

**Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»**

РИНКИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ: СВІТОВИЙ ДОСВІД ТА УКРАЇНСЬКИ РЕАЛІЇ

Частина 1. Особливості запровадження та реформування

**Методичні вказівки
для самостійної роботи з дисципліни
«Автоматизовані системи керування
та оптимізації режимів енергосистем»
студентів спеціальності «Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка» спеціалізації «Електричні системи
і мережі» усіх форм та видів навчання**

за редакцією к.т.н. С.В. Казанського

*Рекомендовано Вченою радою
факультету електроенерготехніки та автоматики*

Київ
2017

Ринки електричної енергії: світовий досвід та українські реалії. Частина 1. Особливості запровадження та реформування: методичні вказівки для самостійної роботи з дисципліни «Автоматизовані системи керування та оптимізації режимів енергосистем» студентів спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціалізації «Електричні системи і мережі» усіх форм та видів навчання / Уклад.: С.В. Казанський. – К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. – 250 с.

*Рекомендовано Вченою радою факультету
електроенерготехніки та автоматики
(Протокол № 3 від 30 жовтня 2017 р.)*

Навчальне видання

Ринки електричної енергії: світовий досвід та українські реалії

Частина 1. Особливості запровадження та реформування

Методичні вказівки для самостійної роботи
з дисципліни «Автоматизовані системи керування
та оптимізації режимів енергосистем»
студентів спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
спеціалізації «Електричні системи і мережі» усіх форм та видів навчання

Укладач: *Казанський Сергій Володимирович, канд. техн. наук, доц.*
Відповідальний *Т.Л. Кацадзе, канд. техн. наук, доц.*
редактор
Рецензент *Ю.П. Матеєнко, канд. техн. наук, доц.*

Розглянуто світовий та вітчизняний досвід запровадження ринків електричної енергії.

Наведено моделі організації ринків електричної енергії та проведено їх порівняльний аналіз. Досліджено особливості функціонування ринків електричної енергії у провідних європейських країнах. Розглянуто шляхи організації в Україні оптового та роздрібного ринків електричної енергії. Проаналізовано особливості впровадження бірж електричної енергії та аукціонних торгів.

Для студентів вищих навчальних закладів спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Може бути корисним для фахівців, які займаються питаннями реформування енергетичного сектору та впровадження ринку електричної енергії.

ЗМІСТ

Вступ	5
Розділ 1. Світовий досвід запровадження ринків електричної енергії	7
1.1 Світовий досвід організації оптових ринків електричної енергії.....	7
1.2 Моделі організації ринків електричної енергії.....	15
1.3 Ринки електричної енергії: скандинавський досвід.....	22
1.4 Пул електричної енергії Англії та Уельсу – етапи реформування та сучасний стан.....	26
1.5 Ринок електроенергії Республіки Казахстан: сучасний стан та перспективи розвитку.....	44
1.6 Європейські електроенергетичні ринки: досвід Іспанії.....	48
Контрольні запитання та завдання для самостійної роботи.....	55
Розділ 2. Ринок електричної енергії України: сучасний стан та шляхи реформування	57
2.1 Реформування ринку електроенергії України: від ринку «єдиного покупця» до двосторонніх контрактів.....	57
2.2 Ринок двосторонніх договорів та балансуючий ринок. Принципи функціонування.....	62
2.3 Торгівля за двосторонніми договорами та робота енергобіржі.....	78
2.4 Балансуючий ринок, допоміжні послуги та платежі за небаланс.....	86
2.5 Україна – впровадження Концепції оптового ринку електроенергії (ОРЕ).....	96
2.6 Регулювання роздрібного ринку електричної енергії.....	115
2.7 Регулювання роздрібного ринку електричної енергії: тристоронні відносини.....	124
2.8 Тристоронні відносини під час користування електричною енергією.....	157
Контрольні запитання та завдання для самостійної роботи.....	174

Розділ 3. Запровадження аукціонних торгів та біржі електричної енергії.....	175
3.1 Перші кроки до нової моделі ринку електричної енергії України....	175
3.2. Рольова модель біржі електричної енергії України.....	180
3.3 Імітаційна модель розрахунку результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії.....	195
3.4 Імітаційна модель розрахунку результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії. Аспекти практичної реалізації.....	201
3.5 Особливості погодинних цінових заявок та пропозицій учасників біржі електроенергії.....	208
3.6 Аспекти використання блокових цінових заявок та пропозицій на біржі електроенергії.....	217
3.7 Аспекти протиріч логіки прийняття та відхилення блокових заявок на біржі електричної енергії: теоретичний огляд.....	226
3.8 Аспекти протиріч прийняття та відхилення блокових заявок на біржі електроенергії: способи уникнення протиріч.....	235
3.9 Зональне врахування мережевих обмежень на ринку «на добу наперед». Загальний огляд.....	239
Контрольні запитання та завдання для самостійної роботи.....	247
Список літератури.....	248

ВСТУП

Основною метою навчальної дисципліни «Автоматизовані системи керування та оптимізації режимів енергосистем» є формування системи характеристик, які відображають основні компетентності випускника.

В результаті вивчення дисципліни «Автоматизовані системи керування та оптимізації режимів енергосистем» студент має набути такі основні здатності:

- застосовувати сучасні методи аналізу і розрахунку систем керування потужними електроенергетичними об'єктами, які проектуються, реконструюються або споруджуються, та електричними мережами різних класів номінальних напруг, що об'єднують такі об'єкти на паралельну роботу;
- обґрунтовано вибирати ефективні методи інженерних розрахунків, проводити дослідження на об'єктах енергосистем, аналізувати отримані результати;
- ефективно використовувати сучасні інтелектуальні, інформаційні комп'ютерно-інтегровані технології;
- аналізувати можливі негативні наслідки у процесі експлуатації спроектованого технічного об'єкту (екологічні, здоров'ю людини тощо) та приймати ефективні технічні й організаційні заходи щодо усунення (мінімізації) таких наслідків;
- впроваджувати розроблені автоматизовані системи керування на сучасних об'єктах електроенергетичних систем різних класів напруги;
- здійснювати оптимізацію розроблених систем з метою досягнення найкращих техніко-економічних показників.

Згідно з вимогами освітньо-професійної програми студенти після засвоєння матеріалу навчальної дисципліни мають продемонструвати такі результати навчання:

знання:

- алгоритмів роботи автоматизованих систем керування сучасними енергосистемами;
- структур і характеристик сучасних автоматизованих систем диспетчерського керування (АСДК) енергосистем;
- складу математичного, інформаційного і технічного забезпечення АСДК;
- сучасних тенденцій розвитку АСК об'єднаної енергетичної системи України.

уміння:

- сформулювати задачі, методи і засоби побудови сучасних автоматизованих інформаційно-діагностичних систем контролю стану електросилового обладнання;
- визначити основні методи і моделі реформування системи керування у електроенергетичному секторі України та послідовність її впровадження.
- визначати розрахункові параметри і оптимальні режимні характеристики регулюючого, компенсувального і налагоджувального обладнання з метою підвищення економічної ефективності режимів роботи електричних мереж та систем.

досвід:

- вибору найефективніших методів і моделей побудови сучасних АСК обладнання електричних мереж різного рівня номінальної напруги;
- визначення особливостей та послідовності реформування взаємовідносин на ринку електричної енергії України;
- впровадження новітніх тенденцій щодо змісту та особливостей реформування світових ринків електричної енергії.
- вибору найефективніших методів і моделей розрахунку усталених та перехідних режимів електричних систем різних класів номінальної напруги;

Збірник містить матеріали, надруковані впродовж декількох останніх років у спеціалізованому електротехнічному журналі «Електропанорама».

Авторський колектив:

Блінов І.В., Парус Є.В., Інститут електродинаміки НАН України

Гварішвілі О.Й Врублевський А.Г., Казанська О.Г., Державне підприємство «Енергоринок»;

Городиський І.М., Євдокімов В.О., Попович В.І., Цаплін В.І., Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг;

Казанський С.В., Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»;

Левінгтон І., консорціум КЕМА-ЕСА;

Ущановський К.В., Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго»;

Деякі окремі матеріали друкуються мовою оригіналу (рос.).

РОЗДІЛ 1

СВІТОВИЙ ДОСВІД ЗАПРОВАДЖЕННЯ РИНКІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

1.1 Світовий досвід організації оптових ринків електричної енергії

Світова тенденція – створення могутніх енергетичних об'єднань

Основним напрямом розвитку світової сучасної електроенергетики є створення потужних енергетичних об'єднань (ЕО), що охоплюють величезні території з десятками мільйонів мешканців. Створення могутніх ЕО супроводжується ускладненням структури генерувальних потужностей і схеми системоутворюючих електричних мереж, а також значним ускладненням систем диспетчерського і протиаварійного керування. Разом з тим, створення потужних ЕО забезпечує значний економічний ефект і підвищує надійність електропостачання споживачів.

Основними чинниками, що забезпечують підвищення економічного ефекту при створенні потужних ЕО, є:

- зниження сумарної встановленої потужності, необхідної для покриття максимуму навантаження ЕО в цілому за рахунок поєднання графіків навантаження окремих електроенергетичних систем (ЕЕС), що входять до складу ЕО;
- зниження аварійного резерву потужності ЕО за рахунок взаємодопомоги паралельно працюючих ЕЕС;
- зниження ремонтного резерву потужності, що полегшує проведення капітальних ремонтів;
- укрупнення ЕС і збільшення одиничної потужності агрегатів, що дозволяє понизити вартість кіловата нової генерувальної потужності, підвищити продуктивність праці при будівництві і експлуатації ЕС завдяки переважному введенню на ТЕС високоекономічних енергоблоків великої потужності зі зменшеними питомими витратами палива;
- підвищення надійності електропостачання і якості електроенергії завдяки підтримці більш стабільних значень частоти і напруги;

- раціональне вирішення комплексних гідроенергетичних проблем на основі створення великих каскадів ГЕС, потужності і ресурси яких можуть бути використані при їх роботі у складі потужних ЕО, що забезпечує додаткову економію палива;
- зменшення труднощів, викликаних позаплановими відхиленнями балансів потужності і електроенергії окремих ЕЕС, через що можуть бути знижені резерви, призначені для компенсації позапланових відхилень.

Основні відомості щодо найпотужніших світових ЕО наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Основні відомості щодо найпотужніших енергетичних об'єднань

Енергетичні об'єднання	Територія, тис. км ²	Споживання електроенергії, ТВт·год./рік	Виробництво електроенергії, ТВт·год./рік	Максимальне навантаження, ГВт	Встановлена потужність електростанцій, ГВт			
					Всього	АЕС	ГЕС	ТЕС
Схід США та Канади	5154	2690	2950	508	722	90	169	326
Захід США, Канади та Мексики	3108	764	874	112	158	9	111	38
Росія	5100	771	791	127	192,6	21,3	40	163,4
UCPTE	2818	1531	1558	251	414,2	98,2	108	208
NORDEL	1228	363	366,7	55	88,7	12,4	47,3	28,1
Японія:								
Схід	119	359	408	58	67,7	14,2	13,8	9,6
Захід	173	495	556	78	97,8	16,7	21,2	59,8

На порядку денному – реформування електроенергетичної галузі

Електроенергетична галузь в цілому і багато підприємств, які входять до її складу, є природними монополіями. Декілька особливостей, притаманних електроенергетичному виробництву (тісний режимний зв'язок паралельно працюючих електростанцій і електроустановок споживачів, неможливість складувати електроенергію, швидкість поширення на величезну територію перехідних аварійних процесів) на відміну від інших природних монополій (газопостачання, водопостачання) визначають необхідність існування жорсткої єдиної системи автоматичного і оперативного керування режимом ЕЕС.

З метою обмеження негативних властивостей природних монополій, стримуючих розумне конкуренцію та захисту інтересів споживачів в більшості

країн з розвинутою промисловістю і електроенергетичною галуззю діють регіональні або загальнодержавні (федеральні) регулювальні комісії, які погоджують тарифи на електроенергію. Контролюють взаємини між виробниками і постачальниками електроенергії, з одного боку, і її споживачами – з іншого.

Основними напрямками діяльності щодо реформування електроенергетики в більш конкурентну і ефективну галузь є:

- приватизація (головним чином – акціонування) підприємств електроенергетики;
- перебудова структури галузі;
- дерегулювання (послаблення державного регулювання).

Для світової електроенергетики і особливо для електроенергетики розвинених країн перебудова структури галузі характеризується широким розгортанням процесів щодо реалізації зазначених вище напрямів.

Одним з найбільш дієвих інструментів підвищення ефективності роботи енергетичного сектору є запровадження *оптових ринків електричної енергії* (ОРЕ).

Суспільне володіння електроенергетичними підприємствами (центральный уряд, муніципалітети, штати або провінції) зазвичай є характерним для всіх підсистем електроенергетичного виробництва. Роль уряду особливо поширена в підсистемах генерації і передавання електроенергії електричними мережами вищих класів напруги, тоді як приватні інвестори найчастіше діють у секторі розподілу електроенергії. Разом з тим, у ряді країн (США, Німеччина, Японія) досить поширені вертикально інтегровані енергокомпанії, що забезпечують реалізацію всіх функцій електроенергетичного виробництва, включаючи розподіл і збут електроенергії.

Більшість підприємств електроенергетики знаходяться у власності держави у Франції (у руках муніципалітетів зосереджене всього 5 % розподільного бізнесу) і Португалії (в приватній власності – біля 5 % генерувальної потужності).

Повністю приватизована електроенергетика Англії і Уельсу, Японії (у власності кінцевих споживачів зосереджено приблизно 15 % генерувальної потужності) і Бельгії (у власності муніципалітетів і кінцевих споживачів знаходиться по 5 % генерувальної потужності, у володінні муніципалітетов – приблизно 20 % розподільних мереж).

У США у приватній власності знаходиться більше 70 % генерувальної потужності (приблизно 30 % належать уряду, муніципалітетам і іншим організаціям) і більше 75 % розподільних мереж. Значного поширення володіння місцевої влади набуло в Австрії (100 % мереж і 85 % генерації), Канаді (основні мережі – 99 %, генерація і розподільні мережі – по 80 %) і Нідерландах (100 % мереж і 85 % генерації). У Норвегії державі належить близько 30 % генерувальних потужностей і 75 % основних мереж, у Швеції – 100 % основних мереж, половина генерувальних потужностей і розподільних мереж.

Мета перетворень, які здійснюються в електроенергетичному секторі різних країн світу, є різною. Перш за все, вони визначаються станом електроенергетичної галузі на момент реформування, економічним станом країни, обсягами інвестицій в електропостачання. В результаті перетворень планується досягнення таких результатів:

- підвищення ефективності функціонування галузі;
- створення конкурентних відносин між виробниками і постачальниками електроенергії;
- зниження тарифів на електроенергію;
- створення сприятливих умов для промислових споживачів.

Нижче приведені короткі узагальнені відомості щодо мети (1) і методів (2) реформування електроенергетики в деяких країнах.

Норвегія

(1). Прагнення підвищити ефективність використання надлишку потужності.

(2). Відкритий доступ до всіх мереж всіх охочих: великих споживачів, виробників електроенергії, малих споживачів, торговців, збереження вертикально інтегрованих енергокомпаній, розділення виробництва і фінансового обліку, збереження державних енергокомпаній.

Швеція

(1). Підвищення ефективності галузі.

(2). Оперативна дезінтеграція (вироблення і продаж електроенергії відокремлені від її передачі), збереження державної власності.

Колумбія

(1). Дерегулювання економіки з метою підвищення ефективності, стимулювання інвестицій і підтримки промисловості.

(2). Оперативна дезінтеграція, державна власність, створення законодавчої основи для приватизації.

Іспанія

(1). Використання надлишку потужності в енергетичних компаніях.

(2). Часткова оперативна дезінтеграція, посилення конкуренції і зниження впливу державного планування, наявність як приватної, так і державної власності.

США

(1). Необхідність гарантувати значної свободи доступу до електропередавальної мережі.

(2). Стимулювання конкуренції на оптовому ринку електроенергії. Дозвіл вільного доступу до мережі, оперативна дезінтеграція, яка розділяє передавання електроенергії і її вироблення, заохочення приватної власності.

Великобританія

(1). Необхідність підвищити ефективність галузі, використання надлишку потужності і заохочення інвестицій.

(2). Оперативна дезінтеграція виробництва і передавання електроенергії, приватизація підприємств енергетичної галузі.

Чилі

(1). Ліквідація важкого фінансового стану енергетичних підприємств унаслідок інфляції і субсидування тарифів впродовж багатьох років.

(2). Оперативна дезінтеграція двох державних енергокомпаній, приватизація.

Аргентина

(1). Необхідність відновити інвестиції і значно підвищити надійність електропостачання, що знизилася в результаті економічної кризи 90-х років.

(2). Оперативна дезінтеграція (генерування, передавання, розподілення), приватизація.

Перу

(1). Підвищення ефективності керування, вихід на новий рівень електрифікації, забезпечення споживання електроенергії, що швидко росте.

(2). Оперативна дезінтеграція (генерування, передавання, розподілення), приватизація.

Австралія

(1). Підвищення ефективності системи з надмірною капіталізацією для відновлення конкурентоспроможності.

(2). Оперативна дезінтеграція (генерування, передавання, розподілення), майбутня приватизація.

Аналіз наведених відомостей показує, що форми впровадження ринкових відносин в енергетичному секторі істотно відрізняються в різних країнах:

- дезінтеграція електроенергетичного виробництва здійснена повністю в шести країнах і частково в двох;
- повна приватизація здійснена тільки в трьох країнах (Чилі, Великобританія і Аргентина) і готується до проведення в двох країнах (Перу і Австралія).

Таким чином, можна стверджувати, що посилення ринкових відносин є гнучким процесом, який значною мірою визначається поточним станом і історією створення і розвитку електроенергетики відповідної країни. У цій справі є недоречним догматизм і спроби що-небудь скопіювати один до одного. Натомість необхідні ретельне вивчення досвіду різних країн, вибір кращих рішень і обережне застосування їх на практиці.

Перебудова електроенергетики проходила в різних країнах по-різному:

- У Норвегії, Швеції і Колумбії не відбулося ні дезінтеграції, ні приватизації.
- В Іспанії планується проведення часткової перебудови і поступове впровадження конкуренції без істотної зміни балансу між державою та приватними енергокомпаніями.
- У США, де процес реформ тільки розпочався, приватні енергокомпанії, одержуючи вільний доступ до основної мережі, повинні бути функціонально дезінтегровані, при цьому важлива роль покладається на загальну інформаційну систему щодо стану основної електричної мережі, в якій реалізуються ОРЕ.

- Великобританія, Чилі, Аргентина, Перу і австралійський штат Вікторія здійснили глибокі перетворення енергетичної галузі, включаючи повну приватизацію. При цьому кожна з країн називала свої причини глибоких перетворень: Великобританія – надлишок потужності, Чилі, Аргентина і Перу – недостатній обсяг інвестицій і низьку якість обслуговування; Австралія – обидві згадані вище причини.
- У Норвегії мали місце надлишок потужності і неефективність використання ресурсів, проте регулювальна роль держави була збережена. Підкреслена необхідність конкуренції в деяких районах країни при вирішенні питання щодо спорудження замість дуже дорогих ГЕС інших типів джерел енергії. У Норвегії функціонує самий відкритий ОРЕ в світі. Норвежці заявляють, що основні їх досягнення – зниження цін і посилення конкуренції у виробництві електроенергії і енергопостачанні. Будь-який споживач може вільно вибирати постачальника електроенергії. З'явилися нові суб'єкти ринку – брокери і торговці. З 1991 р. тарифи на споживання електроенергії знизилися на 20-30 %, а ціни на передавання – на 2-3 %.
- У Аргентині стабільно знижуються оптові ціни на електроенергію, збільшилися приватні інвестиції.

Посилення конкуренції

Одним з найдієвіших інструментів підвищення ефективності роботи ОРЕ та зниження тарифів виробленої і споживаної електроенергії є посилення конкуренції між відповідними учасниками ОРЕ.

Після дискусії, що продовжувалася декілька років, Рада міністрів електроенергетики Європейського Співтовариства ухвалила рішення щодо лібералізації відносин на західноєвропейському електроенергетичному ринку. Австралія (штат Вікторія) вирішила надати доступ до ОРЕ кінцевим споживачам зі встановленою потужністю 10 МВт і більше.

Країни, що входять в енергетичне об'єднання NORDEL (Фінляндія, Данія, Норвегія і Швеція), створюють міжнародний відкритий ОРЕ.

Все ширше розгортається робота з посилення конкуренції на ОРЕ в США. Федеральна енергетична комісія США прийняла два розпорядження, одне з яких стимулює доступ учасників операції купівлі-продажу електроенергії до електричної мережі третього партнера, а друге – зобов'язує власника мережі надавати всім суб'єктам ОРЕ повну інформацію щодо стану мережі.

Таким чином, конкуренція стає основним чинником, що визначає ефективність роботи відповідних суб'єктів ОРЕ – енергетичних компаній, незалежних виробників електроенергії, кінцевих споживачів.

Можна визначити наступні основні напрями посилення конкуренції в електроенергетичному секторі:

- конкуренція між постачальниками електроенергії за споживача (вільний вибір споживачем постачальника електроенергії);
- конкуренція між виробниками електроенергії за участь в її постачанні на ОРЕ;
- вільний доступ постачальників і покупців електроенергії до електричних мереж, в яких функціонують оптові та роздрібні ринки електроенергії.

Конкуренція в електроенергетиці існує багато років, головним чином в паливостачанні. Енергокомпанія, зіставляючи на ринку палива пропозиції постачальників, вибирає найбільш економічне рішення. Оскільки витрати на паливо складають більше половини сумарних витрат на виробництво електроенергії, в енергетичних компаніях, що використовують теплові електростанції, зниження витрат на паливо забезпечує істотну економію.

Конкуренція між електропостачальними компаніями існує і під час продажу електроенергії великим муніципальним споживачам, а також у взаєминах з незалежними електростанціями (блок-станціями промислових підприємств). Конкуренція виявляється і в таких галузях:

- будівництво, експлуатація і володіння електростанціями;
- спорудження, володіння і експлуатація магістральних ЛЕП і розподільних мереж;
- постачання електроенергії в межах і поза межі відповідного енергетичного об'єднання;
- торгівля електроенергією з іншими енергокомпаніями та незалежними постачальниками.

Конкуренція між країнами або районами однієї країни значною мірою залежить від державної політики, що визначає допустимі типи електростанцій і їх екологічні характеристики, податки, імпорту і експорту електроенергії, закони щодо захисту навколишнього середовища. На конкуренцію впливають також місцеві і регіональні критерії надійності.

У всіх країнах великі споживачі можуть споруджувати власні станції, щоб повністю виключити або зменшити використання купленої електроенергії. Найефективніше в цих випадках використання промислових ТЕЦ, що працюють паралельно з ЕЕС.

Національна енергетична політика зазвичай підтримує промислові ТЕЦ, вітрові, сонячні і інші енергоустановки, що використовують поновлювані енергоресурси. Так, наприклад, у Фінляндії на промислових енергоагрегатах виробляється майже третина всієї електроенергії. Законодавство США, стимулюючи створення промислових ТЕЦ і невеликих енергоустановок на поновлюваних енергоресурсах, зобов'язує енергокомпанії купувати електроенергію, вироблену на ТЕЦ і на таких енергоустановках.

Разом з тим, надійність ЕЕС та енергооб'єднань, що забезпечують електропостачання споживачів на величезних територіях, є найважливішим завданням, що вимагає координації керування ЕЕС і ЕО як єдиного технологічного об'єкта. Забезпечення надійності електропостачання є важливим економічним завданням, оскільки аварійні порушення живлення споживачів призводять до значних економічних втрат. Таким чином, координація роботи ЕЕС і ЕО, здійснювана органами централізованого диспетчерського керування, забезпечує істотний економічний ефект.

1.2 Моделі організації ринків електричної енергії

На сьогоднішній день можна виділити чотири основні моделі організації взаємовідносин між учасниками ринку електроенергії:

- вертикально інтегрований ринок;
- модель Єдиного покупця (модель Пула);
- модель з дерегульованою оптовою торгівлею;
- модель з дерегульованою оптовою та роздрібною торгівлею.

Вибір відповідної моделі функціонування ринку електроенергії та її адаптація до умов кожної конкретної країни в процесі реформування електроенергетики – дуже складний комплексний процес, який має враховувати багато різних факторів, основними з яких є:

- мета реформування (наприклад, підвищення ефективності галузі, зменшення ціни на електричну енергію, підвищення якості електропостачання

шляхом введення конкуренції, приватизація або необхідність залучення інвестицій);

- існуюча структура генерувальних потужностей як за видами, так і по регіонах країни;

- ступінь централізації (децентралізації) диспетчерського керування енергосистемою;

- державна політика щодо оптових та роздрібних тарифів і відповідно ступінь їх регулювання;

- джерела інвестування в галузь.

Та чи інша модель функціонування ринку електроенергії оцінюється з точки зору фактичного стану усіх складових елементів, у тому числі, насамперед, ступеня автоматизації обліку виробленої та споживаної електричної енергії; наявності необхідних організаційних структур; ефективності функціонування механізмів регулювання та контролю; фінансового стану споживачів електричної енергії; платоспроможності та платіжної дисципліни учасників ринку електроенергії тощо.

Таким чином, навіть при наявності позитивного світового досвіду реформування електроенергетики, розроблення національної моделі – суто індивідуальний процес, який слід проводити дуже виважено та поетапно.

Усі наведені вище моделі організації функціонування ринку електроенергії мають спільну передумову, яка складається з основних «правил гри» будь-якої ринкової економіки – обов'язкового дотримання договорів та рамкових угод. Без дотримання таких угод (наприклад, обов'язкова сплата рахунків за спожиту електричну енергію) неможливе функціонування жодної з наведених моделей. І навпаки, чітке дотримання встановлених правил є передумовою для ефективного функціонування будь-якої з наведених моделей організації ринку.

Вертикально інтегрований ринок електроенергії реалізується на основі вертикально інтегрованих підприємств, які безпосередньо виробляють, передають та постачають електричну енергію. Така модель характеризується повною відсутністю можливості для споживачів вибору оптового та роздрібного постачальників електричної енергії.

Структурну схему вертикально інтегрованого ринку електричної енергії наведено на рис. 1.1.

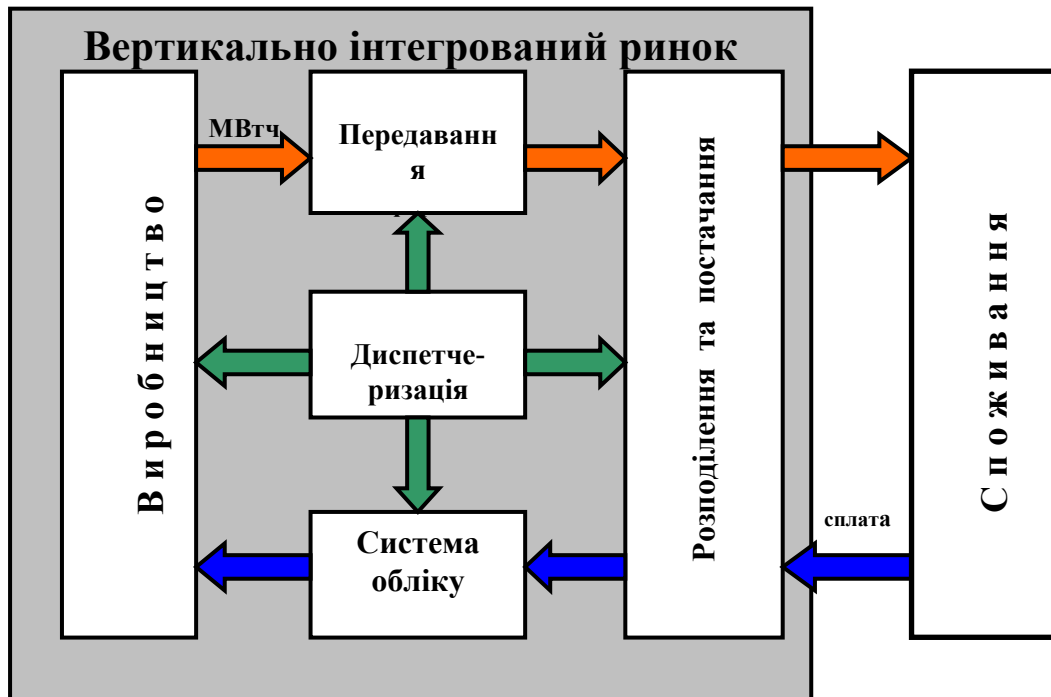


Рис. 1.1 – Структурна схема вертикально інтегрованого ринку електричної енергії

Модель Єдиного покупця (модель Пула) характеризується монополією в сфері оптової торгівлі електричною енергією, але припускає (при певних умовах) конкуренцію як у сфері виробництва, так і у сфері постачання електричної енергії кінцевим споживачам.

Пул електричної енергії Англії та Уельсу став першим оптовим ринком електричної енергії, у якому комерційні результати діяльності визначались за допомогою ринкових механізмів. Його заснували у квітні 1990 року, коли в країні почалась лібералізація ринку електричної енергії та були створені умови для конкуренції між виробниками електричної енергії та між роздрібними постачальниками (споживачі отримали можливість вибору постачальника електричної енергії).

На перших етапах організації роботи Пула Англії та Уельсу мали місце певні проблеми, зокрема:

- недостатня конкуренція між енергогенерувальними блоками при визначенні ціни Пула на електричну енергію. Ця проблема вирішувалась

шляхом постійного зниження частки великих енергогенерувальних компаній на ринку;

- недостатня участь у встановленні ринкових цін з боку споживачів електричної енергії. Тільки найбільші з них могли пропонувати відчутне зниження свого споживання і, таким чином, виступати як псевдовиробники електричної енергії;

- неефективна взаємодія між ринками газу та електричної енергії;
- примусове членство в Пулі, коли всі постачальники зобов'язані купувати всю електричну енергію з Пулу, а всі виробники зобов'язані продавати всю вироблену електричну енергію до Пулу;
- низькі темпи реформування Пула.

З початком роботи Пула суттєво змінюється структура електрогенерувальної складової галузі. Багато електрогенерувальних компаній конкурують під час продажу електричної енергії в Пул, тобто Єдиному покупцю. Існує також велика кількість постачальників, які купують електричну енергію в Пулі та продають її споживачам на конкурентній основі. Конкуренція вигідна споживачам, тому що дає можливість вибрати постачальника замість того, щоб купувати електричну енергію тільки у місцевої регіональної енергетичної компанії.

Структурні схеми варіантів організації ОРЕ за моделлю Єдиного покупця (моделлю Пула) наведено на рис. 1.2 – 1.4.

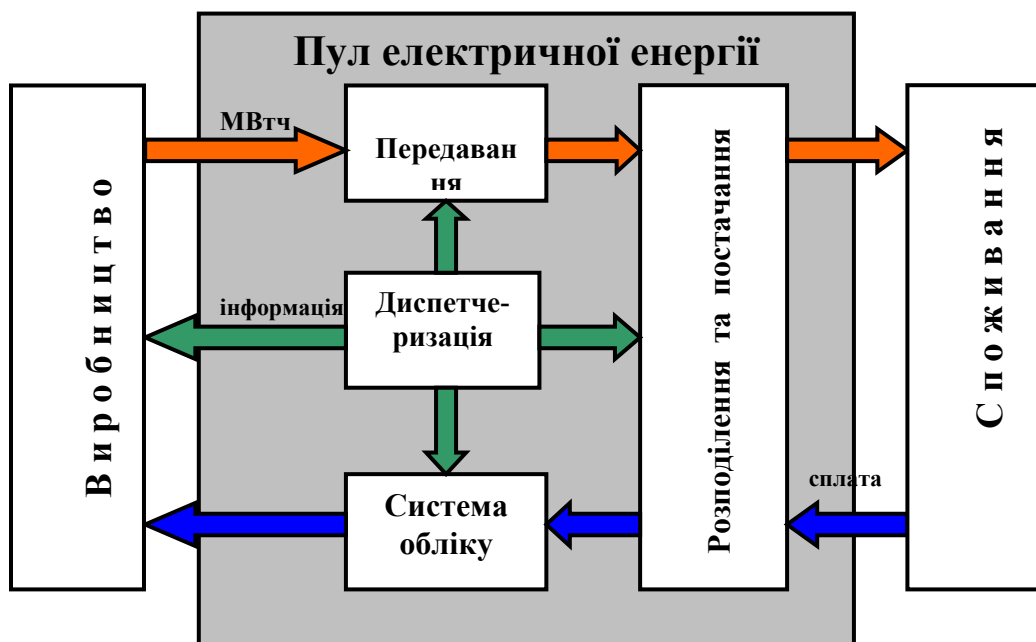


Рис. 1.2 – Структурна схема організації ринку електроенергії за моделлю Єдиного покупця (перший етап)

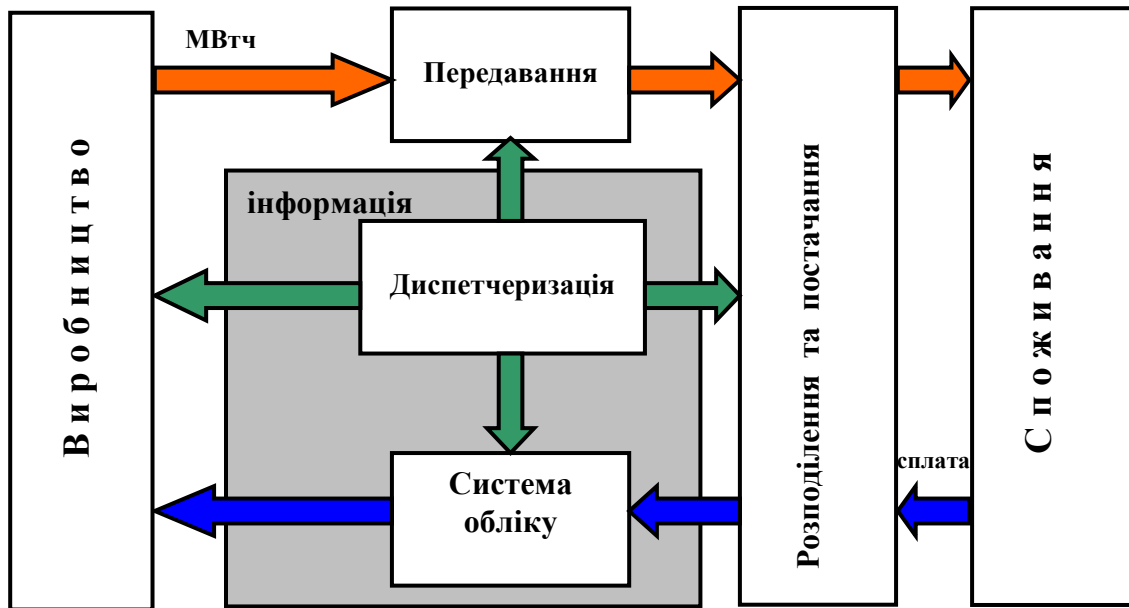


Рис. 1.3 – Структурна схема організації ринку електроенергії за моделлю Єдиного покупця (другий етап)

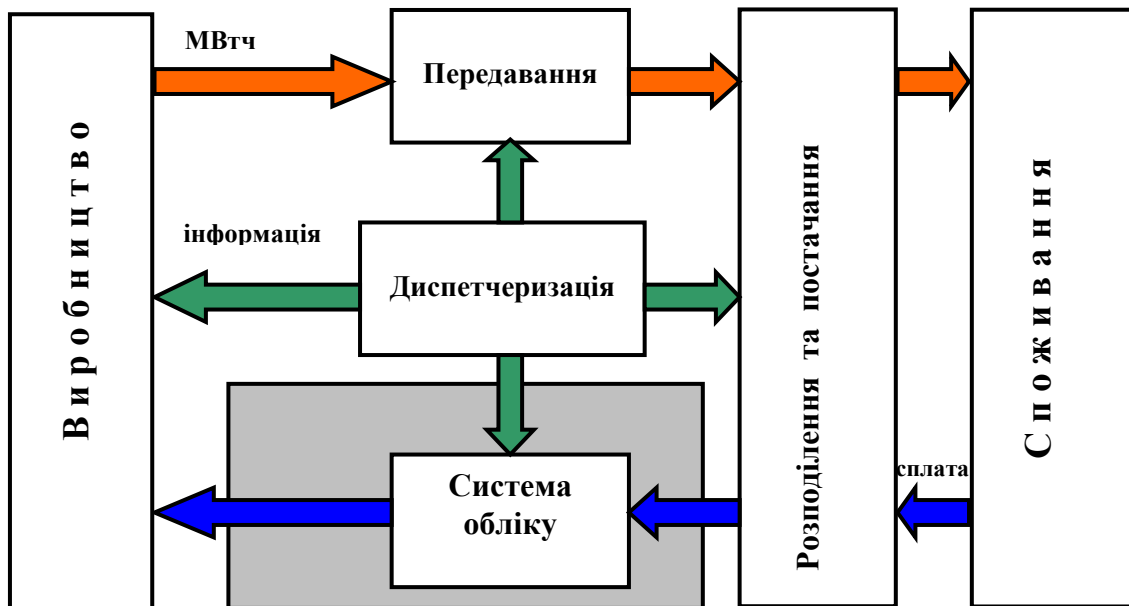


Рис. 1.4 – Структурна схема організації ринку електроенергії за моделлю Єдиного покупця (третій етап)

На першому етапі (рис. 1.2) функція виробництва електричної енергії відокремлена від функції Єдиного покупця. Наступним етапом від Єдиного покупця (рис. 1.3) відокремлюються функції передавання електричної енергії та її розподілення. На заключному етапі (рис. 1.4) від Єдиного покупця відокремлюється також функція диспетчеризації і залишається лише функція оптової закупівлі електричної енергії у виробників та продажу її постачальникам.

