

УДК: 338.24.021.8

В. А. Вільха,
аспірант, Національний університет "Кієво-Могилянська академія"

ПРОБЛЕМИ РЕФОРМУВАННЯ ЕНЕРГОРИНКУ УКРАЇНИ

Анотація: Розглядається проблематика запланованої Україною реформи оптового ринку електроенергії (ОРЕ), яка передбачає перехід на модель Ринку двосторонніх договорів. Обґрунтування реформи пов'язано з необхідністю приваблення інвестицій в генеруючі потужності, з нестачею яких країна може зіткнутися вже в найближчі роки. Невизначеність зі здійсненням реформування та нинішній характер ринку, з перехресним субсидуванням одних видів генерації іншими, призводять до стримування цих інвестицій та потенційної загрози енергетичній безпеці країни. Разом з тим, аналіз передбачуваних наслідків реформи показує, що в процесі її проведення країна зіткнеться і повинна буде врахувати ряд труднощів.

Ключові слова: оптовий ринок електроенергії (ОРЕ) України, реформа ринку електроенергії, ринок двосторонніх договорів

Abstract: Examined are problems concerning the planned electricity market reform in Ukraine which aims transition to the bilateral contracts model. Substantiation of the reform is linked to a necessity in attracting investments into generating capacities, whose deficiency the country may face as soon as in the nearest years. Uncertainty about the implementation of the reform and features of the present market, with cross-subsidizing between types of generation, lead to deterrence of those investments, hence a potential danger to energy safety of the country. At the same time, the analysis of foreseeable outcomes of the reform reveals that in the course of its implementation the country will have to face and manage a number of difficulties.

Key words: wholesale electricity market in Ukraine, electricity market reform (restructuring), bilateral contracts electricity market

1. (Вступ) Заплановані кроки і фактичний стан справ

В Україні задекларовано курс на перехід з існуючої моделі оптового ринку електроенергії на «ринок двосторонніх договорів з балансуєчим ринком»^[1].

Сучасна форма ринку (Енергоринок) поєднує елементи моделей Єдиного покупця та Біржового пулу (ми дотримуватимемося [2] для класифікації моделей та опису їхніх ознак): один сегмент (атомні, гідро- та теплоелектроцентралі), що покриває 60-65% ринку, характеризується закупівлею єдиною агенцією за регульованою ціною, тоді як в другому (35-40% ринку) електроенергія (теплових електростанцій) закуповується на основі подібного до тендеру механізму «за ціновими заявками», що є погодинним спотовим ринком ex-ante (на добу вперед).

Документ, що прописує намір України здійснити вищезазначену реформу, «Концепція функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України» [10] (надалі – Концепція), був затверджена Кабінетом Міністрів в 2002 році. Реформування ринку електроенергії входить в низку вимог, які висувають до України міжнародні фінансові організації^[2], тому важко сказати, зовнішні чи внутрішні чинники штовхнули уряд до планування змін (всього через два роки після переходу ринку на діючу модель).

Фактичні ж кроки весь час були досить неістотними. Постановою, що затверджувала Концепцію, передбачалося в двомісячний термін розробити детальний план заходів щодо реалізації перетворень в ОРЕ; однак комісія для розгляду і погодження такого плану створена лише через два роки, а сам План [11] затверджений у 2007 році.

Варто вказати на поверхневий характер Плану і наявність в ньому очевидних недопрацювань. Так, Концепція передбачала в числі першочергових заходів перехід АЕС та ГЕС до продажу за ціновими заявками; у Плані цей крок відсутній. Окрім того, План заклав започаткування укладення двосторонніх договорів вже до кінця 2009 року, однак при цьому відводив 2008-2009 роки на розробку необхідних для цього нормативно-правових актів.

Проект змін в Закон «Про електроенергетику» [12] дійсно був поданий у Верховну Раду 30 жовтня 2009 року, але навіть побіжний аналіз цього документу показує, що таких змін було б недостатньо для можливості укладення двосторонніх договорів: вводячи тільки базові терміни, він передає безпосереднє регламентування нової форми ринку іншим актам (Закон «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» та Правила ринку двосторонніх договорів), розробка яких відкладається.

