроковій енергетичній стратегії.

Винесений на громадське обговорення Проект “Оновлення енергетичної стратегії України на період до 2030р.” в цілому правильно визначає пріоритети розвитку електроенергетики, але в ньому досить суперечливо визначаються шляхи їх реалізації. Водночас, документ виглядає недостатньо збалансованим, не враховує наслідків тих процесів, які відбулися в галузі впродовж останнього часу, отже є проблемним з точки зору реалізації.

Результати проведеної на цей час приватизації погіршили конкурентні умови на ринку електроенергії і не сприяли виконанню Україною міжнародних зобов’язань з реформування електроенергетики та модернізації підприємств галузі. Приватизовані підприємства стали власністю дуже вузького кола компаній, зареєстрованих, як правило, в офшорних зонах, а компанія ДТЕК набула статусу по суті монопольного власника теплової генерації України – на теплові електростанції, які їй належать, припадає понад 67% обсягу електроенергії, виробленої цим видом генерації.

Впровадження ДДБР, як це пропонується у Проекті, може зумовити ряд негативних наслідків:

- відсутність конкурентного середовища може призвести до того, що виробники, замість цінової конкуренції, обмежуватимуть пропозицію, стимулюючи зростання цін;
- намагання вирішити проблеми конкуренції шляхом впровадження зобов’язань купувати електроенергію різних видів генерації в заданих пропорціях або впровадження регульованих контрактів фактично залишить рівень лібералізації ринку на нинішньому рівні, але при цьому значно ускладнить регулювання роботи ОЕС;
- за структури власності, яка склалася в електроенергетиці зокрема та в економіці загалом виникає можливість залучення електроенергетичних підприємств до корпоративних ланцюжків, коли угоди укладаються між підприємствами, що належать одному й тому самому власнику. У цьому випадку ціноутворення на вироблену такими підприємствами електроенергію будуватиметься не за ринковими принципами, а на основі корпоративних фінансових інтересів;

- виникає ризик ослаблення впливу держави на інвестиційні процеси в електроенергетиці та відповідно – на формування перспективного структури ОЕС; для інвесторів буде ускладнений доступ до цінової інформації, частина якої набуде статусу конфіденційної.

З огляду на окреслені ризики, реформування ринку електроенергії доцільно розпочинати із впровадження прозорих, конкурентних умов роботи ОРЕ та дієвих механізмів сприяння залученню інвестицій. Це можна зробити, впровадивши в рамках ОРЕ механізм “гарантування інвестицій у потужність”, який дозволить державі проводити політику збалансованого розвитку різних видів генерації і частково нівелювати проблему монополізації активів генеруючих компаній. Упродовж 3-4 років дії цього механізму будуть створені умови для менш ризикованого переходу до моделі ДДБР.

Політика збалансованого розвитку генерації важлива і для повноцінної інтеграції електроенергетики України до європейського енергетичного простору. Помилкові рішення в державному регулюванні галузі можуть призвести до знищення частини генерації і знизити конкурентоздатність української електроенергетики. В результаті, Україна може перетворитися з експортера на імпортера електроенергії.



4.1. ВИСНОВКИ

Упродовж останнього десятиріччя Об'єднана енергетична система (ОЕС) України в цілому задовільно забезпечує виробництво та постачання достатньої кількості електроенергії не лише для внутрішнього споживання, але й на експорт. Водночас, накопичені з початку 1990-х років проблеми зумовлюють дедалі більші ризики для надійності роботи ОЕС, отже – для національної економіки та побутового сектору країни загалом.

Моральна та фізична зношеність обладнання, його експлуатація в непроекtnих режимах, територіальна розбалансованість і неоптимальна, переобтяжена базовими потужностями структура генерації, брак маневрових потужностей і ліній електропередачі погіршують ефективність роботи ОЕС, знижують якість і стабільність енергозабезпечення.

Усунення цих проблем потребує значних інвестицій, але їх припливу перешкоджають брак гарантій завантаження потужностей, непрозорість відносин в електроенергетиці, зокрема в системі державного регулювання галузі та роботі Оптового ринку електроенергії (ОРЕ).

Насамперед це стосується системи ціноутворення в рамках ОРЕ. Тарифи на електроенергію не заохочують виробників підвищувати ефективність роботи і знижувати витрати. Практика стримування цін на електроенергію через обмеження інвестиційних надбавок не дозволяє генеруючим компаніям фінансувати модернізацію основних фондів. Механізм дотаційних сертифікатів дозволяє утримувати низькі ціни на електроенергію для населення через завищення цін для промислових підприємств, що знижує їх конкурентоспроможність.

Очевидно, що розв'язати проблеми галузі можна лише на основі послідовної державної політики, засади і пріоритети якої мають бути визначені, зокрема в Енергетичній стратегії держави. Проект “Оновлення Енергетичної стратегії України на період до 2030р.”, винесений Урядом на громадське обговорення, в цілому правильно визначає пріоритети розвитку електроенергетики, але не досить чітко окреслює шляхи їх реалізації, містить багато відсильних положень і тому виглядає недостатньо збалансованим.

Проект також не враховує наслідків тих процесів, що відбулися в галузі впродовж останніх двох років. Ідеться, зокрема, про приватизацію об'єктів електроенергетики, яка наразі призвела до концентрації активів у вузького кола власників: так, на підприємства компанії ДТЕК припадає 67,1% обсягів електроенергії, виробленої тепловою генерацією; а на дві компанії – державну НАЕК “Енергоатом” і приватну ДТЕК – 86% усього обсягу електроенергії, виробленої у країні.

Україна є членом Енергетичного Співтовариства і взяла курс на інтеграцію ОЕС до об'єднання енергосистем європейських країн. Його реалізація вимагає активних дій, спрямованих на виконання енергетичного законодавства ЄС, забезпечення прозорості ринку електроенергії і відносин власності в галузі, збалансованого розвитку генерації, запровадження ресурсозберігаючих технологій, заходів з належного захисту довкілля.

4.2. ПРОПОЗИЦІЇ

Будь-які реформи, в т.ч. в електроенергетичній галузі, не матимуть успіху, якщо їм не передуватиме максимальне обмеження корупції в усіх органах державної влади, включно із судовою⁸⁴, детінізація економіки, обмеження можливостей виведення капіталів в офшорні зони, а також відмова від політики “дешевої робочої сили”, встановлення адекватної ціни праці, підвищення платоспроможності суб'єктів внутрішнього ринку, включно з населенням. Якщо ці передумови будуть реалізовані, то наступні заходи можуть позитивно вплинути на розвиток електроенергетики та ринку електроенергії України.

1. Доопрацювати Проект “Оновлення Енергетичної стратегії України на період до 2030р.” з урахуванням результатів громадського обговорення. При цьому, забезпечити узгодження опрацювання суміжних питань, насамперед – перспектив розвитку виробництва електроенергії і тепла. Передбачити висвітлення наступних питань:

- механізми й етапи переходу до моделі ДДБР, особливості державного регулювання галузі в рамках цієї моделі;
- схема стимулювання інвестицій в галузь і механізми формування запропонованої структури генеруючих потужностей;
- забезпечення виконання екологічних вимог у тепловій енергетиці до 1 січня 2018р.

Надати докладно обгрунтовані оцінки ризиків і можливих наслідків для економіки та енергетики країни від реалізації рекомендованих у Проекті рішень (наприклад – приватизації електроенергетичних об'єктів (насамперед – стратегічних), або залучення до управління ними приватних структур).

2. З огляду на виняткову важливість енергетики для забезпечення національної безпеки, розглянути доопрацьований Проект до його затвердження на засіданні Ради національної безпеки і оборони України; врахувати можливі зауваження і пропозиції в остаточній версії тексту документа.

3. Після затвердження оновленої Енергетичної стратегії України на її основі:

- розробити та подати до Верховної Ради проект Закону “Про основні засади енергетичної політики”;
- розробити цільові галузеві програми для реалізації Енергетичної стратегії з визначенням механізмів виконання заходів, джерел фінансування тощо;
- створити при Кабінеті Міністрів систему контролю виконання Енергетичної стратегії і цільових програм та їх оперативного коригування.

4. Продовжити імплементацію європейського енергетичного законодавства в контексті членства України в Енергетичному Співтоваристві. А саме:

- доопрацювати і прийняти закони “Про державне регулювання в енергетиці України”, “Про засади функціонування ринку електричної енергії в Україні”;
- внести зміни до законів “Про природні монополії” (щодо стимулюючого регулювання), “Про електроенергетику”: (1) в частині регулювання діяльності, пов'язаної зі створенням та експлуатацією електромереж, з'єднаних з електромережами інших країн; (2) щодо забезпечення надійного (безперебійного) постачання електроенергії споживачам та інвестування в інфраструктуру;

⁸⁴ Докладно див.: Політична корупція в Україні: суб'єкти, прояви, проблеми протидії. Аналітична доповідь Центру Разумкова. – Національна безпека і оборона, 2009, №7, с.2-42.

- **доопрацювати та затвердити** Державну цільову програму інтеграції ОЕС України до енергетичного об'єднання енергосистем європейських держав, Правила (порядок) доступу до мережі трансграничної передачі електроенергії;
- **розробити та затвердити** План імплементації Директиви 2001/77/ЄС від 27 вересня 2001р. "Про створення сприятливих умов продажу електроенергії, виробленої з відновлюваних енергоджерел, на внутрішньому ринку електричної енергії";
- **узгодити з Європейською Комісією** та іншими причетними сторонами Національний план дій із зниження викидів забруднювачів у повітря відповідно до Директиви 2001/81/ЄС від 23 жовтня 2001р., який, зокрема, передбачав би реальні кінцеві терміни модернізації українських ТЕС згідно з вимогами названої Директиви;
- **розробити механізм розділення** видів діяльності компаній-постачальників електроенергії за регульованим тарифом, передбачивши розв'язання проблем: управління активами; планування роботи ОЕС; контролю дотримання законодавства у випадку розділення компаній; тарифоутворення та ін.;
- **забезпечити вільний доступ до електричних мереж**, зокрема шляхом розробки та затвердження урядовою постановою чітких правил і процедур доступу, а також – запровадження прозорості системи формування ціни приєднання користувачів і виробників до електромереж;
- **надати статус "національного проекту"** інтеграції ОЕС України до об'єднання енергосистем європейських держав.

5. Розробити і прийняти Закон "Про Національну комісію регулювання енергетики України", яким визначити її правовий статус і засади діяльності⁸⁵.