Крім створення конкурентного середовища для постачальників та для споживачів, Пул також дає можливість новим виробникам електричної енергії виходити на ринок, здійснювати нові інвестиції, використовувати різні види палива, збільшувати ефективність виробництва тощо. При цьому якість та надійність постачання електричної енергії стають дедалі вищими.

Модель з дерегульованою оптовою торгівлею електричною енергією являє собою ринок електроенергії, у якому єдиний оптовий покупець поступово зменшує свою частку участі у діяльності ринку, дозволяючи все більший кількості постачальних компаній та/або великим споживачам заключати прямі договори на купівлю-продаж електричної енергії безпосередньо з виробниками.

Структурну схему організації моделі наведено на рис. 1.5.

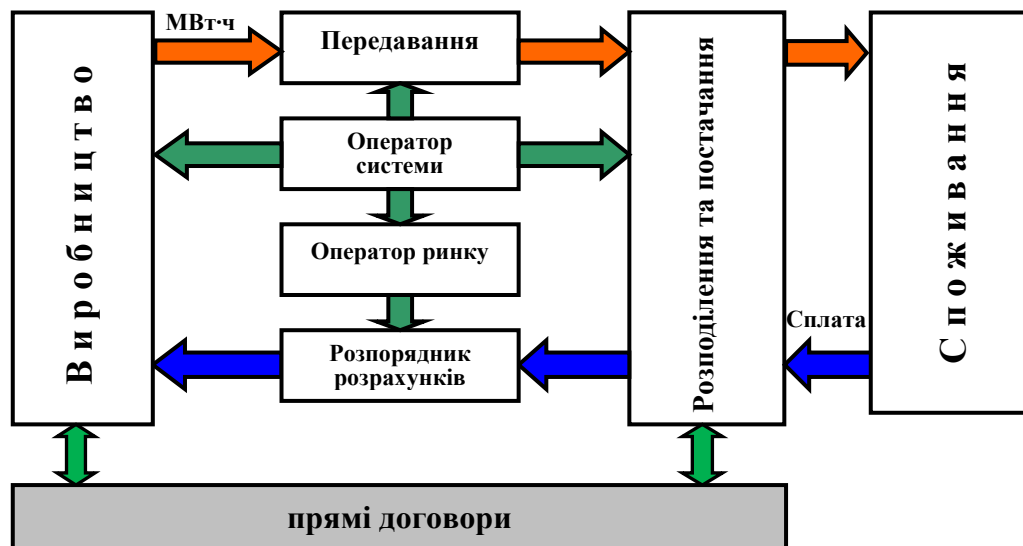


Рис. 1.5 – Структурна схема організації ринку електроенергії з дерегульованою оптовою торгівлею

Зазначена модель організації ринку характеризується такими основними факторами:

- функція складання графіків навантаження та планування балансу потужності поступово переходить від Єдиного покупця до енергогенерувальних та енергопостачальних компаній, які працюють за прямими договорами купівлі-продажу;
- створюється можливість функціонування біржі електричної енергії (або деяких її елементів);
- метою регулювання діяльності ринку електроенергії стає оптимізація правил ринку, а також умов та правил передавання електричної енергії і тарифів на передавання і постачання.

Результатом реалізації такої моделі є створення ринку тривалих прямих договорів купівлі-продажу електроенергії за ринковими цінами на підставі угод між виробниками та постачальниками, а також ринку короткотермінових контрактів (так званого *spot*-ринку). При цьому має місце значна конкуренція як між виробниками, так і між постачальниками, що призводить до оптимізації ціноутворення на ринку електричної енергії.

Кінцевою метою реструктуризації є поступове наближення до найбільш досконалої четвертої моделі організації ринку електроенергії. При цьому сегментами оптового ринку є двосторонні контракти, біржа контрактів з фізичного постачання, біржа фінансових контрактів, а також балансуєчий ринок та ринок системних (допоміжних) послуг.

Модель з дерегульованою оптовою та роздрібною торгівлею електричною енергією являє собою найбільш досконалу модель організації ринку електричної енергії, якій притаманні такі властивості:

- всі кінцеві споживачі електричної енергії мають можливість вибирати постачальника;
- діяльність з розподілення електричної енергії відокремлена від роздрібного продажу електричної енергії як товару;
- всі роздрібні продавці електричної енергії мають можливість конкурувати між собою при заключенні договорів на постачання;
- можливість роботи «відкритого» ринку електроенергії з вільним доступом зовнішніх виробників та споживачів, а також фінансових посередників, які працюють в режимі вільної конкуренції.

На першому етапі реформування діяльність розподільних компаній щодо передавання електричної енергії місцевими мережами відокремлюється від функції роздрібної торгівлі. На ринку працюють незалежні роздрібні торговці, які отримують можливість конкурувати між собою та з постачальниками – власниками розподільних електричних мереж. На заключному етапі реформування доступ на ринок отримують зовнішні виробники та споживачі, тобто створюється мультинаціональний ринок електричної енергії.

1.3 Ринки електричної енергії: скандинавський досвід

Законодавче підґрунтя

Першим кроком до створення конкурентного внутрішнього ринку електричної енергії країн Скандинавії стало схвалення в 1990 році Парламентом Норвегії нового закону щодо реформи електроенергетики, який набув чинності 1 січня 1991 року. Закон, зокрема, передбачив розмежування функцій передавання електроенергії і керування роботою системи, а також ввів свободу вибору споживачами енергопостачальної організації.

У 1993 році була створена електроенергетична біржа країн Скандинавії у вигляді незалежної компанії. У липні 1993 року запроваджено котирування цін на електричну енергію в режимі «на добу вперед», а також першу в світі біржову торгівлю ф'ючерсними контрактами.

У 1997 році була скасована плата за зміну постачальника електричної енергії, а починаючи з 1998 року кожен споживач отримав можливість обрати нового постачальника через тиждень після подачі повідомлення.

Другий етап формування внутрішнього скандинавського ринку електричної енергії почався з схвалення в травні 1992 року Парламентом Швеції нового закону про реформу електроенергетики, в якому був закладений фундамент щодо створення оптової конкуренції, а також розроблений план подальших додаткових заходів. Закон, зокрема, вимагав юридичного розділення генерації і керування роботою електричних мереж, і після його ухвалення було вирішено створити норвезько-шведську електроенергетичну біржу під назвою Nord Pool, яка розпочала свою роботу 1 січня 1996 року.

У Норвегії і Швеції процес лібералізації енергетичного ринку йшов майже паралельно, але в Норвегії реформа щодо впровадження конкуренції

проводилася більш швидкими темпами. Одним з важливих чинників проведення реформи регулювання в Швеції був досить суворий економічний спад, що спостерігався у той час. В результаті був зроблений сильний акцент на скороченні витрат на електроенергію, які були досить значні, враховуючи високу частку важкої енергоємної промисловості в Швеції.

Наступним етапом розвитку скандинавського ринку електричної енергії була інтеграція в ринок Фінляндії. Цей процес також почався з схвалення нового закону про реформу електроенергетики, який набув чинності 1 червня 1995 року і надавав регульований доступ до мережі всім третім сторонам, окрім покупців, споживання яких було менше за 500 кВт. Але з 1 січня 1997 року цей бар'єр відмінили.

У 1995 році в рамках реалізації приватних комерційних проектів у Фінляндії були створені дві електроенергетичні біржі, які згодом, у 1996 році об'єдналися в одну. З 1 червня 1998 року ця фінська біржа стала представництвом ринку Nord Pool у Фінляндії. Таким чином, Фінляндія успішно вийшла на внутрішній скандинавський ринок з котируваннями цін на добу вперед.

Останнім кроком у створенні об'єднаного скандинавського ринку електричної енергії стала двоетапна інтеграція у цей ринок Данії. Рушійною силою лібералізації в Данії в значній мірі були прийняття у 1999 році закону про постачання електричної енергії, розширення меж ринку в інших країнах Скандинавії, а також перша Директива ЄС щодо ринку електричної енергії.

Таким чином, у 1993 році членами Nord Pool стали Норвегія та Швеція, у 1998 році – Фінляндія, а останньою з країн Скандинавії у 2000 році до Nord Pool приєдналась і Данія.

Внутрішні ринки електричної енергії країн Скандинавії

На внутрішніх ринках електричної енергії скандинавських країн працюють національні виробники, постачальники і споживачі електричної енергії.

У Норвегії виробництвом електричної енергії займаються державна компанія Statkraft і крупні муніципальні компанії. Близько 220 регіональних постачальників забезпечують електроенергією кінцевих споживачів. Передавання електроенергії в країні здійснює електромережева компанія Statnett, яка належить державі.

У Швеції виробництво електричної енергії здійснюють декілька генерувальних компаній (державних і приватних). Біля 50 % ринку генерації належить державній компанії Vattenfall. Компанії Sydkraft належить біля 20 % ринку, і ще 15 % – компанії Stockholm Energi_Gullspang. На частині ринку, що залишилася, присутні майже 250 компаній, які пов'язані з місцевими енергопостачальними компаніями. Передавання електроенергії здійснює державна електромережева компанія Svenska Kraftnat.

На ринку електричної енергії Данії також представлені виробники електроенергії, регіональні постачальники та кінцеві споживачі. Передаванням електроенергії в країні займаються дві компанії – Eltra в західній області, Elkraft – в східній.

Ринок електроенергії у Фінляндії представлений 120 виробниками електроенергії. При цьому на дві найбільші генерувальні компанії припадає більше половини вироблюваної в країні електроенергії. Генерувальні компанії укладають договори постачання електроенергії з оптовими продавцями, які у свою чергу постачають її або крупним промисловим споживачам, або роздрібним продавцям.

Передавання електроенергії здійснюється компанією Fingrid – оператором національної енергомережі, 10 операторами регіональних енергомереж і більш ніж 100 розподільними компаніями.

Nord Pool – перша в світі біржа електричної енергії

Nord Pool став першою електроенергетичною біржею, що об'єднала ринки декількох країн. Норвезька компанія Statnett SF і шведська Svenska Kraftnat, що здійснюють функції системних операторів, володіють по 50 % акцій Nord Pool. Встановлення правових основ діяльності біржі здійснюється парламентом Норвегії

Свою діяльність енергетична біржа здійснює на основі ліцензії, виданої Норвезьким Директоратом з водних ресурсів і енергетики, який є незалежним регулювальним органом біржі відповідно до Закону про енергетику Норвегії 1991 року. Органами управління біржі є Рада директорів і Ринкова рада.

Nord Pool працює в трьох напрямках: організація ринку і торгівлі, кліринг (розрахунки) та надання інформації учасникам.

На скандинавському ринку електроенергії виробники, постачальники і споживачі електричної енергії мають можливість укласти двосторонні

контракти на купівлю і продаж електричної енергії як на самій біржі, так і поза нею. Біля 70 % обсягу електроенергії постачається за прямими двосторонніми договорами, а приблизно 30 % договорів на постачання електроенергії укладаються на біржі. Найважливішою умовою функціонування об'єднаного скандинавського електроенергетичного ринку стала уніфікація правил і умов діяльності суб'єктів ринку.

Спільний скандинавський ринок електричної енергії має низку характерних особливостей: уніфіковані правила торгівлі, відсутність трансграничного мита на купівлю і продаж електричної енергії та можливість здійснювати сплату за електроенергію у валюті будь-якої країни-члена спільного ринку. При цьому торгівля електроенергією на біржі здійснюється в двох формах – фізичне постачання електроенергії та за допомогою фінансових інструментів.

Спочатку на скандинавській біржі виник ринок фізичних поставок, який з 2 січня 2002 року працює як самостійний структурний підрозділ біржі – Nord Pool Spot AS. Ринок фізичних поставок розподілений на два сектори: Elspot і Elbas. Elspot є ринком електричної енергії і потужності, на якому торгуються контракти на фізичні постачання на добу вперед. Ціна на електроенергію формується на основі балансу попиту і пропозиції учасників торгів.

На ринку фізичних поставок Elbas торгівля здійснюється безпосередньо перед постачанням з метою балансування попиту і пропозиції електричної енергії. Ця частина ринку почала ефективно функціонувати з 1998 року, і на сьогодні є можливість зводити енергобаланс виробництва і споживання за 2 години до моменту постачання електроенергії.

Оскільки метою Nord Pool є створення ефективного ринку з високим рівнем надійності для учасників, на ринку Eltermin обертаються ф'ючерсні і форвардні контракти, які призначені для хеджування ризиків учасників торгів. Контракти на ф'ючерсних і форвардних ринках укладають на термін не більше ніж 3 роки.

Різниця в торгівлі ф'ючерсними і форвардними контрактами полягає в розрахунку змін у вартості контракту. Для ф'ючерсних контрактів вартість портфеля розраховується щодня, і суми вигравів і програшів визначаються і перераховуються продавцям і покупцям щодня.

Ф'ючерси можуть бути одноденними, тижневими, блоковими (4 тижні) і квартальними.

У міру наближення дати платежу квартальні операції дробляться на блокові, тижневі і добові. Детально процедура трансформації контрактів описана в Угоді щодо участі у Nord Pool.

Форвардні операції є виключно квартальними. По форвардних контрактах розрахунки не проводяться до початку періоду постачання. Розрахунки накопичуються щодня впродовж всього періоду торгівлі контрактами.

Законодавчі рамки торгівлі фінансовими інструментами встановлені норвезьким законодавством – Законом про торгівлю цінними паперами (Norwegian Securities Trading Act) і Новим законом про біржі (The New Norwegian Exchange Act), прийнятими відповідно у 1997 і 2000 роках.

1.4 Пул електричної енергії Англії та Уельсу – етапи реформування та сучасний стан

Перші кроки з реформування

Департамент з виробництва електричної енергії був створений у Великобританії в 1926 році. У 1947 році електроенергетична галузь Великобританії була націоналізована і повністю перейшла у власність і під управління держави. Тоді ж був заснований спеціальний регулювальний орган – Центральне електроенергетичне управління (Central Electricity Generating Board – CEGB), до складу якого увійшла велика частина генерувальних потужностей (майже 60000 МВт), національні магістральні електричні мережі, а також дві вертикально інтегровані компанії в Шотландії і одна – в Північній Ірландії. До функцій CEGB входив контроль над виробництвом, передаванням, диспетчеризацією і збутом електричної енергії. CEGB продавало електроенергію дванадцяти регіональним електроенергетичним управлінням за затверджуваним державою оптовим тарифом. Регіональні електроенергетичні управління постачали електричну енергію кінцевим споживачам за затверджуваними державою тарифами через свої розподільні мережі. З ухваленням Закону про електроенергетику в 1957 році обсяг повноважень уряду в галузі був істотно розширений.

Відповідно до Закону роль Регулятора виконувала Енергетична Рада, яка складалася з трьох представників CEBG, дванадцяти голів регіональних електроенергетичних управлінь і шести незалежних членів, що призначались міністром палива і енергетики Великобританії.

Спроби реформування енергетичної галузі Великобританії, що проводилися британським урядом в 60-70-х роках XX століття, не принесли належного ефекту: населення країни не підтримувало реформу, а політичний курс часто змінювався. Після того, як в 1979 році до влади у Великобританії прийшов уряд консерваторів на чолі з Маргарет Тетчер, намітилася тенденція до зменшення державного впливу в багатьох галузях економіки.

Коли CEBG подало програму, що обґрунтовує необхідність значних державних інвестицій в будівництво атомних електростанцій замість електростанцій на вугіллі, уряд прийняв рішення щодо реформування галузі, вважаючи, що дерегульований ринок успішніше вирішить питання залучення інвестицій, а також забезпечить більшу ефективність електроенергетики в цілому.

Одним з перших кроків британського уряду з реформування електроенергетичної галузі було розроблення Закону про електроенергетику, який набрав чинності в 1983 році. Відповідно до цього Закону усувалися бар'єри входження до галузевого ринку приватних генерувальних компаній, забезпечувався вільний доступ незалежних виробників електроенергії до національних електричних мереж (що до ухвалення Закону було заборонено).

У лютому 1988 року у Великобританії був опублікований урядовий План приватизації електроенергетичного сектора (так звана «Біла книга з приватизації електроенергетики» – White Paper Privatising Electricity), в якому були закріплені такі цілі державної політики у галузі електроенергетики:

- розділення суб'єктів електроенергетики за видами діяльності на окремі компанії;
- ліквідація вертикальної інтеграції;
- лібералізація генерації;
- реформування регіональної структури розподілу електроенергії і роздрібного енергопостачання;
- поетапна лібералізація роздрібного енергопостачання.

Реформа, про яку було заявлено в «Білій книзі...», містила:

- приватизацію підприємств галузі;
- відділення діяльності з виробництва електроенергії від діяльності з її передавання і розподілення;
- введення конкуренції серед виробників;
- формування Національної передавальної мережі та регіональних розподільних мереж;
- створення незалежного регулятора ринку.

У 1989 році був прийнятий Закон про електроенергетику (Electricity Act), який започаткував реструктуризацію державної монополії у галузі енергетики. Закон набрав чинності в березні 1990 року і закріпив основи і процедури перетворення підприємств електроенергетичного сектора в ході реформування галузі.

Британська модель передбачала відділення передавання і диспетчеризації електроенергії, які залишалися монопольними секторами в електроенергетиці, від виробництва і збуту, які розглядалися як конкурентні сектори. Центральне електроенергетичне управління було розділене на чотири компанії, три з яких (National Power, PowerGen, Nuclear Electric) стали незалежними генеруючими компаніями і перейшли в приватну власність. Національна мережева компанія (National Grid Company) залишалася спочатку в державній власності. Що разом з тим існували до початку 1990 року 12 регіональних електроенергетичних управлінь було перетворено в 12 регіональних електроенергетичних компаній, відповідальних за збут і розподільні мережі.

Таким чином, Законом про електроенергетику 1989 року було передбачено створення компаній-виробників електричної енергії, які підлягали приватизації. На них покладалися зобов'язання з продажу електроенергії через централізований аукціон, що визначає ціни і обсяги постачання електроенергії від окремих продавців на наступну добу (ринок «на добу вперед» або так званий «оптовий енергетичний пул»). Подібна схема організації ринку передбачала за регіональними електроенергетичними компаніями функцію купівлі електроенергії на енергетичному пулі і її розподілення кінцевим споживачам.

Реформування генерації

Виробництво електроенергії визнавалося сферою, яка має бути максимально дерегульованою, і в якій конкуренція між учасниками ринку має розвиватися найуспішніше. Єдиним обмеженням, накладеним на створені приватні електроенергетичні компанії, було те, що компанії National Power і PowerGen повинні були продавати свою електроенергію на національному оптовому енергетичному пулі. Для решти генерувальних компаній це було необов'язково – вони могли продавати свою електроенергію за двосторонніми контрактами із збутовими компаніями за тарифами, встановленими договірними сторонами.

Спеціального цінового регулювання для генерації не передбачалося. На енергетичному пулі діяли ринкові механізми ціноутворення. Регулятор Великобританії – Служба регулювання електроенергетики (Office of Electricity Regulation – Offer) не мала права встановлювати ціни на енергетичному пулі. Проте вона робила значний вплив на компанії National Power і PowerGen, оскільки мала повноваження повідомляти Комісію з монополій і злиття (Monopoly and Mergers Commission) про факти монополістичної поведінки на ринку.

Служба регулювання електроенергетики кілька разів втручалася у відносини купівлі-продажу електроенергії в процесі функціонування енергетичного пулу, оскільки на ринку фактично існувала монополія двох компаній – National Power і PowerGen. У грудні 1993 року різкий стрибок цін на електроенергію примусив Службу регулювання електроенергетики здійснити заходи щодо зниження монопольної концентрації на оптовому ринку електроенергії. Уряд висунув вимоги до компаній National Power і PowerGen продати 6000 МВт своїх генерувальних потужностей, що складало 15 % від сукупних генерувальних потужностей обох компаній і 9 % від загальних генерувальних потужностей Великобританії. У лютому 1994 року британський Регулятор запропонував ввести верхню межу цін на електроенергію, що формуються на енергетичному пулі.

Ці ціни діяли з 1994 по 1996 роки. Подібний крок був продиктований тим, що обидві генерувальні компанії робили надмірний вплив на електроенергетичний ринок. В кінці 1995 року британський уряд знову був вимушений втрутитися в діяльність енергетичного пулу і прийняти відповідні нормативно-правові акти, які перешкоджали процесам вертикальної інтеграції

електроенергетичних компаній. Подібна інтеграція виявлялася в активізації злиття і поглинань генеруючих і розподільних компаній Англії. Наприклад, компанії National Power і PowerGen зробили спроби поглинути дві регіональні електроенергетичні компанії.

Таким чином якщо на початку реформування в 1990 році генерувальна потужність компаній National Power, PowerGen і Nuclear Electric складала 90 % всій генерації у Великобританії, то до 2000 року частка цих компаній знизилася до 49 %, а у травні 2001 року генерувальних компаній було вже понад 50.

Після приватизації в березні 1990 року уряд зберіг за собою контроль в галузі через використання «золотої акції», що дає вирішальний голос державі на зборах акціонерів в обох генерувальних компаніях і у всіх дванадцяти регіональних електроенергетичних компаніях, наклавши одночасно заборону на продаж більше 15 % їх акцій в одні приватні руки.

У регіональних електроенергетичних компаніях дія державної «золотої акції» закінчилася в березні 1995 року. У генерувальних компаніях її дія була продовжена в березні 1991 року, а в травні 1996 року уряд заявив про намір зберегти «золоту акцію» на невизначений час.

Передавання та диспетчеризація електричної енергії

За англійською моделлю реформування електроенергетичної галузі передбачалося поєднання функцій диспетчеризації і передавання електроенергії магістральними мережами. В ході реформування електроенергетики Англії і Уельсу була збережена діюча система централізованої диспетчеризації. Всі високовольтні лінії електропередачі Англії і Уельсу передавалися у власність Національної мережевої компанії – National Grid Company, яка була заснована 31 березня 1990 року і входить в сотню найбільших компаній Об'єднаного Королівства.

У веденні Національної мережевої компанії знаходиться функція передавання електроенергії магістральними мережами, що залишається природною монополією. Крім того, Національна мережева компанія здійснює оперативну-диспетчерське керування, розробляє стратегію розвитку високовольтних ліній електропередачі в комерційному і технологічному аспекті, сприяє розвитку ринку електроенергетичного устаткування і технологій.

На початку приватизації, прагнучи не допустити обмеження конкуренції в електроенергетиці, британський Регулятор зобов'язав регіональні електроенергетичні компанії придбати акції Національної мережевої компанії.

В даний час Національна мережева компанія є повністю приватною акціонерною компанією, а регіональні електроенергетичні компанії не мають в ній крупних пакетів акцій. Закон про електроенергетику закріплює положення, що енергетичні компанії і інші члени енергетичного пулу не можуть мати в акціонерному капіталі Національної мережевої компанії більше 1 % акцій.

Національна мережева компанія має у власності 7000 км повітряних і 650 км кабельних ліній електропередачі в Англії і Уельсі, а також понад 300 підстанцій. Компанії належать також міжсистемні електричні мережі з Шотландією і Францією. Основні фонди компанії оцінюються в суму понад 5,8 млрд. фунтів стерлінгів.

Розподілення електроенергії

Після реструктуризації електроенергетичної галузі в 1990 р. функція розподілення електроенергії в Англії і Уельсі перейшла до дванадцяти регіональних електроенергетичних компаній. Згідно з урядовим планом реформування електроенергетики діяльність з розподілення повинна була перебувати під державним контролем і регулюванням, тоді як збутова – поступово виходити з-під державного контролю.

Після реструктуризації розподільним компаніям було дозволено мати виробничі потужності, але з певним обмеженням. Обсяг електроенергії, що виробляється регіональними електроенергетичними компаніями, не повинен перевищувати 15 % від сукупного обсягу продажу електроенергії. Основна мета обмеження – сприяти підвищенню конкуренції в секторі виробництва електроенергії.

Постачання електроенергії

Сфера постачання в електроенергетичній галузі, разом з виробництвом електроенергії, розглядається в англійській моделі реформування електроенергетики як потенційна конкурентна сфера бізнесу. Відкриття ринку електроенергії здійснювалося поетапно.

З перших днів функціонування енергетичного пулу (тобто з 1.04.1990 р.) крупним споживачам електричної енергії з приєднаною потужністю більше 1 МВт було дозволено самим виходити на ринок електроенергії. У дану групу споживачів спочатку входила лише невелика кількість досить крупних промислових компаній. З квітня 1994 р. на ринок електроенергії були допущені споживачі з приєднаною потужністю більшою за 100 кВт, тобто досить малі промислові і торгівельні компанії. І лише з вересня 1998 р. на ринок були допущені споживачі з приєднаною потужністю до 100 кВт.

Енергетичний пул

Споживачі електроенергії, допущені до оптового ринку, мали можливість купувати електричну енергію або самостійно (ставши учасниками пулу), або через одну із збутових компаній. В рамках пулу відбувалося формування ціни на кожні півгодини майбутньої доби на основі конкурентного механізму відбору найбільш дешевих пропозицій. У пулі доба була розбита на сорок вісім півгодинних відрізків часу. Системний оператор (підрозділ Національної мережевої компанії) прогнозував попит на кожен півгодинний інтервал. За добу до цього виробничі компанії вносили заявки на ті обсяги електроенергії, які вони збиралися продавати в пул за певною ціною і на певний період часу з розбиттям за кожним півгодинним інтервалом.

Системний оператор ранжував заявки за ціною шкалою (від найдешевшої до найдорожчої), а також підраховував мінімальні обсяги виробничих потужностей, необхідних для задоволення спрогнозованого попиту, а також складав диспетчерські графіки роботи електростанцій. Закупівельною ціною пулу для всіх виробників була найвища ціна, пропонована останньою виробничою компанією для задоволення останньої одиниці попиту.

При формуванні ціни електроенергії, що продається пулом, крім закупівельної ціни пулу додатково враховувалися витрати, пов'язані з обмеженням пропускної спроможності мережі, а також оплата додаткових послуг, що надаються суб'єктам ринку, зокрема:

- підтримка системного резерву;
- регулювання частоти і напруги;

- забезпечення можливості відновлення енергосистеми після аварійних ситуацій.

З метою керування ризиками, що виникають під час функціонування енергетичного пулу, для учасників пулу існувала можливість укладання двосторонніх фінансових контрактів, які фіксували на певний період часу ціну постачання (так звані хеджингові контракти). Фактично до 85 % від загального обсягу постачання електричної енергії здійснювалося за такими договорами, і лише 15 % – за цінами спотового ринку (пулу).

Запровадження нового порядку торгівлі електричною енергією

Кінець 90-х років XX століття ознаменувався у Великобританії зміною підходу до функціонування оптового ринку електроенергії. Нову модель було закріплено в Законі про підприємства загального користування (Utilities Act), прийнятому в 2000 році. На основі цього закону було прийнято Новий порядок торгівлі електроенергією (New Electricity Trading Arrangement, або NETA).

Однією з основних причин змін у державній політиці щодо електроенергетичної галузі стала досить мала гнучкість керування енергетичним пулом, яка перешкоджала здійсненню необхідних змін у функціонуванні ринку електроенергії. Модель ринку електроенергії, закріплена в Законі про електроенергетику 1989 року, обмежувала конкуренцію між виробничими та між постачальними компаніями. Початкова монополізація ринку була вже досить велика. При цьому (як вважали деякі фахівці), енергетичний пул давав можливість зловживання впливом на ринку електроенергії, оскільки фактично роль більшості виробничих компаній у формуванні рівноважної ціни була досить незначна.

Ухвалення Нового порядку торгівлі електроенергією було направлене на відміну існуючої практики ціноутворення, в рамках якої виробники, чиї заявки були прийняті, обслуговувалися за максимальною ціною пропозиції за певний період часу. Це давало сильний стимул крупним виробникам надавати завищену ціну в своїх заявках. Таким чином, в ході роботи енергетичного пулу мала місце вельми обмежена участь попиту в механізмі ціноутворення. Це привело до встановлення рівноважних цін переважно на підставі заявок виробничих компаній. У подібній ситуації ціни на електроенергію були вище економічно обґрунтованих.

Основний принцип NETA – всі особи, які бажають купити або продати електроенергію, мають право вступати у будь-які договірні відносини між собою. Нові форми торгівлі базуються на двосторонніх контрактних відносинах під час купівлі-продажу і містять:

- форвардні і ф'ючерсні контракти на період від декількох годин до декількох років;
- короткострокові біржові угоди, які дозволяють учасникам скоригувати свої контракти відповідно до поточної інформації;
- балансуючий механізм, за допомогою якого системний оператор, що є структурним підрозділом Національної мережевої компанії, приймає заявки на продаж і купівлю електричної енергії у реальному часі для забезпечення балансу попиту і пропозиції;
- контракти з надання допоміжних послуг.

NETA є механізмом розрахунків небалансів, під час здійснення якого порівнюються обсяги електроенергії, купленої або проданої за контрактом, з результатами комерційного обліку фізичних обсягів виробництва і споживання. В результаті такого порівняння розраховується величина небалансу. Оскільки результати комерційного обліку вироблення і споживання на оптовому ринку в Англії визначаються кожні півгодини, розрахунок небалансів в рамках NETA також проводиться щопівгодини. На додаток до розрахунку небалансів NETA також передбачає функціонування механізму корегування бажаних рівнів навантаження виробничих потужностей і попиту в режимі реального часу.

Статус і функції регулювальних органів

Закон про електроенергетику 1989 р. закріпив основи державного регулювання у галузі електроенергетики. Зокрема закон передбачав наступні обов'язки Державного Секретаря з торгівлі і промисловості і Генерального директора з енергопостачання:

- забезпечення розумного попиту споживачів електроенергії;
- забезпечення нормальної фінансової основи діяльності електроенергетичних підприємств;
- забезпечення дотримання принципів конкуренції в сферах вироблення і постачання електроенергії;

- забезпечення захисту інтересів споживачів електроенергії щодо ціни за електроенергію та інших умов енергопостачання;
- безперервність і стійкість енергопостачання;
- якість послуг, що надаються енергопостачальними організаціями;
- сприяння енергозбереженню, ефективності і економічності діяльності енергопередавальних та енергопостачальних організацій;
- забезпечення безпеки суспільства і захист його від ризиків, що виникають під час діяльності виробничих, передавальних та постачальних організацій;
- урахування інтересів окремих груп споживачів – споживачів сільської місцевості; осіб з фізичними недоліками або осіб пенсійного віку.

Державний секретар з торгівлі і промисловості та Служба з регулювання електроенергетики зобов'язані захищати інтереси споживачів, приєднаних до

розподільних мереж, шляхом вживання заходів, що сприяють підвищенню конкуренції на ринку.

Функції нагляду у електроенергетичній сфері Великобританії також здійснює Комісія з монополій і злиття (Monopoly and Mergers Commission), яка має повноваження щодо проведення антимонопольних розслідувань, що обумовлює її значний політичний вплив. Певний опосередкований нагляд в сфері електроенергетики здійснює Служба сприяння справедливій торгівлі (the Office of Fair Trade), чиїм завданням є підтримка і захист економічних інтересів споживачів.

Основним інструментом регулювання в електроенергетиці Англії і Уельсу згідно з Законом про електроенергетику є ліцензування діяльності з вироблення, передавання, розподілення і постачання електроенергії. Найважливішим складником ліцензії на монопольні види діяльності (послуги з передавання чи розподілення електроенергії) є регулювання умов діяльності ліцензіатів. При цьому цінове регулювання здійснюється шляхом фіксації формули і параметрів для розрахунку середнього рівня тарифів на передавання та постачання.

Закон про підприємства загального користування 2000 року (Utilities Act) вносить зміни до складу органів, що здійснюють регулювання в електроенергетиці: скасовуються такі інститути як Генеральний директор з енергопостачання і Генеральний директор з газопостачання. Їх функції переходять до Адміністрації газового і електроенергетичного ринків (the Gas and Electricity Markets Authority), Голови і членів якого призначає Державний секретар з торгівлі і промисловості.

Закон про підприємства загального користування 2000 року закріплює також створення нового органу – Ради споживачів газу і електричної енергії (The Gas and Electricity Consumer Council). Основним регулюючим органом в електроенергетичній і газовій галузі є, згідно Закону про підприємства загального користування, Служба газового і електроенергетичного ринків (Office of the Gas and Electricity Markets _ Ofgem), яка замінила Службу з регулювання електроенергетики (Office of Electricity Regulation) і Службу з регулювання газової промисловості (Ofgas). Служба газового і електроенергетичного ринків стала основним регулятором ринків газу і електроенергії.

На сьогоднішній день першочерговими завданнями британського Регулятора у галузі розвитку ринку електроенергії є:

- забезпечення ефективної конкуренції у сфері газопостачання і електропостачання на користь споживачів;
- сприяння створенню на електроенергетичному ринку умов формування конкурентного ціноутворення і недискримінаційного доступу для всіх виробників електричної енергії;
- сприяння уряду у вживанні заходів щодо охорони навколишнього природного середовища з найменшими втратами для споживачів електроенергії;
- сприяння процесу довгострокового інвестування в британську електроенергетичну промисловість.

Правила NETA щодо торгівлі електричною енергією в Англії та Уельсі

Основні принципи. Як було зазначено вище основний принцип NETA – всі особи, які бажають купити або продати електроенергію, мають право

вступати у будь-які вільно укладені договірні відносини між собою. Це, на думку розробників NETA, повинно привести до того, що лівова частка електроенергії продаватиметься або купуватиметься на біржах або за двосторонніми контрактами.

У число тих, хто торгує електроенергією, входять не тільки виробники та постачальники, але і нефізичні трейдери.

Роль NETA не в тому, щоб диктувати – як електрична енергія має продаватися або купуватися на біржах і/або за двосторонніми контрактами. Натомість NETA надає механізм для близьких до реального часу розрахунків за дисбаланси між суб'єктами, що купують, продають, виробляють і споживають електроенергію.

На практиці трейдери можуть купити більше або менше електроенергії, ніж вони продали, а виробничі компанії можуть фізично виробити більше або менше, ніж вони продали. Кінцеві споживачі також можуть фактично спожити більше або менше електроенергії, ніж придбали для них постачальні компанії. NETA призначена для того, щоб вимірювати ці надлишки і недоліки (дисбаланси) і визначати ціни, за які вони торгуються. Процеси, за допомогою яких розраховуються обсяги дисбалансів і плата за них, носять назву «Розрахунок дисбалансів» (Imbalance Settlement).

Завдання розрахунку дисбалансів не в тому, щоб встановити оптові ціни на електроенергію, як це було раніше, а в тому, щоб визначити ціну і провести розрахунок за відхилення між планом і фактом при порівняно малій різниці між контрактними і фізичними позиціями учасників ринку. Процес розрахунку дисбалансів вимагає порівняти обсяги електроенергії, купленої або проданої за контрактом, з результатами комерційного обліку фізичних обсягів виробництва і споживання. Крім розрахунку дисбалансів NETA також покликана функціонувати як механізм корегування бажаних рівнів навантаження генераторів і попиту (в реальному часі).

На додаток до розрахунку дисбалансів NETA також передбачає створення «Балансуючого механізму» (Balancing Mechanism). В рамках NETA системний оператор визначає, які дії запровадити для підтримки балансу між споживанням і виробництвом як на національному (стабільність частоти), так і на локальному (запобігання порушенню системних обмежень) рівні. Правила, за якими розраховуються дисбаланси і здійснюється балансування системи, містяться в документі під назвою Кодекс балансування і розрахунків (Balancing and Settlement Code).