Можна сказати, що реформа ОРЕ «пробуксує», і фактично імітується. Це усвідомлюють учасники галузі [6], однак широка громадськість ні про необхідність

реформи, ані про її хід практично не інформована.

2. Очікувані наслідки реформи

У випадку здійснення реформи, очікується залучення інвестицій в електроенергетичну галузь, і як важливий наслідок – зменшення ризиків та небезпек, якими обтяжена країна в електроенергетичній сфері на сьогоднішній день. При цьому також, в основному, можна очікувати позитивного впливу на конкурентне середовище та застосування ринкових принципів ціноутворення. Позитивні наслідки, загалом, більше стосуватимуться довгострокового періоду. В короткостроковому ж періоді передбачуваним є підвищення цін на електроенергію і потенційні втрати для ряду економічних агентів.

Розглянемо окремо кожен з очікуваних груп наслідків.

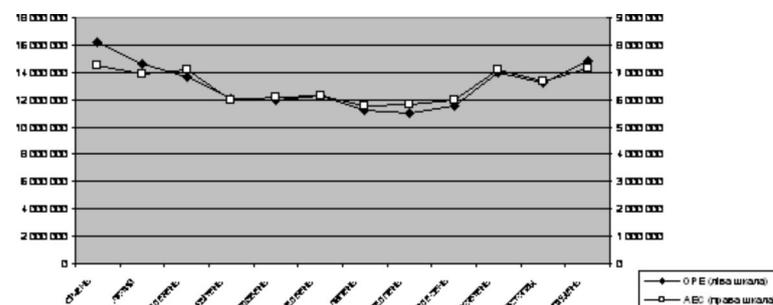
Підвищення цін на електроенергію в короткостроковому періоді.

Оптова ціна продажу Енергоринку зараз визначається на основі середньозваженої цін, що отримують виробники за різними видами генерації. Погляньмо на формування оптової ціни в середньому за 2009 рік^[3] (Таб.1).

Продаж електроенергії в ОРЕ	Обсяг МВт.г	Структура %	Середня ціна Грн/МВт.г	Співвідношення до ціни ОРЕ	Обсяг субсидування грн.
Загалом	156 563 404	100,00	250,82	1,00	
в тому числі:					
АЕС	78 008 375	49,83	139,52	0,56	-8 681 899 381
ГК ТЕС	57 370 218	36,64	367,53	1,47	6 695 818 531
ГК ГЕС	11 244 137	7,18	117,93	0,47	-1 494 241 261
ГЕЦ	9 899 140	6,32	599,93	2,39	3 455 852 653
ВЕС	41 534	0,03	848,96	3,38	24 843 292

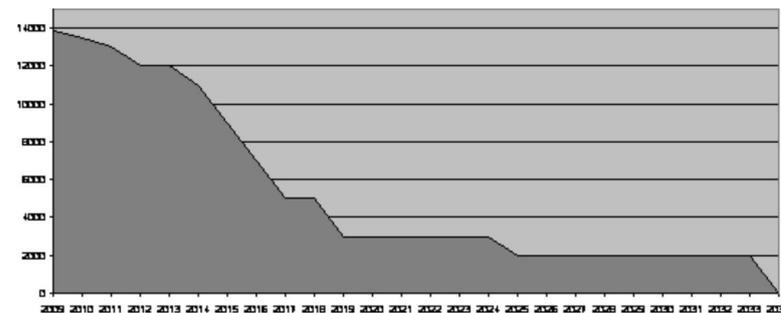
Як видно з таблиці, в середньому за кожен проданий мегават-годину енергії ТЕС^[4] отримують ціну в півтора рази більшу ніж оптова (середньозважена) ціна ринку. Різниця в ціні покривається, свого роду, прихованою субсидією, яка для ТЕС в минулому році склала 6,7 млрд. грн.; основний донор – НАЕК «Енергоатом», який недоотримав 8,6 млрд. грн.