6. Переглянути Концепцію функціонування і розвитку ОРЕ з урахуванням змін, що відбулися в електроенергетичній галузі з моменту затвердження Концепції (24 січня 2002р.), а також положень оновленої Енергетичної стратегії. Під час перегляду:

(1) вивчити питання доцільності впровадження в рамках нинішньої моделі ОРЕ механізму "гарантування інвестицій у потужність". Запровадження такого механізму:

- дозволить упродовж 3-4 років залучити істотні обсяги інвестицій в модернізацію значної частини наявних і створення нових генеруючих потужностей;
- сприятиме проведенню державою політики збалансованого розвитку різних видів генерації;
- допоможе частково нівелювати проблему критичного зосередження активів об'єктів електроенергетики у вузького кола власників і сприятиме розвитку конкуренції в генерації;
- у цілому, створить умови для переходу до моделі ДДБР з меншими ризиками як для електроенергетичної галузі, так і національної економіки загалом;

(2) розробити прозору систему ціноутворення, яка б дозволила уникнути перехресного субсидювання, досягти значного скорочення заборгованості

електроенергетичних підприємств і ДП "Енергоринок", покращити конкурентні умови ОРЕ, обмежити практику втручання державних органів в його поточну діяльність;

(3) забезпечити прозорість системи обліку електроенергії та посилити контроль над її функціонуванням, зокрема – шляхом прийняття Кодексу про комерційний облік електроенергії.

7. Розробити і впровадити механізм планування збалансованого розвитку ОЕС України на середньотривалу перспективу, який створить основу для роботи механізму "гарантування інвестицій в потужність". **Передбачити синхронізацію реформування ОРЕ з реформуванням ринків інших енергоносіїв** (зокрема, газу, вугілля, нафтопродуктів) та реструктуризацією національної економіки в цілому.

8. Розробити та запровадити законодавчо встановлений механізм державно-приватного партнерства у спільній експлуатації стратегічних об'єктів електроенергетики (шляхом прийняття окремого Закону або внесення змін до чинного Закону "Про електроенергетику").

9. Внести зміни до антимонопольного законодавства, які б врахували особливості електроенергетичної галузі та роботи ОЕС і запобігали: (1) зловживанню монополюючим становищем і недобросовісній конкуренції з боку компаній, що вже є монополістами в певних видах генерації та/або секторах ринку електроенергії; (2) подальшому зосередженню активів підприємств певного виду генерації у обмеженого кола власників. **Приватизацію об'єктів електроенергетики доцільно призупинити до опрацювання критеріїв домінування та/або монополюючого становища компаній в тому чи іншому виді генерації.**

10. Надалі під час приватизації електроенергетичних об'єктів:

(1) забезпечити внесення до приватизаційних умов зобов'язань, що враховують:

- імплементацію європейського енергетичного законодавства, зокрема щодо розділення підприємств за видами діяльності, забезпечення вільного доступу до мереж, модернізації теплової генерації відповідно до європейських стандартів викидів забруднювачів у повітря;
- інвестування необхідних обсягів коштів у модернізацію підприємств, спрямовану на досягнення європейського рівня ефективності виробництва та екологічної безпеки;
- можливість застосування санкцій (включно з реприватизацією) за невиконання приватизаційних зобов'язань та/або немотивовану відмову брати участь в енергозабезпеченні України;

(2) передбачити мораторій на найближчі 10 років на приватизацію стратегічних об'єктів електроенергетики, насамперед, підприємств ядерного комплексу та операторів магістральних і міждержавних електромереж, а також на передачу цих об'єктів в управління приватним компаніям;

(3) встановити обмеження власності на активи стратегічних об'єктів електроенергетики для інвесторів, які брали (братимуть) участь у їх створенні; контрольний пакет акцій кожного із стратегічних об'єктів має залишатися у власності держави. ■

⁸⁵ За основу може бути взятий законопроект "Про державне регулювання в енергетиці України", реєстр. №0889 від 23 листопада 2007р. (знятий з розгляду 5 липня 2012р.).

РЕФОРМУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОГО СЕКТОРУ УКРАЇНИ: СТАН І ПЕРСПЕКТИВИ*



Ігор БЛІНОВ,
старший науковий
співробітник Інституту
електродинаміки НАН України



Олександр КИРИЛЕНКО,
директор Інституту
електродинаміки,
академік НАН України

– Одним з головних напрямів політики Президента та Уряду України є реформування національного ринку електроенергії. Якими є пріоритетні напрями і проблеми реформування? На яку модель ринку та цінову політику доцільно спиратися? Як можна оцінити перспективи входження України до Єдиного ринку електроенергії, який наразі формується в Європі?

Сьогодні впровадження у вітчизняній електроенергетичній галузі нових ринкових відносин пов'язане, насамперед, з формуванням конкурентної моделі ринку електроенергії згідно з відповідними засадничими документами Президента та Уряду України.

Згідно з Концепцією функціонування та розвитку ОРЕ, головними цілями розвитку ринку електроенергії в Україні є:

Зауваження: фактично всі учасники заочного Круглого столу посилаються на пакет документів, що стосуються реформування ринку електроенергії України. Для уникнення повторів ці документи називаються тут, а надалі в текстах виступів ідеться, як правило, про “відповідні засадничі документи реформування”. Маються на увазі такі нормативно-правові акти (у хронологічному порядку):

- Концепція функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України (схвалена Постановою КМУ №1789 від 16 листопада 2002р.);
- Постанова КМУ “Про утворення Міжвідомчої комісії з координації роботи, пов'язаної з реалізацією положень Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України” №328 від 17 березня 2004р.;
- План заходів щодо реалізації положень Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної

- забезпечення енергетичної безпеки держави;
- надійне та безперебійне задоволення потреб споживачів в електроенергії за оптимальною ціною на основі конкуренції між виробниками та постачальниками з урахуванням економічно обгрунтованих витрат на її виробництво, передачу та постачання;
- забезпечення фінансової стабільності і прибутковості підприємств електроенергетичної галузі та залучення інвестицій;
- подальший розвиток конкурентного середовища на ринку;
- технічне оновлення електроенергетичної галузі.

Враховуючи зазначене, світовий досвід розвитку оптових ринків електроенергії, норми Європейської енергетичної хартії та вимоги Директив ЄС стосовно

енергії України (схвалений Розпорядженням КМУ №1056 від 28 листопада 2007р.);

- Розпорядження КМУ “Про переведення населених пунктів на опалення електроенергією” №502 від 28 вересня 2009р.;
- Програма економічних реформ на 2010-2014рр. “Заможне суспільство, конкурентоспроможна економіка, ефективна держава” (оприлюднена у травні 2010р.);
- Національний план дій на 2011р. щодо впровадження Програми економічних реформ на 2010-2014рр. “Заможне суспільство, конкурентоспроможна економіка, ефективна держава” (Затверджений Указом Президента №504 від 27 квітня 2011р.);
- Оновлення Енергетичної стратегії України на період до 2030р. в галузі електроенергетики (проект схвалений Рішенням Колегії Міністерств від 18 липня 2011р.).

* Заочний Круглий стіл проводився з 1 по 29 грудня 2011р. Доповіді учасників подаються в алфавітному порядку.

загальних правил на внутрішньому ринку електроенергії, а також особливості функціонування української ОЕС, подальший розвиток оптового ринку електроенергії в Україні передбачає поступовий перехід від діючої моделі “єдиного покупця” шляхом її подальшої лібералізації до перспективної моделі повномасштабного конкурентного ринку – двосторонніх договорів і балансуєного ринку (ДДБР).

Аналіз функціонування різних типів ринків електроенергії показав, що вони, як правило, складаються з декількох ринків, диференційованих за видами продукції (або послуг) та механізмами роботи на різних відрізках часу. Зважаючи на це, слід обережно порівнювати різні приклади функціонування ринків, оскільки вони не завжди можуть бути прямо співвіднесені.

Подібно до інших ринків, на ринку електроенергії існують чіткі правові, комерційні та технічні вимоги. Попри те, що у процесі лібералізації спостерігається зближення ринкових структур і правил, ці вимоги для різних країн, і навіть їх регіонів, можуть суттєво різнитися. Деякі вимоги мають загальний характер і поширюються на всі ринки, інші – є специфічними для ринку певної країни або регіону.

Ключовим у визначенні загальної моделі ринку електроенергії є вибір однієї з двох базових моделей, а саме: обов’язкового пулу або ринку двосторонніх договорів.

Модель ДДБР, що має впроваджуватися в Україні, містить кілька основних сегментів:

- ринок двосторонніх договорів;
- ринок біржової торгівлі;
- балансуєний ринок;
- ринок допоміжних послуг;
- ринок доступу до пропускної спроможності міждержавних електромереж;
- роздрібний ринок електроенергії.

Серед завдань розвитку нормативно-правової та технологічної бази в Україні слід вирізнити необхідність розробки правової і регуляторної структури, бізнес-правил, технічних правил ринку (доступ до мережі, зведення балансів, регулювання навантаження), схем ідентифікації учасників ринку в електронному вигляді, кодексу вимірювань (надання послуг вимірювань і доступ до їх результатів), кодексу магістральних мереж (управління та функціонування), кодексу розподільних мереж (управління та функціонування), правил функціонування балансуєного ринку, біржі електроенергії, врегулювання небалансів учасників ринку, методик ціноутворення на ринку допоміжних послуг та роздрібному ринку електроенергії.

На цей час у рамках Міжвідомчої комісії з координації роботи, пов’язаної з реалізацією Концепції, розроблені проекти основоположних документів. Зокрема: проект Закону “Про засади функціонування ринку електричної енергії України”, проекти правил функціонування ДДБР України, кодексів магістральних і розподільних мереж, кодексу комерційного обліку, визначені необхідні зміни до законів

“Про електроенергетику”, “Про товарну біржу”, “Про здійснення державних закупівель”. Також визначені технічні вимоги до автоматизованої інформаційної системи оператора балансуєного ринку, опрацьовується методика ціноутворення на ринку допоміжних послуг і правила функціонування біржі електроенергії.

Однак впровадження моделі ДДБР все ще потребує вирішення багатьох правових, регламентуючих, технологічних та економічних проблем, до неповного переліку яких можна віднести наступні:

- забезпечення дотованих цін споживачів;
- запобігання збільшенню тарифів для не побутових споживачів;
- врахування особливостей роботи АЕС, ГЕС та ГАЕС;
- врахування тієї обставини, що виробники та постачальники електроенергії можуть брати участь у різних сегментах ринку;
- розробка та гарантування виконання правил купівлі-продажу “зеленої електроенергії”;
- гарантування оплати електроенергії на балансуєному ринку;
- врахування особливостей різних типів генерації;
- врахування мережевих і технологічних обмежень, та визначення остаточної моделі ціноутворення (вузлової, зональної або єдиної ціни);
- визначення ефективних механізмів забезпечення інвестицій в генерацію, передачу та розподіл електроенергії.