Закриття воріт. Обсяги електроенергії, які торгуються на біржах на основі двосторонніх контрактів, повинні бути зведені до розрахункового центру, який здійснює розрахунок дисбалансів, з тим, щоб можна було визначити величину дисбалансу для кожного учасника ринку.

Оскільки розрахунок дисбалансів провадиться кожної півгодини, то і обсяги електроенергії, які вже продані на біржових майданчиках відповідно до двосторонніх контрактів, повинні бути доведені до розрахункового центру з такою самою періодичністю. Момент, після якого не можна більш повідомляти про контрактні позиції відносно певного півгодинного проміжку часу, отримав назву «Закриття воріт» (Gate closure). Він наступає за 3,5 години до даної півгодини. Це означає, що фізична торгівля електроенергією на певний півгодинний проміжок часу припиняється за 3,5 години до нього.

Балансуючий механізм. Виробничі і постачальні компанії відрізняються від трейдерів тим, що вони не тільки купують і продають електроенергію відповідно до контрактів, але і обслуговують споживачів, які фізично її споживають. Це означає, що виробничі компанії вважатимуть за краще продати ту кількість електроенергії, яку вони планують виробити. Те ж саме стосується і постачальних компаній, які прагнутимуть купити ту кількість електроенергії, яку її споживачі планують спожити. Як тільки виробничі і постачальні компанії визначать обсяги свого виробництва і споживання, вони зобов'язані повідомити про це Системного оператора. Ця вимога розповсюджується тільки на ті генератори, встановлена потужність яких перевищує 50 МВт, а також на тих споживачів, які споживають з мережі більше за 50 МВт. Системний оператор має можливість прийняти такі заявки і скористатися ними з метою контролю над локальним або національним балансом між виробництвом і споживанням в реальному часі.

Робота балансувального ринку

Мета запровадження балансувального ринку – забезпечення фізичного балансу потужності та інших найважливіших характеристик роботи системи. Для реалізації цієї мети Системний оператор здійснює такі функції:

- підтримування частоти в електричній мережі;

- корегування потоків потужності для забезпечення надійності;
- надання учасниками балансувального ринку інших допоміжних послуг.

Дія балансувального механізму для кожної певної півгодини починається після «Закриття воріт».

Системний оператор особисто відповідає за те, які заявки прийняті балансувальним ринком, і може прийняти заявку на їх відхилення повністю або частково у будь-який момент між «Закриттям воріт» і реальним часом. Він зобов'язаний забезпечити відповідність його команд технічним характеристикам роботи балансувального механізму (наприклад, швидкості набирання навантаження).

Заявки на участь в роботі балансувального ринку вказують на готовність учасника ринку до відхилення певного контрольованого ним параметра в обмін на компенсацію. Системний оператор зобов'язаний прийняти заявку на відхилення, і якщо згодом системний оператор вирішує, що певна заявка була необґрунтованою або не потрібною, він не може її відмінити. У цьому разі Системний оператор приймає протилежну заявку, тому заявки на відхилення зазвичай подаються учасниками ринку в парах з протилежними заявками.

Отже, балансувальний ринок є чимось більшим, ніж просто механізм, що дозволяє виконувати балансування системи. Насправді, він є наріжним каменем ефективного функціонування ринку електроенергії, тому що він:

- надає виробникам можливість продавати додаткові незаконтрактовані обсяги виробленої електроенергії;
- надає споживачам можливість купівлі додаткових обсягів електроенергії, щоб задовольнити їх незаконтрактований попит;
- дозволяє учасникам ринку вирішити питання, пов'язані з неточним контролем навантаження. Небаланси просто виробляються або споживаються в процесі ведення режимів в реальному часі, а розрахунки між учасниками ведуться на підставі клірингової ціни спотового ринку, що виникає в результаті ведення режиму;
- формують базову ціну для укладання форвардних контрактів.

Дисбаланс енергії

Як було зазначено у попередніх частинах статті, оптова купівля та продаж електроенергії на ринку здійснюється на підставі двосторонніх контрактів і на різних біржових майданчиках. Генерувальні і постачальні організації також відповідають за фізичні обсяги виробництва і споживання електроенергії.

Розрахунки за дисбаланси енергії необхідні для того, щоб можна було розрахуватися за різницю між фізичними і контрактними позиціями учасників ринку. Для цього необхідно порівняти дані комерційного обліку відносно виробництва або споживання кожного учасника з його контрактною позицією на кожну півгодину. Крім того, необхідно визначити ціни, по яких проводитимуться розрахунки за дисбаланси. NETA передбачає дворівневі платежі за дисбаланси, тобто ціна, по якій здійснюється оплата учасникам з надлишковим дисбалансом енергії, відмінна від ціни, яку платять учасники з дефіцитним дисбалансом енергії. Кожен учасник має два рахунки дисбалансу енергії – Рахунок виробництва і Рахунок споживання. Обсяг дисбалансу енергії розраховується як різниця між вимірними величинами генерування і споживання та відповідними контрактними величинами. Дисбаланс виробництва електроенергії – це різниця між сумарним обсягом генерування даного учасника за даними комерційного обліку і нетто його контрактних обсягів виробництва. Аналогічно дисбаланс споживання електроенергії – це різниця між сумарним обсягом споживання відповідного учасника ринку за даними комерційного обліку і нетто його контрактних обсягів споживання. Для визначення даних комерційного обліку для розрахунку дисбалансів електроенергії, їх потрібно збирати кожної півгодини.

Розрахунок цін за дисбаланси електроенергії

Ціни за дисбаланси електроенергії необхідні для того, щоб розрахуватися за надлишкову або недостатню кількість енергії на енергетичних рахунках. Вводяться дві ціни за дисбаланси електроенергії – Ціна покупки системи (System Buy Price) і Ціна продажу системи (System Sell Price).

Ціна покупки системи відображає середню ціну, по якій система має купувати електроенергію, щоб заповнити її недостатню кількість на рахунках учасників. Таким чином, якщо на рахунку зареєстрований від’ємний дисбаланс електроенергії, то власник цього рахунку повинен заплатити за нього за ціною

покупки системи. Ціна продажу системи – це ціна, по якій учасники отримують платіж за надлишки. Вона відображає середню ціну, по якій система повинна була продавати електроенергію, щоб позбавитися від її надлишку. Таким чином, якщо на відповідному рахунку зареєстрований надлишковий дисбаланс електроенергії, власник цього рахунку продає її за ціною продажу системи.

Ціни за дисбаланси електроенергії розраховуються на підставі цін в заявках на відхилення, прийнятих системним оператором на балансувальному ринку. Ціна покупки системи для певних півгодини розраховується як середня виважена за обсягом від прийнятих на цю півгодину заявок на відхилення вгору. Ціна продажу системи для певної півгодини розраховується як середня виважена за обсягом від прийнятих на цю півгодину заявок на відхилення вниз. Ціна на відхилення вгору менше або дорівнює ціні на відхилення вниз. Заявки, які використовуються не для балансування обсягів електроенергії, а для балансування системи (наприклад, з метою запобігання перевантаження мережі або інших порушень надійності) не беруться до уваги під час розрахунку ціни за дисбаланс. Тобто балансувальний механізм призначений не лише для усунення дисбалансів електроенергії, але і для того, щоб дати системному операторові можливість підтримувати надійність системи. Як доповнення до викладеного вище в розрахунку ціни за дисбаланси електроенергії застосовується ще низка поправок з метою обліку втрат та ін. Зазвичай ціна покупки системи вища, ніж ціна продажу системи.

Енергетична біржа UK PX (UK Power Exchange)

В Англії на ринку електричної енергії діє декілька бірж, найбільшою з яких є UK PX, яка заснована учасниками ринку в 2001 р. До складу UK PX входить також клірингова палата. Основний обсяг операцій на біржі відбувається на спот-ринку, який є доповненням до ринку двосторонніх довгострокових контрактів.

Спот-ринок забезпечує торгівлю електроенергією максимально близько до часу початку постачання. Біржа UK PX торгує такими видами контрактів:

1. Залежно від годин постачання – контракти на базове та на пікове навантаження.
2. Залежно від періоду постачання:

- сезонні, тобто зимові та літні контракти;
- квартальні 13-тижневі контракти;
- місячні контракти;
- тижневі контракти на базове та пікове навантаження;
- добові контракти на пікове навантаження – з 7-00 до 19-00 протягом будніх днів;
- спот-контракти (півгодинні).

Всі учасники торгів на біржі є членами клірингової палати, яка контролює виконання умов постачання (споживання) електроенергії та її оплати.

Основні причини заміни Пулу на NETA

Абстрагуючись від різного роду тверджень і інтенсивної PR-кампанії, що супроводжувала зміну Пулу на NETA, можна привести такі аргументи зміни моделі роботи ринку електричної енергії:

- недостатня гнучкість керування Пулом перешкоджала змінам і гальмувала реформи в енергетичному секторі;
- обмежена участь попиту в механізмі ціноутворення призвела до цін вище економічно обґрунтованих;
- складність і непрозорість механізму ціноутворення і обмежена конкуренція затримували розвиток ринків фінансових інструментів і обмежувала ліквідність на ринку контрактів;
- умови роботи Пулу надавали можливість зловживання ринковою силою, через те, що всім виробникам платили за тією ж ціною, тоді як сама ця ціна встановлювалася на підставі заявок лише небагатьох з них. Іншими словами, існування єдиної ціни Пулу замість цін в договорах між індивідуальними продавцями і покупцями перешкоджало тиску попиту на рівень цін.

Пропускна спроможність мережі

Існування двосторонніх фізичних договорів купівлі-продажу електроенергії за визначенням вимагає, щоб кожна така угода супроводжувалася відповідним контролем пропускної спроможності мережі для його здійснення. Магістральні мережі Великобританії є досить потужними, проте в них існує близько двох десятків практично постійних системних обмежень. Ситуація ускладнюється також і тим, що надзвичайно важко

розділити операції системного оператора, пов'язані з необхідністю балансування, і операції, спрямовані на підтримку надійності. Тобто значна частина операцій призначена для обох цілей.

Деякі висновки

Як очевидно з викладеного вище, в NETA відсутній централізований механізм вибору складу устаткування, розроблення і ведення режимів роботи енергосистеми, які були властиві Англійському пулу. Замість цього дії як продавців, так і покупців визначаються в основному тими договорами, які їм вдалося укласти. Ця система торговельних стосунків, а також надійність постачання електроенергії підкріплюється такими важливими чинниками:

1. Наявність надлишку потужностей, значна частина яких є найсучаснішим і маневреним устаткуванням.
2. Наявність досить потужної магістральної мережі з достатньою пропускнуою спроможністю.
3. Накопичений за останні роки досвід роботи в конкурентному середовищі.
4. Ретельно розроблена нормативно-правова база.
5. Досконала структура фінансових стосунків.
6. Розвинена система вимірів і оснащеність системи приладами типу АСКОВЕ і відповідними базами даних для комерційного обліку.
7. Практично вільні ринки палива.

Не дивлячись на все це, впровадження NETA супроводжувалось багатьма труднощами, в основному пов'язаними із створенням програмно-апаратного комплексу, призначеного для того, щоб втілити в життя положення Кодексу балансування і розрахунків.

1.5 Ринок електроенергії Республіки Казахстан: сучасний стан та перспективи розвитку

Деяко з історії

У першій половині 1990-х років електроенергетика Казахстану була єдиною державною вертикально інтегрованою монополією і майже не мінялася до 1996 року. Радикальна реформа в галузі почалася в 1996 р. з прийняттям Програми приватизації і реструктуризації в електроенергетиці, затвердженої постановою Уряду у травні 1996 року.

Основні напрями реформи, окреслені в Програмі, зводилися до:

- виділення конкурентної сфери в електроенергетиці і приватизації віднесених до неї підприємств;
- встановлення різних підходів до регулювання монопольних і конкурентних видів діяльності;
- створення конкурентного ринку електроенергії.

Таким чином, було визначено, що електроенергетика не відноситься цілком до сфери природних монополій.

Сучасне законодавство Казахстану відносить до сфер діяльності природних монополій:

- оперативно-диспетчерське керування єдиною енергетичною системою Казахстану, яке здійснює системний оператор (ЦДУ ЄЕС Казахстану), що входить до складу BAT KEGOC (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company), створеного у 1996 року;
- транспортування електроенергії (включаючи передавання магістральними мережами, які разом з підстанціями і іншою інфраструктурою контролюються також BAT KEGOC) та розподілення електроенергії низьковольтними мережами 110 кВ і нижче.

Крім того, держава зберігає монопольний контроль над деякими сферами діяльності в галузі, формально не віднесених законодавством до сфер діяльності природних монополій. Зокрема, їй належать оператор ринку електроенергії, а також найбільші гідроелектростанції, чия сумарна потужність складає десяту частину сукупної встановленої потужності електростанцій країни.

До конкурентних видів діяльності в Казахстані відносяться виробництво, а також гуртовий збут електроенергії. Що стосується роздрібного збуту, то чинне законодавство Казахстану не відносить його до природно-монопольних

видів діяльності. Проте відпускні тарифи на електроенергію для роздрібних споживачів підлягають державному регулюванню відповідно до закону «Про електроенергетику». Таким чином, якщо передавання і диспетчеризація електроенергії в Казахстані зосереджені в руках держави і відокремлені від конкурентних сфер діяльності, то монопольна функція розподілення електроенергії знаходиться під змішаним контролем держави, приватних і муніципальних структур, і часто-густо поєднується з потенційно конкурентним збутом та виробництвом електроенергії.

Початок лібералізації

Перші ознаки лібералізації ринку електроенергії в Казахстані з'явилися в 1996 році, проте повноцінної інфраструктури торгівлі електричною енергією у той час створено ще не було.

Конкурентний гуртовий ринок двосторонніх контрактів і ринок резервів електричної потужності почав формуватися у 1997-1999 рр. Дещо пізніше з'явився біржовий сегмент ринку. Його нормативна база була створена одночасно з прийнятою в квітні 2000 року Концепцією вдосконалення гуртового ринку електричної енергії і потужності, а також затвердженими в січні 2001 року Правилами організації і функціонування гуртового ринку електричної потужності і енергії. Перші спот-торги «на день уперед» були започатковані у лютому 2002 року.

Сучасний ринок електроенергії Казахстану відповідно до закону «Про електроенергетику» підрозділяється на гуртовий і роздрібний. Принципи вільної торгівлі електроенергією діють в основному на гуртовому рівні. Покупці електроенергії, допущені на гуртовий ринок, можуть вільно вибирати постачальника і укласти з ним контракти. При цьому гуртові ціни на електроенергію відповідно до законодавства не підлягають державному регулюванню. Тарифи ж на передавання електроенергії і диспетчеризацію встановлює держава.

На початок 2004 року на відкритому гуртовому ринку торгувалося близько 40 % загального обсягу виробленої електроенергії, що майже відповідало аналогічним показникам деяких розвинених країн, де здійснювалася лібералізація електроенергетики.

Настільки вагома частка конкурентного ринку забезпечувалася чи не найнижчим серед республік колишнього СРСР і країн Східної Європи порогом допуску кваліфікованих споживачів електроенергії на конкурентний ринок – менше 5 МВт за добу. При цьому переважна частина обороту гуртового ринку припадала на децентралізовану торгівлю, яка здійснювалася в рамках двосторонніх контрактів.

Згідно з Концепцією подальшого розвитку ринку електричної енергії Республіки Казахстан, прийнятою постановою Уряду у лютому 2004 року, передбачалося ускладнення структури гуртового ринку, яка містила:

- ринок децентралізованої торгівлі електроенергією (двосторонні короткострокові контракти);
- ринок централізованої торгівлі (біржовий сегмент);
- балансувальний ринок, яки працює в режимі реального часу;
- ринок системних і допоміжних послуг.

На відміну від двосторонніх контрактів, на централізованих торгах відбувалася торгівля на багатобічній основі. Участь в централізованих торгах в Казахстані має добровільний характер.

На початок 2004 року централізована торгівля фактично була представлена лише спот-ринком «на день вперед», проте Концепцією був передбачений розвиток централізованої торгівлі на середньо- (тиждень, місяць) і довгостроковій (квартал, рік) основі, а також операцій, що передбачають постачання електроенергії протягом операційної доби (внутрішньодобовий ринок).

Ринок балансування, оператором якого є ВАТ KEGOC, передбачав торгівлю в режимі реального часу і був призначений для максимально оперативного покриття дисбалансів між фактичними і договірними величинами вироблення та споживання електроенергії, включеними в почасовий диспетчерський графік. Зокрема, в цьому сегменті ринку відбувалася оперативна реалізація потужності, що не зажадалася на спот-ринку.

Необхідно відзначити, що, хоча на початок 2005 року правова база торгівлі електроенергією була фактично сформована, проте електроенергетика Казахстану технічно була не достатньо готова до широкомасштабної торгівлі в режимі, наближеному до реального часу, оскільки це вимагало значної

модернізації – досконаліших систем керування і контролю роботи енергосистеми, сучасних телекомунікаційних систем передавання інформації.

Розвиток біржового ринку також вимагав впровадження сучасних інформаційних технологій, які полегшать обмін інформацією і оперативне реагування учасників ринку, дозволять розширити круг учасників багатобічних торгів. Держава узяла на себе частину цього завдання – підконтрольний їй сектор галузі під гарантії держбюджету був переобладнаний в рамках програми «Модернізація національної електричної мережі».

Деякі результати перших років реформування

В процесі реформування електроенергетичної галузі Республіки Казахстан, що була здійснена впродовж 1996 – 2004 рр., та створення конкурентного ринку електричної енергії вдалося досягнути наступних позитивних результатів:

- ціни на електроенергію для кінцевих споживачів знизилися в порівнянні з періодом до запровадження реформи і стабілізувалися на нижчому рівні, не дивлячись на девальвацію національної валюти в 1999 р. і зростання

вартості палива і залізничних перевезень. На гуртовому ринку електроенергії встановилися нижчі ціни, ніж в більшості країн СНД і Європи, тобто від 0,8 до 0,9 цента за 1 кВт·ч;

- не дивлячись на деяке зростання з кінця 1990-х рр. споживання електроенергії, дефіцит енергобалансу країни був практично ліквідований, що відповідало стратегічній меті розвитку галузі, сформульованої в Програмі розвитку електроенергетики Республіки Казахстан до 2030 року;

- підвищилася надійність енергопостачання та стабілізувалася частота струму;

- був створений і розвивався ринок резервів електричної потужності;

- істотно зросла платіжна дисципліна, у багато разів скоротилася доля негрошових форм розрахунків в галузі (не більше 5 – 10 % в 2003 році проти 80 % в 1997 році);

- активізувалися інвестиції в електроенергетику.

В той же час багато проблем ще залишалися невирішеними:

- не було зупинено збільшення зносу основних фондів, тобто, враховуючи зростаюче споживання електроенергії і підвищення навантажень на устаткування, відбувалося подальше підвищення ризиків виникнення збоїв в роботі енергосистеми;

- інфраструктура галузі не відповідала сучасним вимогам (40 – 50 % устаткування експлуатувалось понад 20 років), що стримувало розвиток біржової торгівлі в режимі реального часу. Недостатня розвиненість цих сегментів ринку, здатних найбільш оперативно реагувати на кон'юнктуру, заважала подальшій оптимізації роботи енергосистеми;

- ринку електроенергії не вистачало дієвих механізмів компенсації комерційних і технічних ризиків (страхування, хеджування тощо);

- на більшості роздрібних ринків зберігався монополізм;

- рівень розвитку електроенергетики і показники енергозабезпечення істотно розрізнялися по території країни – ціни на електроенергію на місцевих ринках розрізнялися більш ніж в два рази, а в деяких енергодефіцитних районах споживачі були позбавлені технічної можливості вибирати постачальників електроенергії.

Основні напрями подальших перетворень в галузі були обумовлені необхідністю вирішення зазначених вище проблем, а також наступними пріоритетами державної політики у сфері електроенергетики:

- завершення розділення монопольних і конкурентних видів діяльності в енергетиці;

- подальше розширення конкурентного ринку електроенергії за рахунок розвитку біржового сегменту гуртового ринку і лібералізації роздрібного;

- модернізація технічної інфраструктури ринку електричної енергії.

1.6 Европейские электроэнергетические рынки: опыт Испании

Впереди Европы всей

В настоящее время в Испании суммарная проектная мощность ветроэлектростанций составляет 21 тыс. мегаватт. В течение трех последующих лет планируется ввод в эксплуатацию двух новых ветроэлектростанций мощностью 1 тысяча мегаватт каждая. В дальнейшем Испания планирует постоянное увеличение объемов электроэнергии, производимой на ветроэлектростанциях, каждый год запуская новые генераторы.

«Ветряные мельницы», с которыми сражался Дон Кихот, сегодня уже обогнали АЭС по объему вырабатываемой электроэнергии. На долю ветроэлектростанций приходится 21 % генерации, что делает энергию ветра одним из главных источников электрической энергии в Испании.

Страна стала лидером Евросоюза по выработке ветроэлектрической энергии, обойдя Германию, и благодаря ветрякам ежемесячно экономит 250 млн евро на импорте энергоносителей, вырабатывая с помощью ветроэлектростанций такой объем электроэнергии, которого достаточно для покрытия всех потребностей соседней Португалии. При этом стоимость электроэнергии, вырабатываемой на ВЭС, почти сравнялась со стоимостью традиционных источников.

Помимо экономического эффекта, использование ветроэлектростанций позволяет ежегодно избегать выбросов в атмосферу 1,8 млн. тонн углекислого газа, что эквивалентно тому, как если бы в стране ежегодно сажали 800 тысяч деревьев.

Общая характеристика рынка

В структуру энергетической системы Испании (рис. 1.6) входят:

- производители обычного режима (ТЭС, ГЭС, АЭС, станции комбинированного цикла);
- производители специального режима (альтернативные источники и когенерация);
- системный оператор (он же – оператор высоковольтной сети);
- оператор рынка электроэнергии;
- распределительные компании (4 крупные и 230 мелких);
- поставщики электроэнергии;
- поставщики последней инстанции (5 компаний);
- квалифицированные потребители.

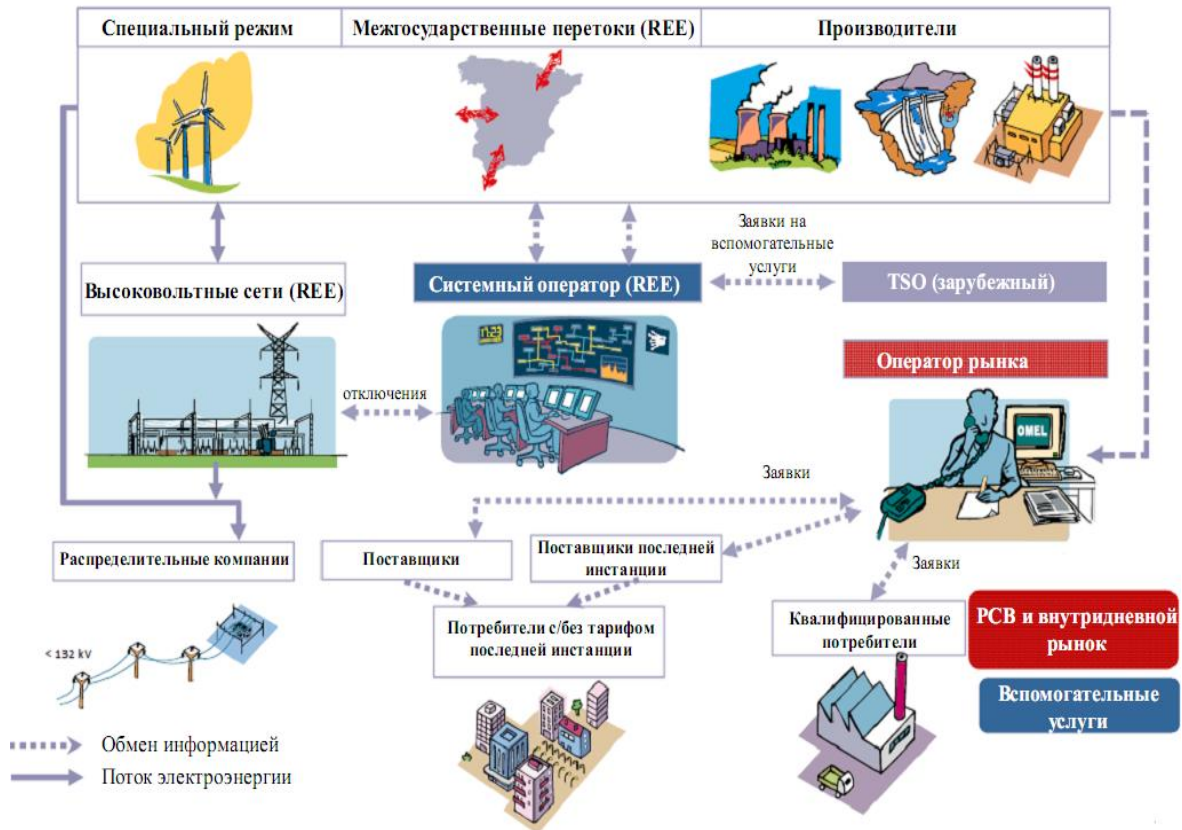


Рис. 1.6 – Структура энергетической системы Испании

Структура установленной мощности энергосистемы Испании на октябрь 2011 г. (по данным RED ELECTRICA) показана на рис. 1.7, а структура производства – на рис. 1.8.

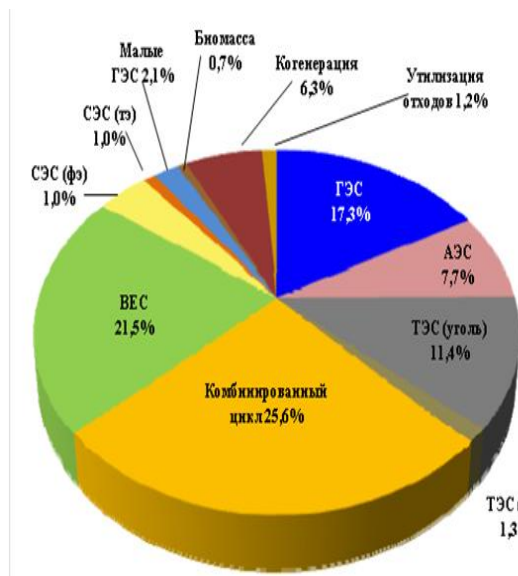


Рис. 1.7 – Структура установленной мощности энергосистемы Испании

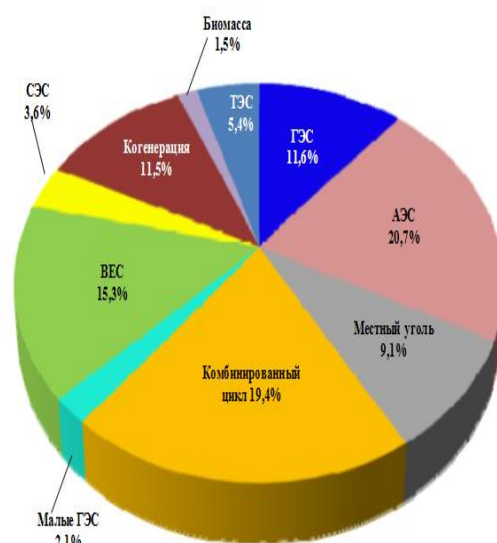


Рис. 1.8 – Структура производства электроэнергии

Испания контролирует перетоки с Францией, Португалией и Марокко, имея при этом очень ограниченные сетевые возможности. Взаимодействует с энергосистемой Португалии почти как остров. С Марокко Иберийский рынок связан подводным кабелем.

Договоренность о совместном функционировании рынка электроэнергии (так называемом Едином Иберийском рынке) была достигнута на правительственном уровне двух стран. При этом каждая страна является отдельной ценовой зоной. Если нет ограничений по пропускной способности, рынок Испании и Португалии закрывается с едиными почасовыми ценами. Если ограничения имеются – происходит разделения рынка с формированием разных ценовых зон. При этом следует отметить, что примерно 90 % времени Испания и Португалия работают как единая ценовая зона, а рынок финансовых контрактов (диревативов) Иберийского полуострова (OMIP) находится в Португалии.

Организационная схема энергетического рынка представлена на рис. 1.9.

Как отмечалось выше, на рынке работают один сетевой агент (RED ELECTRICA ESPANA), один оператор рынка (OMEL), 4 крупные и 230 мелких распределительных компаний, а также 5 сбытовых компаний последней инстанции



Рис. 1.9 – Организационная схема энергетического рынка Испании

Структурная схема работы рынка электрической энергии Испании показана на рис. 1.10.

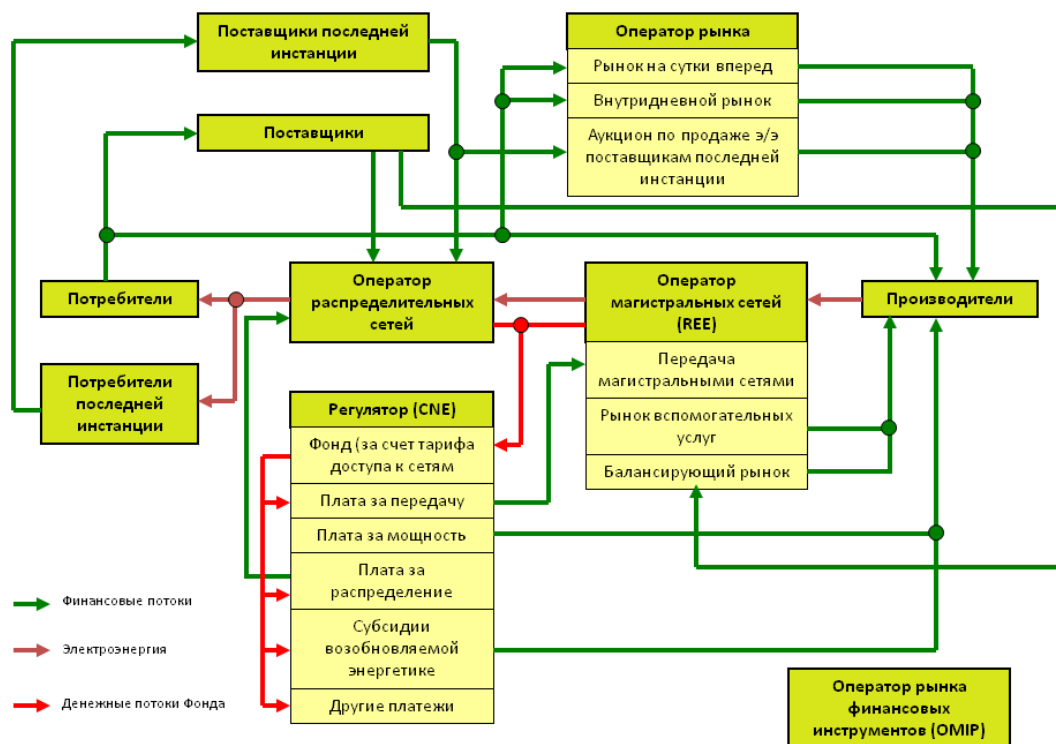


Рис. 1.10 – Структурная схема работы рынка электрической энергии Испании

Оператор рынка OMEL – акционерная компания, акционерами которой могут быть физические или юридические лица с максимальной долей в капитале не более 5 %. Руководство OMEL назначается акционерами на 6 лет при предварительном согласовании кандидатуры Министерством промышленности и транспорта. Законодательно закреплено положение о том, что OMEL – единственный оператор рынка электроэнергии, основными функциями которого являются управление рынком «на сутки вперед» (PCB) и Внутридневным рынком. В штате компании – около 200 человек, а бюджет на 2011 г. составлял около 14 млн. евро.

OMEL получает доход от управления рынком и аукционом по продаже электроэнергии поставщикам последней инстанции (затраты оплачиваются участниками пропорционально купленной электроэнергии), а также от проведения учебных курсов по работе рынка.

На аукционах по продаже электроэнергии поставщикам последней инстанции продаются базовые контракты, а также контракты на определенные периоды (с 8-00 до 20-00 с понедельника по пятницу).

Основные рыночные процедуры РСВ показаны на рис. 1.11, графики формирования кривых спроса и предложения – на рис. 1.12, а временные рамки внутрисуточного рынка – на рис. 1.13. Для корректировки договорных позиций для участников предусмотрено проведение 6 сессий внутрисуточного рынка, участвовать в которых могут только те участники, которые имеют контракты, заключенные на РСВ (или двусторонние). Каждая сессия имеет час открытия и закрытия. Первая сессия открывается в 16-00.

В процессе организации работы энергетического сектора Испании огромное значение придается прогнозам количества электроэнергии, вырабатываемой ВЭС. За неправильные прогнозы взимаются штрафные санкции, что не характерно для операторов других стран Европы.