Зазначимо: генеруючі потужності, які заявляє в кожному сезоні НАЕК «Енергоатом», показують політику підтримання більш-менш сталих пропорцій атомної та теплової електроенергії в загальному об'ємі – частка атомної електроенергії завжди близько 50%, хоча сукупному об'ємові ринку притаманні сезонні коливання. Це видно з порівняння об'єму проданої електроенергії загалом по ОРЕ та тільки атомної, в Мвт.г., помісячно за 2009 рік (Рис. 1):



році) брали участь у генерації. Враховуючи таку високу міру зносу, сумнівно, що у випадку різкого збільшення попиту на електроенергію цей коефіцієнт міг би бути збільшений [7].

Атомні генеруючі потужності в найближчий час не зможуть перекрити вибуття потужностей ТЕС. На сьогодні встановлена потужність АЕС в Україні складає близько 13,5 ГВт і вже в найближчі роки має різко зменшуватись, якщо не буде зроблено значних інвестицій в продовження термінів експлуатації енергоблоків понад розрахунковий ліміт. Це показано на **графіку сумарної потужності існуючих блоків АЕС протягом 2010-2034 рр.** [8] (Рис. 2).



Зараз під час пікової напруги 30 ГВт, враховуючи мінімальну частку АЕС в Енергоринку (45%), їхня генерація має складати якраз встановлені 13,5 ГВт.

Режим перехресного субсидування веде до того, що платежі перерозподіляються від АЕС і ГЕС до ТЕС. В перших більш значною є частка постійних затрат, які насправді не покриваються отримуваними коштами, що не дозволяє відтворювати основні фонди. У других же отримана «субсидія» з необхідністю «проїдається», оскільки йде на покриття відносно більших змінних затрат.

Відмова від перехресного субсидування, отже, вже сама по собі створила б можливості для більших інвестицій в галузі. Другим поштовхом було б вищезазначене підвищення цін в умовах низької еластичності. Третім фактором є те, що, уклавши довгострокові договори зі стабільними цінами, виробники стануть більш схильними до довготривалих інвестицій.

Нарешті (із застереженнями, що випливають з наступного пункту), нині активи в електрогенерації можуть бути недооцінені інвесторами у зв'язку з невизначеністю щодо майбутнього, яку породжує нинішнє невиконання реформи. Це стає серйозною перепорою як приватизації генерувальних компаній для залучення приватних інвестицій, так і входу в галузь.

Очевидно, в плані добудови нових потужностей та модернізації існуючих не обійтись виключно як державними, так і приватними інвестиціям; питання, отже, скоріше про об'єм тих та інших (та, певною мірою, про їхнє співвідношення).

Держава може залучати кошти або шляхом прямого субсидування з бюджету, або через збільшення цільової надбавки на ціну Енергоринку. Цей останній варіант, фактично, частково або повністю коригуватиме ефект перехресного субсидування (оскільки левова пайка залучених коштів, скоріше за все, буде спрямована на АЕС). Відповідно, підвищення ціни відбудеться незалежно від того, чи буде змінена модель ринку.

Вплив на конкуренцію

Лібералізація ринку за визначенням посилить конкуренцію, змусивши учасників ринку та створивши для них можливості шукати альтернативні шляхи збуту і постачання та (для великих кінцевих споживачів, допущених на оптовий ринок) коригувати своє плановане споживання. Це матиме вплив на збільшення еластичності як попиту, так і пропозиції, зменшуватиме волатильність цін та наблизить їх до рівня, що існував би за умов досконалої конкуренції. Збільшення еластичності означатиме більші стимули до енергозбереження та зменшення енергоємності, відтак збільшення ефективності економіки в цілому. Відповідно до цього, можна сподіватись можливого зниження цін в довгостроковому періоді.

При цьому варто враховувати всю різноманітність та складність реалістичних наслідків даної реформи на конкурентне середовище.

Зокрема, інтереси деяких учасників ринку з очевидністю постраждають. Так, відміна перехресного субсидування означатиме зниження конкурентоспроможності та рентабельності ТЕС (і, навпаки, покращення їх для АЕС та ГЕС): а) покупці будуть, перш за все, шукати можливостей купівлі у «Енергоатома», який зможе запропонувати вигідніші умови; б) в довгостроковому періоді енергозбереження призведе до зниження попиту на електроенергію взагалі. В свою чергу, це призведе до знецінення ринком активів самих ТЕС. При цьому втратять не тільки інвестори, які вже вклали кошти в ці активи, а й держава, яка при приватизації отримає менше.