Крім того, слід підкреслити необхідність розробки правил функціонування біржі електроенергії, правил створення балансуєних груп з метою зменшення сумарного небалансу учасників цих груп, розробки критеріїв і вимог до ліцензування учасників ринку, критеріїв кваліфікації споживачів.

Передбачено, що функціонування ДДБР України має здійснюватися на принципах:

- забезпечення енергетичної безпеки України;
- забезпечення безпеки енергопостачання;
- енергоефективності та захисту довкілля;
- забезпечення захисту прав та інтересів споживачів;
- вільного вибору енергопостачальника;
- добросовісної конкуренції в умовах рівних прав і можливостей;
- рівності прав на продаж та купівлю електроенергії і зовнішньоекономічну діяльність;
- забезпечення рівних можливостей доступу до магістральних і міждержавних та/або місцевих локальних електромереж;
- забезпечення рівних можливостей доступу до ринку електроенергії;
- незалежного державного регулювання, яке забезпечує баланс інтересів держави та суб’єктів ринку;
- економічно ефективного ціноутворення;
- недопущення дій (або бездіяльності) суб’єктів ринку, спрямованих на спричинення збитків іншим суб’єктам ринку;



- відповідальності суб'єктів ринку за недотримання правил ринку та умов договорів;
- достатності і стабільності нормативно-правової бази функціонування ринку електроенергії, що регламентує відносини між його суб'єктами.

Крім того, модель ДДБР забезпечує принципові можливості інтеграції до європейського ринку електроенергії. Однак зазначене питання має бути додатково досліджене, насамперед – з точки зору економічної вигоди для України, а також гармонізації правил об'єднання ринків електроенергії з урахуванням особливостей української електроенергетичної галузі.

Відповідно до результатів досліджень наукових установ, роботи Міжвідомчої комісії і перехідних положень проекту Закону “Про засади функціонування ринку електричної енергії України” визначені наступні рекомендації з поступового впровадження моделі ДДБР в Україні:

- ринок електроенергії починає функціонувати через 2,5 роки після набуття чинності Законом “Про засади функціонування ринку електричної енергії України”;

- виняток складають сегменти ринку двосторонніх договорів і ринку допоміжних послуг, які починають функціонувати через шість місяців з урахуванням особливостей, передбачених перехідним періодом;
- з метою забезпечення переходу до ДДБР на два роки запроваджується перехідний період, який починає діяти через шість місяців з моменту набуття чинності названим Законом.

Зважаючи на зазначене, можна зробити висновок про те, що в Україні створене підґрунтя для впровадження конкурентної моделі ринку електроенергії, зокрема, розробляється нормативно-правова база, технічні регламентуючі документи, ведуться детальні дослідження умов і наслідків впровадження окремих сегментів ринку, виконуються дослідження технічних та інформаційних аспектів запровадження автоматизованих систем управління, розробляються заходи поетапного впровадження ДДБР з навчанням майбутніх учасників.

Злагоджені дії законодавчої і виконавчої влади, електроенергетичних компаній та наукових установ дозволять упродовж найближчих трьох-чотирьох років упровадити модель ДДБР та поступово реалізувати визначені завдання реструктуризації ринку електроенергії в Україні. ■



Микола ВЛАСЕНКО,
директор відокремленого
підрозділу “Науково-технічний
центр” ДП НАЕК “Енергоатом”

– Одним з головних напрямів політики Президента та Уряду України є реформування національного ринку електроенергії. Якими є пріоритетні напрями і проблеми реформування? На яку модель ринку та цінову політику доцільно спиратися? Як можна оцінити перспективи входження України до Єдиного ринку електроенергії, який наразі формується в Європі?

Відповідно до Закону “Про електроенергетику” державна політика в електроенергетиці базується на принципах збереження цілісності та забезпечення надійного й ефективного функціонування ОЕС, державного регулювання діяльності в електроенергетиці, створення умов безпечної експлуатації об'єктів електроенергетики.

Розвиток енергетики, забезпечення функціонування ринку електроенергії України є одним із завдань і напрямів реалізації програм діяльності вищих органів державної влади. Економічні, інституційні та інші перетворення в енергетиці, а також побудова внутрішньої і зовнішньої політики в цій сфері мають ґрунтуватися винятково на положеннях законів України. Таке регулювання має бути максимально



Костянтин ЗАПАЙЩИКОВ,
директор центру
взаємодії з органами
державної влади та ОРЕ,
радник президента
ДП НАЕК “Енергоатом”

чітким і деталізованим, що дозволить обмежити потреби у прийнятті підзаконних нормативно-правових актів та уникнути дискримінаційного застосування законодавства.

Уряд, згідно з відповідними нормативно-правовими актами, започаткував реформування Оптового ринку електроенергії (ОРЕ) України.

Означеними актами передбачено, що АЕС повинні повноцінно конкурувати на новому ринку двосторонніх договорів і балансуєчному ринку (далі – ринок ДДБР) з іншою генерацією.

До найбільш важливих чинників, що визначають місце НАЕК “Енергоатом” в електроенергетичному секторі України, слід віднести:

- НАЕК “Енергоатом” є найбільшим енергогенеруючим підприємством в Україні та посідає домінуюче становище в сегменті виробництва електроенергії (частка АЕС у загальному обсязі виробництва електроенергії складає близько 50%), тому від його сталої, безпечної та ефективної роботи залежить надійність енергозабезпечення споживачів країни;

- на цей час тариф на електроенергію АЕС є втричі меншим за оптову ринкову ціну електроенергії та за ціну електроенергії, що виробляється ТЕС. У країнах з розвинутою економікою співвідношення цін на електроенергію ТЕС та АЕС, на відміну від України, не перевищує 30%. Подібно до цього, в Росії тариф на електроенергію АЕС нижчий, ніж на електроенергію ТЕС, на 31%. При цьому, ціна на електроенергію АЕС в Україні є в 1,6 разу нижчою, ніж у Росії (за даними 2010р.), хоча витрати на паливо російських АЕС – удвічі менші, ніж українських. **Таким чином, в Україні штучне заниження тарифу на електроенергію НАЕК “Енергоатом” використовується для стримування зростання оптової ринкової та роздрібних цін.**

Така політика реалізується переважно за рахунок скорочення інвестиційних програм НАЕК “Енергоатом”, внаслідок чого фінансування інвестиційних потреб Компанії здійснюється лише в мінімальному обсязі.

З урахуванням зазначеного, у процесі реформування ОРЕ ставиться завдання знайти компромісне рішення між суспільними потребами, задоволення яких здійснюється за рахунок стримування тарифу на електроенергію АЕС, та необхідністю розвитку НАЕК “Енергоатом” (враховуючи й те, що більшість енергоблоків АЕС наближаються до вичерпання проектного ресурсу та потребують реалізації вартісних заходів з подовження терміну експлуатації).

Установлені національним законодавством і міжнародними зобов’язаннями України вимоги потребують від НАЕК “Енергоатом” своєчасного проведення комплексу регламентних заходів із забезпечення безпеки експлуатації енергоблоків і поводження з відпрацьованим ядерним паливом (ВЯП), що, своєю чергою, вимагає достатнього обсягу коштів¹.

Тому для функціонування НАЕК “Енергоатом” на ринку ДДБР потрібно передбачити заходи, які б попереджали ризики недоотримання та вимивання обігових коштів, у т.ч. в результаті збиткової діяльності або у випадку виникнення форс-мажорних обставин.

Упровадження дієвої системи реформування засад діяльності НАЕК “Енергоатом” на ринку ДДБР у перспективі потребує опрацювання і прийняття рішень з цілого ряду питань – як на етапах переходу до ринку ДДБР, так і в процесі його повномасштабного функціонування. Головні питання стосуються:

- системи ціноутворення;
- управління коштами, отриманими за прямими двосторонніми договорами купівлі/продажу електроенергії;
- гарантій виконання договірних зобов’язань перед покупцями;
- системи страхування цінових і платіжних ризиків за договорами купівлі/продажу;
- організаційно-технологічного забезпечення діяльності НАЕК “Енергоатом” у ринку ДДБР;

- впливу державної політики на функціонування ринку ДДБР.

З урахуванням розширення напрямів діяльності, в НАЕК “Енергоатом” повинна бути значно посилена комерційна функція, яка ґрунтується на прогнозуванні рівня цін та обсягів виробництва електроенергії АЕС і має забезпечувати зведення до мінімуму ситуацій, що призводять до виникнення “небалансів”, впровадження системи складання комплексних графіків виконання договорів у межах всієї компанії, а також роботи із споживачами і проведення розрахунків за двосторонніми договорами. Це дозволить мінімізувати втрати, пов’язані з необхідністю купівлі електроенергії на спотовому ринку (“ринку на добу наперед”) та/або балансуєчому ринку.

Слід врахувати, що ефективна реалізація комерційної функції НАЕК “Енергоатом” буде вимагати впровадження спеціального програмного забезпечення, створення відповідної технологічної інфраструктури (серверне, телекомунікаційне та інше обладнання) та забезпечення їх кваліфікованої експлуатації та підтримки. Інформаційна система повинна забезпечувати реалізацію наступних функцій:

- прогнозування попиту на ринку ДДБР і його покриття власними виробничими потужностями шляхом укладання двосторонніх договорів з постачальниками, а також за рахунок договорів, укладених з іншими учасниками ринку;
- формування загального балансу для Компанії, у т.ч. формування часткового балансу для окремого енергоблоку, станції і певних контрактів, зведення повного щоденного погодинного балансу для всієї балансуєчої групи;
- формування щоденних погодинних планових заявок на постачання електроенергії;
- розрахунок граничних значень прибутковості постачання в ринок ДДБР;
- щоденна робота з ОРЕ (на першому та другому етапах реформування), з балансуєчим ринком і біржею електроенергії;
- укладання та забезпечення виконання двосторонніх договорів з постачальниками електроенергії та іншими суб’єктами ринку, зокрема за результатами аукціонів на право доступу до міждержавних електричних мереж;
- інформаційна взаємодія з автоматизованою системою комерційного обліку електроенергії НАЕК “Енергоатом”;
- поповнення бази даних інформацією з ERP-системи та з інших інформаційних систем.

Реформування електроенергетики України буде тривалим і поетапним, перехід до неї повинен бути поступовим, зваженим, ретельно продуманим, таким, що враховує особливості вітчизняної енергетики.

Кінцевою метою повинна бути розробка моделі повністю інтегрованого ринку електроенергії і допоміжних послуг. Цей ринок повинен сприяти торгівлі між Україною та її сусідами, що вимагатиме таких домовленостей на ринку, які б відповідали

¹ Підприємства галузі атомної енергетики мають обов’язки, зокрема щодо: здійснення заходів з поводження з радіоактивними матеріалами та ВЯП; виведення з експлуатації блоків АЕС; забезпечення норм радіаційної безпеки; соціального захисту населення, яке проживає у зонах спостереження АЕС; інших витрат, передбачених нормами чинного законодавства та міжнародними зобов’язаннями України.