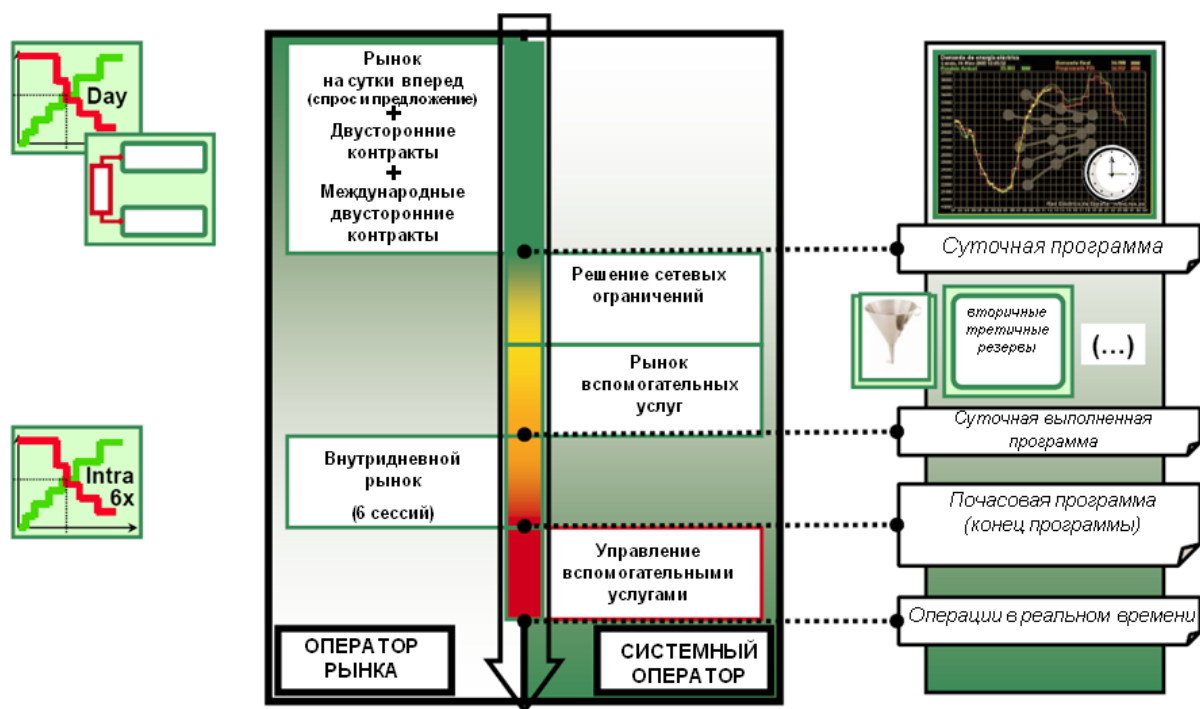


Рис. 1.11 – Основные рыночные процедуры рынка «на сутки вперед»

Рынок на сутки вперед Кривые спроса и предложения

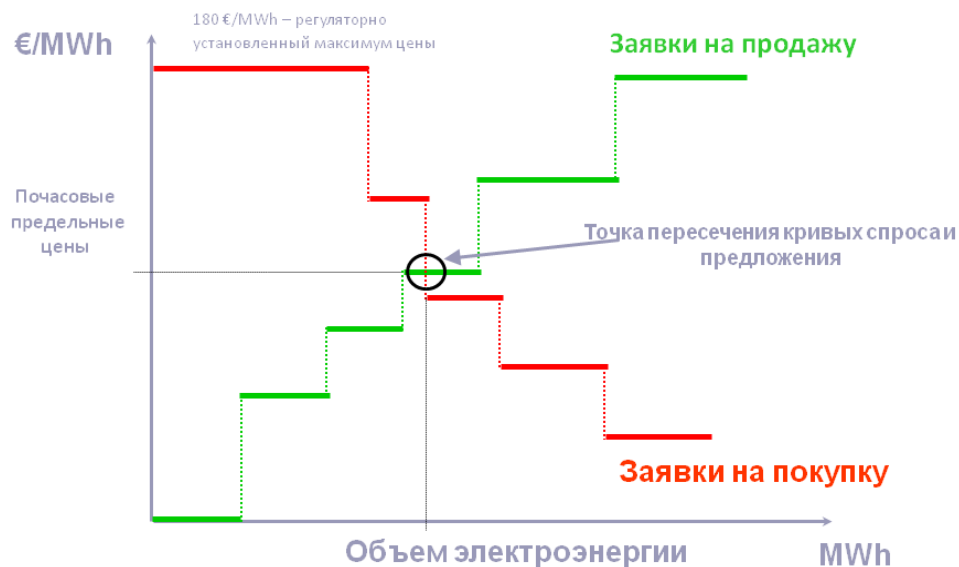


Рис. 1.12 – Графики формирования кривых спроса и предложения на рынке электрической энергии Испании

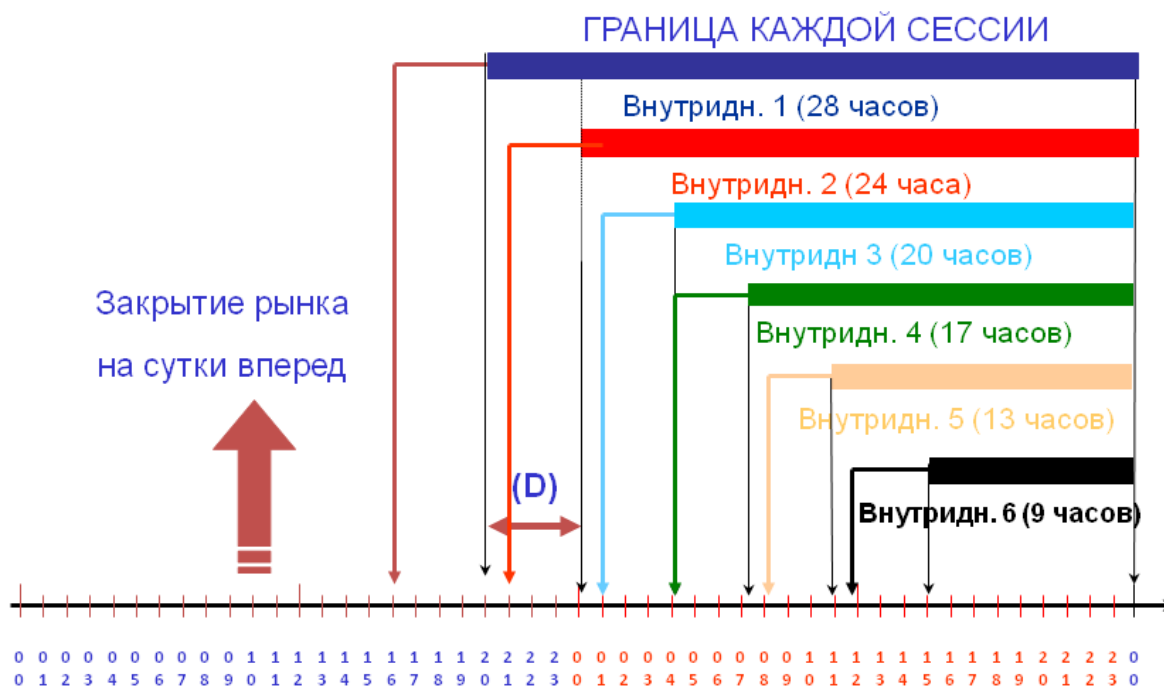


Рис. 1.13 – Временные рамки внутрисуточного рынка электрической энергии

Контрольні запитання та завдання для самостійної роботи

1. Сформулюйте мету реформування енергетичної галузі провідних країн світу.
2. Наведіть перелік завдань, які вирішуються в процесі реформування енергетичної галузі.
3. Назвіть країни, реформування енергетичної галузі яких було здійснено найраніше і стало прикладом для подальшого реформування в інших країнах.
4. Наведіть відмінності шляхів реформування енергетичних галузей провідних європейських країн.
5. Що таке «ринок електричної енергії»?
6. У чому полягає мета створення ринків електричної енергії?
7. Наведіть найголовніші ознаки ринку електричної енергії, створеного за моделлю пула.
8. У чому саме полягають переваги та недоліки створення ринків електричної енергії за моделлю пула?
9. За рахунок чого спостерігається посилення конкуренції між учасниками ОРЕ, створеного за моделлю пула?
10. Охарактеризуйте основні риси Пула електричної енергії Англії та Уельсу. Чому цей ринок електричної енергії довгий час був взірцем для інших країн?
11. З якою метою у Великій Британії було запроваджено новий порядок торгівлі електроенергією (New Electricity Trading Arrangement, або NETA)?
12. Які найголовніші висновки можна зробити щодо створення ринку електричної енергії на прикладі Пула електричної енергії Англії та Уельсу?
13. У чому саме полягає скандинавський досвід створення ринків електричної енергії?
14. Які особливості притаманні енергетичній галузі Іспанії та Португалії?
15. Як і чому саме має трансформуватися модель Пула електричної енергії?
16. Наведіть та охарактеризуйте основних учасників ринку електричної енергії.

17. З якою метою створюються біржі електричної енергії?
18. У якій країні було організовано першу в світі біржу електричної енергії?
19. Що таке «закриття воріт»?
20. Поясніть сутність терміну «Балансувальний ринок».
21. Яким чином було організовано ринок електричної енергії Іспанії?

РОЗДІЛ 2

РИНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ: СУЧАСНИЙ СТАН ТА ШЛЯХИ РЕФОРМУВАННЯ

2.1 Реформування ринку електроенергії України: від ринку «єдиного покупця» до двосторонніх контрактів

Оптовий ринок електроенергії України (ОРЕ), який було створено у 1996 році за зразком моделі Пулу електроенергії Англії та Уельсу, функціонує за схемою ринку «єдиного покупця». Протягом тривалого часу робота ОРЕ, як і української енергетичної галузі в цілому, була нестабільною. Це було пов'язано насамперед, з проблемами неплатежів та накопиченої заборгованості за спожиту електроенергію. Зокрема, до 2000 р. переважали різні форми бартерних розрахунків, і тільки незначна частина оплати здійснювалась грошовими коштами. Від цього, в першу чергу, страждали генерувальні компанії, доходи яких від продажу електроенергії не покривали найнеобхідніших потреб. Негативно вплинула на ефективність функціонування ОРЕ також відсутність деяких правил (наприклад, щодо кредитного покриття) та технічної інфраструктури (системи обліку та інформаційні системи для оператора ринку та оператора системи), необхідних для нормального функціонування ринку електроенергії. Разом зі специфічними проблемами, характерними для електроенергетичної галузі України, неефективність моделі Пулу обумовлюється також власними недоліками, які були виявлені, зокрема, протягом десятирічного функціонування Пулу Англії та Уельсу.

Перша спроба розв'язати проблеми галузі шляхом заміни моделі ринку «єдиного покупця» на ринок двосторонніх контрактів була зроблена в 1999 – 2000 рр., коли депутатом Верховної Ради України М. Павловським був підготовлений проект Закону України «Про засади функціонування оптового ринку електричної енергії в Україні». Проект Закону пройшов перше читання у Верховній Раді, але в подальшому був відхилений, оскільки не давав відповіді на важливі питання щодо організації нової моделі ринку, зокрема, щодо балансуючого механізму, ринку допоміжних послуг, а також різної собівартості електроенергії, що виробляється на ТЕС, АЕС та ГЕС.

Хоча у 2000 – 2001 рр. в результаті здійснених урядом заходів було забезпечено стійку тенденцію до досягнення повної оплати за спожиту електроенергію, цілі, які були висунені при створенні ОРЕ, в цілому, не були досягнуті. Не було запроваджено механізми ціноутворення, яке відображало б реальні витрати на постачання електроенергії споживачам з різними типами навантаження та на надання всіх видів послуг і, відповідно, не була забезпечена ефективна конкуренція між виробниками електроенергії. Надмірне регуляторне втручання в діяльність ринку з метою розв’язання поточних питань посилювало механізми адміністративного регулювання за рахунок зниження рівня конкуренції і в той же час не сприяло підвищенню ефективності і залученню інвестицій в галузь. В цілому спостерігається рух до централізованого, монополістичного, адміністративно-керованого ринку електроенергії.

Принципове вирішення проблеми неплатежів дозволило поставити завдання переходу від моделі ринку «єдиного покупця», обтяженої специфічними особливостями її українського варіанту, до більш ефективної та орієнтованої на потреби споживачів моделі ринку електроенергії.

Силами провідних українських фахівців та міжнародних консультантів була розроблена і схвалена постановою КМУ від 16.11.2002 р. № 1789 Концепція функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України (далі – Концепція). Концепцією визначено коротко- і середньострокові перспективи розвитку ринку електроенергії України – поетапний перехід від діючої моделі ринку «єдиного покупця» до повномасштабного конкурентного ринку електроенергії – ринку двосторонніх контрактів з балансуючим ринком.

Концепцією передбачався перехід до повномасштабного конкурентного ринку в три етапи:

- на першому етапі мало бути забезпечене більш повне використання потенційних можливостей існуючої моделі ОРЕ (моделі «єдиного покупця»), усунення негативних наслідків тривалої загальноекономічної кризи та створення умов для переходу до ринку двосторонніх контрактів;
- другий етап передбачає поступове впровадження двосторонніх договорів та балансуючого ринку, паралельну роботу елементів старої і нової структури ринку;

- на третьому етапі передбачається впровадження повномасштабного ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку, а також відповідних систем моніторингу.

Організація роботи щодо впровадження Концепції покладена на Міжвідомчу комісію з координації роботи, пов'язаної з реалізацією концепції функціонування та розвитку ОРЕ, створеною постановою Кабінету Міністрів України від 17.03.2004 № 328. У розробленні та впровадженні положень Концепції беруть участь всі зацікавлені міністерства та відомства при координуючій ролі НКРЕ.

Протягом першого етапу реалізації Концепції здійснювались заходи, спрямовані на розв'язання проблем, без вирішення яких не можливо перейти до наступних етапів розвитку ОРЕ, зокрема:

- забезпечення повної оплати вартості спожитої електроенергії та вирішення проблеми накопиченої заборгованості;
- удосконалення системи економічного регулювання в електроенергетиці;
- удосконалення виробничо-технологічної системи та системи забезпечення роботи ОРЕ;
- формування цілісної правової бази функціонування електроенергетичної галузі.

В цілому можна вважати вирішеною проблему поточної сплати за спожиту електроенергію, суттєві зрушення досягнуті у вирішенні проблеми накопиченої заборгованості, здійснювалися заходи щодо розроблення та удосконалення нормативної бази і договірних відносин на ОРЕ.

В той же час залишаються нерозв'язаними проблеми забезпечення ефективного функціонування ринків енергетичного палива, не прийнято закону щодо засад функціонування ринку природного газу України, закону про орган державного регулювання в енергетиці України.

Проте протягом першого етапу реалізації Концепції були забезпечені ключові організаційно-економічні умови для поступового впровадження системи двосторонніх договорів купівлі-продажу електричної енергії між виробником і споживачем або постачальником.

Перехід до нової моделі ринку передбачає кардинальну зміну структури та правил ринку і має бути ретельно підготовлений. Крім того, необхідно провести значну підготовку персоналу учасників ринку електроенергії до роботи в умовах нового ринку та перехідного періоду.

Невиконання в повному обсязі передбачених заходів може призвести до дестабілізації ринку електроенергії, що, в свою чергу, може спричинити кризові явища в інших галузях економіки. Розроблення цілісної нормативно-правової бази нової моделі ринку електричної енергії України відповідно до положень Концепції передбачено Компонентом Е «Впровадження Концепції Оптового ринку електроенергії України» Угоди про позику між Україною та МБРР за проектом реабілітації гідроелектростанцій, підписаної Урядом України 19 вересня 2005 р. і ратифікованої Парламентом України 21 грудня 2005 року. В рамках проекту НКРЕ та іншим зацікавленим сторонам надається консультаційна підтримка з метою забезпечення успішного впровадження Концепції ОРЕ шляхом:

- визначення найефективнішої працездатної моделі ринку та шляху переходу до нової моделі ринку, а також умов і домовленостей, необхідних для успішного впровадження положень Концепції;
- розроблення проектів законів, правил, кодексів та угод, які будуть необхідними для запровадження нової моделі ринку;
- підготовки специфікацій програмного і апаратного забезпечення систем телекомунікацій та обліку.

З метою реалізації Компоненти Е Угоди про позику було проведено тендерну процедуру відбору консультантів відповідно до правил Світового банку, за результатами якої було визначено переможця - консорціум консультаційних компаній на чолі з компаніями КЕМА International (Нідерланди) та ЕСА (Великобританія), який надаватиме консультаційні послуги НКРЕ в рамках Компоненти Е «Впровадження концепції Оптового ринку електроенергії» (контракт було укладено 18 квітня 2007 року). Контрактом передбачено тісну співпрацю між консультантами та Міжвідомчою комісією і її робочими групами.

Протягом 2007 – 2009 рр. в рамках проекту мають бути розроблені основні нормативні акти щодо структури та правил функціонування нової моделі ринку, а також визначені шляхи переходу від діючої до перспективної моделі ринку

Ця робота здійснюється в 2 етапи. На першому етапі, який тривав 5 місяців, консультанти проаналізували сучасний стан справ в електроенергетичному секторі України і запропонували можливі варіанти нової моделі ринку електроенергії України та можливі шляхи переходу від існуючої до перспективної моделі ринку. На підставі цього аналізу 30 листопада 2007 року було прийнято розпорядження Кабінету Міністрів України № 1056 «Про схвалення плану заходів щодо реалізації положень Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України», яким було схвалено план впровадження нової моделі ринку електроенергії.

Після прийняття рішення Уряду розпочався другий етап реалізації проекту – розроблення основних правил, кодексів та угод, що регламентують функціонування нової моделі ринку електроенергії, а саме:

- Ринкові правила для ринку двосторонніх контрактів;
- Кодекс балансування та розрахунків;
- Кодекс магістральних мереж;
- Кодекс розподільних мереж;
- Правила ринку допоміжних послуг;
- Правила дій у випадках неспроможності постачальників та генеруючих компаній;
- Правила кредитних гарантій для балансуючого ринку;
- Правила реєстрації учасників ринку, контрактів та точок обліку;
- Кодекс обліку електроенергії;
- Зразок двосторонніх контрактів;
- Угоди про доступ до передавальної системи;
- Угоди про доступ до розподільної системи;
- Правила моніторингу ринку.

Значний обсяг роботи має бути виконаний в частині вдосконалення системи регулювання суб'єктів природних монополій. Зокрема, будуть розроблені методології:

- оцінки вартості активів, необхідної для розрахунку бази нарахування прибутку при тарифному регулюванні;
- окремого бухгалтерського обліку за видами діяльності;
- встановлення тарифів на послуги магістральних мереж;

Для створення належної інфраструктури ринку протягом зазначеного періоду будуть розроблені принципи побудови архітектури інформаційної системи ринку та системи зв'язку, визначено перелік необхідного апаратного та програмного забезпечення.

Нова структура та принципи функціонування ринку електроенергії мають бути законодавчо закріплені шляхом внесення змін до чинного законодавства та ліцензійних умов. Планується, що поетапний перехід до двосторонніх контрактів розпочнеться в 2009 році і завершиться в 2014 році.

На сьогодні консультанти консорціуму КЕМА – ЕСА разом з українськими фахівцями опрацьовують деталі перехідного періоду, з використанням моделювання здійснюють пошук оптимальної стратегії переходу від діючої до нової моделі ринку. Після завершення цієї роботи в червні 2008 року планується провести масштабну конференцію з залученням представників підприємств галузі, органів державної влади, науково-дослідних установ, міжнародних організацій, засобів масової інформації, на якій відбудуться презентація та публічне обговорення організаційної структури та основних механізмів функціонування нової моделі ринку, шляхів її впровадження.

2.2 Ринок двосторонніх договорів та балансуючий ринок.

Принципи функціонування

Специфіка ринків електроенергії, на відміну від ринків інших товарів, визначається тим, що електроенергію не можна накопичувати – в кожен момент часу кількість виробленої електроенергії має відповідати кількості спожитої електроенергії. Тому для нормального функціонування ринків електроенергії має бути передбачений механізм балансування попиту та пропозиції в реальному часі.

В діючій на сьогодні в Україні моделі ринку електроенергії – ринку «єдиного покупця» – балансування забезпечується шляхом щогодинного узгодження попиту та пропозиції на ринку цінових заявок, в якому беруть участь блоки ТЕС. При переході до ринку двосторонніх контрактів для вирішення проблеми небалансів мають бути створені спеціальні механізми балансування – балансуючий ринок.

Повномасштабний конкурентний оптовий ринок електроенергії, що базується на двосторонніх контрактах, охоплює кілька ринків, які відрізняються часовими періодами:

- *Ринок довгострокових контрактів*, на якому покупці та продавці укладають контракти на постачання електроенергії на майбутні періоди, наприклад, на тиждень, місяць чи рік наперед.
- *Ринок «за добу наперед»*, на якому покупці та продавці укладають контракти на постачання електроенергії на наступну добу.
- *Балансуючий ринок*, який використовується для узгодження пропозиції електроенергії та попиту на неї («балансування» системи) в реальному часі протягом доби.

Схема багаторинкової моделі ринку електроенергії наведена на рис. 2.1.

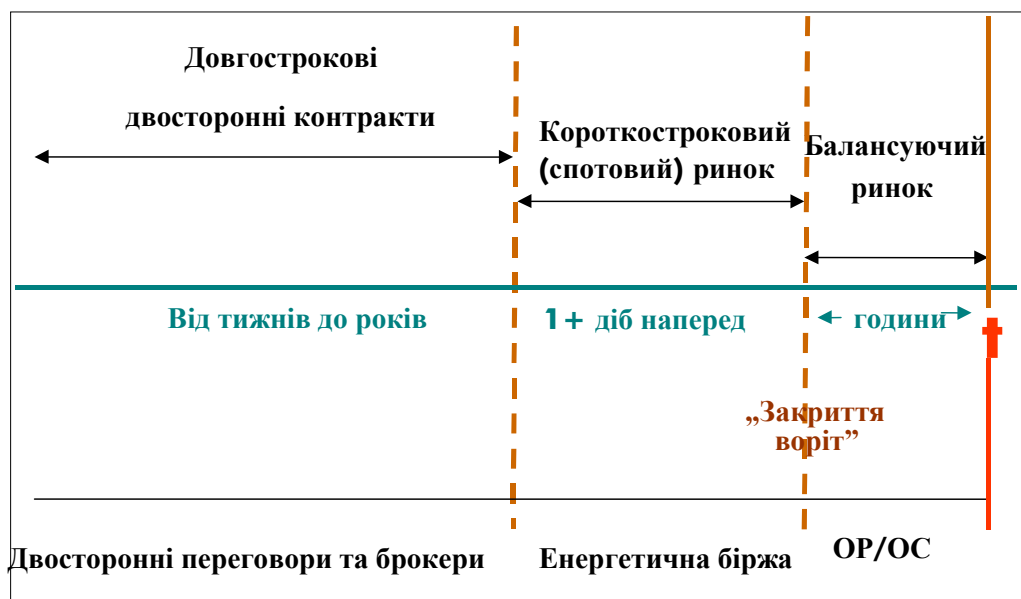


Рис. 2.1 – Схема багаторинкової моделі ринку електроенергії

Покупець електроенергії спочатку планує покрити свій прогнозований попит на електроенергію за рахунок закупівлі на ринку довгострокових контрактів. Це може бути разова операція або кілька послідовних операцій аж до початку дії ринку «за добу наперед». Ринок «за добу наперед» використовується для більш точного узгодження очікуваного попиту з законтракованими поставками, оскільки за добу перед постачанням є можли-

вість точніше визначити прогнозований попит. І балансуючий ринок використовується для узгодження попиту та пропозиції в день поставки.

Двосторонні контракти передбачають фізичне постачання електроенергії виробником постачальнику чи споживачу. Вони можуть укладатись на постачання базової електроенергії, пікової електроенергії, постачання відповідно до певного графіка навантаження та відповідно до інших потреб покупця.

Контракти можуть укладатись безпосередньо між покупцем і продавцем електроенергії відповідно до їх індивідуальних вимог (так звані позабіржові контракти), вони можуть бути стандартизованими і торгуватись на енергетичних біржах або укладатись за допомогою посередників. Контракти на фізичне постачання слід відрізняти від фінансових контрактів, які не передбачають фізичне постачання електроенергії, а визначають ціну, по якій буде постачатись електроенергія.

Відмінності між Пулом електроенергії та ринком двосторонніх контрактів

Пули електроенергії та ринки двосторонніх контрактів мають багато спільних елементів, але між ними існують і суттєві відмінності. Учасники ринку двосторонніх контрактів укладають угоди на фізичне постачання електроенергії. Після цього виробники шляхом «самодиспетчеризації» забезпечують виробництво законтракованих обсягів електроенергії. Ціна купівлі електроенергії і її обсяги визначаються в контракті і є різними для різних виробників і покупців. Оператор системи (ОС) забезпечує балансування ринку в реальному часі, вибираючи найменш витратні та технічно доцільні комбінації заявок або пропозицій учасників балансуючого ринку відповідно для зменшення або збільшення постачання електроенергії.

В Пулі електроенергії диспетчеризація визначається не двосторонніми домовленостями учасників ринку, а здійснюється шляхом надання розпоряджень оператором системи. Порядок ранжування являє собою найменш витратну комбінацію заявок учасників ринку для забезпечення технічно можливого обсягу електроенергії на ринку «за добу наперед». Обсяг виробництва визначається диспетчерським графіком, а ціна – однакова для всіх

виробників та покупців – встановлюється на рівні граничної ціни системи – цінової заявки найдорожчого блока, включеного до добового графіку навантаження. В реальному часі оператор системи постійно підтримує баланс в системі, використовуючи заздалегідь подані заявки. Учасники ринку можуть укласти між собою також фінансові контракти для зменшення цінових ризиків, проте ризики щодо обсягів (виробництва чи споживання) залишаються.

Балансуючий ринок

На ринках двосторонніх контрактів кількість електроенергії, яка була фактично вироблена і спожита (за даними приладів обліку), відрізняється від кількості, зазначеної в контрактах. Законтрактовані обсяги є прогнозами попиту споживачів та виробітку генераторів, але фактичні попит та виробіток не співпадають з прогнозними. Небаланси можуть виникати внаслідок навмисного невиконання умов контракту, або ненавмисно – через помилковий прогноз попиту, або через аварійний вихід з ладу генеруючих потужностей.

Балансуючий ринок необхідний для того, щоб забезпечити в реальному часі відповідність кількості виробленої електроенергії фактичному попиту. Фізичне балансування обсягів виробітку електроенергії з сумарним обсягом попиту та втрат здійснюється в реальному часі системним оператором, який купує чи продає балансову енергію відповідно до правил, які визначають:

- Кому дозволено бути учасниками балансуючого ринку.
- Який порядок подання заявок та пропозицій.
- Перелік даних, які мають подаватись, зокрема: заявлені фізичні обсяги виробництва; технічні параметри електростанції; заявлені контрактні обсяги виробника чи постачальника.
- Порядок визначення розміру оплати за балансування.
- Порядок розрахунків за небаланси.

Учасники балансуючого ринку

Учасниками балансуючого ринку є:

- Постачальники послуг з балансування (як правило, виробники електроенергії, в деяких випадках – великі споживачі).

- Сторони, які мають забезпечити баланс своїх контрактних та фізичних обсягів електроенергії, які вони передають до системи (генератори), або відбирають з системи (постачальники та великі споживачі).
- Сторони, що не торгують електроенергією (оператор системи, оператор ринку, оператор магістральних мереж, адміністратор системи розрахунків).

Всі учасники ринку, які можуть виконувати диспетчерські розпорядження оператора системи і мають можливість регулювати своє виробництво або споживання можуть (і повинні) брати участь в роботі балансуючого ринку як постачальники послуг з балансування. Це може бути більшість великих виробників, а також великі споживачі, які мають можливість регулювати свій попит. Участь найбільш приваблива для маневрених генераторів, таких як ГЕС чи газотурбінні установки, і найменш приваблива для АЕС та іншої неманевреної генерації. Тому останні віддають перевагу довгостроковим контрактам на весь обсяг виробництва, по можливості включаючи в контракти положення для захисту від ризиків, пов'язаних з обсягами.

Постачальники, представляючи інтереси груп малих споживачів, та великі споживачі мають забезпечити баланс фактичних обсягів споживання з договірними обсягами і сплатити за будь-який небаланс у разі його виникнення. Групи балансування, в яких визначена «сторона відповідальна за баланс», діють подібно постачальникам, забезпечуючи баланс фактичних та контрактних обсягів споживання об'єднаних в групу дрібних споживачів.

«Коротка» і «довга» позиції

Небаланси можуть бути «короткими» або «довгими». «Коротка» позиція означає, що учасник ринку створює дефіцит електроенергії. Наприклад, генератор, фактичне виробництво якого менше ніж його контрактні зобов'язання, або постачальник, фактичний попит якого перевищує контрактні обсяги постачання.

«Довга» позиція означає створення в системі надлишку електроенергії, порівняно з умовами контракту. Наприклад, генератор, виробництво якого перевищує контрактні обсяги, або постачальник, попит якого нижчий за контрактний.

Сума індивідуальних «коротких» чи «довгих» позицій визначатиме, чи є ринок в цілому «коротким» (сукупний обсяг енергії, вироблений відповідно до контрактних зобов'язань, менший за фактичний попит), чи «довгим» (сукупний обсяг електроенергії, вироблений відповідно до контрактних зобов'язань, більший за фактичний попит). Якщо ринок «короткий», оператор системи повинен купити недостатню електроенергію з балансуючого ринку, тобто прийняти пропозицію на збільшення виробітку електроенергії або зменшення споживання. Якщо ринок «довгий», оператор системи має продати надлишок електроенергії з балансуючого ринку, приймаючи заявку на зменшення виробітку або збільшення споживання.

Часовий графік роботи балансуючого ринку

Часовий графік роботи балансуючого ринку містить 4 фази:

- Щорічна – цикл роботи за щорічними двосторонніми контрактами.
- На добу вперед – подання інформації оператору ринку та оператору системи.
- Протягом доби – диспетчеризація в режимі реального часу з використанням балансуючого ринку.
- Після доби постачання – проведення розрахунків та оплата.

«Закриття воріт» – останній момент часу, до якого оператором ринку приймаються заявки та пропозиції на балансуючу енергію. До «закриття воріт» всі учасники ринку мають надати оператору ринку таку інформацію:

- Заявлену фізичну позицію: обсяг електроенергії, який учасник ринку має намір виробляти. Вона представляє заплановану «самодиспетчеризацію» кожного генератора, а також містить технічні характеристики електростанцій (наприклад, максимальний виробіток і швидкість збільшення та зменшення виробітку).
- Повідомлену контрактну позицію: контрактні зобов'язання учасника ринку щодо продажу електроенергії постачальнику.

Повідомлення затверджуються оператором системи, який підтверджує заявлену контрактну позицію з зазначеним постачальником. Якщо позиції співпадають, оператор системи інформує виробника і постачальника, що контрактне повідомлення прийнято.

- Цінові заявки та пропозиції балансуючого ринку: ціну і кількість енергії, яку учасник бажає продати в систему чи купити з системи з метою сприяння її збалансуванню. Цінові заявки та пропозиції можуть змінюватись щогодинно або залишатись фіксованими.

- Технічні або «динамічні» параметри. Подаються, в основному, генераторами і повідомляють оператора системи про зміни постійних характеристик. Вони містять максимальну корисну потужність, робочу потужність, показники лінійного збільшення і зменшення виробітку, мінімальний рівень постійного виробітку, мінімальний час повідомлення для зміни виробітку, пуску і зупинки та інші технічні обмеження.

Оператор ринку готує прогноз попиту на наступний день, використовуючи свої очікування і інформацію з заявлених контрактних позицій. Базуючись на цьому прогнозі, оператор ринку буде визначати очікуваний небаланс в кожний період наступного дня між заявленими позиціями (що являють собою прогноз виробітку) та його власним прогнозом попиту. Складність процесу та необхідність використання інформаційних систем може ускладнити ситуацію для дрібних учасників ринку. Тому на багатьох ринках такі учасники можуть делегувати право подання заявок і пропозицій та калькуляції і розрахунків за небаланс третій стороні, яка називається стороною, що відповідає за баланс.

Прийняття заявок і пропозицій та робота в реальному часі

Оператор ринку вибиратиме найменш витратну комбінацію заявок та пропозицій, щоб збільшити чи зменшити кількість поставленої або спожитої енергії для балансування системи.

Ціна та обсяг заявки визначають витрати учасника по купівлі визначеної кількості енергії з системи, або зменшення виробітку чи збільшення попиту порівняно з його заявленою позицією. Заявка буде прийнята, якщо система перебуває в «довгій» позиції (тобто заявлена поставка перевищує прогноз попиту системного оператора).

В загальному випадку, цінова заявка являє собою витрати, яких учаснику вдалось уникнути. Наприклад, якщо генератор продав контракт на 100 МВт за ціною \$30/МВт·г, в якій паливна складова – \$10/МВт·г, тоді очікувана ціна заявки складатиме \$10/МВт.год. Якщо ця заявка приймається, генератор

отримуватиме \$30/МВт·г згідно з двостороннім контрактом за прийняті обсяги, сплачуючи \$10/МВт·г системному оператору. При цьому він отримує чистий дохід \$20/МВт·г для покриття фіксованих витрат, такий самий, який би він отримав, виробляючи електроенергію і сплачуючи вартість палива.

Ціна та обсяг пропозиції учасника визначають витрати по продажу в систему обсягу енергії, визначеного в пропозиції, або збільшення виробництва чи скорочення попиту порівняно з його заявленою позицією. Пропозиція буде прийнята, якщо система перебуває в «короткій» позиції (тобто заявлене постачання нижче за прогноз попиту системного оператора). Як правило, ціни пропозицій перевищують ціни заявок. Як і змінні витрати генерації, вони мають дозволити учаснику відшкодувати витрати, пов'язані з утриманням резервних потужностей, які перевищують контрактні вимоги. З вищенаведеного прикладу видно, якщо генератор має отримувати \$30/МВт·год для покриття своїх повних витрат (включаючи інвестиційні витрати), то ціна пропозиції має бути близькою до \$30/МВт·г.

Оператор ринку ранжує отримані заявки та пропозиції від найнижчих до найвищих витрат, з урахуванням всіх технічних обмежень. Послідовність цінових заявок та пропозицій використовується для визначення, яким генераторам буде дано команду збільшити чи зменшити виробіток і яким постачальникам буде дано команду скоротити чи збільшити попит для мінімізації витрат з балансування системи. Послідовність цінових заявок/пропозицій доводиться до учасників ринку та оператора системи.

Послідовність цінових заявок/пропозицій схожа на ранжування енергоблоків за змінними витратами. Різниця в тому, що ранжування енергоблоків здійснюється на підставі адміністративно визначених витрат, а послідовність цінових заявок і пропозицій формується з цін, поданих на добровільних засадах.

Приклад послідовності цінових заявок/пропозицій показано на рис. 2.2. Якщо система в «короткій» позиції (дефіцит 100 МВт), оператор системи прийме всі заявки на збільшення постачання енергії в систему, доки вони в сукупності не складуть 100 МВт. В даному випадку це призведе до граничної ціни \$30/МВт·г – пропозиція блока, який покриє дефіцит системи 100 МВт.

В реальному часі оператор системи прийматиме цінові заявки та пропозиції від учасників ринку для коригування їхніх виробництва і споживання з метою підтримання балансу в системі

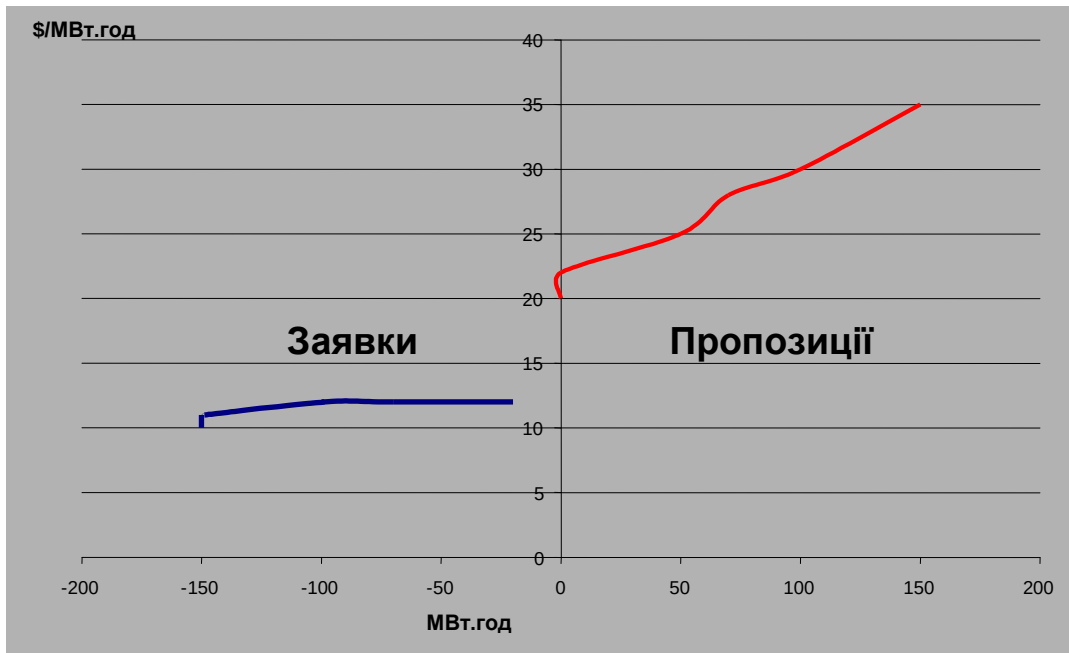


Рис. 2.2 – Приклад послідовності заявок та пропозицій

Учасники ринку, чії заявки чи пропозиції прийняті, отримують «акцепт». В ньому зазначено обсяг, на який учасник ринку має відхилитись від своєї заявленої позиції. Оператор системи може видати будьяку кількість «акцептів» на один енергоблок. Кожний новий «акцепт» превалюватиме над «акцептами», виданими раніше на той самий період. Акцепти постійно переглядаються щодо реального часу з метою урахування зміни стану системи.

Розрахунки

Розрахунки за двосторонніми контрактами здійснюються безпосередньо між продавцями і покупцями електроенергії, і не потребують залучення інших сторін.

Розрахунки постачальників послуг з балансування та сторін, відповідальних за небаланси, контролюються адміністратором розрахунків. На стадії розрахунків, яка настає після диспетчеризації, оператор ринку визначає, хто відповідає за небаланси та нараховує відповідні платежі. Обсяг виробітку кожного генератора та обсяг споживання кожного споживача визначається відповідно до даних обліку.

Оператор ринку розраховує небаланс для кожного учасника ринку як різницю між їх заявленою контрактною позицією і обсягом виробітку чи споживання за даними обліку.

Ці розрахунки не враховують відхилення внаслідок виконання розпоряджень оператора системи на балансуєчому (чи іншому) ринку.

Наприклад, генератор продав 100 МВт за контрактом і повідомив свою позицію оператору системи. Він також отримав пропозицію збільшити свій виробіток на 10 МВт. Фактично він виробляє 105 МВт. Небаланс розраховується як сума заявлених 100 МВт виробітку плюс додаткова генерація за командою оператора системи 10 МВт мінус фактичний виробіток 105 МВт, що в результаті дає дефіцит 5 МВт. Цей обсяг має бути поставлений іншим генератором, чия пропозиція була прийнята системним оператором. Таким чином, наш генератор отримуватиме платіж за 10 МВт, акцептованих на балансуєчому ринку, але матиме сплатити за свій власний дисбаланс 5 МВт.

Вартість результуючих небалансів, яка нараховується кожному учаснику ринку, розраховується відповідно до правил балансуєчого ринку.

Важливо відзначити роль фізичних заявок та повідомлень в роботі балансуєчого ринку. Фізичні заявки використовуються для того, щоб визначити орієнтир для вибору заявок та пропозицій, що приймаються системним оператором для балансування попиту та пропозиції, і, таким чином, ціну для розрахунків за небаланс. Повідомлення використовуються для визначення обсягів небалансів, за які відповідає кожний учасник.