Більш глобальною є однак, можлива (хоч і без необхідності) небезпека цінової дискримінації і сегментації ринку.

Одним з ключових функціональних елементів нинішнього Енергоринку (див [9]) є єдиний порядок розрахунків між учасниками ринку за електроенергію: система розподільчих рахунків. Кінцеві споживачі оплачують електроенергію роздрібним постачальникам виключно на рахунок із спеціальним режимом використання в уповноваженому банку, а з нього кошти перераховуються учасникам ринку за спеціальним алгоритмом. В таких умовах оплата за електроенергію, отримана постачальником, лише частково переходить в його розпорядження; проходження платежів є досить прозорим; тягар неплатежів від кінцевих споживачів в рівній мірі лягає як на постачальника, так і на виробника; обленерго і незалежні постачальники зрівняні в сенсі отримання і здійснення платежів та їхньої форми (виключно грошова).

Оцінка нинішньої моделі ОРЕ неможлива без розуміння причин і мети її створення. Для цього потрібно нагадати «передісторію», тобто те, як функціонував ринок електроенергії в 1991-1999 рр. (див. [1][7]). В цей період ринок електроенергії розпався на два: «ринок неплатежів» і «за живі гроші». Як в функціонуванні, так і в ціноутворенні на них було мало спільного. Енергоринку створювався, очевидно, не тільки і не стільки для цінової конкуренції, як для забезпечення прозорості платежів і платіжної дисципліни.

Основне занепокоєння спричиняє певна подібність ситуації після (поки гіпотетичного) здійснення реформи до згадуваної вище ситуації 90-х років. Тоді електростанції (зокрема, атомні) фактично вже домоглися права на прямі договірні відносини («адресна реалізація») в рамках певних квот [7; с. 296-297]. Це призвело, з одного боку, до виникнення різних схем негрошових розрахунків («давальницьких»), з іншого – до нерівних умов для різних покупців на оптовому ринку.

Зокрема, великі споживачі могли купувати за нижчою ціною, як просто через застосування переговорної сили, так і шляхом різних тінювих механізмів, тоді як незалежні постачальники, будучи вільними в ціноутворенні і виборі споживача, «виловлювали» платоспроможних споживачів, залишаючи обленерго «неплатників».

Подібна небезпека може відновитись у випадку здійснення переходу до ринку двосторонніх договорів. З єдиної системи розрахунків, що діє на сьогодні в Енергоринку, операції згідно з двосторонніми договорами будуть виведені (див. [4; с. 79]), що є важливою деталлю: постачальник отримує повне розпорядження над коштами з моменту їх надходження від споживача. Далі, у випадку лібералізації ринку НАЕК «Енергоатом» фактично опиниться в монопольному становищі в рамках своєї частки ринку (за рахунок нижчої собівартості). Це дозволить компанії застосовувати нерівні умови для різних покупців: від звичайної цінової дискримінації до повернення негрошових схем розрахунків. Більше того, можливо, що інші генератори, конкуруючи за покупця, змушені будуть також пропонувати пільгові умови тим самим класам клієнтів, що й «Енергоатом».

Такий загрози можна запобігти, зокрема, шляхом: А) забезпечення ефективного моніторингу відносин на ринку (укладених договорів) регулюючими органами в плані захисту економічної конкуренції; Б) вивчення можливості збереження в тій чи іншій формі централізованої загальнообов'язкової системи платежів на оптовому ринку електроенергії (особливо в тому випадку і на той період, коли значна частина виробників електроенергії залишатиметься у державній власності).

3. (Висновки) Проблематика реформування ринку електроенергії

Досі наш розгляд обмежувався прогнозуванням стану після здійснення реформи (або, враховуючи поточну ситуацію, у випадку її здійснення) у трьох площинах, пов'язаних з: перехресним субсидуванням, станом генеруючих потужностей та конкурентним середовищем на ринку електроенергії. Для розуміння проблематики реформи, однак, необхідно просунутись на крок далі і будувати наші висновки сукупно у всіх трьох цих площинах.