міжнародним стандартам та узгоджувалися з домовленостями щодо транскордонної торгівлі.

– Наразі обговорюється доцільність перегляду чинної Енергетичної стратегії України до 2030р. Що треба змінити в цьому документі? Як можна оцінити перспективи розвитку різних видів генерації в Україні? Що слід зробити для залучення необхідних обсягів інвестицій для модернізації вітчизняної електроенергетики?

Енергетична стратегія вже переглядається, про що свідчить схвалення Колегією Міністерства енергетики документа “Оновлення Енергетичної стратегії України на період до 2030р. в галузі електроенергетики”. Документ, за базовим сценарієм розвитку енергетики України, передбачає збільшення попиту на електроенергію до 2030р. до 283 млрд. кВт-год./рік. В частині атомної генерації заплановано будівництво двох блоків на Хмельницькій АЕС (№3 та №4) та атомних блоків на нових майданчиках загальною потужністю 2 ГВт. При цьому частка АЕС у виробництві електроенергії у 2030р. складе 47%.

Позиція НАЕК “Енергоатом” полягає в тому, що ядерна енергетика потребує більш інтенсивного розвитку з метою задоволення зростаючих потреб країни в електроенергії. Для цього є наступні підстави:

(1) забезпечення потреб в електроенергії за умов зниження якості вугілля та підвищення собівартості його видобутку (попри заявлені значні запаси, вугілля є важкодоступним, його якість знижується, у 35% шахт видобуток здійснюється вручну через великий нахил пластів, самі пласти залягають на значній глибині);

(2) необхідність планування резервних потужностей традиційної генерації (теплової; можливо, атомної) для компенсації нестабільності нетрадиційної генерації (переривчаста природа вітру та сонця);

(3) необхідність підтримання на низькому рівні обсягів викидів двоокису вуглецю в довкілля в умовах збільшення потреб важкої промисловості в електроенергії;

(4) наявність власних сировинних ресурсів (урану);

(5) забезпечення енергетичної безпеки України: диверсифікація поставок ядерного палива та будівництва заводу з його виробництва знижує залежність від імпортової сировини (зокрема, газу);

(6) перспектива збільшення споживання електроенергії населенням і житлово-комунальним сектором в умовах високого рівня цін на природний газ;

(7) потенційні можливості України зі створення енергетичних потужностей на АЕС – наявність і можливість подальшого розвитку інфраструктури для будівництва та експлуатації АЕС, наявність досвіду експлуатації АЕС.

Що стосується перспектив розвитку різних видів генерації в Україні, то можна відзначити наступне.

Теплова енергетика (вугільна, газова). Близько 14% енергетичного обладнання перебуває в довгостроковій консервації і не може бути оперативно задіяне для покриття пікового попиту, оскільки розконсервування потребує тривалих і затратних заходів. За оцінками Світового банку, в Україні близько чверті встановлених теплових потужностей перебувають у неробочому стані.

В Україні, як і в усьому світі, швидко зростають ціни на вугілля та газ, що значно збільшує паливну складову затрат на виробництво електроенергії. Ускладнює ситуацію застаріле енергетичне обладнання, яке використовує паливо вкрай неефективно, призводячи до ще більшого зростання витрат. У середньому, ККД українських енергоблоків складає близько 34%, тоді як для європейських блоків цей показник звичайно 40% і вище².

Природний газ є прийнятним ресурсом для енергогенерації, а для маневрених потужностей має явні переваги над іншими видами первинних енергоресурсів. Однак, недостатність в Україні власних запасів газу, значне подорожчання його імпорту змусило суттєво скоротити його використання для електрогенерації. Внаслідок цього законсервовані ряд блоків по 800 МВт.

Гідроенергетика. Велика гідроенергетика буде і надалі використовуватися для покриття пікових навантажень. Однак, ресурс збільшення кількості ГЕС на великих ріках наблизився до межі.

Використання малої гідроенергетики буде мати локальне значення та істотно не вплине на енергобаланс у цілому. Для вирішення завдань базової генерації внесок малої гідроенергетики можна вважати несуттєвим (від 0,4 до 0,8 ГВт встановлених потужностей). Крім того, інтенсивний розвиток малої гідроенергетики в гірських районах Карпат може спричинити значний негативний вплив на екологію регіону.

Водночас, Україна має значний потенціал для покриття пікового навантаження та заповнення провалів енергоспоживання, використовуючи гідроакumuлюючі станції. З урахуванням планів будівництва гідроакumuлюючих потужностей, загальна проектна потужність складе 4 047 МВт³.

Відновлювана енергетика. Відновлювана енергетика (за винятком великої гідроенергетики) не відіграватиме істотної ролі в задоволенні потреб великих промислових споживачів, а при інтенсивному розвитку спричинить певні проблеми для роботи енергосистеми України. Альтернативні види генерації, за всієї своєї привабливості, мають суттєві недоліки:

- **гідроенергетика:** недостатність потенціалу зростання;
- **вітроенергетика:** переривчаста природа вітру, необхідність значного резервування потужностей; висока вартість будівництва та ціна виробленої електроенергії; негативний вплив на самопочуття людей; потреба у великих площах землі;

² Див.: Тезиси доклада президента НАК “Енергетическая компания Украины” В.Зиневича к Международному энергетическому форуму 2008. – Сайт НАК “Енергетична компанія України”, http://www.ecu.gov.ua/ua/press/vistup.html?_m=publications&_t=rec&id=520

³ Енергетична стратегія України на період до 2030р.

- **сонячна енергетика:** переривчаста природа та необхідність великого резервування потужностей; високі витрати і значне забруднення довкілля під час виробництва фотопанелей⁴;
- **геотермальна:** низька енергоефективність (затрати потужності на власні потреби – до 50% і більше), високі капітальні витрати та витрати на ремонт (40% аварій на ГеоТЕС полягають у зупинці або руйнуванні турбіни через забивання солями⁵); негативний вплив на довкілля (виділення сірководню, отруєння ґрунтових вод, просадка ґрунту)⁶;
- **біомаса:** низька енергоефективність (для виробництва біоетанолу витрачається стільки ж або більше енергії, скільки її міститься в отриманому спирті); високі капітальні витрати на ефективні технології (\$20-30 тис./МВт⁷), виведення родючих земель з виробництва продовольства.

Атомна генерація. Частка АЕС у структурі електробалансу має залишатися в межах 50% або дещо більше. Оптимальною є така структура генерації, в якій АЕС працюють у базовому режимі та мають певний резерв маневрених потужностей. Для покриття добових піків енергоспоживання доцільно використовувати інші види генерації: ГЕС, ГАЕС, ТЕС.

Україна має достатню кількість власного урану. Наразі власний видобуток покриває близько 30% потреб АЕС у природному урані. Із введенням у дію найбільшим часом Новокопачинського уранового родовища потреби АЕС в урановому концентраті можуть бути задоволені на 100%. До середини ХХІ ст. в Україні доцільно освоїти реакторні технології, які дозволять використовувати енергетичний потенціал ВЯП наявних теплових реакторів і при цьому – значною мірою вирішити проблему високоактивних відходів.

Отже, за висновками НАЕК “Енергоатом”, реальної альтернативи атомній генерації на найближчі 100 років не існує, тому реалізація проєктів будівництва нових атомних енергоблоків сприятиме підтриманню та розвитку промислового комплексу України, підвищенню рівня її енергетичної безпеки. ■

⁴ Проблемою є накопичення побічного продукту, натрійалюмофториду NaAlF_4 (близько 4 т на 1 т силікону), який не знаходить повномасштабного застосування, отже – накопичується у відвалах. Докладно див.: Фторидно-гидридная технология получения поликристаллического солнечного кремния. – Сайт “Кремний. Солнечная энергетика. Нанотехнологии”, <http://silicon.in.ua/content/view/107/1>. Так, річне виробництво силікону американським заводом MEMC (Monsanto Electronic Materials Company) (Пасадена), дає 10,8 тис. т названої речовини. Див.: Верхотуров Д., Кирилловский И. Грязное лицо чистой энергетики. – Агентство политических новостей, 23 мая 2007г., <http://www.apn.ru/publications/article17132.htm>

⁵ Там само.

⁶ Черноштан Т. Геотермальная энергия и ее практическое применение. – Международный электротехнический журнал “Электрик”, <http://www.electrician.com.ua/magazine/view246.html>

⁷ Вартість установки для энерготехнологического перетворения биомассы ЕТД-1, яка виробляє обсяг біогазу, необхідний для котла потужністю до 1 МВт, складає приблизно \$20-30 тис. Див.: Носач В., Склярченко Е. Биоэнергетика будущего. – Портал производителей древесного угля “Углежог”, 12 июля 2008г., http://uglezhog.com.ua/articles/12-07-2008/bioenergetika_buduzhego



Василь КОТКО,
президент Енергетичної
Асоціації України

– Одним з головних напрямів політики Президента та Уряду України є реформування національного ринку електроенергії. Якими є пріоритетні напрями і проблеми реформування? На яку модель ринку та цінову політику доцільно спиратися? Як можна оцінити перспективи входження України до Єдиного ринку електроенергії, який наразі формується в Європі?

Напрями реформування ОРЕ визначені відповідною Концепцією, схваленою Урядом у 2002р. Однак, сформульовані нею завдання досі не реалізовані, тому вона не втратила актуальності й на цей час. Концепція передбачає заміну ринку одного покупця на ринок прямих двосторонніх договорів між виробниками електроенергії і постачальниками та крупними споживачами, тобто на модель, що є домінуючою у Європі. Чому реалізація Концепції так безнадійно зволікається?

Річ у тім, що в енергетиці досі повною мірою не розв’язано ряд масштабних проблем, що давно вирішені в усіх країнах ЄС і що є передумовою впровадження ринку прямих двосторонніх договорів. Зокрема, це ліквідація перехресного субсидювання, яке останніми роками лише посилювалося; завершення приватизації розподільчих і генеруючих компаній ТЕС; формування сильного та незалежного регулятора.

Оскільки в електроенергетиці працюють багато підприємств, що є природними монополіями або домінують на ринку, то другим ключовим важелем підвищення її ефективності, поряд з реформуванням ОРЕ, є стимулююче тарифоутворення. Саме воно дозволяє цим підприємствам отримувати зиск від зниження витрат і планувати свою роботу на середньо- та довгострокову перспективу. Методи стимулюючого тарифоутворення широко застосовуються у країнах ЄС і США. Є розуміння необхідності застосування цих методів і вітчизняним регулятором, однак їх впровадження з різних причин неприпустимо зволікається.