Розглянемо простий ринок, що складається з трьох виробників (кожний потужністю по 100 МВт) та одного постачальника (табл. 2.1). Постачальник укладає контракт із двома виробниками на 200 МВт за ціною 20 долл./МВт·г. Обидва виробники, з якими укладено контракти у зв'язку з технічними проблемами не можуть працювати на повну потужність, і заявляють у фізичних даних обсяги по 90 МВт кожний. Третій виробник подає пропозицію на балансуєчий ринок на постачання 100 МВт за ціною 30 долл./МВт. Перший виробник фактично зміг забезпечити лише 80 МВт.

Таблиця 2.1 – Приклад розрахунку небалансу

Обсяг (МВт)					
	Ген. 1	Ген. 2	Ген. 3	Поста- чальник	Система (сальдо)
Фізичні дані	+90	+90	0	-200	-20
Повідомлення	+100	+100	0	-200	0
Заявка/ пропозиція	0	0	+100	0	-
Результат	+80	+90	+30	-200	0
Небаланс	-20	-10	0	0	-30
Розрахунки (\$)					
	Ген. 1	Ген. 2	Ген. 3	Поста- чальник	Система (сальдо)
Прийнята пропозиція	0	0	30 МВт х 30 \$/МВт·г = 9000 \$	0	9000 \$
Небаланс	-20 МВт х 30 \$/МВт·г = 6000 \$	-10 МВт х 30 \$/МВт·г = 3000 \$	0	0	-9000 \$

Схему балансуючих та фінансових потоків між учасниками та оператором ринку показано на рис. 2.3.

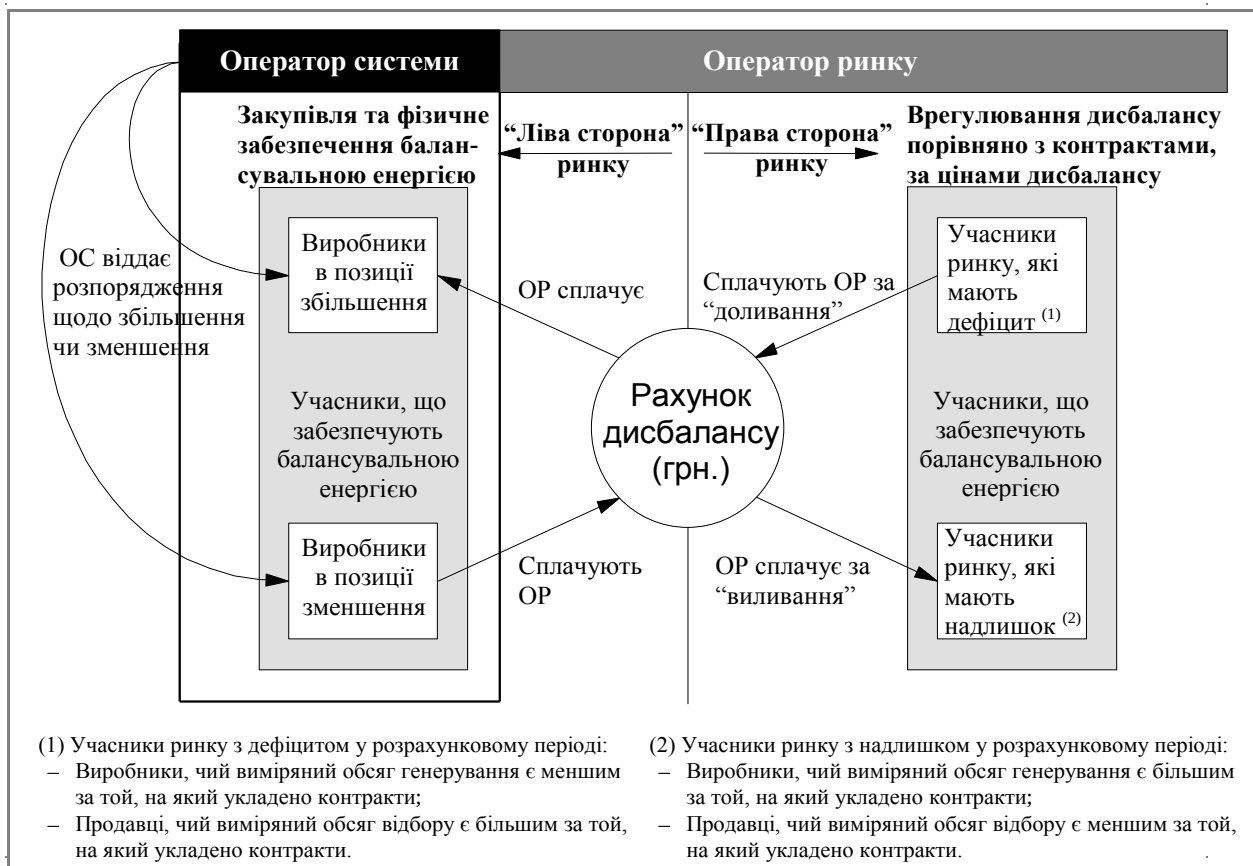


Рис. 2.3 – Схема балансуючих та фінансових потоків між учасниками та оператором ринку

Балансуючий ринок можна уявити у вигляді двох сторін:

- **«Ліва сторона»** – забезпечення балансуючою енергією шляхом прийняття оператором системи заявок і пропозицій, за які учасники ринку отримують оплату. Ця сторона відображає придбання балансуючої енергії оператором системи шляхом акцепту поданих заявок та пропозицій.
- **«Права сторона»** – здійснення розрахунків платежів за небаланси тими учасниками ринку, які вийшли з балансу внаслідок різниці між фактичними та повідомленими обсягами.

Визначення плати за небаланси

Плата за небаланси має бути такою, щоб вона заохочувала учасників ринку укласти контракти на обсяги, які максимально точно прогнозують їх майбутнє виробництво або споживання. Цього можна досягти, наприклад, накладаючи на учасників ринку санкції за небаланси, чим забезпечуються сильні стимули для учасників ринку узгоджувати контрактні обсяги з фактичними. Тоді учасники в більшій мірі використовуватимуть двосторонні контракти і менше будуть покладатись на балансуєчий ринок. Ліквідність ринку двосторонніх контрактів збільшиться, ефективність ціноутворення на ньому підвищиться, а витрати на балансування системи мають скоротитись. Однак при такому підході значні проблеми виникають у випадках, коли важко зробити точний прогноз попиту. Учасники ринку можуть мати небаланси з причин, які поза їх контролем і їх покарання не покращить якість балансування, а лише збільшить їх ризики, що приведе до зростання цін на їх послуги.

Альтернативним підходом може бути відшкодування учасниками ринку витрат, пов'язаних з балансуванням системи. В цьому випадку учасники ринку мають слабкі стимули для мінімізації небалансів, що в решті решт, приведе до зростання витрат і, відповідно, цін для споживачів.

Для розрахунку обсягів небалансів можуть застосовуватись два основних підходи:

1. ***Кожний учасник ринку сам сплачує за свій небаланс.*** Наприклад, виробник може укласти контракт з постачальником на постачання 100 МВт. Якщо фактичний рівень попиту постачальника становить 90 МВт, і виробник

виробляє відповідний обсяг, тоді у постачальника виникає надлишковий небаланс у обсязі 10 МВт (різниця між заявленим та фактичним рівнем попиту), а у виробника – дефіцитний небаланс у обсязі 10 МВт (різниця між заявленим та фактичним рівнем виробництва). І постачальник, і виробник зобов'язані сплатити за ці небаланси.

2. Оплата за чистий небаланс: згідно з цим підходом, плата стягується лише за чистий небаланс, що виникає між заявленими позиціями за двостороннім контрактом та фактичними обсягами. У вищенаведеному прикладі зменшений обсяг виробництва виробника відповідає зменшеному рівню попиту постачальника. Отже, чистий небаланс тут становить 0 МВт.

Перший підхід заохочує індивідуальних учасників ринку уникати небалансів. В той же час, він може привести до зростання витрат на балансування системи, оскільки з учасників ринку буде стягуватись плата за індивідуальні небаланси навіть в тому випадку, коли система в цілому буде збалансована.

Комбінація двох підходів може бути реалізована, зокрема, шляхом створення груп балансування, або формуванням портфелю контрактів постачальника.

Способи формування ціни за небаланси

Універсального методу розрахунку ринкової ціни на електроенергію на балансуєчому ринку (ціни небалансу) не існує. Можуть використовуватись різні методи, включаючи систему однієї, двох (чи багатьох) цін, систему граничної чи середньої ціни та їх різноманітні поєднання і способи розрахунку.

За **системою однієї ціни** учасники ринку отримують плату за небаланс чи сплачують за небаланс по однаковій ціні. Наприклад, якщо в цілому в системі є дефіцит в обсязі 100 МВт, при цьому один учасник має дефіцит у 150 МВт, а другий – надлишок у 50 МВт, то перший сплачує за небаланс а другий – отримує плату за небаланс за однаковою ціною. Система однієї ціни має переваги в тому, що вона забезпечує ефективні цінові сигнали – на кожну годину встановлюється єдина ціна на електроенергію, яка відображає граничну вартість електроенергії для системи. Ця система сприятлива для малих

учасників ринку, оскільки зменшує ризики небалансів внаслідок помилкового прогнозування. Крім того, вона зменшує складність процесу розрахунків за небаланси. Її недоліком є те, що вона може стимулювати надмірне виробництво. Крім того, вона може сприйматись як «несправедлива», оскільки заохочує учасників, які мають надлишок в умовах дефіциту системи.

Система двох цін встановлює дві ціни для кожного розрахункового періоду. Кожний учасник сплачує більш високу ціну «доливання» за дефіцит і отримує меншу ціну «виливання» за надлишок. Перевага системи двох цін полягає в тому, що вона створює більше стимулів для уникнення небалансів. Серед недоліків можна виділити таке: якщо ціни «доливання» перевищують ціни «виливання», то це створює стимули для укладання контрактів на більші обсяги ніж прогнозований попит (що призводить до позиції надлишку). Отже, система в цілому матиме надлишок, що призведе до низьких цін на нову потужність (оскільки контрактні ціни встановлюються на основі очікуваних цін на балансуємому ринку). Такі низькі ціни можуть призвести до недостатніх і несвоєчасних інвестицій у нові генеруючі потужності та, як наслідок, до високих цін через нездатність існуючої потужності задовольнити попит. Великі учасники ринку можуть отримувати переваги за рахунок малих. У власника портфеля контрактів сумарний небаланс (в процентах) буде значно меншим, ніж у власника одного контракту, тому плату за небаланс буде непропорційно віднесено на менших учасників ринку, які допустилися помилок у прогнозуванні. Це стримуватиме вступ на ринок нових учасників.

Ціни небалансу, як правило (але не обов'язково) встановлюються на основі цін прийнятих заявок і пропозицій. Поточна гранична ціна (згідно з останньою прийнятою заявкою або пропозицією, необхідною для балансування системи в кожний момент) змінюється впродовж періоду. Ціна, що нараховується учасникам ринку, які мають небаланс, може являти собою **найвищу поточну граничну ціну** (згідно з найвищою ціною заявкою та найнижчою пропозицією, прийнятими в кожному розрахунковому періоді), або **середню ціну** (усереднене значення цін упродовж розрахункового періоду).

Застосування ціноутворення на основі граничних витрат є значно сильнішим стимулом для забезпечення балансу й, теоретично, формуватиме

більш ефективні цінові сигнали. Проте, такий метод є надто суворим щодо помилок у прогнозуванні попиту та карає малих учасників ринку (у них небаланси становитимуть більшу частку їхнього загального виробництва чи попиту порівняно з великими учасниками ринку). Застосування такого методу також призводить до високої волатильності цін.

У випадку ринку з єдиною ціною можна усереднювати всі ціни, незалежно від напрямку небалансу, або усереднювати ціни лише за ті небаланси, які мають такий же самий напрямок, що і небаланс системи впродовж розрахункового періоду. Як правило, перевагу віддають останньому варіанту, який забезпечує належні цінові сигнали.

Тим учасникам ринку, чиї заявки та пропозиції прийнято на балансуєчий ринок, оплата здійснюється за допомогою одного з двох варіантів:

- **оплата за ціною заявкою** – учасник отримує фактичну ціну своєї заявки чи пропозиції;
- **оплата за граничною ціною** – учасник отримує ціну заявки чи пропозиції граничного енергоблоку, який використовується для балансування системи в кожному періоді.

На відміну від пулу, де метод граничних цін дає економічно ефективніші результати, для балансуєчого ринку це не обов'язково буде саме так. Метод граничних цін має два значні недоліки.

По-перше, він може створювати підвищені стимули для маніпуляцій на ринку. Якщо виробник контролює ряд енергоблоків на балансуєчому ринку, він може спричиняти підвищення цін шляхом виведення енергоблоків.

Наприклад, якщо виробник із трьома енергоблоками, витрати яких становлять 10 долл./МВт·г, 20 долл./МВт·г та 40 долл./МВт·г, подає на балансуєчий ринок пропозиції від усіх енергоблоків, то гранична ціна, встановлена по другому енергоблоку, складе 20 долл./МВт·г. При виведенні другого енергоблоку гранична ціна збільшиться до 40 долл./МВт·г (витрати третього енергоблоку). Додатковий прибуток, отриманий в результаті вищих цін першого енергоблоку більш ніж компенсує втрати надходжень від виведеного енергоблоку.

Інша ситуація – у випадку оплати за заявкою. Оскільки ціни балансуєчого ринку важко спрогнозувати, виробник не може бути впевненим у

тому, що будуть обрані дорожчі енергоблоки. Ризик зниження загального прибутку при виведенні другого енергоблоку може утримати виробника від такого кроку. Отже, на тих ринках, де є дуже великі або домінуючі учасники, метод оплати за заявками може виявитися кращим ніж метод граничних цін.

Узгодження платежів двом сторонам балансуючого ринку

Сума платежів учасників ринку, які мають небаланси, не обов'язково дорівнює платежам учасникам ринку, які надають послуги з балансування. В цілому, оператор системи отримає чистий дохід або дефіцит, які мають бути розподілені між учасниками ринку. Це може бути зроблено двома способами. Отримані системним оператором дохід або дефіцит при розрахунках за небаланси:

- можуть бути розподілені між учасниками ринку пропорційно частці кожного учасника в загальних обсягах ринку;
- можуть бути враховані при визначенні необхідного доходу оператора системи при перегляді регульованих тарифів, наприклад, за користування системою передачі електроенергії.

Перший шлях є швидшим, але він знижує стимули для забезпечення балансу, оскільки частина здійснених платежів повертається тим учасникам, які мають небаланс. Крім того, його застосування веде до збільшення волатильності цін небалансу.

Балансуючий ринок безпосередньо пов'язаний з ринком допоміжних послуг. Не покладаючись лише на цінові заявки та пропозиції учасників ринку, оператор системи також може укладати контракти на забезпечення резервів для надання послуг з балансування системи. Очевидно, що контракти на забезпечення резерву відіграють критичну роль в наданні оператору системи можливості забезпечення постійної наявності в системі достатнього гарячого резерву для підтримання короткострокової надійності. Крім того, вони також відіграють важливу роль у підтриманні довгострокової надійності постачання. Оператор системи може укласти контракт з виробником на відведення в холодний резерв його потужностей, які, в іншому випадку, були б списані або законсервовані. Ці контракти визначають ціну на потужність, яка може бути сигналом для інвесторів. Як тільки в системі виникає дефіцит потужності, ціна контрактів на забезпечення резерву повинна збільшуватись.

2.3 Торгівля за двосторонніми договорами та робота енергобіржі

Концепція функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України передбачає поетапний перехід від діючої моделі ринку «єдиного покупця» (так званого Пулу) до повномасштабного конкурентного ринку електроенергії – ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку.

Впровадження нової моделі ринку пов'язано з кардинальною зміною структури та правил ринку, тому перехід до перспективної моделі роботи ринку потребує зваженого підходу і має бути ретельно підготовлений.

Наразі така підготовка триває під керівництвом Національної комісії регулювання електроенергетики України при тісній співпраці з консультантами Світового банку, які працюють в рамках проекту з реалізації Компоненту Е «Впровадження Концепції оптового ринку електричної енергії».

Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 30 листопада 2007 р. № 1056 затверджено План заходів щодо реалізації положень Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України, яким фактично схвалено впровадження нової моделі ринку двосторонніх договорів і балансуючого ринку та визначені етапи переходу.

Планується, що вже у 2009 році, наприкінці першого перехідного етапу реформування ринку, має бути започаткована торгівля за двосторонніми договорами між виробниками та постачальниками.

Нова модель роботи оптового ринку електроенергії, на відміну від існуючої, базуватиметься на двосторонніх договорах та охоплюватиме кілька сегментів ринку електроенергії, а саме:

Ринок довгострокових договорів, на якому покупці та продавці електроенергії укладатимуть договори купівлі-продажу електричної енергії, як правило на рік, квартал місяць, тиждень наперед.

Ринок короткострокових договорів або Енергобіржа, на якому покупці та продавці укладатимуть договори на постачання електроенергії на наступну добу в певні чи усі періоди часу.

Балансуючий ринок, що використовуватиметься для узгодження пропозицій та попиту на електроенергію в реальному часі протягом доби.

На рис. 2.4 наведено схему роботи у часі оптового ринку електричної енергії за існуючою моделлю порівняно з роботою ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку.

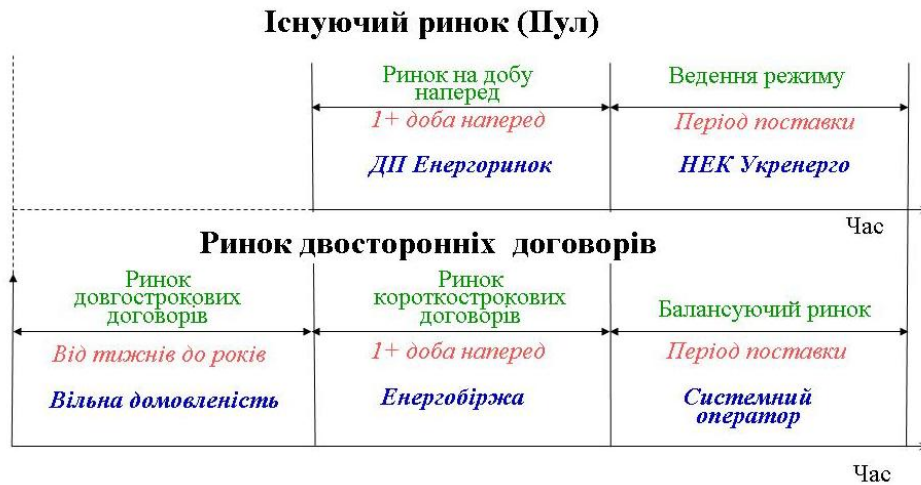


Рис. 2.4 – Схема роботи у часі оптового ринку електричної енергії за існуючою моделлю порівняно з роботою ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку

Як правило, покупець електроенергії намагатиметься скористатися ринком довгострокових договорів, аби вже з самого початку зрівняти свій прогнозований попит на електроенергію та обсяги закупівлі. Такий процес торгівлі може бути одноразовим або тривалим, аж до вступу на ринок короткострокових договорів.

Ринок короткострокових договорів даватиме змогу скоригувати прогнозований попит та договірне постачання на підставі більш точного прогнозу попиту на наступну добу.

Балансуючий ринок забезпечуватиме рівність між попитом та пропозицією в режимі реального часу.

Структуру договірних відносин на ринку двосторонніх договорів та на балансуючому ринку показано на рис. 2.5.

Укладати прямі двосторонні договори на оптовому ринку електроенергії матимуть змогу суб'єкти господарювання, які в установленому законодавством порядку отримали ліцензію на здійснення відповідного виду діяльності на ринку електроенергії, зареєструвалися у Розпорядника системи розрахунків та уклали договори з іншими суб'єктами ринку, що передбачені законом та правилами ринку.

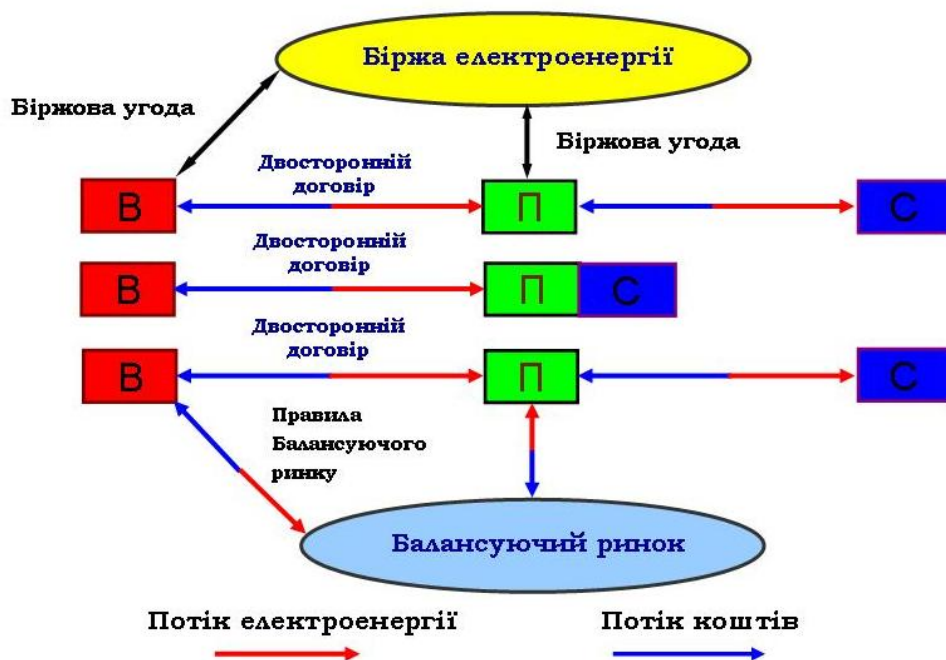


Рис. 2.5 – Структура договірних відносин на ринку двосторонніх договорів та на балансуєчому ринку

Двосторонні договори передбачатимуть безумовне виконання домовленостей про фізичне постачання електроенергії від виробника постачальнику або споживачу, що отримав відповідну ліцензію постачальника, забезпечуючи потреби останнього у базисному, піковому чи, відповідно до певного графіка, навантаженні.

Розрахунки за двосторонніми договорами здійснюватимуться безпосередньо між продавцями та покупцями і не потребуватимуть залучення інших сторін. Ціна, порядок розрахунків та умови постачання визначатимуться договором за домовленістю сторін.

На відміну від існуючого порядку двосторонні договори зможуть укладатися **безпосередньо** між покупцем та продавцем, якими матимуть можливість бути як виробники, так і постачальники електроенергії з урахуванням їх власних потреб, а також **на організованому ринку** (енергетичній біржі).

На рис. 2.6 схематично показано роботу ринку двосторонніх договорів, починаючи з третього перехідного етапу. Необхідно окремо підкреслити, що на відміну від існуючого ринку, на ринку електричної енергії за новою моделлю і покупцями, і продавцями зможуть бути як виробники так і постачальники.

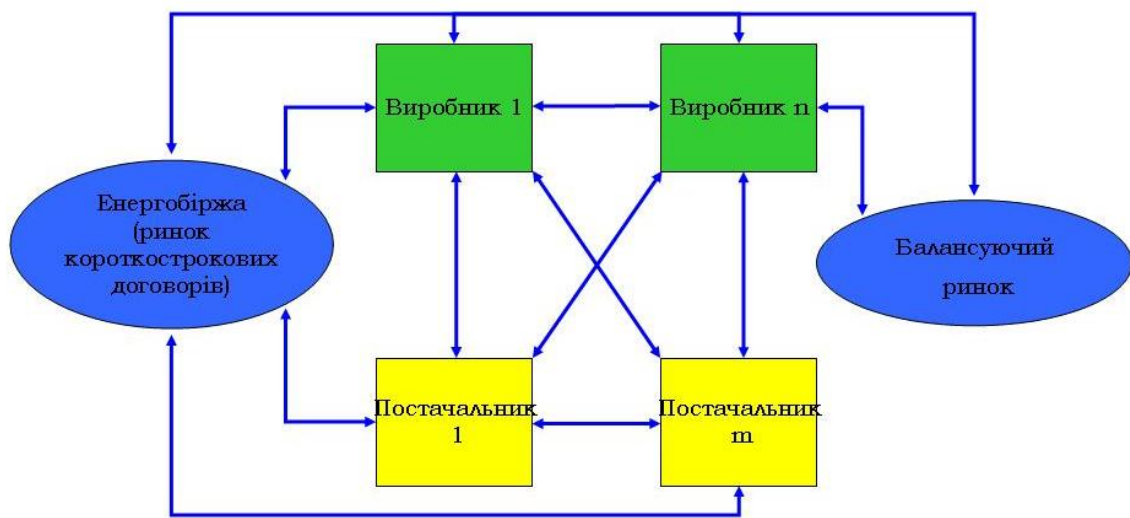


Рис. 2.6 – Схема роботи ринку двосторонніх договорів

Організований ринок електричної енергії або біржова торгівля

запроваджується з метою сприяння двосторонній торгівлі між учасниками ринку на добу наперед. Передбачається, що в основному електроенергія буде купуватися та продаватися за двосторонніми договорами за цінами, обумовленими сторонами, оскільки це даватиме можливість управляти своїми ціновими ризиками щодо доходів та витрат. Однак певний обсяг електроенергії буде продаватися через балансуючий ринок, за цінами, що значно перевищуватимуть ціни на електроенергію за двосторонніми договорами.

З метою мінімізації своїх ризиків щодо купівлі електроенергії на балансуєчому ринку учасники ринку матимуть потребу в уточненні своїх договірних позицій з наближенням часу поставки. Таку можливість вони отримуватимуть, беручи участь у щоденних біржових торгах стандартизованими контрактами, що є більш швидким та гнучким способом задовольнити свої потреби, у порівнянні з укладанням прямих договорів з обговоренням умов договорів.

Робота енергетичної біржі має бути зрозумілою, адаптованою до попиту на її послуги та базуватися на принципах прозорості, відкритості для участі покупців та продавців. Перевагами торгівлі на енергетичній біржі для її учасників є простота, рівний доступ до інформації про ціни та стану ринку, зменшений ризик неоплачених угод, що забезпечуватимуться існуванням жорстких біржових правил.



Рис. 2.7 – Енергетичні біржі Європи

На рис. 2.8 показано організацію роботи енергобіржі та її ключові функції.

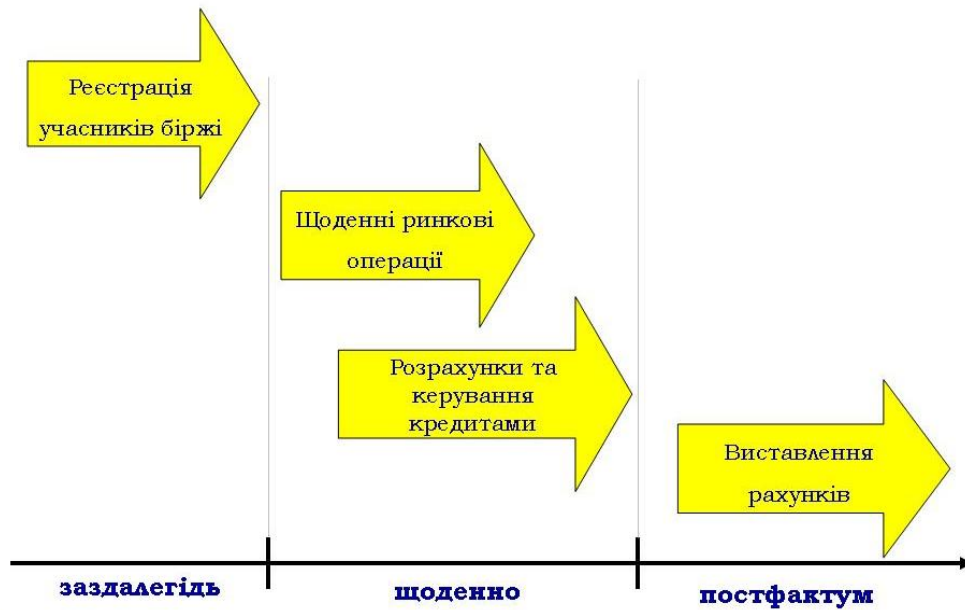


Рис. 2.8 – Організація роботи енергобіржі та її ключові функції

Зокрема енергобіржа:

- **заздалегідь** реєструватиме учасників ринку, що бажатимуть брати участь у біржовій торгівлі та надання їх початкових застав;
- **на добу наперед** здійснюватиме збір заявок і пропозицій від учасників біржі та ринковий кліринг; повідомлятиме учасників біржі та розпорядника системи розрахунків про результати торгів і законтраковані обсяги;
- **щоденно** здійснюватиме управління розрахунками та кредитами, а також визначатиме платіжні зобов'язання за біржовими операціями.

Крім того біржею забезпечуватиметься виставлення рахунків учасникам торгів з використанням фактичних даних за всіма операціями, що були здійснені протягом розрахункового періоду.

Як зазначалося вище запровадження роботи енергетичної біржі планується здійснювати на третьому перехідному етапі реформування.

На перших же етапах передбачається, що виробники матимуть право укладати прямі договори з постачальниками у межах певної частки потужності, встановленої для станції. Величина цієї частки (квоти) буде визначатися Національною комісією регулювання електроенергетики України.

Договірний процес пропонується започаткувати на щоквартальних аукціонних торгах. Учасниками аукціону зможуть бути:

- виробники у межах визначених для них квот для даного аукціону;
- постачальники, що здійснюватимуть свою діяльність відповідно до умов та правил роботи на ринку двосторонніх договорів та виконуватимуть кредитні домовленості щодо обсягу своїх заявок.

До проведення аукціону кожному виробнику, що братиме участь у аукціоні заздалегідь буде повідомлено точну квоту, що має бути виставлена на торги. Кожному учаснику аукціонних торгів буде запропоновано пакет документів із загальним описом аукціонного процесу, вимогами щодо участі та відповідних гарантій, правилами подання заявок, порядком визначення результатів торгів, розкладом проведення аукціону, зразком двостороннього договору тощо. Протягом певного періоду потенційні учасники матимуть змогу уточнити та з'ясувати всі питання пакету документів.

Наступним кроком підготовки має бути реєстрація учасників та надання ними фінансових та інших гарантій, яка буде залежати від величини заявки на аукціоні.

На аукціоні, що за своїм типом та механізмом подання заявок буде відповідати аукціону з висхідною ціною, представлятимуться для продажу обсяги базового навантаження, навантаження за певним графіком та, можливо, пікового навантаження. Після проведення аукціонних торгів протягом певного часу виробники та постачальники мають підписати двосторонні договори між собою та зареєструвати їх у Розпорядника системи розрахунків відповідно до визначеного порядку.

На рис. 2.9 показано особливості роботи ринку двосторонніх договорів на перших перехідних етапах. Слід зазначити, що крім організованого укладення двосторонніх договорів на обсяги, що залишилися нереалізованими на аукціоні, допускатиметься можливість самостійного їх укладання. Успіх у реалізації амбітних планів щодо впровадження повномасштабного конкурентного ринку значною мірою залежить від того, наскільки енергетики сьогодні спроможні сфокусуватися на вирішенні поставлених перед собою завдань, оскільки впровадження нового ринку дасть можливість розширити економічну свободу не лише учасникам оптового ринку, але і споживачам.



Рис. 2.9 – Особливості роботи ринку двосторонніх договорів на перших перехідних етапах

Для цього, насамперед, необхідно прискорити роботу з розроблення та затвердження нормативно-правової бази для нового ринку, зокрема:

- законопроектів «Про функціонування ринку електроенергії України», «Про внесення змін до Закону України «Про електроенергетику», «Про державне регулювання діяльності суб'єктів природних монополій у сфері енергетики»;
- правил функціонування ринку двосторонніх договорів, реєстрації та обліку цих договорів, балансування обсягів купівлі-продажу електричної енергії, забезпечення договірних гарантій для балансуючого ринку, функціонування ринку допоміжних послуг, комерційного обліку електроенергії, моніторингу ринку;
- технічних кодексів;
- методик ціноутворення на ринку електроенергії.

Потребує також вирішення питань щодо апаратного та програмного забезпечення роботи нового ринку, розроблення та впровадження систем обліку, інформаційної системи та системи телекомунікацій для учасників ринку.

ДП «Енергоринок» перебуває у самому центрі ринкового механізму за існуючою моделлю роботи ОРЕ. Отже, при зміні моделі ринку на кожному етапі переходу, відповідно, мають змінюватися як функції самого ДП «Енергоринок», так і створюватися нові структури які, використовуючи існуючий досвід та інтелектуальний потенціал фахівців підприємства, а також набуті знання щодо ринкових механізмів нової моделі, мають виконувати нові, актуальні для нової моделі, функції.

2.4 Балансуючий ринок, допоміжні послуги та платежі за небаланс

Аналізуючи шляхи реформування ринку електричної енергії України, зупинюсь на моментах, які безпосередньо стосуються НЕК «Укренерго» як системного оператора та оператора балансуючого ринку.

НЕК «Укренерго» в існуючій моделі ринку не задовольняє, насамперед, відсутність повноцінного балансуючого механізму, який би дозволяв в режимі реального часу здійснювати балансування системи оптимальним з точки зору витрат на виробництво електроенергії способом.

Досить часто трапляються ситуації, коли заданий графік навантаження на наступну добу вже на момент його передачі виробникам потрібно перераховувати, не кажучи про позапланові ситуації, що виникають протягом доби постачання. Останнім часом випадки значних відхилень фактичних режимів роботи енергосистеми від запланованих почастишали внаслідок збільшення кількості аварійних зупинок обладнання та дефіциту палива.

При цьому в розпорядженні диспетчера для збалансування системи при відхиленнях факту від плану є лише порядок блоків на включення/відключення та порядок навантаження працюючих блоків, що ніяким чином не може замінити повномасштабну актуалізацію (перерахунок) диспетчерського графіку до кінця доби постачання відповідно до найостанніших цінових пропозицій учасників ринку.

При діючій системі балансування вірогідне виникнення ситуацій, коли виробникам економічно не вигідно виконувати команди системного оператора, що може призвести до погіршення керованості режимів роботи ОЕС України. Слід зауважити, що зараз більше половини генеруючих потужностей взагалі не несуть прямої фінансової відповідальності за недобросовісне виконання диспетчерських команд.

Відсутність адекватної ринковим умовам системи надання та оплати системних послуг також не сприяє збільшенню надійності роботи енергосистеми, і особливо це стосується резервів потужності. Так символічна та непов'язана з реальним дефіцитом резервів оплата 2-4 груп потужності вже призвела до хронічної відсутності холодного резерву та є, певною мірою, причиною збільшення кількості і тривалості аварійних ремонтів.

Підтримання обладнання у роботоздатному стані потребує конкретних витрат, які повинні належним чином компенсуватися генерувальним компаніям через оплату резервів.

Щодо графіку споживання електроенергії необхідно сказати таке. Енергопостачальні компанії у прогнозуванні своїх погодинних графіків споживання беруть лише формальну участь і не несуть ніякої відповідальності за їх невиконання, що значно ускладнює прогнозування в цілому по системі. Крім того, відсутність прямої залежності між дефіцитом/надлишком електроенергії в конкретні години доби та цінами купівлі цієї електроенергії постачальниками не стимулює постачальні компанії до роботи зі своїми споживачами щодо поліпшення графіків споживання. Штучний перерозподіл окремих платежів оптового ринку на денні години та години максимального споживання дещо покращував ситуацію до моменту введення єдиних тарифів, після чого зацікавленість енергопостачальних компаній щодо вирівнювання графіків купівлі електроенергії на ОРЕ значно знизилась, що додало складнощів системному оператору при балансуванні енергосистеми.

Графік послідовності роботи щодо балансування системи з використанням системних послуг та балансуючого ринку наведений на рис. 2.10.