Як видно з викладеного вище, перехресне субсидування (в основному, атомною генерацією теплової) є основною проблемою ринку електроенергії на нинішньому етапі; цей фактор має комплексний вплив, оскільки, з одного боку, погіршує ситуацію на ринку в його нинішній формі (через брак покриття атомними електростанціями капітальних затрат), з іншого ж перешкоджає реформуванню нинішньої моделі.

Парадокс, однак, в тому, що якраз ця перша обставина посилює нагальність і необхідність цього реформування. Ситуація з генеруючими потужностями, як показано вище, створює загрозу енергетичній безпеці країни вже в найближчі роки.

Невизначеність з фактичним здійсненням реформи можна вважати третьою з основних проблем, пов'язаних з нею.

Для розуміння причин цієї невизначеності потрібно звернутись до мотивів як держави, так і інших економічних агентів, чий інтерес присутній на ринку електроенергії.

Щодо першого, очевидно, що курс на здійснення реформи в українського уряду (і в даному контексті можна говорити практично про всі уряди останнього десятиліття, незалежно від особи прем'єра та політичної сили при владі) був більшою мірою показовим, ніж спрямованим на дію.

Стосовно ж другого, корисним інструментом може бути, свого роду, stakeholder analysis, тобто врахування інтересів ряду зацікавлених осіб.

Вище нами виявлено вплив, який матиме реформування Енергоринку на фінансовий та конкурентний стані теплогенеруючих компаній та, відповідно, вартість їхніх активів^[9]. До цього можна додати, що збільшення ціни електроенергії в короткостроковому періоді негайно відіб'ється на великих промислових споживачах, знижуючи їхню конкурентоспроможність на зовнішніх ринках; перш за все, це стосуватиметься гірничо-збагачувальних та металургійних підприємств. В довгостроковому періоді вони будуть змушені до додаткових витрат на енергозбереження.

Це робить власників металургійних підприємств потенційними союзниками власників активів в теплової генерації. І хоч, як вказано в [3], ми не можемо прямо стверджувати про блокування реформи конкретними зацікавленими особами, не можемо ми і відкинути подібну можливість.

Необхідно зазначити, що в умовах даної невизначеності економічними агентами не можуть бути прийняті стратегічні рішення, зокрема, і щодо інвестицій в нові генеруючі потужності. Натомість, вона сприяє прийняттю ними тактичних рішень щодо отримання найбільшого короткострокового зиску з поточної ситуації на Енергоринку.

Декларуючи реформу, яку фактично не збирається виконувати (або ж відкладає це на невизначене майбутнє), Україна, таким чином, заганяє себе в глухий кут. Вийти з нього можливо тільки двома шляхами: або невідкладно розпочавши реальні кроки з реформування ОПЕ; або ж відкрито відмовившись від переходу на модель Ринку двосторонніх договорів з балансуємим ринком.

Список посилань:

1. Амброзевич П. Диспропорції енергоринку / П. Амброзевич, Л. Кузьменко // Конкуренція. – 2002. – № 2, 3. – 2003 - № 2, 4.
2. Баландин Д. В. Структура і особенности рынка электроэнергетики: межстрановой анализ / Д. В. Баландин // Вестник СПбГУ. – Сер. 8. 2005. – Вып. 3. – С. 167-188.
3. Вільха В. Перші кроки, що тривають вічність / В. Вільха // Дзеркало тижня. – 2010. – №9. – С. 3.
4. Врублевський А. Торгівля за двосторонніми договорами та робота енергобіржі / А. Врублевський // Електропанорама. – 2008. – №11. – С. 78-80.
5. Експорт електричної енергії // Енергетика та ринок. – 2009. – №4. – С. 14-33.
6. Енергетики просять прискорити реформи // Енергетика та ринок. – 2008. – №4. – С. 26.
7. Куклин В. М. Парадоксы украинских реформ (мотивы и события) / В. М. Куклин, С. М. Куклин. – Харьков, ХГУ: НВФ «ГраМ», 1997. – 320 с.
8. Нижник Г. Запровадження двосторонніх договорів та зміни системи розрахунків на ОПЕ України / Г. Нижник, А. Л. Чайчевський // Електропанорама. – 2009. – №7-8. – С. 23-25
9. Правила Оптового ринку електричної енергії України / Додаток 2 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії України, затверджено Постановою НКРЕ України № 921 від 12.09.2003.
10. Про схвалення Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України / Кабінет Міністрів України; Постанова, Концепція від 16.11.2002 № 1789.
11. Про схвалення плану заходів щодо реалізації положень Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України / Кабінет Міністрів України; Розпорядження, План, Заходи від 28.11.2007 № 1056-р.
12. Проект Закону про внесення змін до Закону України «Про електроенергетику», № 5292 від 30.10.2009 (щодо запровадження механізму нового ринку двосторонніх договорів купівлі-продажу електричної енергії) / (суб'єкт законодавчої ініціативи: Кабінет Міністрів України).