Входження України до Єдиного європейського ринку електроенергії вимагатиме збільшення пропускної спроможності ЛЕП на кордоні Україна – Західна Європа, забезпечення стандартів і вимог ЄС щодо якості як електроенергії, так і послуг з її постачання. Це, своєю чергою, зумовить потребу серйозної модернізації як мережевого господарства, так і генеруючих підприємств, у т.ч. з урахуванням екологічних показників.

З іншого боку, Україна змушена буде відкрити власний ринок електроенергії. За умов поступової втрати конкурентоспроможності генерації, що спалює органічне паливо (ТЕС і ТЕЦ, які забезпечують до 50% виробництва електроенергії), виникає реальна загроза втрати Україною власного ринку та її перетворення з нетто-експортера на нетто-імпортера електроенергії.

– Наразі обговорюється доцільність перегляду чинної Енергетичної стратегії України до 2030р. Що треба змінити в цьому документі? Як можна оцінити перспективи розвитку різних видів генерації в Україні? Що слід зробити для залучення необхідних обсягів інвестицій для модернізації вітчизняної електроенергетики?

Нинішню редакцію Енергетичної стратегії України затверджено майже шість років тому. Стратегія розроблялася провідними академічними інститутами та базувалася на ґрунтовному аналізі стану економіки в цілому й енергетичної сфери на той час. Вона вперше визначила можливі шляхи забезпечення зростаючих потреб економіки та поступового наближення України до європейських норм і стандартів ефективності використання енергоресурсів. Водночас, вона містить низку спірних, а в окремих випадках – явно хибних положень, яких можна було б уникнути за умови широкого і всебічного обговорення проекту документа з громадськістю та експертним середовищем. Відтак, документ не отримав належної підтримки суспільства.

За час, що минув, для реалізації Стратегії майже нічого не зроблено, намічені заходи залишилися на папері. Внаслідок цього не вирішуються застарілі проблеми роботи енергетичного комплексу. Зміна ситуації на світових ринках енергоносіїв та у світовій і вітчизняній економіках висуває нові проблеми, які треба вирішувати шляхом коригування планів розвитку галузі. За цих умов низка концептуальних положень Енергетичної стратегії потребує переосмислення та суттєвого уточнення. Це стосується, зокрема, визначення кількісних показників обсягів виробництва електроенергії і вугілля, прогнозів потреб народного господарства в інших енергоносіях, та, відповідно, сум необхідних інвестицій у ПЕК, які розробники Стратегії розраховували, відштовхуючись від сумнівних прогнозних показників зростання ВВП. А помилка в оцінці цього показника робить недостовірним усі кількісні показники розвитку ПЕК і зрештою – саму Стратегію.

Надзвичайно важливе питання, недостатньо опрацьоване в чинній Енергетичній стратегії – це оптимальне співвідношення різних генерацій у виробництві електроенергії. Вирішуючи його, необхідно враховувати стартові позиції, а також недоліки та переваги кожного з видів генерації: залежність від зовнішніх джерел постачання енергоресурсів, екологічні, технологічні та цінові показники, їх можливу динаміку тощо. Лише на цій основі можна оптимізувати частку кожного виду генерації в загальному обсязі виробництва електроенергії. І, що не менш важливо, відпрацювати механізми забезпечення намічених співвідношень. Ілюстрацією може бути такий приклад: якщо сьогодні частка “сонячної” електроенергії в загальному енергобалансі досягла б 1%, то, за незмінних співвідношень решти генерацій, це збільшило б загальну ціну виробників на 13%, що є досить високою платою за ту незначну економію органічного палива та покращення екології, яку б ми отримали. Водночас, 10% генерації за рахунок ВЕС та МГЕС у нинішніх умовах дасть співвідносне зростання загальної ціни виробників та в 10 разів кращі результати за показниками економії палива і зменшення шкідливих викидів.

З урахуванням зазначеного, в оновленій Стратегії було б доцільно:

(а) посилити роль і збільшити частку гідроенергетики в енергобалансі за рахунок повного освоєння наявного гідропотенціалу як великих, так і малих річок, що забезпечить її питому вагу в загальному виробництві електроенергії на рівні 15-18%. З цією метою до 2030р. необхідно ввести до 3 000 МВт потужностей на ГЕС і МГЕС та до 3 500 МВт на ГАЕС;

(б) суттєво скоригувати в напрямі реалістичності розділи стратегії, де сформульовані перспективи розвитку атомної енергетики. При цьому, атомна енергетика, з урахуванням її цінних та екологічних переваг, за всіх умов повинна розглядатись на довгострокову перспективу як становий хребет усього електроенергетичного комплексу України;

(в) з урахуванням усіх “за” і “проти” збільшити частку альтернативної енергетики до 10% загального виробництва електроенергії. У чинній Стратегії цей показник є неприпустимо низьким (дещо більше 1% до 2030р.) – тоді як у країнах ЄС ставиться завдання до 2020р. досягти показника у 20%, а окремі з них вже давно перейшли цей рубіж.

Навіть набагато реалістичніші плани щодо модернізації теплової генерації і мереж та більш скромні, ніж це передбачено чинною Стратегією, перспективи розвитку ядерної енергетики вимагатимуть колосальних інвестицій, які можна залучити винятково за умови практичної реалізації програми реформ в енергетиці (див. вище). Тільки тоді можна сподіватися на успішний розвиток енергетичної галузі та розраховувати на її стабільну роботу в довгостроковій перспективі.

– У чинній Енергетичній стратегії передбачено часткове заміщення природного газу електроенергією в системах побутового і промислового теплозабезпечення. Які проблеми виникли на шляху реалізації цього рішення та що слід зробити для їх подолання?

Заміщення природного газу електроенергією в системах побутового і промислового теплозабезпечення, передбачене чинною Енергетичною стратегією, не втратило актуальності й сьогодні. Адже лівова частка ТЕЦ і практично всі комунальні котельні працюють на природному газі і значною мірою формують енергозалежність України від північно-східного сусіда. Значна частина (якщо не більшість) ТЕЦ і комунальних котельні – фізично зношені, морально застарілі, тому подальша експлуатація їх ні з економічної, ні з екологічної точок зору не виправдана. Будувати замість них нові газові котельні – означає й надалі залежати від російського газу. Переходити на вугілля – рішення, за різних причин, теж не краще (генерація тепла бажано здійснювати якомога ближче до споживачів, тоді як вугільні котельні – це залізничні гілки та золошлакові відвали, які в містах є абсолютно недоречними).

З цих міркувань, екологічно бездоганні електрокотельні, які можна розміщувати як на місці старих газових котельні, так і будувати нові в населених пунктах, наближаючи до споживача – рішення ідеальне. До того ж нічний відбір електроенергії дозволить вирівнювати графік навантаження енергосистеми і практично не вимагатиме будівництва нових мереж, оскільки в нічний час вони завантажені щонайбільш на третину.

Додатковий нічний відбір електроенергії на опалення – це також додаткові можливості для будівництва нових блоків АЕС і збільшення частки останніх в енергобалансі. Адже вже сьогодні є непоодинокими випадки диспетчерських обмежень роботи АЕС у нічний час літніх місяців через надлишок базової потужності. **Збільшення частки АЕС в енергобалансі, своєю чергою, знизить кінцеву ціну електроенергії для споживача та покращить екологічні показники енергетики** в частині як парникових газів, так і викидів оксиду азоту та діоксиду сірки.

Чому за таких плюсів після шести років роботи досягнення в цій сфері є майже нульовими?

Перша й головна причина – в тому, що ніхто предметно цю ідею в країні не опрацьовував. Зокрема, через відомчу роз'єднаність проекту між енергетиками та комунальниками. Централізоване теплозабезпечення, комунальні котельні – це сфера відповідальності Мінжитлокомунгоспу (наразі Мінрегіону) України. Водночас, збільшення базового навантаження в енергосистемі та частки АЕС у балансі виробництва електроенергії, зменшення у зв'язку з цим шкідливих викидів в атмосферу та можливе зниження відпускнуго тарифу на електроенергію – це сфера відповідальності Мінпаливенерго (наразі – Міненерговугілля). Після створення у 2012р. окремої Комісії з регулювання комунальних послуг фактор відомчої роз'єднаності тільки посилюється.

Друга причина – тарифна політика, що проводиться у сфері теплопостачання впродовж останніх 20 років. Проблеми ті ж, що й в електроенергетиці. Методи тарифоутворення – винятково затратні, гіпертрофоване перехресне субсидювання населення через тарифи за рахунок промислових і бюджетних споживачів. Як результат, виробництво тепла як товарної продукції в більшості регіонів є збитковим і низькорентабельним; занижені тарифи, своєю чергою, блокують інвестиції в цю сферу, в т.ч. у проекти з електроопалення.

І останнє, що гальмує впровадження електро-теплоаккумуляційного опалення, – це необхідність освоєння абсолютно нового обладнання, відсутність або недостатність нормативної бази. Наразі маємо також нерозвиненість економічних механізмів, зокрема, ринку допоміжних послуг, який в Україні тільки формується. Через це регулювання графіку навантаження енергосистеми здійснюють винятково виробники електроенергії, отримуючи за це певну економічну винагороду. Споживачі в

цьому дійстві участі не беруть, оскільки будь-якої плати за це наявна нормативна база не передбачає. Водночас, у світі широко користуються послугами т.зв. споживачів-регуляторів, які за командою диспетчера готові відключитися від мережі в години “пік”, забезпечуючи тим самим балансування системи, та отримують за цю послугу відповідну плату.



Сергій ТИТЕНКО,
голова Національної комісії,
що здійснює державне
регулювання у сфері енергетики

– Одним з головних напрямів політики Президента та Уряду України є реформування національного ринку електроенергії. Якими є пріоритетні напрями і проблеми реформування? На яку модель ринку та цінову політику доцільно спиратися? Як можна оцінити перспективи входження України до Єдиного ринку електроенергії, який наразі формується в Європі?

Вже більше 10 років в Європі спостерігається тенденція відкриття та лібералізації енергетичних ринків, їх реформування з метою підвищення ефективності, зниження рівня витрат, збільшення обсягів інвестування в галузь. Більшість розвинутих країн світу вже пройшли процес реформування та наразі можуть слугувати для України наочним прикладом функціонування повністю відкритих електроенергетичних ринків з відповідною законодавчою базою і структурою.