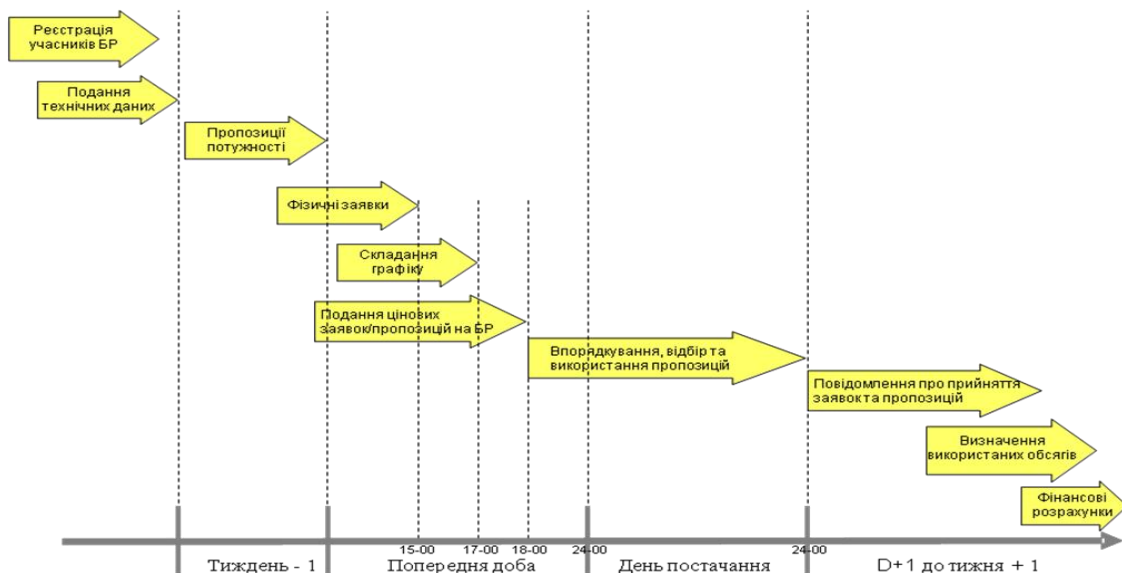


Рис. 2.10 – Графік послідовності роботи щодо балансування системи з використанням системних послуг та балансуючого ринку

Хоча участь у балансуючому ринку має бути обов'язковою для всіх власників енергоблоків, які диспетчеризуються, все ж необхідно, щоб ці учасники були зареєстровані та погодилися з умовами контракту для забезпечення балансуючої енергії, тому робота БР розпочинається з реєстрації учасників. Детально зупинятися на цьому процесі не будемо і перейдемо до процесів, які безпосередньо стосуються балансування системи. Зокрема, це:

- подання заявок робочої потужності;
- подання фізичних заявок (повідомлень про фізичні обсяги);
- складання диспетчерського графіку;
- балансування системи в режимі реального часу.

Подання заявок робочої потужності

Виробники електроенергії, що експлуатують диспетчеризовані генерувальні блоки, повинні подавати до системного оператора (СО) свої заявки робочої потужності кожного календарного тижня – принаймні за три робочі дні до його початку.

Заявка робочої потужності містить принаймні погодинну наявну потужність кожного диспетчеризованого генерувального блоку, окремо для кожного дня постачання відповідного календарного тижня, а також причини й деталі щодо погодинних зменшень готовності, у тому числі будь-яке виведення у плановий ремонт, схвалене СО, відмови, технічні обмеження.

Виробник електроенергії повинен негайно подати переглянуту заявку у разі, якщо відбулась зміна готовності одного або більше диспетчеризованих генерувальних блоків, які перебувають у роботі після подання ним заявки робочої потужності.

У разі, якщо виробник електроенергії фіксує істотні зміни в готовності диспетчеризованих генерувальних блоків після початку часу подання фізичних заявок для дня постачання, він негайно надсилає нову заявку робочої потужності навіть упродовж того самого дня постачання.

Подання фізичних заявок

Фізичні заявки для кожного дня постачання надсилаються СО до 15:00 годин операційного дня, що передуює дню постачання.

Фізична заявка вважається надісланою в момент її входження у систему планування. Час надсилання фіксується відміткою часу. СО в електронному вигляді підтверджує стороні-подавачу одержання нової фізичної заявки одразу після отримання повідомлення системою планування.

СО визначає типову форму й рамковий зміст фізичних заявок. Фізичні заявки містять ідентифікаційний код сторони-відправника, день постачання й окремі дані для кожного диспетчерського інтервалу відповідного дня постачання.

Фізичні заявки сторони, відповідальної за баланс (СВБ), містять щонайменше такі технічні дані:

- сукупне планове виробництво всіх генерувальних блоків, для яких відповідна СВБ прийняла відповідальність за балансування;
- плановий виробіток кожного диспетчеризованого енергоблоку відповідного виробника;
- зведений прогноз споживання для всіх споживачів електроенергії, для яких відповідна СВБ прийняла відповідальність за балансування;
- електроспоживання, заплановане для кожної диспетчеризованої потужності відповідного споживача;
- обміни з іншими СВБ у Національній торговельній зоні, окремо для кожної СВБ, з якою були встановлені міжблокові обміни;
- експорт та імпорт окремо для кожної суміжної прикордонної торговельної зони.

Фізичні заявки оператора БЕ містять щонайменше такі технічні параметри:

- повне сукупне виробництво електроенергії кожного учасника ринку на день уперед, що відповідає обсягам продажу, законтракованим учасником ринку на день уперед;
- повне сукупне споживання кожного учасника ринку на день уперед, що відповідає обсягам купівлі, законтракованим учасником ринку на день уперед;
- обмін електроенергією між Національною торговельною зоною й кожною суміжною прикордонною торговельною зоною.

Складання диспетчерського графіку

В 15:00 годин СО перевіряє всі фізичні заявки, які прийняла система планування.

Якщо сторона не подала фізичну заявку до закінчення граничного терміну, СО визначає фізичну заявку за умовчанням, виходячи з останньої фізичної заявки, заявленої відповідною стороною для рівноцінного дня і надсилає таку заявку до відповідної сторони для її сповіщення.

Перевірені або виправлені СО відповідно до правил ринку фізичні заявки стають схваленими фізичними заявками. СО сповіщає про схвалення фізичної заявки сторону-відправника не пізніше визначеного терміну (наприклад, 17:00 годин операційного дня).

Внесення змін до схвалених фізичних заявок дозволяється лише у разі, якщо СО видав розпорядження про перерозподілення навантаження на балансуємому ринку або у разі аварійних зупинень диспетчеризованих генерувальних блоків. Розпорядження СО щодо перерозподілу навантаження, розглядатиметься як виправлення схвалених фізичних заявок і визначення нових заявок, які замінять попередні схвалені фізичні заявки та будуть застосовані до відповідного дня поставки і стануть гарантованими зобов'язаннями для відповідної сторони. СО надішле змінені фізичні заявки розпорядника системи розрахунків (РСР) у день, наступний після дня поставки.

При надсиланні оперативного графіку диспетчеризованих блоків Системному Оператору за допомогою фізичних заявок виробники зобов'язані передбачати резерви та інші системні послуги відповідно до контрактів, укладених з СО. Планування диспетчеризованих генерувальних блоків, здатних працювати в системі вторинного регулювання частоти і потужності, має здійснюватися так, щоб передбачався резерв вторинного регулювання, законтракований відповідним виробником з Системним Оператором.

В умовах самостійного складання графіків навантаження виробниками СО вирішуватиме виникаючі мережеві обмеження в ОЕС за допомогою балансуємого механізму, відповідно до правил балансуємого ринку електроенергії. Тобто заявлені графіки генерації будуть графіками без врахування обмежень, а СО буде враховувати обмеження при складанні планового диспетчерського графіку та при його актуалізації (перерахунку) у разі необхідності за допомогою балансуємого механізму та пропозицій/заявок учасників на балансуємий ринок (рис. 2.11).

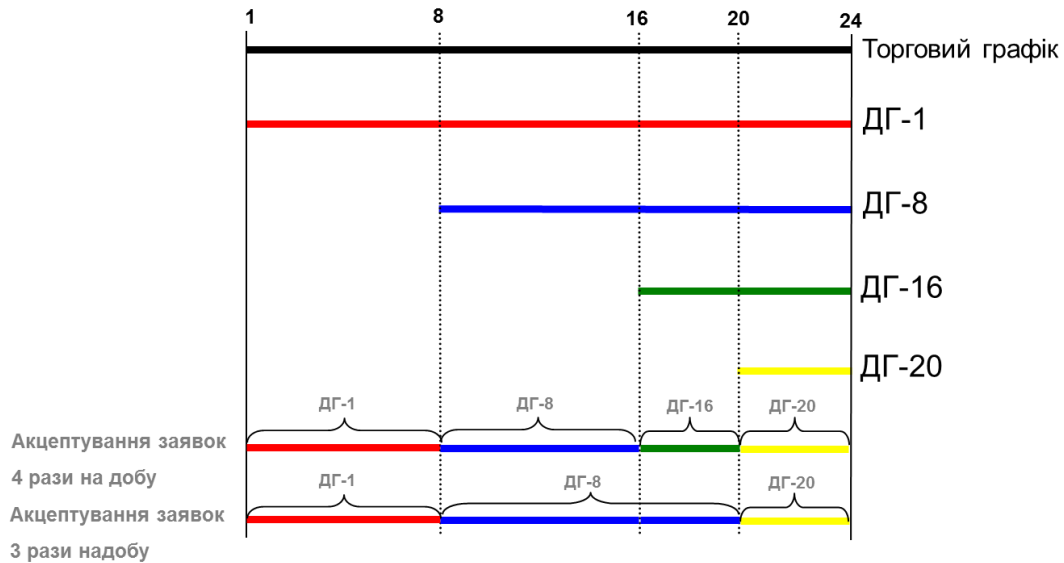


Рис. 2.11 – Актуалізація диспетчерського графіку

Балансування енергосистеми в режимі реального часу

Кожен день учасники БР мають надавати оператору БР свої щоденні цінові заявки і пропозиції по кожній Диспетчерській одиниці або генератору, на кожну годину доби, після моменту «закриття воріт» для фізичних заявок. Усі цінові заявки і пропозиції мають надаватись у рамках наявної потужності кожної Диспетчерської одиниці згідно з поданими заявами робочої потужності.

Обчислювальна система БР порівняє цю інформацію з **фізичною заявкою і заявкою робочої потужності** кожного блоку. Наприклад, для генерувального блоку повна частина пропозиції до потужності, що вказана у **фізичній заявці**, буде розглядатись як заявка на зменшення виробництва, у той час як частина заявки між потужністю, вказаною у **фізичній заявці**, і максимальною потужністю блоку у **заявці робочої потужності** буде являти пропозицію на збільшення виробництва (рис. 2.12).

Генератори подають заявки на «закупівлю» енергії (шляхом зменшення свого обсягу виробництва) та пропозиції на її продаж (шляхом збільшення обсягу виробництва). Учасники на стороні попиту так само подають заявки на збільшення закупівель електроенергії та пропозиції на зменшення свого попиту.

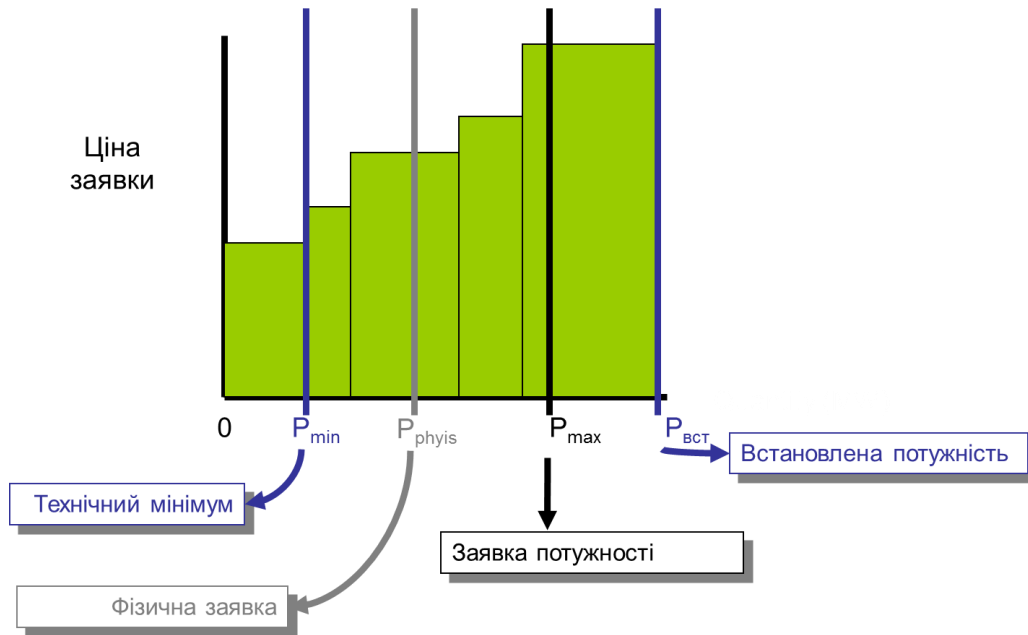


Рис. 2.12 – Співставлення цінових заявок з заявками потужності та фізичними заявками

Після встановленого часу закриття подавання щоденних заявок та пропозицій оператор БР перевірить, чи всі учасники БР надали правильні пропозиції по кожній Диспетчерській одиниці. При відсутності інформації від будь-якого учасника БР оператор БР створить від імені цього учасника пропозицію «за умовчанням», яка буде використана для роботи балансуючого механізму.

Вибір і активація балансуючої потужності та актуалізація диспетчерського графіку навантаження може відбуватися у будь-який час, коли виникає потреба. У цьому випадку диспетчер спочатку визначить необхідність балансування потужності (енергії), тобто суму регулювання вверх або вниз у даний часовий інтервал, який може коливатись від 15 хвилин до декількох годин або навіть до кінця доби. Ця потреба буде засновуватись на зваженому рішенні диспетчера стосовно будь-якого можливого небалансу або системного обмеження підкріпленого розрахунками обчислювальної системи складання та актуалізації графіків. Після введення змінених параметрів планового диспетчерського графіку, як то змінене споживання або аварійне відключення блоку, у систему вона зробить упорядкування блоків за вартістю та видасть актуалізований диспетчерський графік (рис. 2.13).

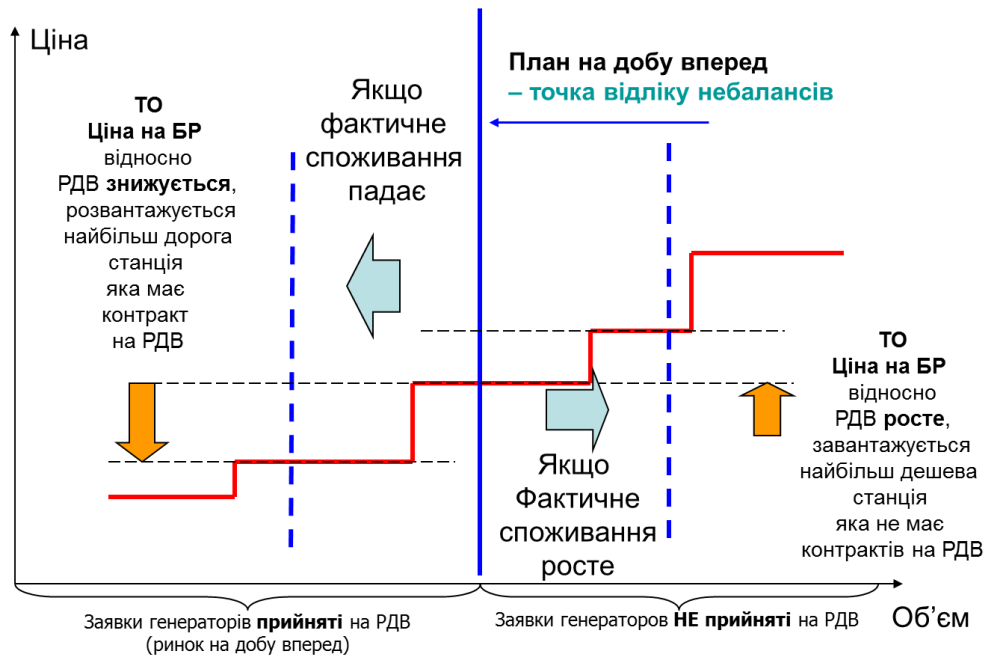


Рис. 2.13 – Принцип мінімізації вартості електроенергії за допомогою БР

Проте остаточне рішення про прийняття актуалізованого графіку і як наслідок фактична активація цінових заявок і пропозицій завжди буде залежати від диспетчера. Активація здійснюється диспетчером, який відбирає одну або більше цінових заявок або пропозицій, які можуть відрізнитись від тих, що передбачені в актуалізованому диспетчерському графіку, і видає команду відповідним учасникам БР.

Визначення небалансів та розрахунки за небаланс

У перший робочий день після дня постачання оператор БР остаточно підсумує усю інформацію і повідомить про виконані балансуючі операції Розпорядника системи розрахунків і відповідного учасника БР. На основі фізичних заявок, зареєстрованих балансуючих операцій у БР і, можливо, наданих системних послуг Розпорядник системи розрахунків визначить кінцеві виробничі завдання для кожної Диспетчерської одиниці, і на кожну годину доби. Після отримання даних комерційного обліку СО визначає сумарний небаланс, як різницю між фактичними обсягами електроенергії та плановими – договірними обсягами. Так само обчислюється величина небалансів кожної СВЕ.

Якщо система має дефіцитний небаланс, СО повинен заплатити СВБ, які збільшили своє виробництво або зменшили своє споживання по його команді за ціною, що дорівнює граничній ціні серед прийнятих пропозицій на збільшення виробітку та зменшення попиту. СВБ які спричинили небаланс, повинні купити електроенергію за цією ж ціною (рис. 2.14).

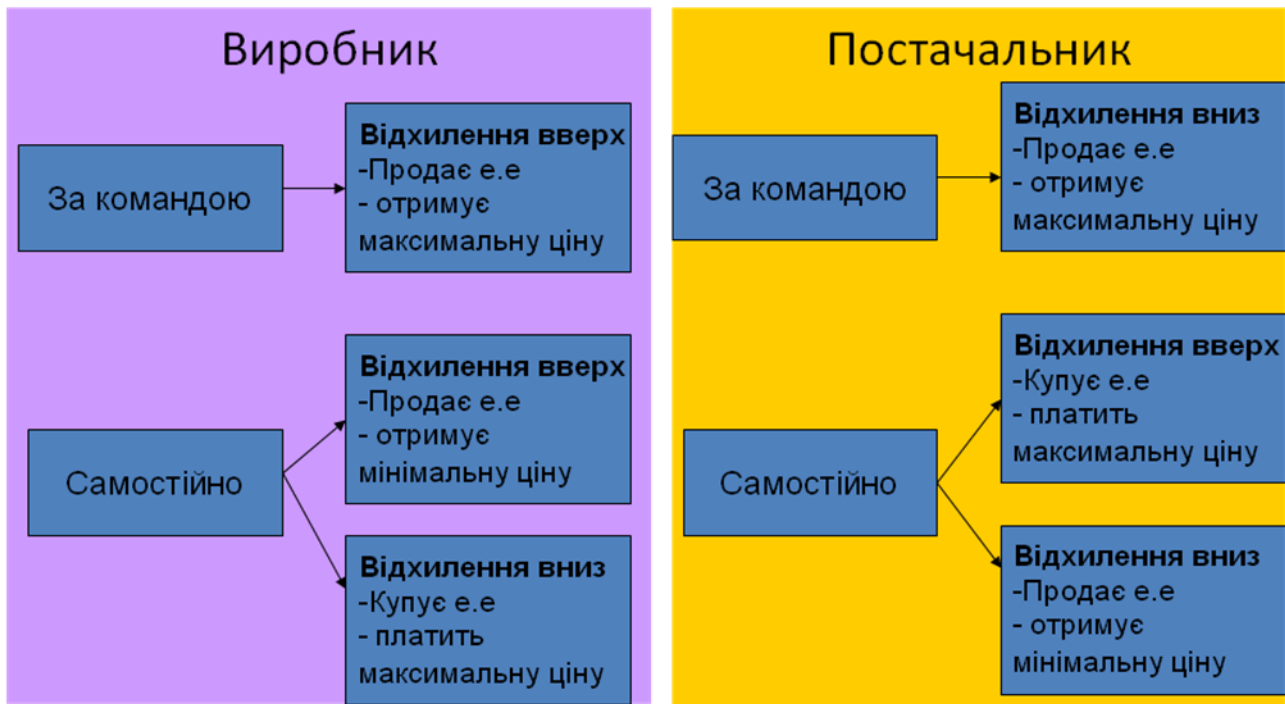


Рис. 2.14 – Дефіцитний небаланс системи

Якщо система має надлишковий небаланс, СО повинен продати електроенергію СВБ, які зменшили своє виробництво або збільшили своє споживання, за його командою по ціні, що дорівнює мінімальній ціні серед прийнятих заявок на закупівлю генераторів та заявок на збільшення попиту. СВБ, які спричинили небаланс, повинні продати електроенергію за цією ж ціною (рис. 2.15).

Існує декілька підходів щодо визначення ціни небалансу на БР, але ми вважаємо, що потрібно зупинитися на найпростішому та водночас досить ефективному способі стимулювання учасників ринку забезпечувати відповідність між контрактними позиціями та фактичним рівнем попиту чи виробництва. На нашу думку – це єдина ціна для пропозицій та заявок визначена як гранична (замикаюча баланс).

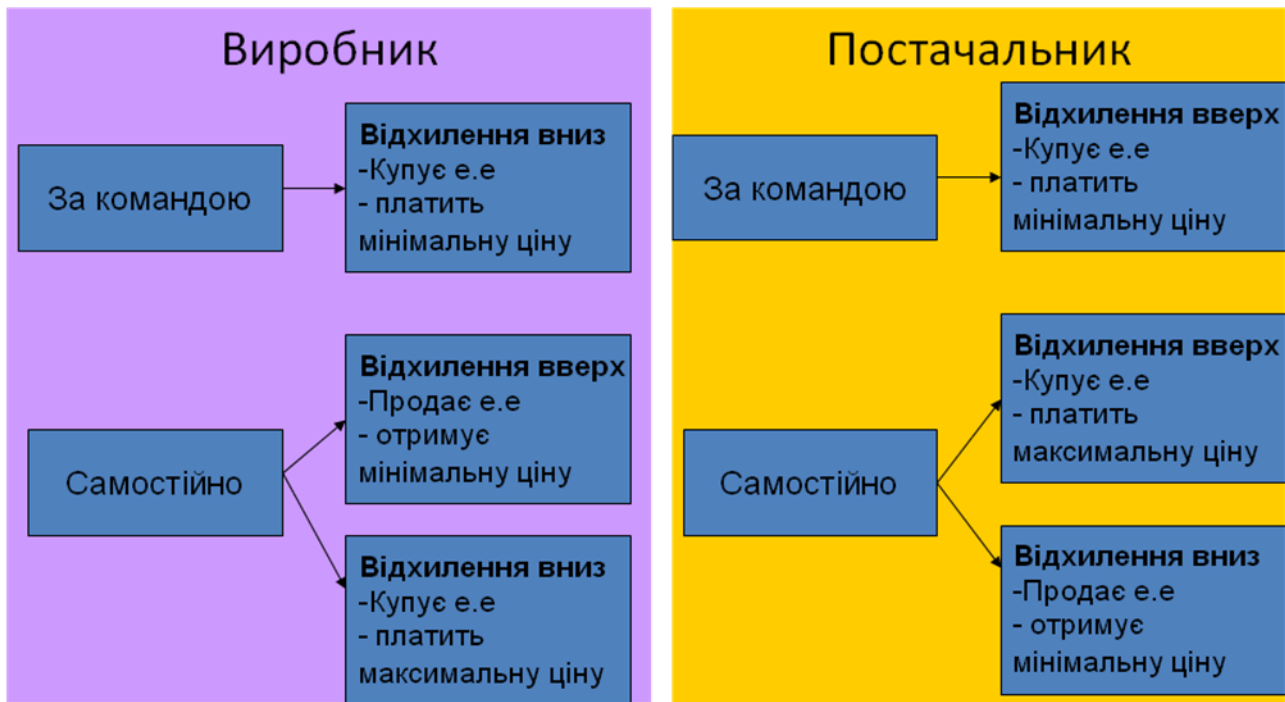


Рис. 2.15 – Надлишковий небаланс системи

В ціні балансування за кожний період відображається вартість граничної одиниці енергії, наданої в систему, незалежно від того, чи вона забезпечується збільшенням обсягу виробництва, чи зменшенням попиту (так само, як і гранична ціна системи (ГЦС) у діючій моделі Енергоринку).

Висновок

Таким чином, балансуючий ринок – нова форма організації взаємовідносин в галузі при розрахунках режимів, наближених до реального часу, яка дозволяє максимально зблизити ринкові механізми ціноутворення та технології управління електроенергетичними режимами. Тому основною організаційною та технологічною інфраструктурою, що забезпечує його функціонування, є системний оператор.

При цьому:

- Досягається мінімізація витрат на балансування системи та встановлюються ринкові індикатори ціни для РДВ.
- Створюється ринковий метод вирішення мережних обмежень і подаються ринкові цінові сигнали для інвестицій в МЕМ.

- Виконання команд диспетчера стає економічно вигідним, а їх неналежне виконання призводить до фінансових збитків порушникам.
- Покращується якість прогнозування та планування режимів ОЕС.
- Організація РСП стимулюватиме учасників ринку вкладати кошти у модернізацію та будівництво обладнання для надання системних послуг.

Все це в кінцевому результаті має привести до підвищення надійності та економічності роботи енергосистеми.

Але слід також застерегти, що нова модель ринку більш складна організаційно, ніж діюча, особливо для НЕК «Укренерго». Тому витрати на виконання нових функцій, які будуть покладені на НЕК «Укренерго», повинні своєчасно та у повній мірі оплачуватися. При цьому система фінансування витрат на основну діяльність НЕК «Укренерго», якою є експлуатація та розвиток високовольтної мережі, має бути не менш надійною, ніж сьогодні.

Законодавча та нормативна база нової моделі ринку повинна забезпечувати максимальний юридичний захист системного оператора під час можливих судових суперечок з учасниками ринку.

2.5 Україна – впровадження Концепції оптового ринку електроенергії (ОРЕ)

Вступ

Сектор електроенергетики України було вперше реформовано більше 10 років тому. Це була радикальна реформа, яка запровадила законодавчу та регуляторну бази, що сприяло висуненню електроенергетичного сектору на передній план в питаннях розвитку конкуренції, розмежування типів діяльності та регулювання. Модель, яка була обрана для запровадження ОРЕ, базувалась на моделі пулу Англії та Уельсу, при цьому її місцевою особливістю був принцип Єдиного покупця.

В подальші роки новий ринок зіткнувся з великими труднощами. Це було викликано багатьма факторами, а саме:

- розроблення деяких правил не було завершено (наприклад, правил, що стосувались кредитного покриття);
- новий ринок передбачав впровадження багатьох технічних та економічних заходів, але ці заходи не були здійснені (зокрема, це стосується питань обліку, програмного забезпечення для функціонування оператора ринку та оператора системи, підвищення маневреності теплових електростанцій);
- політична та економічна ситуація в Україні і, зокрема, в енергетичному секторі не дозволяла перейти до конкурентнішого ціноутворення на ОРЕ, яке б забезпечило базу для його нормального функціонування;
- криза платежів на ОРЕ призвела до жорсткого недофінансування генерувального сектору та дискредитувала розвиток конкурентних ринків електроенергії.

Ситуація почала стабілізуватись у 2000 році. Важливі заходи були вжиті щодо забезпечення функціонування ринку на засадах валового Пулу/Єдиного покупця та для стабілізації фінансового становища енергетичних компаній. Великим досягненням українського електроенергетичного сектору є те, що він успішно задовольняє попит економіки України, яка знаходиться у динамічному розвитку.

На жаль, сама електроенергетична галузь України не розвивалася динамічно навіть після стабілізації фінансових потоків. В той час, коли сусідні країни, що знаходяться в стані реформування економіки, успішно зміцнили та модернізували свої сектори теплової енергетики і підвищили їх теплову ефективність, питомі паливні витрати електростанцій України станом на 2003 рік знизились на 17 % порівняно з 1991 роком. Зростає кількість аварійних простоїв. Більшість обладнання давно вичерпала проектний експлуатаційний ресурс, і велику кількість теплових генерувальних блоків необхідно виводити з експлуатації.

В 2003 році тільки 53 % існуючих теплових блоків брали активну участь у виробництві електроенергії. Той факт, що непрацюючі блоки досі утримуються генерувальними компаніями, погіршує їх економічні показники. Ані ринкові механізми, ані, з іншого боку, адміністративні заходи не змогли забезпечити поступового удосконалення існуючих виробничих потужностей.

До виконання була прийнята дуже обмежена кількість проектів з оновлення та реабілітації електричних станцій. Ситуація стає особливо критичною з огляду на очікуване в найближчому майбутньому зростання потреби в потужностях теплових електростанцій, особливо в маневрених теплових блоках.

Безсумнівно, існує багато причин виникнення такої ситуації, і вони неодноразово аналізувались. В цілому ми мусимо зробити висновок, що **цїлі початкової лібералізації не були досягнуті**. Існуюча модель ОРЕ не змогла досягти ефективної конкуренції між виробниками і не забезпечила ціноутворення, яке б відбивало реальні витрати на постачання електроенергії всім типам навантаження і на надання всіх видів послуг. Стимули для поліпшення ефективності та інвестицій залишаються дуже обмеженими. Крім того, можна спостерігати, що спроби пристосувати правила ринку для вирішення тих або інших оперативних питань призвели до загального зростання регулятивного впливу, зміцнення централізованого керування та зменшення конкуренції і ефективності. У той же час ці заходи не вирішують проблем інвестицій та необхідності створення стимулів для підвищення ефективності. Зважаючи на результати функціонування ринку, **існуюча система взаємин не дуже відрізняється від централізованого монополістичного та повністю адміністративно-керованого ринку**.

Електроенергетична галузь України, яка в 1996 році була флагманом ринкових реформ на пострадянському енергетичному просторі, зараз знаходиться далеко позаду інших країн у питаннях модернізації генерувальних компаній та мереж, а також з точки зору розвитку законодавчої, конкурентної та регулятивної структур. Більшість країн Європи, в тому числі ті, що оточують Україну, за виключенням Росії, вже перейшли до ринків прямих двосторонніх контрактів (рис. 2.16).

Така ситуація має бути виправлена негайно. Концепція ОРЕ 2002 року разом з необхідністю здійснення ще однієї радикальної реформи, яка включатиме зміну моделі ринку, визнає також необхідність обережного (крок за кроком) впровадження нової моделі ринку. Нова модель ринку, тобто Ринку двосторонніх договорів та балансування (РДДБ) має розв'язати основні проблеми існуючого ринку, а поступовий перехід до нового ринку дозволить здійснювати регулювання ринку таким чином, щоб на цей раз можна було б запобігти виникненню небажаних ситуацій.



Рис. 2.16 – Ринки двосторонніх договорів в Європі

В Концепції ОРЕ стверджується, що розвиток ОРЕ має за мету поліпшення організаційно-правової та економічної засад оптового ринку електроенергії для забезпечення ефективності генерувальних, передавальних, розподільних та постачальних компаній, надійності постачання та подальшого розвитку конкурентного оточення.

Огляд архітектури нового ринку

Новий ринок двосторонніх договорів та балансування, як це вже було передбачено Концепцією 2002 року, складається з кількох компонентів: двосторонніх договорів, що вільно укладаються; двосторонніх договорів, укладених на Енергобіржі; балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг.

Двосторонні договори передбачають фізичне постачання електроенергії від виробника до постачальника чи споживача. Наприклад, може бути укладено договір на постачання 500 МВт з 09:00 до 19:00 1 жовтня 2010 року за ціною 20 \$/МВт·г.

Двосторонні договори можуть мати різні форми, передбачаючи базове навантаження, пікове навантаження, навантаження довільним графіком, опціони або договори на «всі потреби покупця». Вони можуть укладатись на період від одного розрахункового періоду до одного чи декількох років. Договори можуть укладатись безпосередньо між покупцем та продавцем електроенергії з урахуванням їхніх власних вимог – так звані позабіржові договори. Договір також може бути стандартним, тобто таким, яким торгують на біржі електроенергії, а також може укладатись за участю посередника.

Фундаментальні зміни в моделі РДДБ полягають у тому, як виробники конкуруватимуть за включення їх до графіку виробництва, як боротимуться за свою ефективність для того, щоб бути спроможними продати двосторонні договори, як подаватимуть цінові заявки до балансуючого ринку, як відбуватиметься складання графіків та диспетчеризація та як врегульовуватимуться небаланси між фактичним та запланованим виробництвом та споживанням, а також у тому, як вартість цих небалансів буде сплачуватися саме тими учасниками, якими вони були спричинені. Для великих споживачів можливі зміни теж будуть досить суттєвими, адже вони отримають можливість укласти контракти, ціна яких відображатиме їх реальні потреби. Невеликі споживачі зазнають менших змін, хоча у них теж з'явиться можливість перейти до альтернативного постачальника.

Ринкові операції

Робота балансуючого ринку здійснюється у декілька етапів. Для зручності можна виділити чотири часові фази роботи:

- Річний – цикл роботи за річними двосторонніми договорами.
- На добу наперед – надання даних оператору системи та оператору ринку.
- В день здійснення диспетчеризації – диспетчеризація в режимі реального часу з використанням балансуючого ринку.
- Після закінчення цього дня – обчислення розрахунків і здійснення платежів.

Нижче показано такий часовий цикл роботи балансуючого ринку (тобто, починаючи з режиму «на добу наперед»).

До «закриття воріт»

«Закриття воріт» є останнім моментом прийняття оператором ринку цінових заявок та пропозицій на балансуєчу енергію. До «закриття воріт» всім учасникам ринку необхідно подати оператору ринку до чотирьох видів даних:

- Повідомлення про фізичний графік виробництва – запланований учасником обсяг виробництва електроенергії. Ці дані відображають самостійно запланований індивідуальний графік навантаження даного виробника, а також містять технічні характеристики електростанції (наприклад, максимальний рівень виробництва та швидкість можливого набору потужності або розвантаження).

- Повідомлення про договірні позиції – договірні зобов'язання учасника ринку щодо продажу електроенергії постачальнику. Повідомлення підтверджуються оператором системи, що узгоджує заявлені договірні позиції із зазначеним постачальником. Якщо ці позиції співпадають, оператор системи інформує як виробника, так і постачальника про прийняття повідомлених договірних позицій.

- Цінові заявки та пропозиції балансуєчого ринку – містять ціну та обсяги електроенергії, які учасник готовий продати чи купити в системі з метою сприяння балансуванню. Питання ціноутворення та використання заявок і пропозицій обговорюються нижче. Ціни заявок і пропозицій можна змінювати щодня по кожній годині або залишати незмінними.

- Технічні або «динамічні» параметри – надаються, головним чином, виробниками, які повідомляють оператора системи про зміни своїх постійних характеристик, які включають максимальну корисну потужність, робочу потужність, швидкість набору навантаження та розвантаження блоку, технічний мінімум блоку, мінімальний термін для завчасного надання команди на зміну потужності, пуску або зупинки, мінімальний період роботи між пуском і зупинкою, і мінімальний період простою між зупинкою та пуском, а також інші технічні обмеження. Вони залишаються постійними, якщо їх не буде змінено.

Оператор ринку складає прогноз попиту на наступну добу на основі своїх власних очікувань та повідомлених даних про договірні позиції. Виходячи з цього прогнозу, оператор ринку визначає очікуваний небаланс на кожний період наступної доби між заявленими фізичними позиціями (відображають прогноз виробництва) та власним прогнозуванням попиту.

Складності самого процесу та інформаційних систем, що вимагаються для цього, можуть викликати труднощі і значні витрати для невеликих учасників ринку. Отже, на багатьох ринках такі учасники можуть передавати відповідальність за подання цінових заявок і пропозицій та врегулювання небалансу третій стороні, яку називають стороною, відповідальною за баланс.

Прийняття заявок і пропозицій та робота в режимі реального часу

Оператор ринку обирає найдешевшу комбінацію заявок та пропозицій щодо зменшення чи збільшення рівня постачання або споживання електроенергії учасниками ринку, що вимагається для забезпечення балансу системи. Ціна та обсяг заявки складають вартість команди, що надається учаснику ринку, щодо придбання від системи зазначеного у заявці обсягу електроенергії шляхом або зменшення свого рівня виробництва, або збільшення свого рівня споживання порівняно із раніше повідомленою позицією. Заявки приймаються на випадок виникнення в системі надлишку (тобто фізичний рівень виробництва перевищує прогнозований рівень споживання, визначений оператором системи). Ціна заявки, як правило, відображає витрати, яких учасник ринку уникає у разі її прийняття. Наприклад, якщо виробник уклав договір продажу на 100 МВт за ціною 30 \$/МВт·г, а його паливна складова витрат становить 10 \$/МВт·г, тоді очікувана ціна заявки дорівнюватиме 10 \$/МВт·г. Якщо цю цінову заявку буде прийнято, то він отримає 30 \$/МВт·г за двостороннім договором на прийнятий обсяг, сплативши при цьому 10 \$/МВт·г оператору системи. Це забезпечить йому 20 \$/МВт·г чистого доходу для покриття своїх постійних витрат, тобто у тому ж розмірі, який би він отримав у разі фактичного виробництва електроенергії та сплати паливних витрат. Проте, якщо він хоче отримати додатковий прибуток за заявкою, ціна її має бути дещо нижчою, наприклад, 9 \$.