13. Офіційний сайт ДП «Енергоринок» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: www.er.gov.ua.

14. Офіційний сайт Міністерства палива і енергетики України [Електронний ресурс]. – Режим доступу: mpe.kmu.gov.ua.

Стаття надійшла до редакції 20.08.2010 р.

[1] На основі термінології, що склалась в економічній літературі, юридично розпливчатий взагалі-то термін «двосторонні договори» ми будемо розуміти як прямі договірні відносини з купівлі-продажу електроенергії між її виробниками та покупцями (постачальниками або споживачами); термін «ринок двосторонніх договорів з балансуємим ринком» – як лібералізована модель оптового ринку електроенергії, що дозволяє різні форми оптового продажу, а також передбачає певний (централізований) механізм покриття сумарних небалансів

[2] Згадаємо також, що енергетичний проект Світового банку в Україні включає в себе секцію з надання консультативної допомоги в розробці проектів нормативно-правових документів, пов'язаних з впровадженням і функціонуванням майбутньої моделі ринку.

[3] Дані для Таб.1 та Рис.1 розраховано за інформацією з сайту ДП «Енергоринок» [13].

[4] Сумарний платіж, отриманий ТЕС і відзеркалений поняттям «середня ціна продажу електроенергії», окрім власне платежу за продану електроенергію (гранична ціна за ціновими заявками) включає додаткові платежі (зокрема, за роботу потужність, маневреність, пуск енергоблоку), не пов'язані напряму з об'ємом електроенергії, поставленої на ОРЕ. Однак для порівняння з платою, яку отримують інші генеруючі компанії, та середньою оптовою ціною, всі ці платежі ми включаємо в поняття «ціна отримувана за електроенергію ТЕС», бо: 1) при подачі цінових заявок ТЕС додаткові платежі напевно беруться ними до уваги. 2) додатково створена вартість послуг, таких як маневрування та резерв робочої потужності, так само входить в плату, що отримують інші види генерації (зокрема, маневрування в Україні значною мірою здійснюється потужностями ГЕС).

[5] Окрім того, введення таких правил дискредитує саму ідею лібералізації ринку, оскільки в сенсі розвитку конкуренції ситуація погіршується, а не покращується. Єдиним, чим може привабити такий механізм, є фіксація ціни на електроенергію, однак це простіше і ефективніше (враховуючи маневреність учасників) можна забезпечити форвардними контрактами на цінову різницю без фізичної поставки.

[6] А) враховуючи, що за нееластичності попиту, характерної для електроенергії, збільшення ціни дорівнюватиме рухові кривої пропозиції, і Б) припускаючи, що гранична цінова заявка ТЕС відбиває граничні затрати галузі.

[7] Принаймні, що це відбулося би без значного підвищення граничних витрат, адже: 1) частина невикористовуваних енергоблоків можуть не підтримуватись у роботоздатному стані; 2) вони морально застаріли і мають низький коефіцієнт корисної дії теплової енергії використовуваного палива

[8] Розраховано на основі відомих даних з років вводу експлуатацію та потужностей реакторів, за проектного терміну експлуатації 30 років для реакторів ВВЕР-440 та ВВЕР-1000, що працюють в Україні.

[9] Варто зазначити при цьому, що в довгостроковому сенсі реформа відкриває перед галуззю нові можливості: зокрема, скоріша лібералізація та покращення інвестиційного клімату означали б швидше приєднання до європейської енергосистеми, що дозволило б експортувати більше, ніж та мізерна частка електроенергії (Бурштинський енергострів), що передається на експорт зараз.



ТОВ "ДКС Центр"