Базуючись на цьому досвіді, можна виділити головні засади реформування енергетичних ринків, які також містяться в розділі “Реформа електроенергетики” Програми економічних реформ на 2010-2014рр.:

- розмежування регулятивних та управлінських функцій, створення чіткої структури регулювання, посилення ролі незалежного регулятора з метою захисту прав споживачів і сприяння конкуренції;
- розмежування конкурентних і монопольних видів діяльності в електроенергетичній галузі (зокрема, розподіл і постачання);
- розвиток конкуренції на ринку виробників і постачальників, ефективне регулювання діяльності суб'єктів природних монополій – операторів з передачі та розподілу;
- сприяння збільшенню частки приватних інвестицій та покращення управління об'єктами галузі, що перебувають у державній власності;
- зменшення субсидювання окремих категорій споживачів і встановлення тарифів на рівні, що повністю відшкодовує економічно-обґрунтовані витрати.



У сфері регулювання природних монополій пріоритетним є перехід від витратних до стимулюючих методів тарифоутворення на їх послуги. Витратні методи, які сьогодні застосовуються в ціновому регулюванні суб'єктів природних монополій: (1) стимулюють нарощування витрат; (2) не забезпечують регульованим компаніям можливостей для залучення приватних інвестицій, які є вкрай необхідними для відновлення інфраструктури мереж.

Реформа тарифоутворення повинна забезпечити досягнення трьох цілей:

(1) забезпечення компаніям магістральних і розподільчих мереж рівня доходу, достатнього для їх сталого функціонування та розвитку;

(2) створення стимулів для скорочення витрат суб'єктів природних монополій;

(3) створення стимулів для дотримання енергетичними компаніями стандартів якості надання послуг.

Для регульованих компаній необхідно запровадити встановлення справедливої норми прибутку на інвестований капітал, що дозволить їм залучати приватні інвестиції. Застосування багаторічного стимулюючого регулювання, встановлення завдань щодо скорочення витрат із застосуванням порівняльного аналізу ефективності (бенчмаркінгу) мають підвищити ефективність діяльності компаній. Внесення до формули цінового регулювання фактору якості та встановлення для кожної компанії цільових показників якості послуг (з відповідними фінансовими заохоченнями/санкціями в разі їх виконання/недотримання) мають забезпечити дотримання компаніями стандартів якості послуг.

Що стосується реформування ринку електроенергії України, то модель "єдиного" покупця, яка функціонує в Україні з середини 1990-х років, з часом виявила ряд притаманних їй суттєвих недоліків, що, з урахуванням особливостей національної економіки, не стимулюють розвиток конкурентного середовища на ринку та галузі в цілому. Більшість країн ЄС відмовилися від цієї моделі на користь моделі ринку двосторонніх договорів з балансуємим ринком. При цьому, в основу були покладені наступні принципи організації лібералізованих електроенергетичних ринків, які на цей час діють у більшості країн ЄС:

- забезпечення права споживачів вільно обирати енергопостачальників;
- створення умов для вільного укладення між учасниками ринку двосторонніх договорів купівлі-продажу електроенергії (без посередника – "єдиного покупця");
- запровадження добровільної біржі з торгівлі електричною енергією, де учасники мають змогу укласти договори на купівлю/продаж погодинних обсягів електроенергії за добу до доби постачання;
- запровадження балансуєчого ринку, за допомогою якого системний оператор здійснює балансування енергосистеми, та індивідуальної відповідальності учасників ринку за спричинені ними небаланси;
- ринкові механізми закупівлі системним оператором допоміжних послуг;

- прозорі та недискримінаційні правила торгівлі міждержавним перетином.

Важливо врахувати ці принципи у процесі розробки нового законодавства, що має стати основою функціонування нової моделі ринку електроенергії в Україні.

Запровадження деяких елементів нового ринку потребує більш детального опрацювання, оскільки відповідної практики в Україні раніше не було. Наприклад, з досвіду функціонування енергетичних бірж у країнах ЄС видно, що чинне українське законодавство стосовно роботи товарних бірж не враховує специфіку біржової торгівлі електроенергією.

Суттєвими проблемами повноцінного реформування електроенергетичного ринку залишаються економічно необґрунтовані тарифи на електроенергію для певних категорій споживачів (насамперед, населення) та перехресне субсидіювання між різними категоріями споживачів. Нова модель ринку має функціонувати на засадах справедливої конкуренції і повного покриття економічних витрат на виробництво, передачу та постачання електроенергії. Водночас, з метою захисту вразливих категорій споживачів, необхідно розробити дієві і прозорі механізми їх захисту в разі можливого підвищення ціни на електроенергію.

Забезпечення конкуренції на ринку виробництва електроенергії потребує лібералізації ринку енергетичного вугілля, механізмів збуту та ціноутворення шляхом формування цін на вугільну продукцію на основі балансу попиту і пропозиції.

З лютого 2011р. Україна набула статусу Договірної Сторони в рамках Договору про заснування Енергетичного Співтовариства. Кінцевою метою цього міжнародного Договору є побудова спільного ринку електроенергії і газу в рамках т.зв. "восьмого" регіону – як майбутньої складової єдиного енергетичного ринку ЄС. Наразі в Енергетичному Співтоваристві опрацьовуються питання щодо формування регіонального ринку електроенергії. З метою підготовки Регіонального Плану дій з інтеграції ринків Південно-Східної Європи в рамках Енергетичного Співтовариства міжнародними консультантами проведено дослідження "Відкриття оптового ринку Південно-Східної Європи". Документ містить пропозиції стосовно структури регіонального ринку та рекомендації для кожної країни щодо заходів, яких необхідно вжити для виконання вимог участі в регіональному ринку. Зокрема, передбачається, що інтеграція ринків електроенергії має здійснюватися за допомогою регіональної біржі електроенергії з використанням механізму "об'єднання" національних бірж. При цьому, йдеться про проведення т.зв. "неявних аукціонів" з продажу електроенергії.

У кінці 2011р. цей документ було оновлено з урахуванням приєднання до Енергетичного Співтовариства України та Молдови, тобто окремі пропозиції було розроблено і для України з урахуванням аналізу національного законодавства щодо функціонування ринку електроенергії.

Наразі проблемним питанням у контексті приєднання України до регіонального ринку є, крім відмінностей законодавчого поля, несинхронізованість ОЕС України з енергосистемою ЄС (ENTSO-E). Це означає, що навіть за умови

приведення законодавства України до вимог енергетичного законодавства ЄС, ринок електроенергії зможе лише часткового (в рамках наявних обсягів пропускної спроможності в південно-східному напрямку) інтегруватися до регіонального ринку. Отже, **повноцінна участь України в електроенергетичному ринку ЄС залежить від реалізації заходів у двох напрямках: перший – внесення змін до законодавства і зміна економічних механізмів функціонування українського ринку електроенергії; другий – синхронізація ОЕС України з енергосистемою ENTSO-E.**

– Наразі обговорюється доцільність перегляду чинної Енергетичної стратегії України до 2030р. Що треба змінити в цьому документі? Як можна оцінити перспективи розвитку різних видів генерації в Україні? Що слід зробити для залучення необхідних обсягів інвестицій для модернізації вітчизняної електроенергетики?

Як відомо, Енергетична стратегія України до 2030р. була схвалена Урядом у 2006р. Однак з того часу ситуація значно змінилася; сталися ряд подій на національному та міжнародному рівнях, які матимуть суттєвий вплив на енергетичну політику України в майбутньому. Крім того, **навіть станом на час ухвалення, Стратегія не повною мірою враховувала окремі питання, що вже тоді стояли як пріоритетні на порядку денному розвитку енергетичних ринків країн світу.** Тому Програмою реформ Президента передбачено оновлення чинної Енергетичної стратегії з метою її актуалізації і приведення у відповідність до умов та викликів сьогодення.

Такий документ, як Енергетична стратегія, має чітко окреслити пріоритети розвитку енергетичного сектору країни на певний період та передбачити шляхи їх реалізації. Це, своєю чергою, буде сигналом і для економіки держави, і для інвесторів, і для міжнародної спільноти.

Зупинимося на кількох питаннях, які доцільно врахувати у процесі оновлення Енергетичної стратегії.

Як зазначалося вище, **Україна приєдналася до Енергетичного Співтовариства, взявши тим самим на себе певні зобов'язання.** А саме: (а) впровадження до національного законодавства норм законодавства ЄС з енергетики, конкурентної політики, захисту прав споживачів, захисту довкілля, відновлюваних джерел енергії, інвестиційної політики; (б) інтеграції ринків електроенергії і газу в рамках регіону Енергетичного Співтовариства.

Крім того, **з 2011р. в ЄС набули чинності вимоги “Третього Енергетичного Пакета” (прийнятого у 2009р.) щодо організації внутрішніх ринків електроенергії і газу.** З урахуванням цих чинників, більш пильну увагу в документі слід надати питанням реформування національного електроенергетичного ринку, включно із змінами у структурі ринку, правилах функціонування; підходах до тарифного регулювання природних монополій, розвитку роздрібного ринку.

По-новому доцільно подивитися на питання енергоефективності. Світовий досвід доводить, що необхідно надавати увагу не лише заходам з її підвищення на галузевому рівні, але й стимулюванню кінцевого споживача енергетичних ресурсів. Наразі в

Україні більшість побутових споживачів недостатньо зацікавлені в ефективному використанні, наприклад, електроенергії через досить низькі тарифи. Проте в умовах поступового приведення тарифів до економічно обгрунтованого рівня саме завдяки заходам з енергоефективності та енергозбереження споживач отримає реальну можливість заощаджувати витрати на енергію.

Необхідно також проаналізувати та визначити найбільш ефективні в умовах країни механізми стимулювання енергоефективності; більшу увагу приділити економічним, а не адміністративним підходам – як таким, що викликають власну зацікавленість суб'єкта господарювання або споживача ефективно використовувати/споживати енергетичні ресурси. У світі сьогодні вже впроваджені та ефективно діють механізми, спрямовані на стимулювання ефективного використання енергії та управління попитом, зокрема:

- застосування тарифних методологій, які передбачають усунення залежності доходу компаній від обсягів переданих енергоресурсів;
- використання механізмів стимулювання компаній до забезпечення зниження обсягів споживання електроенергії їх клієнтами (наприклад, шляхом запровадження системи сертифікатів з енергоефективності);
- диференціація роздрібних тарифів (зокрема, за обсягом споживання, порами року тощо);
- розвиток і впровадження технологій, необхідних для забезпечення заходів з енергоефективності (інтелектуальні системи обліку та мереж).

– У чинній Енергетичній стратегії передбачено часткове заміщення природного газу електроенергією в системах побутового і промислового теплозабезпечення. Які проблеми виникли на шляху реалізації цього рішення та що слід зробити для їх подолання?