Ціна та обсяг пропозиції складають вартість команди, що надається учаснику ринку, щодо продажу до системи зазначеного у пропозиції обсягу електроенергії шляхом або збільшення свого рівня виробництва, або зменшення свого рівня споживання порівняно із раніше повідомленою позицією. Пропозиції приймаються, коли в системі є дефіцит (тобто заявлений рівень виробництва нижчий, ніж прогнозований рівень споживання, визначений оператором системи). Як правило, ціни пропозицій перевищують ціни заявок.

Так само, як і змінні витрати виробництва, вони повинні давати учасникам ринку можливість відшкодувати свої витрати, пов'язані із забезпеченням резервної потужності, яка перевищує їхні договірні потреби. У вищенаведеному прикладі, якщо виробник прагне отримати 30 \$/МВт·г для відшкодування суми всіх своїх витрат (включаючи постійні витрати), то ціна пропозиції повинна наближатися до 30 \$/МВт·г. Ціна пропозиції може, зокрема, бути й вищою за 30 \$/МВт·г, оскільки існує ймовірність, що вона буде прийнята. Ціна пропозиції повинна бути збільшена до такого рівня, який би забезпечував відшкодування постійних витрат у ті години, на які приймається пропозиція, що може становити, наприклад, 50 % усього періоду часу.

Оператор ринку розташовує отримані заявки та пропозиції у порядку зростання цін, враховуючи всі технічні обмеження. Потім на основі такого упорядкування за ціновими заявками/пропозиціями визначають, якому виробнику буде наказано зменшити чи збільшити обсяг виробництва, а яким постачальникам – зменшити або збільшити рівень споживання з метою мінімізації витрат на балансування системи. Інформація щодо такого впорядкування за ціновими заявками/пропозиціями доводиться до відома учасників ринку та оператора системи.

Концепція впорядкування за ціновими заявками/пропозиціями дуже нагадує концепцію ранжування (впорядкування) виробників. Різниця полягає в тому, що ранжування базується на адміністративно визначених витратах, а впорядкування за ціновими заявками/пропозиціями – на основі вільно заявлених цін. На рис. 2.17 наведено приклад впорядкування за ціновими заявками/пропозиціями.

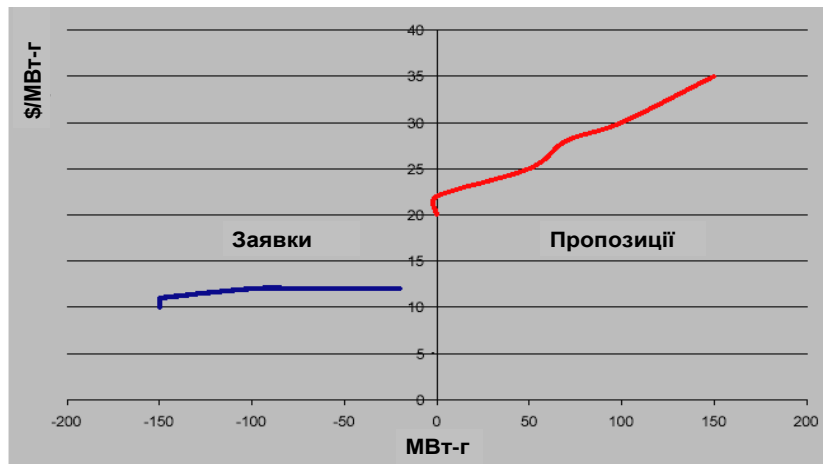


Рис. 2.17 – Приклад впорядкування за ціновими заявками/пропозиціями

Якщо в системі є дефіцит у розмірі 100 МВт, то оператор системи прийматиме всі пропозиції на збільшення енергопостачання системи доти, доки обсяг не досягне наростаючим підсумком 100 МВт. У даному прикладі це призведе до формування граничної ціни в 30 \$/МВт·г – пропозиції енергоблоку, необхідної саме для покриття 100 МВт дефіциту системи.

Диспетчеризація в реальному часі

В режимі реального часу оператор системи приймає цінові заявки та пропозиції від учасників ринку для коригування їхнього рівня виробництва чи споживання з метою підтримання балансу системи. Учасникам, чиї заявки або пропозиції прийнято, видається «акцепт». В ньому зазначено обсяг, на який учаснику необхідно відхилитись від фізичного планового графіка. Оператор системи може видавати будь-яку кількість акцептів на один і той же енергоблок. Будь-який новий акцепт буде превалювати над раніше виданими акцептами по заявках та пропозиціях, поданих на даний період. Акцепти постійно переглядаються до реального часу з метою урахування змін стану системи.

До учасника, який не може виконати зобов'язання згідно з прийнятою заявкою чи пропозицією, застосовується штраф.

Фактичні розрахунки

Розрахунки за двосторонніми договорами здійснюються безпосередньо між покупцем та продавцем без залучення будь-якої іншої сторони. Платежі учасникам, які надають послуги з балансування, та надходження від сторін, у яких виникає небаланс, здійснюються через адміністратора системи розрахунків (ця функція може виконуватись як окремо, так і оператором системи або оператором ринку). На стадії здійснення розрахунків, яка відбувається після диспетчеризації, оператор ринку визначає відповідальність за небаланси та нараховує відповідні платежі. Усі виробники доводять до його відома виміряні обсяги виробленої електроенергії, усі постачальники та споживачі – виміряні обсяги споживання. На основі цих даних оператор ринку проводить розрахунки небалансу для кожного учасника ринку, що визначається

як різниця між заявленими договірними позиціями та вимірним обсягом виробництва чи споживання.

Таке обчислення не враховує відхилень, що виникли внаслідок команд системного оператора в рамках балансуючого ринку (або інших регламентів).

Наприклад, у нашому випадку виробник продав 100 МВт за договором та повідомив про цю позицію оператора системи. Також було прийнято його пропозицію збільшити обсяг виробництва на 10 МВт. Але фактично його обсяг виробництва становить 105 МВт. Виходячи з цього, розраховується небаланс, що дорівнює заявленим 100 МВт, плюс 10 МВт додаткового (за командою) виробництва, мінус 105 МВт фактичного виробництва, що в результаті дає дефіцит в обсязі 5 МВт. Цей обсяг недовиробництва має покриватися іншим виробником, чия пропозицію прийняв оператор системи.

Наш виробник отримає оплату за додаткові 10 МВт, прийнятні на балансуючому ринку, а також має сплатити за покриття свого власного небалансу, що становить 5 МВт.

Вартість небалансів, що нараховуються усім учасникам ринку, розраховується за правилами, що діють для балансуючого ринку. Питання формування ціни небалансу розглядається у наступній частині. Слід відзначити важливість фізичних даних про власний режим виробництва та повідомлень про договірні позиції при визначенні результатів на балансуючому ринку. Фізичні дані використовуються для встановлення базисного рівня, який використовується для відбору заявок та пропозицій, що приймаються оператором системи для здійснення балансування попиту та постачання, а отже, і для визначення ціни, що нараховується за небаланс. Повідомлення про договірні позиції використовується для визначення обсягів небалансу, за які кожен учасник несе відповідальність.

Утворення цін на небаланси

Під час здійснення розрахунків виробники та постачальники мають сплачувати за небаланси між законтракованими і дійсними навантаженням та споживанням (у разі, якщо цей небаланс не стався внаслідок виконання диспетчерської команди від Системного оператора). Учасники ринку, які спричиняють зниження наявної потужності в системі (тобто ті, які виробляють

менше або споживають більше договірної обсягу) і які таким чином докупляють додаткову енергію з балансуєного ринку, будуть сплачувати ціну «добавки».

Величина зазначеної ціни буде базуватись на витратах, які несе Системний оператор, віддаючи команду на виробництво іншому виробнику з метою покриття небалансу. Учасники ринку, що спричиняють перебільшення потужності у системі (тобто у які генерують більше або споживають менше за контрактні рівні) і, таким чином, скидають «надлишки» енергії на балансуєний ринок, будуть отримувати ціну «надлишків». Загалом, ціна «надлишку» буде набагато нижчою за ціну «добавки».

Виробники і постачальники намагатимуться уникнути фінансових втрат від платежів за ці небаланси. Таким чином, у них з'являться стимули укласти договори на обсяги, найближчі до їхніх реальних потреб, і відповідно – виробляти найближчі до контрактних рівнів.

Отже, балансуєний ринок має дві сторони (рис. 2.18). Постачальники балансу (ліва сторона), які в основному або виключно представлені виробниками, будуть отримувати команди від Системного оператора на збільшення або зменшення потужності відносно повідомленого рівня.

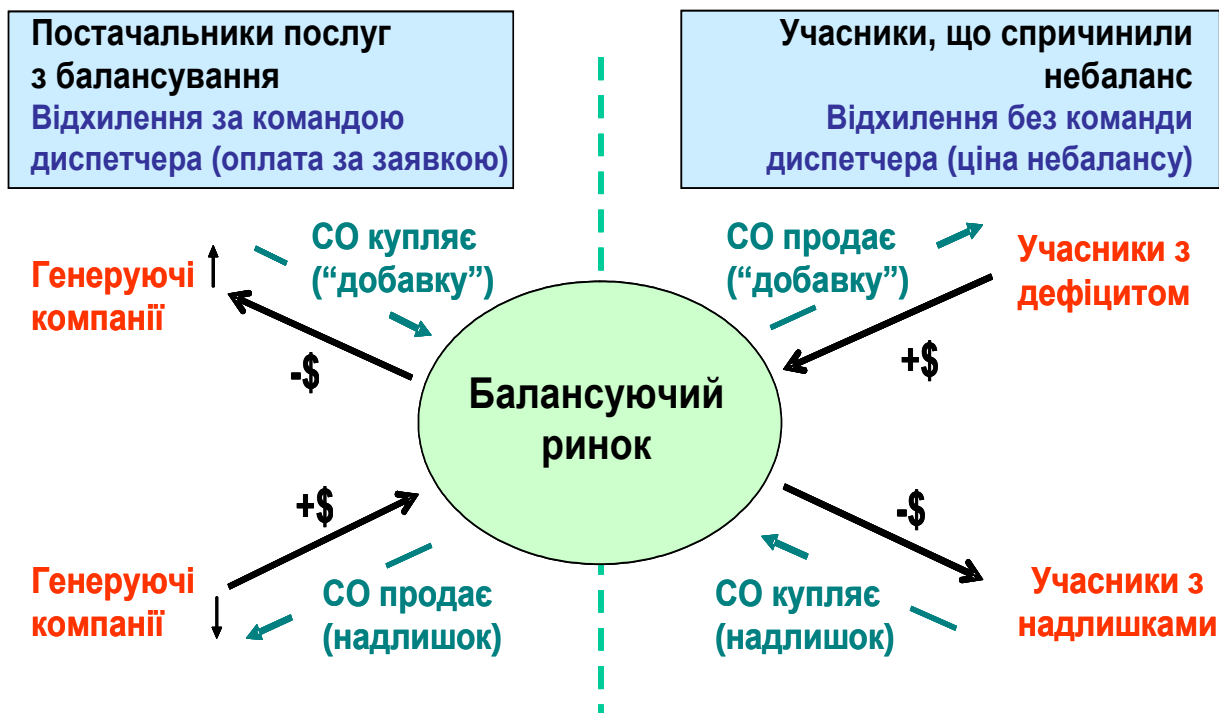


Рис. 2.18 – Організація балансуєного ринку

Виробники та постачальники, чії пропозиції на БР приймаються, отримують за додаткову енергію, що була використана системою, ту ціну, яка вказана в пропозиції (система сплати за пропозицією або заявкою). Виробники та постачальники, чії заявки на БР були прийняті, сплачуватимуть за отримані з ринку обсяги (що являють собою ту енергію, яку вони вирішили купувати на балансуєчому ринку замість того, щоб постачати самостійно) ту ціну, що вказана в заявці.

Сторони, які спричинили небаланс (тобто відповідні виробник і постачальник), матимуть відхилення від повідомленого рівня, причому таке, що сталося без команди диспетчера. Такі небаланси будуть розраховані за ціною небалансів. Сума сплати всіх платежів з лівого боку (відхилення за командою) і сума платежів на правому боці (відхилення без команди) будуть приблизно дорівнювати одна одній таким чином, щоб сальдо рахунку балансуєчого ринку на кінець розрахункового періоду дорівнювало б нулю. Проте ціни на правому та на лівому боці можуть бути – і, звичайно, бувають – досить різними.

Платежі між виробниками і постачальниками за двосторонніми договорами здійснюються безпосередньо між сторонами договорів згідно з контрактними умовами.

Ринок у перехідний період

Ринок буде реформовано шляхом ***чотирьох послідовних етапів***, які логічно впливають один з одного та забезпечують поетапний перехід від існуючої до кінцевої моделі ринку. Під час кожного з цих етапів запроваджується певний новий елемент механізму майбутнього ринку, надаючи учасникам ринку та централізованим установам, які здійснюють функціонування ринку (тобто оператору ринку та системному оператору), достатній період часу та можливість поступово ознайомитись з новими правилами та механізмами, зі своїм відповідним новим статусом та з новими вимогами, що цим статусом визначаються.

Під час переходу від існуючого пулу до нового ринку РДДБ елементи обох ринків будуть працювати паралельно. Відносний розмір цих двох ринків буде змінюватись на кожному етапі, з домінуванням механізму пулу на початку і поступовим його заміщенням механізмами двосторонніх контрактів і балансування.

План перехідних етапів також має на меті уникнути необхідності використання таких проміжних механізмів, які не знадобляться на пізніших етапах, або будь-якого тривалого та витратного перегляду тих існуючих механізмів, які мають бути потім поступово скасованими. Таким чином, загальною метою стратегії реформування є мінімізація витрат та труднощів перехідного періоду, з наданням всім учасникам ринку та зацікавленим сторонам достатньої можливості для поступового пристосування до нового середовища.

На рис. 2.19 наведено етапи реформування ринку електричної енергії України

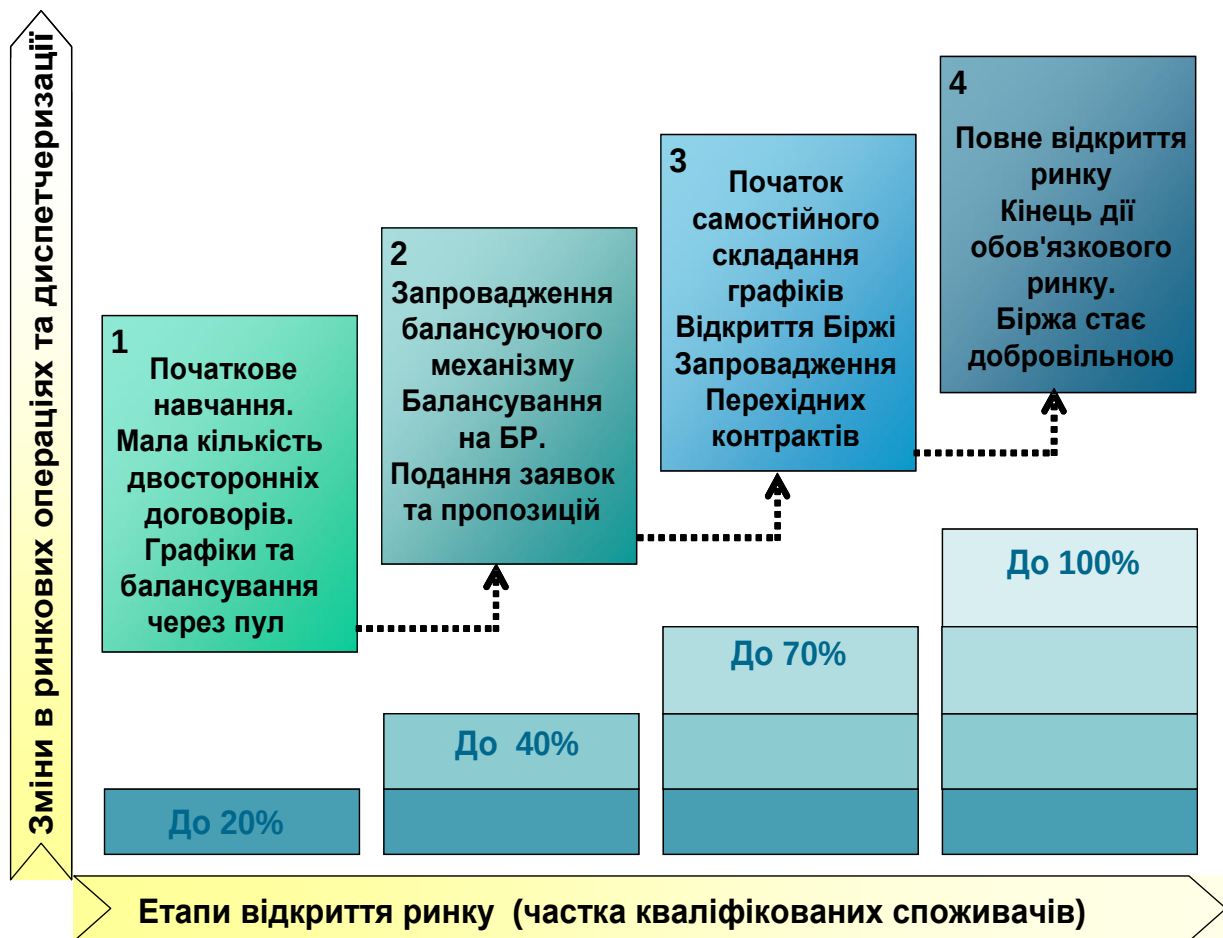


Рис. 2.19 – Етапи реформування ринку електричної енергії України

Процес реформування можна узагальнити таким чином:

Етап 1 – Початкове навчання

Створення умов для перших двосторонніх договорів між генерувальними компаніями та деякими кваліфікованими споживачами. Всі генерувальні компанії продовжують працювати за графіком через Пул, який також має забезпечувати залишковий попит кваліфікованих споживачів. Небаланси розв'язуватимуться через Пул, як і сьогодні. В результаті цього пілотного етапу генерувальні компанії та постачальники кваліфікованих споживачів навчатимуться укладати двосторонні договори, використовувати їх для обслуговування певного навантаження та визначати ціну цих договорів відносно очікуваних ринкових цін.

Етап 2 – Впровадження механізму балансування

Впровадження окремого механізму балансування в реальному часі, який спочатку може використовувати заявки до Пулу на добу наперед, проте згодом базуватиметься на окремих заявках та пропозиціях, що в наприкінці цієї стадії надходитимуть від генерувальних компаній. Небаланси розв'язуються шляхом використання механізму балансування та розраховуються за кінцевими цінами небалансу. В результаті цього етапу всі учасники ринку мають усвідомити необхідність точного планування та прогнозування попиту, а також оцінки ризиків, які пов'язані з небалансами.

Етап 3 – Впровадження самостійного складання графіка навантаження

Цей етап є найважливішою фазою всього процесу реформування, протягом якої ринок рухається від централізованого складання графіка навантаження через Пул до системи із самостійним складанням індивідуальних графіків, де всі генератори та постачальники стають відповідальними за складання на добу наперед графіків навантаження своїх власних станцій та виконання своїх договорів. Водночас оператор ринку має почати керування щоденною біржею електроенергії (Біржа), яку можуть використовувати всі учасники ринку для уточнення своєї позиції ближче до часу фізичного постачання та котра має забезпечити надійний ціновий орієнтир.

На цьому кроці Біржа буде обов'язковою для регульованого ринку, але добровільною для кваліфікованих учасників ринку двосторонніх договорів. Ціна Біржі може використовуватись як базова ціна при укладанні двосторонніх договорів. З метою сприяння переходу цей крок спочатку можна доповнити додатковою торговельною сесією на Біржі або за балансуємим механізмом, де виробники могли би вирішувати всі питання, залишені в їх щоденних виробничих графіках. Проте у всякому разі системний оператор продовжуватиме нести відповідальність за диспетчерське керування в реальному часі з урахуванням фізичних характеристик генерувального обладнання та системних обмежень. Нарешті, укладається пакет перехідних договорів для забезпечення безперервного обслуговування регульованих споживачів за прийнятними цінами.

В результаті виконання цього етапу всі учасники ринку привчаться до того, що самі нестимуть відповідальність за організацію та складання графіка власного виробітку, а також за операції з продажу та придбання електроенергії. Крім цього, оператор ринку перетвориться з оператора Пулу на оператора сучасної біржі електроенергії, діяльність якої з часом може бути поширена на форвардні контракти або інші продукти.

Етап 4 – Припинення дії обов'язкового ринку

Цей етап є останньою фазою процесу реформування, коли ринок досягнув своєї кінцевої форми. Ринок буде цілком базуватись на двосторонніх договорах, але продовжуватиме користуватись послугами біржі електроенергії, яка на цей час стане добровільною. Всі виробники та постачальники будуть сповна зазнавати ризиків небалансів, які містять в собі механізм балансування, що надаватиме суттєві цінові стимули для спонукання постачальників та виробників до мінімізації своїх небалансів.

В результаті здійснення цього етапу Оптовий ринок електроенергії України стане цілком конкурентним з моделлю ринку, яка переважає у континентальній Європі, і тією ж структурою, як, наприклад, у Скандинавії (Норд Пул), Німеччині, Франції, Бенілюксі, Великій Британії, Польщі, Румунії, Угорщині та багатьох інших європейських країнах.

Перехідні етапи та відкриття ринку

Паралельно з впровадженням етапів 1 – 4 ринок буде поступово відкриватись, і таким чином його частка, що працює за новими правилами (тобто «кваліфікований ринок»), буде поступово зростати. Перехід до наступного етапу функціонування ринку буде скоординовано з переходом до нового ступеню відкриття ринку, хоча, можливо, частка кваліфікованого ринку буде збільшуватись кілька разів впродовж кожного перехідного етапу, поки нарешті не досягне 100-відсоткової відмітки.

Нижче наведені головні принципи, за якими визначатимуться послідовні кроки відкриття ринку:

- Ступінь відкриття ринку на кожному кроці має бути досить великим, щоб забезпечити очікуваний навчальний ефект та надати достатньому потенційному колу учасників ринку реальну можливість приєднатись до кваліфікованого ринку, але при цьому запобігти дуже швидкому відкриттю, яке може призвести до непередбачуваних наслідків.
- Відкриття ринку на етапах 1 і 2 має бути обмеженим для того, щоб мінімізувати можливість виникнення проблем, коли продаж за двосторонніми договорами перевищує сумарне виробництво кожного виробника за централізованим диспетчерським графіком, що визначається Пулом.
- Кожний крок має зберегти справедливий розподіл вартості виробництва між двома ринками і, таким чином, забезпечити привабливість кожного з ринків для всіх споживачів.
- Кроки мають бути пристосовані до поточних умов щодо впорядкованих розрахунків, таких як наявність інтервальних лічильників, затверджених правил та систем збору та агрегації даних комерційного обліку.

Підхід до визначення частки кваліфікованого ринку має зважати на зміну етапів (тобто на істотні зміни при просуванні до наступного етапу), що станеться під час переходу з етапу 2 до етапу 3. Під час етапів 1 і 2 існуючий Пул продовжуватиме бути орієнтиром для порівняння, а також запасною позицією для можливого відступу для учасників ринку двосторонніх договорів. Додатковим важливим фактором є те, що під час цих двох етапів двосторонні контракти, які укладаються між учасниками, безпосередньо не впливають на складання диспетчерського графіка.

Починаючи з етапу 3 ситуація перетворюється на зворотну – Пул зникає, і «нормальним» режимом дії ринку стає ринок двосторонніх договорів (у тому числі договорів, що укладаються через Біржу електроенергії), а диспетчерський графік стає результатом самостійного планування виробітку учасниками. Для певних категорій учасників, що залишаються некваліфікованими, запроваджуються спеціальні регульовані перехідні договори. Під час етапу 3 ці перехідні договори можуть ще обіймати порівняно велику частку ринку (побутові і багато комерційних споживачів). Просування до четвертого етапу станеться тоді, коли термін дії всіх або більшості цих договорів закінчиться.

Кваліфіковані споживачі та постачальники

Кваліфіковані споживачі можуть визначатись:

- за рівнем напруги, на якій вони приєднані до мережі;
- за граничним рівнем споживання та/або категорією споживача;
- за вимогами щодо комерційного обліку;
- за спеціальними характеристиками (наприклад, споживачі, що приєднані безпосередньо до шин ТЕЦ, можуть бути кваліфіковані незалежно від приєднаної потужності).

Найбільш прийнятним було б застосування критерію обліку, а саме, єдиним критерієм кваліфікованості споживачів для переходу на новий ринок буде наявність погодинного обліку, здатного задовольнити вимоги розрахунків для оптового ринку електроенергії.

Це здається раціональним критерієм, але потрібно брати до уваги такі два аспекти:

- по-перше, наразі не всі споживачі, що обслуговуються постачальниками за нерегульованим тарифом, мають погодинний облік, спроможний задовольнити вимоги щодо розрахунків. Такі споживачі наразі обслуговуються на базі середнього графіка обленерго. Якщо застосовується суворий критерій обліку, це означає, що деякі споживачі будуть зобов'язані повернутися до свого постачальника за регульованим тарифом;
- по-друге, визначення критерію обліку як єдиного критерію означає, що для НКРЕ буде складніше прогнозувати, які споживачі прагнутимуть переходу до нового ринку на етапах 1 та 2. Це означає, що розрахунки, пов'язані з розподілом квот для виробників і застосуванням стимулюючих регуляторних заходів, будуть менш точними, ніж у разі застосування додаткових критеріїв кваліфікованості.

Перехід до нового ринку досить великою мірою залежить від активної та конкурентної поведінки постачальників, що пропонують кваліфікованим споживачам цікаві цінові схеми й додаткові вигоди. Вже на етапі 2 ми очікуємо, що до 40 % споживачів будуть обслуговуватися кваліфікованими постачальниками.

На існуючому ринку приблизно 10 % обсягу споживання забезпечують постачальники за нерегульованим тарифом. Тоді як усі постачальники мають купляти весь обсяг енергії в Пулі, постачальники за нерегульованим тарифом можуть використовувати плоскішу форму графіка навантаження промислових споживачів, щоб запропонувати ціну, нижчу за ту, яку зміг би запропонувати місцевий постачальник за регульованим тарифом.

Постачальникам за регульованим тарифом дозволяється пропонувати нерегульоване постачання, але тільки за межами своєї території.

Для переходу до нового ринку перевагою є те, що Україна вже має реальний досвід роботи в умовах доступу третьої сторони до мереж та конкуренції між постачальниками. Водночас саме ті споживачі, яких наразі обслуговують постачальники за нерегульованим тарифом, вважали б доцільним перехід на ринок двосторонніх договорів.

Щоб не втратити цього потенціалу для ринку двосторонніх договорів, а також в інтересах упорядкування підприємницької діяльності з постачання електроенергії і спрощення режиму її ліцензування, пропонується постачальники за нерегульованим тарифом починаючи з етапу 1 змінити свій статус на кваліфікованих постачальників.

Крім того, пропонується продовжити обмеження для постачальників за регульованим тарифом щодо нездійснення ними постачання за нерегульованим тарифом на своїй території на етапах 1 та 2. Це обмеження автоматично знімається на етапі 3. Починаючи з етапу 3 всі постачальники є кваліфікованими, крім зазначених обсягів, охоплених у регульованих двосторонніх перехідних договорах, які використовуються для постачання споживачів за регульованим тарифом.

Кваліфіковані виробники

Ми розглянули різні варіанти визначення кваліфікованого виробництва електроенергії (тобто на основі або окремих блоків, або станцій, або компаній). За оптимальне було визначено виражати кваліфікованість виробників електроенергії як частку потужності кожної генерувальної компанії. Ці частки або квоти мають плануватися таким чином, щоб вони відповідали очікуваному попиту кваліфікованих споживачів. Крім того, цей розподіл має базуватися на принципі забезпечення порівнянних рівнів середніх витрат на обох ринках.

Процес розподілу має забезпечувати постійну наявність достатнього обсягу виробництва на кожному ринку для задоволення попиту споживачів у цілому та з огляду на форми графіків навантаження. В наявності у системного оператора повинен бути надлишок виробництва, необхідний для балансування, управління обмеженнями та для будь-яких потреб для забезпечення стабільності системи при роботі в реальному часі. Це означає, що керування процесом розподілу повинно здійснюватися поетапно:

1. Визначити допустимий розмір кваліфікованого ринку на кожний рік та відповідно визначити критерії кваліфікованості для споживачів.
2. Розподілити достатній обсяг виробництва («квоту») на ринок двосторонніх договорів для забезпечення очікуваного базового, середнього та пікового попиту споживачів, обумовленого двосторонніми договорами.
3. Забезпечити наявність усього необумовленого договорами обсягу виробництва для решти пулу та балансуєчого ринку.

Квоти будуть визначені для атомних та теплових компаній. Певні квоти можуть також бути визначені для великих ТЕЦ, а також для гідрогенерації до певного ступеню. Певні обмеження та регуляторні засоби будуть застосовані для того, щоб досягти цілей на перехідних кроках. Зокрема, очікується, що протягом етапів 1 та 2 основним методом укладання двосторонніх договорів буде аукціон, у якому можуть бути встановлені кілька регуляторних параметрів і де процес та ціни можна бути легко контролювати.

2.6 Регулювання роздрібного ринку електричної енергії

Поняття ринку як системи взаємовідносин, об'єкт та суб'єкти ринку

Під ринком взагалі розуміють сукупність правовідносин, пов'язаних з продажем тих чи інших товарів, робіт, послуг. Відповідно ринок має такі ознаки, як наявність об'єкта взаємовідносин (товарів, робіт, послуг), щодо купівлі-продажу яких формуються відносини між суб'єктами цього ринку. Формування відносин супроводжується виникненням договірних взаємовідносин, які оформляються договорами та супроводжуються розрахунками.

Ринку, який функціонує (активному ринку), притаманні такі умови:

- товари, роботи, послуги, що продаються та купуються на цьому ринку, є однорідними;
- у будь-який час можна знайти зацікавлених продавців і покупців (є попит та пропозиція);
- інформація про ринкові ціни є загальнодоступною.

Розрізняють також конкурентний ринок, монополізований ринок та ринок природних монополій.

Ознакою **конкурентного ринку** є наявність достатньо великого кола як суб'єктів, які пропонують товари, роботи, послуги, так і суб'єктів, які мають попит щодо купівлі відповідних товарів, робіт, послуг. Такий ринок вважається саморегулюючим, і оптимальна ціна формується шляхом балансування пропозиції та попиту.

Тобто для конкурентного ринку з необмеженою кількістю покупців та продавців вірне припущення, що завжди знайдеться продавець, який погодиться продати товар за мінімальною ціною, та знайдеться покупець, який погодиться придбати товар за максимальною ціною. Причому чим нижче ціна, тим менше буде таких продавців і більше покупців, а чим вище ціна, тим більше буде продавців та менше покупців. На перетині кривих попиту та пропозиції (рис. 2.20) формується оптимальна ціна товару на конкурентному ринку.

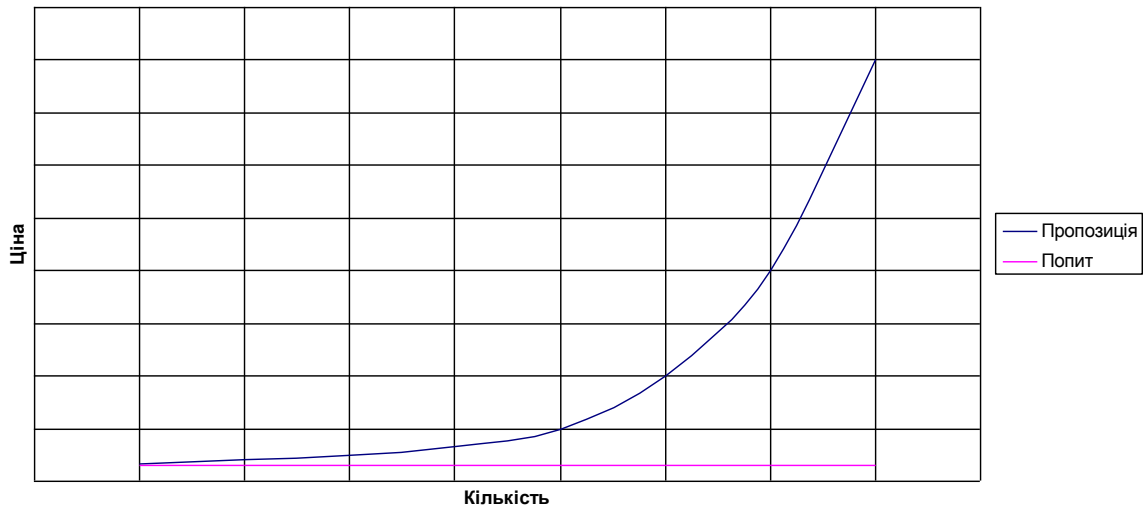


Рис. 2.20 – Співвідношення попиту та пропозиції на ринку, монополізованому покупцем

Монополізований ринок характеризується зменшенням кількості суб'єктів ринку (або з боку пропозиції, або з боку попиту) до визначеного кола осіб, що дає можливість пропонувати контрагентам невигідні для них цінові пропозиції на користь суб'єктів, що монополізували ринок. Тобто у разі монополізації з боку покупців ціна на товар, за якою покупці згодні його придбати, буде занижена до мінімального рівня і не буде залежати від кількості, а у разі монополізації з боку продавців (рис. 2.21) ціна продажу буде завищена і також не буде залежати від кількості.

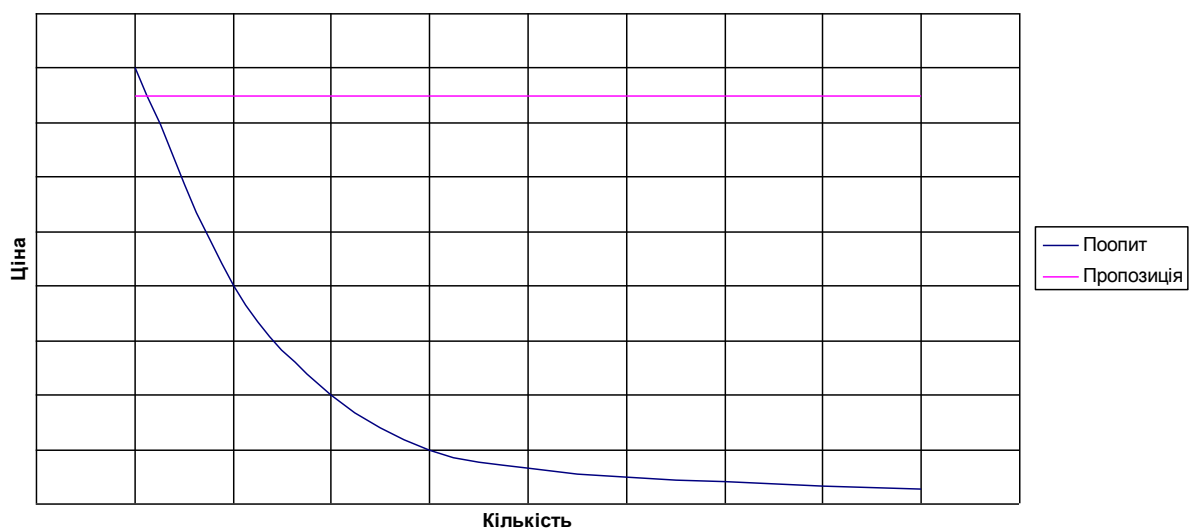


Рис. 2.21 – Співвідношення попиту та пропозиції на ринку, монополізованому продавцем

Але цілком очевидно, що монополізований ринок потребує цінового регулювання з метою оптимізації ціни на товар. Особливо якщо такі товари та послуги мають визначальний вплив на загальний рівень і динаміку цін, мають вирішальне соціальне значення.

Критерії монополізації ринку наведені в статті 12 Закону України «Про захист економічної конкуренції». Вважається, що суб'єкт господарювання стає монополістом, якщо його частка на ринку товару перевищує 35 відсотків і він не доведе, що зазнає значної конкуренції. Крім цього, монопольним (домінуючим) також може бути визнане становище суб'єкта господарювання, якщо його частка на ринку товару становить 35 або менше відсотків, але він не зазнає значної конкуренції, зокрема внаслідок порівняно невеликого розміру часток ринку, які належать конкурентам.