Це питання можна розглядати в кількох контекстах, залежно від кінцевої мети програми. Так, якщо йдеться про необхідність суттєвого зниження обсягів споживання газу у зв'язку з його високою ціною, то з іншого боку маємо врахувати:

- (1) економічно обгрунтовану вартість електроенергії, наприклад, для побутових споживачів;
- (2) стан електричних мереж наявного житлового фонду та енергокомпаній;
- (3) стан генеруючих потужностей;
- (4) енергоефективність і вплив генерації на довкілля.

Зокрема, рівень діючих тарифів на електроенергію для побутових споживачів наразі покриває лише близько 26% витрат на її виробництво, передачу та постачання. Водночас, у перерахунку ціна 1 кВт-год. енергії природного газу для населення (навіть для групи з найбільшим обсягом споживання) є нижчою за ціну 1 кВт-год. електроенергії. Тому створення відповідних стимулів у споживачів тісно пов'язане з ціновою і тарифною політикою держави стосовно цих енергоносіїв.

Крім того, заміщення природного газу електроенергією в системах побутового і промислового теплозабезпечення призведе до збільшення приєднаної

електричної потужності споживачів, а отже – до необхідності будівництва (реконструкції та/або модернізації) електромереж і підстанцій енергопостачальних компаній. Відповідно, постає необхідність реконструкції (модернізації) у багатоквартирних будинках внутрішньобудинкових електромереж та електромереж у споживачів.

Необхідно також враховувати вплив електроенергетичної галузі на довкілля, можливе збільшення шкідливих викидів в атмосферу.

Самі опалювальні технології з використанням електроенергії теж доцільно розглядати з точки зору їх енергоефективності.

Таким чином, ефективність реалізації програми залежить від різних факторів та їх комплексного впливу на результати її впровадження. ■



Сергій ЧЕХ,
заступник Міністра
енергетики та вугільної
промисловості України

– Одним з головних напрямів політики Президента та Уряду України є реформування національного ринку електроенергії. Якими є пріоритетні напрями і проблеми реформування? На яку модель ринку та цінову політику доцільно спиратися? Як можна оцінити перспективи входження України до Єдиного ринку електроенергії, який наразі формується в Європі?

Кабінет Міністрів у 2002р. ухвалив Концепцію функціонування та розвитку ОРЕ, якою визначено поетапний перехід до моделі повномасштабного конкурентного ринку електроенергії, що складатиметься з ринку двосторонніх контрактів, балансуючого ринку для врегулювання попиту і пропозиції на позаконтрактні обсяги електроенергії та ринку додаткових послуг.

Перехід до нової моделі ринку електроенергії стримують такі чинники:

- надмірне спрацювання потужностей та об'єктів енергетичної інфраструктури й відсутність необхідних коштів для їх модернізації та оновлення;
- відсутність конкуренції на ринках первинних енергоносіїв (природного газу та вугілля);
- нереалізованість експортного потенціалу електроенергетики (зумовлена, насамперед, досить слабкою інтеграцією з енергосистемами ЄС);
- наявність дебіторсько-кредиторської заборгованості суб'єктів діяльності на енергоринку;
- перехресне субсидіювання одних категорій споживачів за рахунок інших (побутових споживачів);

- неприпустимо високий рівень витрат енергетичних ресурсів на виробництво одиниці ВВП, що більш ніж у 2,8 разу перевищує середньоєвропейський рівень.

Лібералізація ринку електроенергії надасть право великим промисловим підприємствам укладати прямі договори з електрогенеруючими компаніями на поставку необхідних обсягів електроенергії за договірними цінами, а виробникам – продавати електроенергію як за прямими договорами, так і через енергетичну біржу. **Реформа ставить за мету зробити ринок привабливішим для інвесторів**, що сприятиме залученню інвестицій у галузь, а також зниженню цін за рахунок розширеної конкуренції.

Для інтеграції до європейських ринків електроенергії необхідно привести національне законодавство у сфері енергетики до вимог європейського законодавства; забезпечити ефективну конкуренцію на ринку виробництва та постачання електроенергії; здійснити технічне та технологічне переоснащення об'єктів галузі з метою забезпечення вимог щодо надійності та безпеки енергопостачання; створити умови для підвищення якості послуг з енергопостачання та зменшення шкідливого впливу на довкілля.

Однією з найважливіших умов для початку впровадження нової моделі ринку електроенергії України є розробка і прийняття достатньої законодавчої та нормативно-правової бази для врегулювання відносин на ринку двосторонніх договорів і балансуючого ринку. До початку впровадження нової моделі ринку електроенергії необхідно прийняти закони “Про основи функціонування ринку електричної енергії України”, “Про державне регулювання в енергетиці України”, внести відповідні зміни до Закону “Про електроенергетику”; переглянути систему пільгового тарифоутворення для окремих категорій споживачів і скасувати єдині роздрібні тарифи на електроенергію; поступово з одночасною реалізацією соціальних питань відійти від перехресного субсидіювання; вирішити ряд технічних проблем, насамперед – впровадження сучасних систем обліку, збору та обробки значного обсягу інформації тощо.

– Наразі обговорюється доцільність перегляду чинної Енергетичної стратегії України до 2030р. Що треба змінити в цьому документі? Як можна оцінити перспективи розвитку різних видів генерації в Україні? Що слід зробити для залучення необхідних обсягів інвестицій для модернізації вітчизняної електроенергетики?

На цей час є очевидними протиріччя між Енергетичною стратегією України, схваленою Урядом у 2006р., та останніми тенденціями розвитку національної економіки.

Прогнози попиту на енергоносії не враховують повною мірою темпи економічного зростання, структуру економіки та енергоємність. Структура та попит на необхідні паливно-енергетичні ресурси диктують рішення стосовно пропорцій розвитку галузей енергетичного комплексу країни. Крім того, структура та енергоозброєність економіки й соціальної сфери обумовлюють показники енергетичної ефективності та потенціал енергозбереження.

Запропоновані механізми реалізації Стратегії не можуть бути забезпечені необхідними фінансовими ресурсами через ряд об'єктивних причин, зокрема – незадовільний стан фінансово-економічного та технологічного розвитку ПЕК, низьку інноваційну активність енерговитратних галузей економіки.

За останні п'ять років сталися зміни, що також зумовлюють нагальність оновлення Енергетичної стратегії, а саме – зафіксовані на міжнародному рівні зобов'язання України в рамках приєднання до Енергетичного співтовариства:

- адаптації національного законодавства до норм ЄС у частині регулювання енергетичної галузі;
- приведення технічних показників роботи ОЕС України у відповідність до норм ЄС;
- зниження викидів твердих часток, оксидів сірки та азоту до європейських норм.

Тому Програмою економічних реформ на 2010-2014рр. передбачено здійснити коригування Енергетичної стратегії, зокрема забезпечити визначення раціональної державної позиції щодо: обсягів виробництва енергії; економічно доцільного рівня експорту електроенергії; рівня необхідної інтеграції в ЄС; співвідношення атомної, гідро- і теплової електричної генерації; європейського рівня екологічних вимог і джерел фінансування заходів з їх досягнення. А також – розробку національних стандартів у сфері енергоефективності та запровадження державної системи моніторингу паливно-енергетичного балансу країни.

Оновлена Енергетична стратегія України має спиратися на детальні розробки прогнозу макро-економічного розвитку країни на відповідний період і містити заходи, що їх необхідно реалізувати за будь-якого сценарію розвитку національної економіки для підтримки її зростання.

Стосовно перспектив розвитку різних видів генерації в Україні. На цей час Фонд “Ефективне Управління”, який за дорученням Уряду є координатором оновлення Стратегії, здійснює роботу з коригування зазначеного програмного документа. Розроблено проект “Оновлення Енергетичної стратегії України на період до 2030р. в галузі електроенергетики”. У проекті визначена (за базовим сценарієм) наступна структура потужностей, якої доцільно досягти до 2030р.:

Встановлена потужність – 65,8 ГВт, у т.ч.:

АЕС – 17,8 ГВт;

ГЕС (без урахування малих ГЕС) – 5,8 ГВт;

ГАЕС – 4,7 ГВт;

ТЕС-вугілля (з урахуванням блоків, що перебувають на реконструкції) – 21,3 ГВт;

ТЕС-газ – 3,8 ГВт;

ТЕЦ і блок-станції – 6,3 ГВт;

НВДЕ – 6,6 ГВт.

Виробіток – 282 ТВт-год., у т.ч.:

АЕС – 133 ТВт-год.;

ГЕС – 14 ТВт-год.;

ГАЕС – 7 ТВт-год.;

ТЕС-вугілля – 99 ТВт-год.;

ТЕС-газ – 2 ТВт-год.;

ТЕЦ і блок-станції – 15 ТВт-год.;

НВДЕ – 13 ТВт-год.

У проекті окреслено наступні сценарії розвитку різних видів генерації.

Розвиток теплової генерації. Першочергове завдання в цій сфері – модернізація та реконструкція наявних потужностей ТЕС з метою подовження терміну служби устаткування на 15-20 років, збільшення встановлених потужностей, зниження питомих витрат палива і приведення обладнання у відповідність до стандартів *ENTSO-E* з регулювання частоти, активної та реактивної потужності. Також у рамках модернізації необхідно проводити оснащення станцій системами пилогазоочищення для зниження викидів пилу, оксиду сірки та азоту відповідно до норм ЄС.

З урахуванням обмежень, що стосуються одночасного виведення блоків на реконструкцію, технічного стану станцій і планів нового будівництва, до 2030р. необхідно провести модернізацію пило-вугільних енергоблоків загальною потужністю близько 14 ГВт. Також необхідно здійснити модернізацію та реконструкцію наявних ТЕЦ. Виробіток ТЕЦ визначатиметься потребами у теплозабезпеченні та залишається на рівні, близькому до 2009р.

Розвиток гідрогенерації. Станом на початок 2010р., проведено реконструкцію ГЕС I черги Дніпровського каскаду та 19 (із 70) гідроагрегатів II черги. Одним із пріоритетів розвитку гідроенергетики є завершення реконструкції ГЕС Дніпровського каскаду, що дозволить подовжити термін служби станцій на 30-40 років і підвищити сумарну встановлену потужність каскаду на 245 МВт.

Для розв'язання проблеми нестачі маневрених і регулюючих потужностей, за будь-якого сценарію розвитку попиту, необхідним є будівництво гідро- і гідроакмулюючих потужностей.

Пріоритетними проектами є:

- 2011-2015рр. – завершення I черги Дністровської ГАЕС, I черги Ташлицької ГАЕС і розширення Каховської ГЕС;
- 2015р. – пуск першого гідроагрегата Канівської ГАЕС потужністю 1 000 МВт;
- 2015-2020рр. – будівництво II черги Ташлицької ГАЕС;
- 2020р. – будівництво II черги Дністровської ГАЕС;
- 2020р. – завершення будівництва II черги Каховської ГЕС потужністю 293 МВт;
- 2020р. – реконструкція та розширення Теребля-Рікської ГЕС зі збільшенням потужності на 30 МВт.

Реалізація названих проектів дозволить до 2030р. довести частку маневрених потужностей ГЕС і ГАЕС у загальному балансі галузі до 16%. За нестачі маневрених потужностей необхідно розглянути доцільність будівництва у 2020-2025рр. ГЕС у західних регіонах України (потужністю до 600 МВт).

Розвиток атомної генерації. Станом на 2010р., на чотирьох діючих АЕС експлуатувалися 15 енергоблоків загальною потужністю 13,8 ГВт; коефіцієнт використання встановленої потужності становив 74%. У 2011-2020рр. спливає проектний термін служби 10 блоків загальною потужністю 10 ГВт. У 2010р. Державний комітет ядерного регулювання України визнав обґрунтованість подовження терміну служби блоків №№1 і 2 Рівненської АЕС на 20 років понад проектний термін служби.

Розвиток атомної генерації передбачає:

- підвищення безпеки діючих АЕС;
- заходи з подовження на 20 років терміну служби наявних атомних блоків загальною потужністю 11 ГВт;
- завершення будівництва блоків №№3 і 4 Хмельницької АЕС (**будівництво планується на базі реакторів ВВЕР-1000**);
- будівництво атомних блоків сукупною потужністю 2-3 ГВт на нових майданчиках у разі реалізації базового та максимального сценарію розвитку попиту на електроенергію (рішення про будівництво та вибір технології має ухвалюватись у 2015-2018рр.);
- започаткування у 2017р. передпроектних робіт та у 2022р. – будівництво атомних блоків на заміну блоків, що будуть виведені з експлуатації після 2030р.;
- започаткування робіт з підготовки блоків до виведення з експлуатації після завершення подовженого терміну служби.

Розвиток нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії (НВДЕ). Розвиток цього напрямку в довгостроковій перспективі повинен відбуватися на основі економічної конкуренції з традиційними джерелами, а також з урахуванням потенційних вигід. Сьогодні вартість генерації на базі НВДЕ є значно вищою, ніж вартість традиційної генерації. Тому освоєння та розвиток НВДЕ передбачає необхідність використання механізмів підтримки і стимулювання ("зелений" тариф). Водночас, очікується, що витрати на будівництво об'єктів генерації з НВДЕ будуть знижуватися, а за умови якісного стрибка в розвитку технологій – собівартість генерації з НВДЕ (з урахуванням амортизації та повернення на інвестований капітал) може зрівнятися із собівартістю традиційної генерації або досягти нижчого рівня.

З урахуванням прогнозованого зниження витрат і потенційних вигід для України від розвитку цієї галузі, цільовий показник сукупної потужності нетрадиційної та відновлюваної енергетики до 2030р. складе щонайменше 10% встановленої потужності, або 5-7 ГВт (10-12 ГВт включно з великими ГЕС), а обсяг виробітку – 11-16 ТВт-год. (23-28 ТВт-год., включно з великими ГЕС). Ці показники можуть збільшитися за умови здійснення якісного стрибка в розвитку технологій будівництва об'єктів НВДЕ та, як наслідок – значного зниження загальної собівартості генерації з НВДЕ.

Основою розвитку НВДЕ в Україні у прогнозованому періоді стане вітрогенерація. Співвідношення частки кожного виду НВДЕ в їх загальному обсязі може змінюватися відповідно до змін (зниження) питомих капітальних витрат на їх будівництво.

Залучення інвестицій. Для залучення інвесторів і забезпечення окупності інвестицій в модернізацію та нове будівництво в електроенергетиці необхідно:

- здійснити перехід на нову модель ринку електроенергії, яка передбачає відшкодування виробникам електроенергії економічно обґрунтованих витрат, включно з поверненням певних коштів на інвестований капітал;
- запровадити систему тарифоутворення, яка гарантує відшкодування капіталу, інвестованого в об'єкти природних монополій.

– У чинній Енергетичній стратегії передбачено часткове заміщення природного газу електроенергією в системах побутового і промислового теплозабезпечення. Які проблеми виникли на шляху реалізації цього рішення та що слід зробити для їх подолання?

На виконання Розпорядження КМУ "Про переведення населених пунктів на опалення електроенергією" №502 від 28 вересня 2009р. Міністерством сформовано перелік пілотних проектів впровадження маловитратних технологій з переходу на електроопалення. В обласних державних адміністраціях (ОДА) створено відповідні робочі групи для координації заходів, пов'язаних з реалізацією зазначених проектів.

Міністерство листом від 18 листопада 2008р. (№05/15-1268) звернулося до ОДА з пропозицією розширити діяльність із впровадження електроопалення та розробити відповідні пропозиції на рівні 40-60 МВт електричного навантаження.

У квітні 2009р. був підготовлений та узагальнений перелік пропозицій ОДА і НАЕР з переведення об'єктів соціальної і житлово-комунальної сфери на електроопалення та гаряче водопостачання. Перелік містить 1 023 об'єкти загальною потужністю 623 МВт та вартістю 2,7 млрд. грн. (за умови використання установок гідродинамічного нагріву та котлів).

З метою уточнення можливих обсягів впровадження електроопалення Міністерством було зібрано та узагальнено додаткову інформацію про сільські населені пункти, де не передбачається газифікація і може бути впроваджене електроопалення. Відповідно до цієї інформації, електроопалення можливе на об'єктах у 2 975 населених пунктах (загальна потужність – 1 914 МВт; орієнтовна вартість – 3,5 млрд. грн.).

Міністерство в межах компетенції постійно працює над упровадженням електроопалення в контексті розвитку магістральних і розподільчих електромереж для забезпечення зростаючих потреб населення в електроенергії. ■





Інформація про переведення населених пунктів та/або окремих об'єктів на електроопалення (станом на 22 грудня 2011р.)	
Рада міністрів АР Крим / обласні (міські) державні адміністрації	Об'єкти, переведені на електроопалення/поточні роботи
АР Крим	• багатоквартирний житловий фонд у с.Михайлівка Нижньогірського району (перший пілотний проект)
Волинська ОДА	• три індивідуальні житлові будинки в Старовижівському районі; • започатковані роботи у приміщенні місцевого будинку культури (Турійський район)
Вінницька ОДА	• смт Муровані Кирилівці, с.Трибусівка Піщанського району, с.Дзюньків, с.Сніжна Погребищенського району; • виготовлена проектно-кошторисна документація стосовно об'єктів бюджетної сфери у м.Ладизин, Чечельницькому, Бершадському, Крижопільському районах, об'єктів с.Каришків Барського району, с.Серединка Бершадського району
Дніпропетровська ОДА	• виготовлена проектно-кошторисна документація для реконструкції системи теплопостачання та огорожуючих конструкцій 30Ш №2 м.Павлоград
Донецька ОДА	• 24 об'єкти соціальної сфери, 19 багатоповерхових будинків
Житомирська ОДА	• 56 багатоповерхових житлових будинків (1 200 квартир); 30Ш с.Яроповичі Андрушківського району, управління Державного казначейства в Радомишльському районі, Ленінська сільська рада Радомишльського району, фельдшерсько-акушерський пункт с.Кочерів Радомишльського району, міська лікарня смт Першотравневе Овруцького району
Закарпатська ОДА	• понад 3 910 квартир багатоповерхових житлових будинків, майже 1 956 приватних будинків, понад 120 бюджетних установ
Запорізька ОДА	• 30Ш с.Гирівка Приазовського району (пілотний проект); • виготовлена проектно-кошторисна документація для трьох об'єктів соціальної сфери у Приазовському та Куйбишевському районах
Івано-Франківська ОДА	• 30Ш І-ІІ ст. у с.Грабівка Калуського району, Войнилівське фтизіопульмонологічне відділення Калуського тубдиспансеру; • 25 котельень, що працюють на електроенергії
Київська ОДА	• 46 об'єктів соціальної сфери, 178 будинків
Кіровоградська ОДА	• 234 побутових споживачі
Львівська ОДА	• завершуються електромонтажні роботи із введення в дію І черги котельні (потужністю 500 кВт) ліцею у м.Рава-Руська Жовківського району
Луганська ОДА	• 287 побутових споживачів
Миколаївська ОДА	• 308 об'єктів (у т.ч. 94 заклади освіти, 78 установ охорони здоров'я, 136 інших закладів); 710 квартир у багатоповерхових житлових будинках; 3 735 індивідуальних будинків
Одеська ОДА	• м.Кілія та м. Вілкове Кілійського району; • ведуться роботи з переведення на електроопалення 30Ш с.Грабове Кодимського району
Полтавська ОДА	• 184 окремі об'єкти (сумарна встановлена потужність – 1 434 кВт)
Рівненська ОДА	• 35 об'єктів соціальної інфраструктури; введено в експлуатацію 103 об'єкти; • видано технічні умови для електроопалення бюджетним установам – 17 од.; населенню – 111 од.; підприємствам – 43 од.
Севастопольська МДА	• виконується проект з переведення на електроопалення будинку за адресою: вул. Кріпосне шосе, 1
Сумська ОДА	• 164 об'єкти бюджетної сфери (в т.ч. – 81 заклад охорони здоров'я, 28 закладів освіти)
Тернопільська ОДА	• впроваджено системи електрообігріву із встановленням засобів диференційованого обліку електроенергії та дві енергоакуюлюючі системи електрообігріву разом із встановленням засобів диференційованого (погодинного) обліку електроенергії у 110 установах та організаціях бюджетної сфери; • розроблено проекти із впровадження технологій електричного теплоакуюлюючого обігріву на шести об'єктах бюджетної сфери
Харківська ОДА	• вісім індивідуальних житлових будинків у селі Близнюківського району
Херсонська ОДА	• заплановано переведення на електроопалення дитячого навчального закладу Старозбур'ївської сільської ради Голопристанського району; • отримані технічні умови від ВАТ “Херсонобленерго”, в яких передбачено реконструкція трансформаторної підстанції і будівництво ЛЕП 0,4 кВт
Хмельницька ОДА	• 4 721 побутовий споживач; • підготовлено 48 проектів переведення об'єктів бюджетної сфери на електричний теплоакуюлюючий обігрів
Черкаська ОДА	• 213 побутових споживачів в Тальнівському районі; дві амбулаторії, три фельдшерсько-акушерських пункти, шість дитячих садків у Монастирищенському районі
Чернівецька ОДА	• 64 об'єкти соціальної сфери, сім об'єктів бюджетної сфери
Чернігівська ОДА	• 2 954 індивідуальних будинки, 140 квартир, 86 бюджетних установ та 190 інших об'єктів (торгівля, АЗС тощо)