Щодо групи суб'єктів господарювання монопольним (домінуючим) вважається також становище кожного з кількох суб'єктів господарювання, якщо сукупна частка не більше ніж трьох суб'єктів господарювання, яким на одному ринку належать найбільші частки на ринку, перевищує 50 відсотків або сукупна частка не більше ніж п'яти суб'єктів господарювання, яким на одному ринку належать найбільші частки на ринку, перевищує 70 відсотків. І при цьому вони не доведуть, що між ними немає конкуренції або є незначна конкуренція і щодо них, разом узятих на цьому ринку, немає жодного конкурента або вони не зазнають значної конкуренції внаслідок обмеженості можливостей доступу інших суб'єктів господарювання щодо закупівлі сировини, матеріалів та збуту товарів, наявності бар'єрів для доступу на ринок інших суб'єктів господарювання, наявності пільг чи інших обставин.

Розрізняють штучну монополізацію ринку, що є предметом досліджень Антимонопольного комітету, та ринок природних монополій.

Відповідно до Закону України «Про природні монополії» природна монополія – це стан товарного ринку, при якому задоволення попиту на цьому ринку є більш ефективним за умови відсутності конкуренції внаслідок технологічних особливостей виробництва (у зв'язку з істотним зменшенням витрат виробництва на одиницю товару в міру збільшення обсягів виробництва), а товари (послуги), що виробляються суб'єктами природних монополій, не можуть бути замінені у споживанні іншими товарами

(послугами), у зв'язку з чим попит на цьому товарному ринку менше залежить від зміни цін на ці товари (послуги), ніж попит на інші товари (послуги) (стаття 1 цього Закону).

Тобто на ринку природної монополії послуги (товари) природної монополії в необхідній їх споживачам кількості можуть бути продані за будь-яку ціну, встановлену монополістом, яка може бути завищена і не залежить від кількості реалізованого товару або обсягу наданих послуг (рис. 2.22).

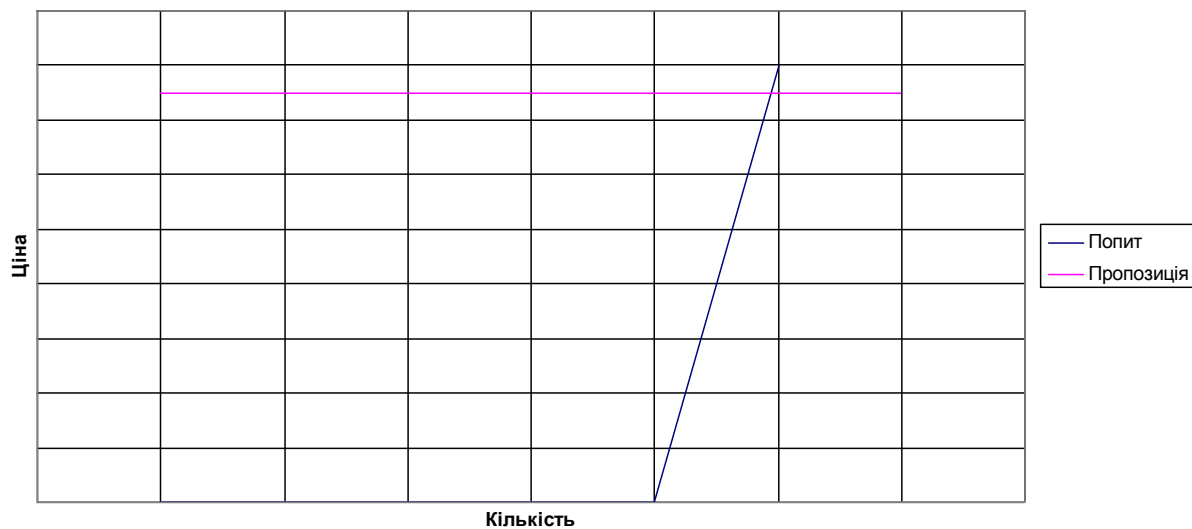


Рис. 2.22 – Співвідношення попиту та пропозиції на ринку природної монополії

Крім цього, Законом України «Про природні монополії» визначено, що діяльність з передачі електричної енергії відноситься до природної монополії, а діяльність з постачання до суміжного ринку з ринком цієї природної монополії.

Таким чином, з метою оптимізації діяльності суб'єктів природних монополій та суб'єктів суміжних ринків є необхідним регулювання діяльності відповідних суб'єктів господарювання, в першу чергу в частині ціноутворення.

Відповідно до статті 4 Закону України «Про природні монополії» регулювання діяльності суб'єктів господарювання у сферах діяльності природних монополій здійснюється національними комісіями регулювання природних монополій. Статтею 7 цього ж Закону встановлено, що діяльність суб'єктів природних монополій, а також діяльність суб'єктів господарювання на суміжних ринках підлягає ліцензуванню відповідно до закону.

Крім того, статтею 8 визначено, що предметом регулювання діяльності суб'єктів природних монополій згідно із Законом України «Про природні монополії» є:

- ціни (тарифи) на товари, що виробляються (реалізуються) суб'єктами природних монополій;
- доступ споживачів до товарів, що виробляються (реалізуються) суб'єктами природних монополій;
- інші умови здійснення підприємницької діяльності у випадках, передбачених законодавством.

Статтями 5 та 6 Закону України «Про природні монополії» визначено перелік сфер діяльності природних монополій та суміжних ринків. У тому числі до сфери діяльності суб'єктів природних монополій віднесено діяльність з передачі та розподілу електричної енергії, а до суміжних ринків – виробництво електричної енергії в обсягах, що перевищують рівень, який встановлюється умовами та правилами здійснення підприємницької діяльності з виробництва електричної енергії та постачання електричної енергії.

Відповідно до Закону України «Про електроенергетику» електрична енергія визначена як товар призначений для купівлі-продажу (стаття 1).

На рис. 2.23 подана функціональна схема ринку електричної енергії України з точки зору товарно-грошових потоків, які виникають в діючій моделі енергетичного ринку.

Відповідно до статті 11 Закону України «Про електроенергетику» державне регулювання діяльності в електроенергетиці провадиться шляхом надання ліцензій на здійснення окремих видів діяльності в електроенергетиці, формування тарифної політики, встановлення порядку здійснення контролю за діяльністю суб'єктів електроенергетики, інших учасників Оптового ринку електричної енергії та відповідальності за порушення ними умов і правил здійснення діяльності на Оптовому ринку електричної енергії.

Таким чином, регулювання діяльності суб'єктів природних монополій на ринку електричної енергії України здійснюється за такими напрямками:

1. **Регулювання присутності на ринку** або доступу на Оптовий ринок електричної енергії України. Так, статтею 13 Закону України «Про електроенергетику» встановлено, що діяльність з вироблення, передавання та

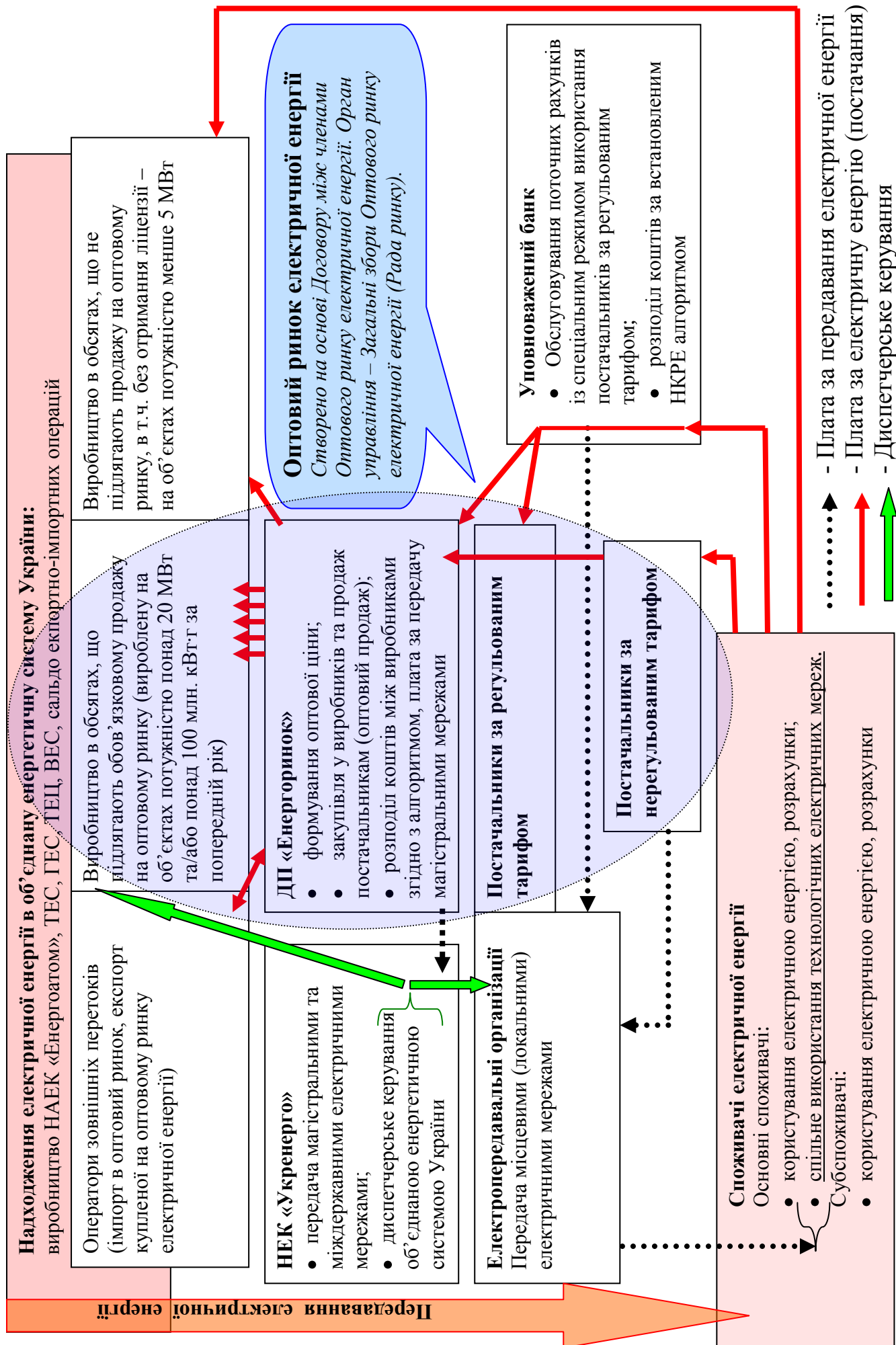


Рис. 2.23 – Функціональна схема ринку електричної енергії України

постачання електричної енергії в Україні здійснюється за умови отримання відповідної ліцензії. Ліцензія на здійснення діяльності з виробництва, передачі та постачання електричної енергії видається Національною комісією регулювання електроенергетики України. Ліцензія видається окремо на кожний вид діяльності відповідно до інструкції, умов і правил здійснення окремих видів діяльності, що затверджуються Національною комісією регулювання електроенергетики України.

2. Тарифне регулювання. Частинами другою та третьою статті 17 Закону України «Про електроенергетику» визначено, що роздрібна ціна на електричну енергію формується енергопостачальниками згідно з умовами і правилами здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії. Тарифи на передачу і постачання електричної енергії місцевими (локальними) електромережами регулюються Національною комісією регулювання електроенергетики України. Порядок і спосіб розрахунку, методологія тарифоутворення регулюються тимчасовою методикою розрахунку роздрібного тарифу на спожиту електроенергію, тарифу на передачу електроенергії місцевими (локальними) електромережами та тарифу на постачання електроенергії, затвердженою постановою НКРЕ від 6 травня 1998 р. № 564.

3. Регулювання відносин. Статтею 12 Закону України «Про електроенергетику» серед основних завдань Національної комісії регулювання електроенергетики України в тому числі визначені захист прав споживачів електричної і теплової енергії та розроблення і затвердження правил користування електричною енергією. Відповідно до положень частини четвертої статті 26 цього Закону Правила користування електричною енергією для населення затверджуються Кабінетом Міністрів України.

На виконання зазначених вимог Закону Національною комісією регулювання електроенергетики України було розроблено відповідні проекти правил. Правила користування електричною енергією для населення затверджені постановою Кабінету Міністрів України від 26.07.1999 р. № 1357, а постановою НКРЕ від 31.07.1996 р. № 28 затверджено Правила користування електричною енергією.

Оптовий ринок створено згідно зі статтею 15 Закону України «Про електроенергетику», відповідно до якої купівля всієї електричної енергії,

виробленої на електростанціях, потужність чи обсяг відпуску яких більші за граничні показники, а також на вітроелектростанціях, незалежно від величини встановленої потужності чи обсягів відпуску електричної енергії (крім електричної енергії, виробленої на теплоелектроцентралях, які входять до складу енергопостачальників, для споживання на території здійснення ліцензованої діяльності), та весь її оптовий продаж здійснюється на Оптовому ринку електричної енергії України. Функціонування інших оптових ринків електричної енергії в Україні забороняється. Оптовий ринок електричної енергії України створюється на підставі договору.

Договір між членами Оптового ринку електричної енергії України укладено 15 листопада 1996 року. Згідно з преамбулою до Договору в ньому беруть участь:

- державне підприємство «Енергоринок», яке одержало ліцензію на право здійснення підприємницької діяльності з оптового постачання електричної енергії;
- виробники електричної енергії, які отримали ліцензію на право здійснення підприємницької діяльності з виробництва електричної енергії;
- постачальники електричної енергії, які одержали ліцензію на право здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії за регульованим тарифом;
- постачальники електричної енергії, які одержали ліцензію на право здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії за нерегульованим тарифом.

Тобто відносини на Оптовому ринку електричної енергії регулюються Договором між членами Оптового ринку електричної енергії (ДЧОРЕ), відповідними додатками до цього договору, зокрема Правилами Оптового ринку електричної енергії та Інструкцією з комерційного обліку на Оптовому ринку електричної енергії (ІКО).

Правила Оптового ринку визначають механізм функціонування Оптового ринку електричної енергії України, порядок розподілу навантажень між генерувальними джерелами, правила формування ринкової ціни на електричну енергію, ціни на електричну енергію генерувальних компаній та оптові ціни, правила купівлі-продажу електричної енергії на Оптовому ринку електричної енергії.

Інструкція з комерційного обліку на Оптовому ринку електричної енергії визначає вимоги до обліку для суб'єктів, що здійснюють купівлю-продаж електричної енергії на Оптовому ринку.

Як видно із функціональної схеми ринку електричної енергії України, поза відносинами, які виникають між суб'єктами Оптового ринку України, присутні відносини, що супроводжують використання електричної енергії споживачами.

Пунктом 2 Концепції функціонування та розвитку Оптового ринку електричної енергії України, схваленої постановою Кабінету Міністрів України від 16 листопада 2002 р. № 1789 визначено, що роздрібний ринок електричної енергії – система відносин, які виникають у процесі продажу і купівлі електричної енергії між виробниками або постачальниками електричної енергії та кінцевими споживачами.

Купуючи електричну енергію на Оптовому ринку електричної енергії України постачальник може не мати у власності електричних мереж, за допомогою яких електрична енергія передається (наприклад, постачальник електричної енергії за нерегульованим тарифом).

Таким чином, користування електричною енергією кінцевим споживачем передбачає одночасне здійснення двох видів діяльності: безпосередній продаж електричної енергії як товару (постачання) та передача електричної енергії мережами, які є у власності відповідного суб'єкта господарювання. Нормативно (законодавчо) ці види діяльності розділені і можуть здійснюватись різними суб'єктами господарювання.

Діяльність постачальника полягає в купівлі електричної енергії на Оптовому ринку електричної енергії України та продажу її споживачу (на роздрібному ринку електричної енергії), а діяльність електропередавальної організації (власника електричних мереж) полягає в передаванні за допомогою відповідних мереж електричної енергії, що належить постачальнику.

Таким чином, до постачання електричної енергії належить купівля на Оптовому ринку та продаж споживачу електричної енергії як товару, а до передавання електричної енергії – володіння електричними мережами та утримання цих мереж в належному технічному стані.

2.7 Регулювання роздрібного ринку електричної енергії: тристоронні відносини

Як свідчить досвід, практика врегулювання тристоронніх відносин на роздрібному ринку електричної енергії викликає найбільшу кількість питань, які часто призводять учасників цих відносин до спірної, нерегульованої або невизначеної ситуації.

Відповідно до зазначеного залишається актуальним питання щодо з'ясування кількості можливих схем впорядкування таких тристоронніх взаємовідносин взагалі, їх порівняльний аналіз, виділення життєздатних та найбільш доцільних (або однієї доцільної) схем до застосування.

Законодавством України розділено діяльність з передавання та постачання електричної енергії. Причому допускається суміщення цих двох видів діяльності одним суб'єктом господарювання. Крім того, існують суб'єкти господарювання, які вимушені здійснювати передавання електричної енергії власними мережами і при цьому не мають ліцензії на передавання електричної енергії, оскільки передавання електричної енергії не є їх основним видом діяльності.

Таким чином, у процесі використання електричної енергії можуть бути задіяні три суб'єкти: покупець (споживач), продавець (постачальник) та передавальна організація. Внаслідок цього виникають тристоронні взаємовідносини незалежно від бажання чи небажання сторін брати участь в таких відносинах.

З точки зору спрямування грошових потоків ці взаємовідносини можуть бути врегульовані за декількома схемами. Сьогодні день чинною нормативною базою (зокрема, Правилами користування електричною енергією, затвердженими постановою НКРЕ № 28 (із змінами) від 31.07.96 р.) передбачено можливість врегулювання тристоронніх взаємовідносин за двома схемами, що, однак, не являє вичерпного переліку можливих варіантів.

Крім того, від обраної схеми можуть залежати витрати енергокомпанії і, відповідно, роздрібна ціна (тариф) на електричну енергію для кінцевого споживача.

Цей факт залишає відкритим питання щодо доцільності запровадження декількох схем замість однієї, коли в тому чи іншому випадку сторони мають дійти між собою згоди, яким чином врегулювати відносини. Чи, навпаки, обрати єдину схему, яку закріпити відповідними нормативно-правовими актами. Тобто зайняти позицію оформлення відносин за принципом однотипності, що має значно спростити врегулювання відносин в кожному конкретному випадку, усуне передумови виникнення спорів, але може мати негативний вплив на рівень витрат енергокомпаній.

Не останнє місце в дискусії посідає питання форми врегулювання тристоронніх відносин. А саме шляхом укладення одного тристороннього договору чи системи з трьох або двох двосторонніх договорів. З одного боку, усі три сторони об'єктивно присутні в процесі купівлі-продажу та використання електричної енергії кінцевим споживачем. Відповідно здається доцільним застосування одного тристороннього договору. А з іншого боку, у разі виникнення спору між двома сторонами такого договору третя сторона стає заручником відносин двох інших сторін, і, не будучи при цьому учасником цих відносин, не має можливості тим чи іншим чином на них вплинути, в тому числі в судовому порядку.

Історично політика розвитку мереж в колишньому СРСР та перерозподіл власності нині призвели до масового явища, коли між електроустановками споживача та постачальника електричної енергії за регульованим тарифом (електропередавальної організації) виникли ділянки мереж, які належать іншим суб'єктам господарської діяльності. Причому ці суб'єкти господарської діяльності не належать до суб'єктів електроенергетики. Тобто здійснюють якусь господарську діяльність і внаслідок історичних подій вимушені передавати електричну енергію власними мережами іншим споживачам (рис. 2.24).

Законами України «Про природні монополії» та «Про електроенергетику» визначено, що передавання електричної енергії можуть здійснювати суб'єкти господарювання, які мають відповідну ліцензію. Таким чином, розділено діяльність з постачання та передавання електричної енергії. Для суб'єктів господарської діяльності, які здійснюють ту чи іншу діяльність на роздрібному ринку електричної енергії (крім споживачів), Національною комісією регулювання електроенергетики України (постановами від 11.10.96 р. № 152

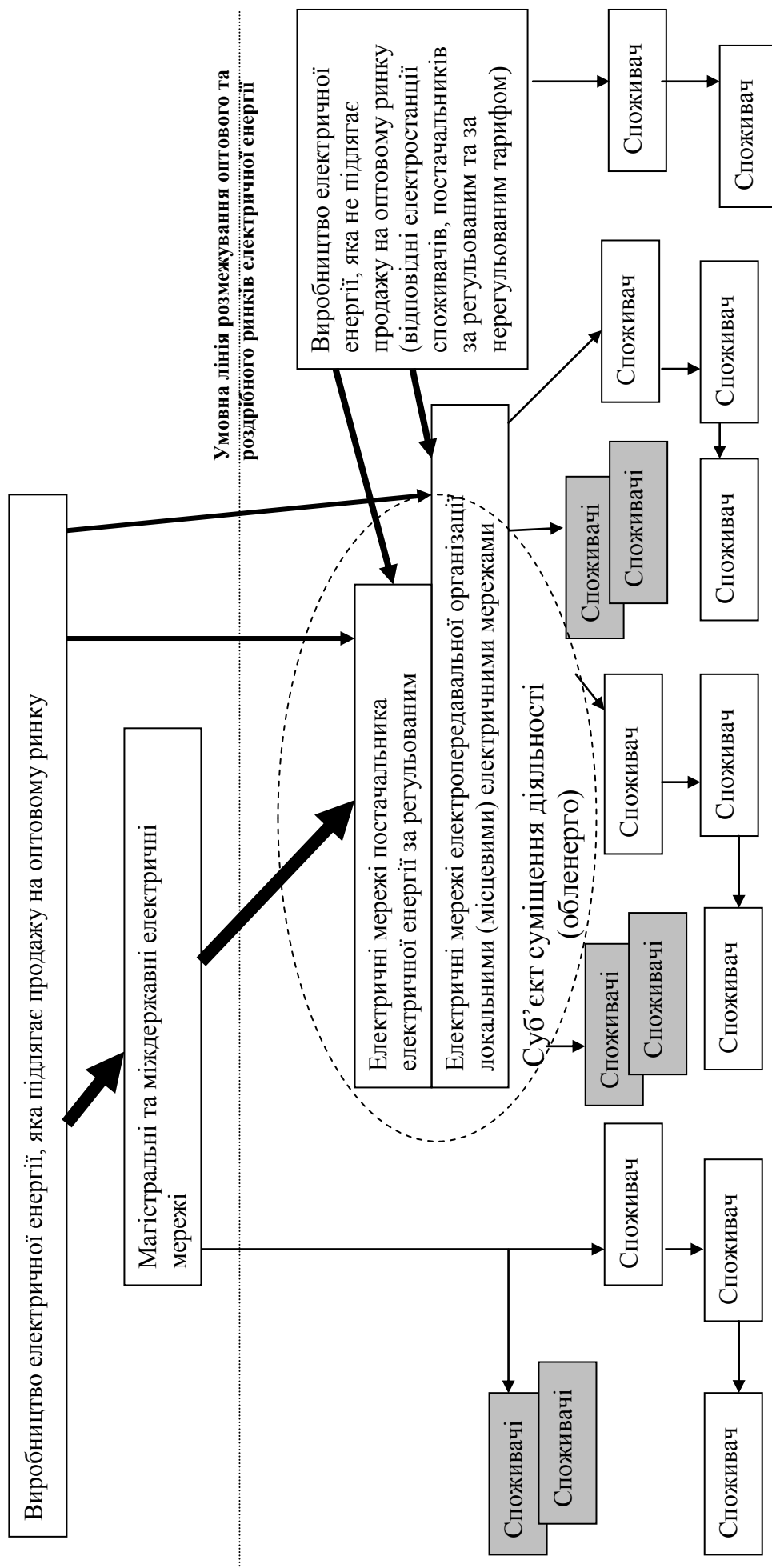


Рис. 2.24 Загальна схема взаємовідносин учасників ринку електричної енергії та споживачів

«Про затвердження Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з передавання електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами», від 13.06.96 р. № 15 «Про затвердження Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з передавання електричної енергії місцевими (локальними) електромережами», від 13.06.96 р. № 15/1 «Про затвердження Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії за регульованим тарифом» та від 12.08.96 р. № 36 «Про затвердження Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії за нерегульованим тарифом») затверджено окремі ліцензії (Умови та Правила) для кожного із видів підприємницької діяльності, які здійснюються тими чи іншими суб'єктами господарювання, що присутні на роздрібному ринку електричної енергії.

При цьому допускається суміщення одним суб'єктом господарювання діяльності з постачання електричної енергії за регульованим тарифом та передавання електричної енергії місцевими (локальними) електромережами, за винятком діяльності з передавання електричної енергії магістральними та міждержавними електромережами.

Таким чином, на законодавчому рівні створено умови для об'єктивного **виникнення тристоронніх відносин** в усіх випадках, коли товар (електрична енергія) передається споживачу від мереж суб'єкта господарської діяльності, який не є постачальником електричної енергії (рис. 2.25).

У свою чергу, умови та правила побудови взаємовідносин між ліцензіатом та споживачем регламентуються Правилами користування електричною енергією, затвердженими постановою НКРЕ від 31.07.96 р. № 28 (із змінами).

Редакція Правил, чинна на кінець 2008 року, передбачає врегулювання тристоронніх відносин за такими схемами:

I. Учасники тристоронніх відносин – постачальник за регульованим тарифом, електропередавальна організація та споживач (рис. 2.26, схема С1).

Відповідно до того, яка організація є електропередавальною – ліцензіат з передавання місцевими (локальними) електромережами чи магістральними (міждержавними) електромережами, ці відносини можна розділити за двома типами: С1.1 та С1.2 (рис. 2.26).

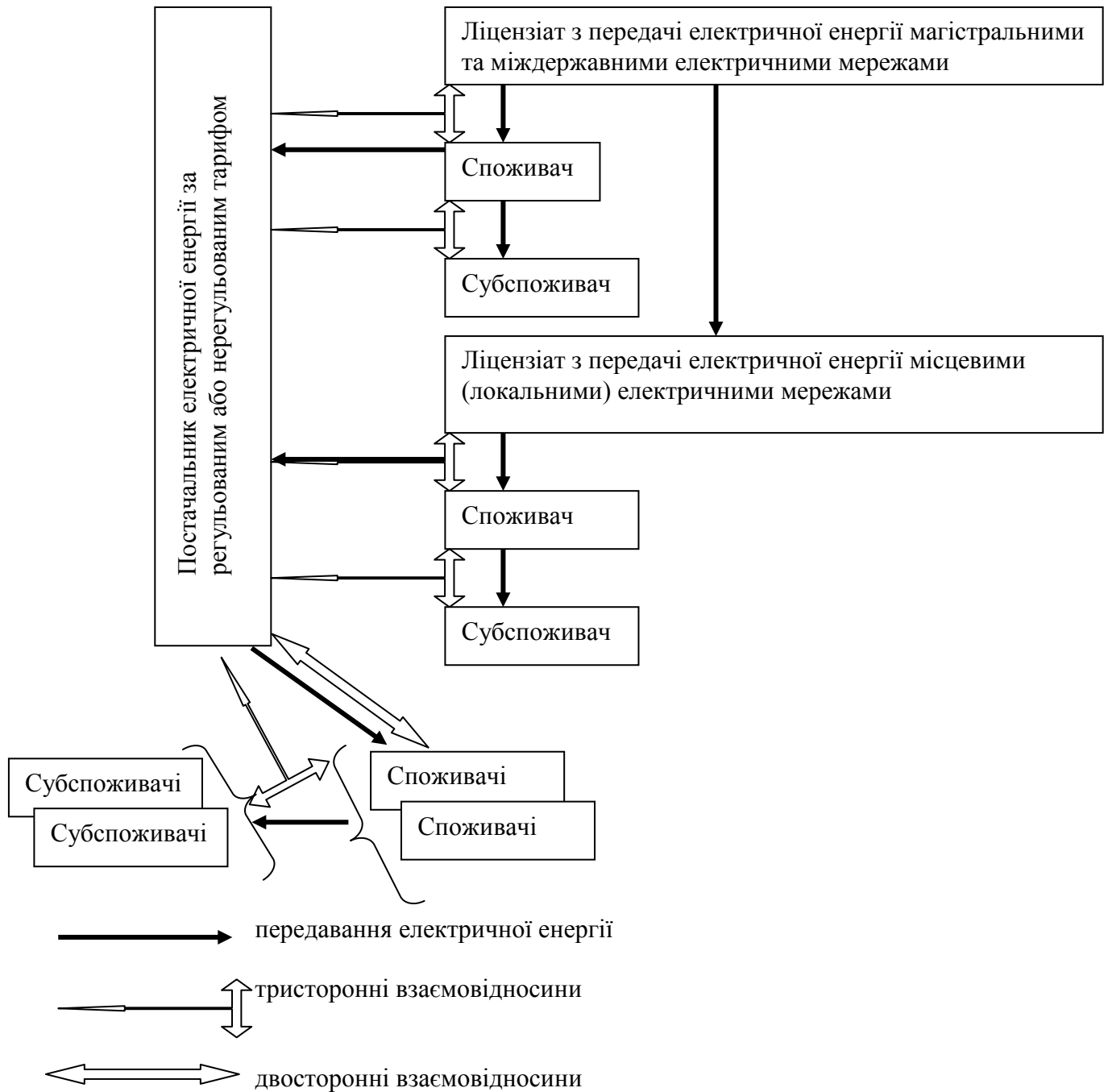


Рис. 2.25 – Умови виникнення тристоронніх відносин на ринку електричної енергії

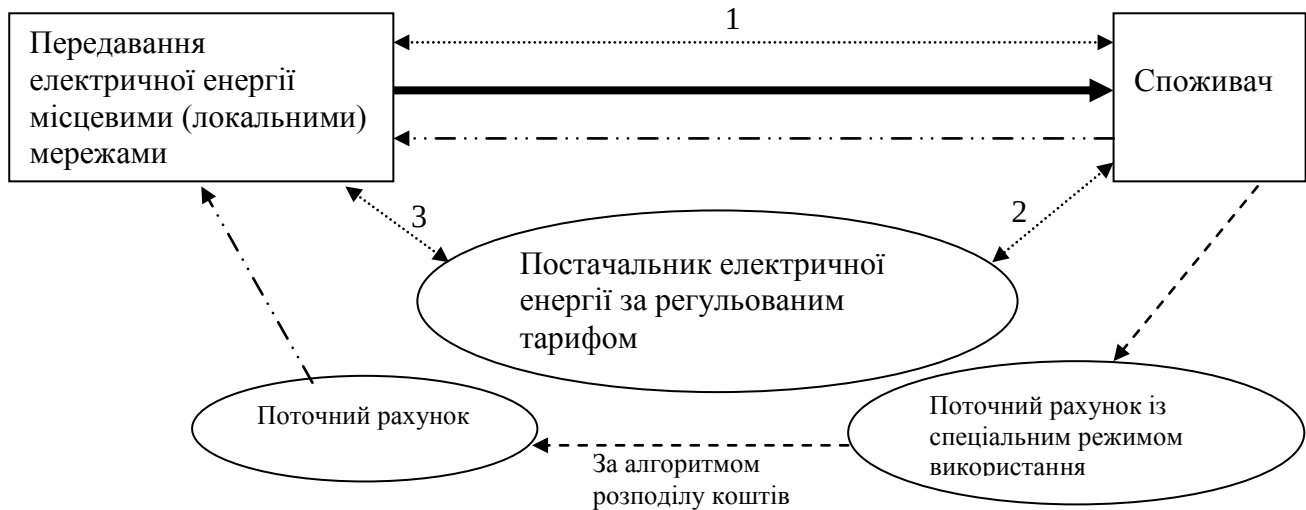


Схема С1.1. Взаємовідносини між постачальником електричної енергії за регульованим тарифом, електропередавальною організацією (ліцензіатом з передавання електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами) та споживачем

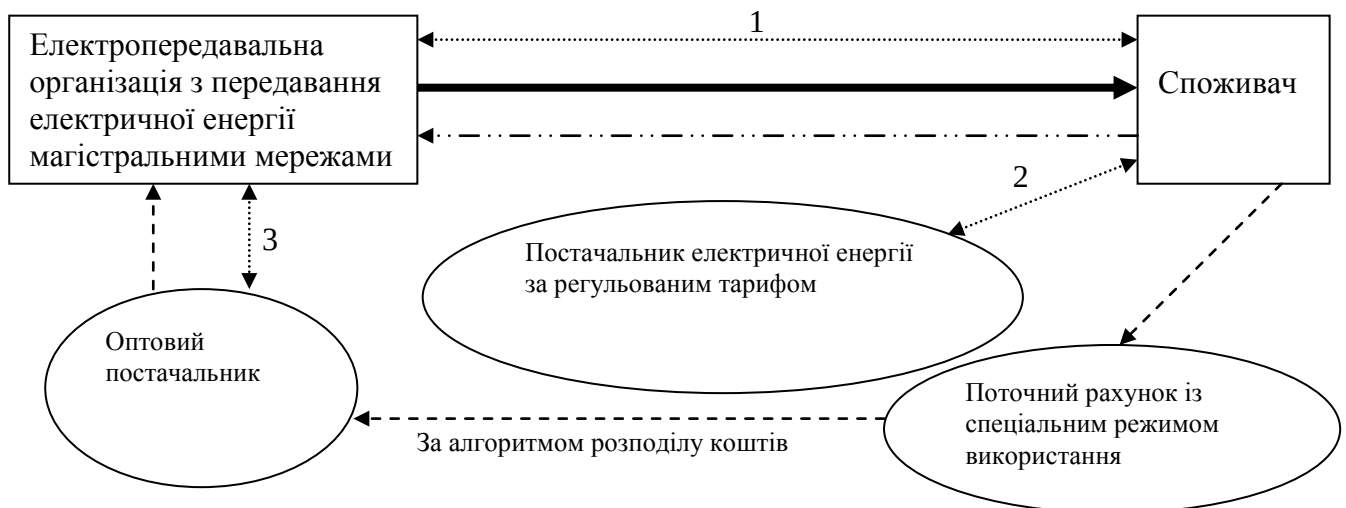


Схема С1.2. Взаємовідносини між постачальником електричної енергії за регульованим тарифом, електропередавальною організацією (ліцензіатом з передавання електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами) та споживачем

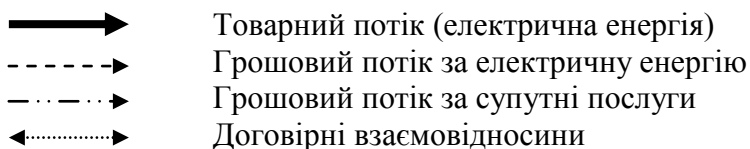


Рис. 2.26- Учасники тристоронніх відносин

На рис. 2.26 позначено:

1. Договір про технічне забезпечення електропостачання. Укладається відповідно до пункту 1.5 та вимог розділу 5 Правил на основі типового договору (додаток 1 до Правил). Передбачає сплату споживачем електропередавальній організації за надання послуг з компенсації перетікань реактивної електричної енергії та додаткових послуг з технічного обслуговування належних споживачу електричних мереж.

2. Договір про постачання електричної енергії. Укладається відповідно до пункту 1.3 та вимог розділу 5 Правил на основі типового договору (додаток 3 до Правил). Передбачає сплату за використану споживачем електричну енергію, порядок обліку тощо.

3. Договір про транзит (передавання) електричної енергії. Укладається згідно з вимогами пункту 2.7 Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії за регульованим тарифом та пункту 3.7.2 Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з передавання електричної енергії місцевими (локальними) мережами. Укладається сторонами за довільною формою із дотриманням загальних вимог законодавства щодо укладення господарських договорів (ст. 179-182 Господарського кодексу України).

II. Учасники тристоронніх відносин – постачальник за регульованим тарифом, основний споживач та субспоживач (рис. 2.27, схема С2).

Правилами передбачається 2 взаємовиключних варіанти, позначені на рис. 2.27 як Схема С2.1 та Схема С2.2. Тобто якщо сторонами прийнято рішення щодо впорядкування взаємовідносин за однією схемою, другу вони використати не можуть (рис. 4).

На рис. 2.27 позначено:

1. Договір про технічне забезпечення електропостачання. Необхідність укладення цього договору на основі типового (додаток 1 до Правил) впливає із загального змісту розділу 6 Правил та передбачено пунктом 1.5 Правил. Договір передбачає сплату субспоживачем основному споживачу за надання послуг з компенсації перетікань реактивної електричної енергії та, за необхідності, за надання додаткових послуг з технічного обслуговування належних споживачу електричних мереж.

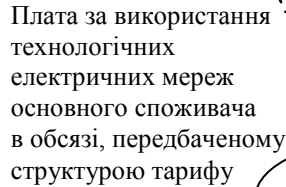


Схема С2.1

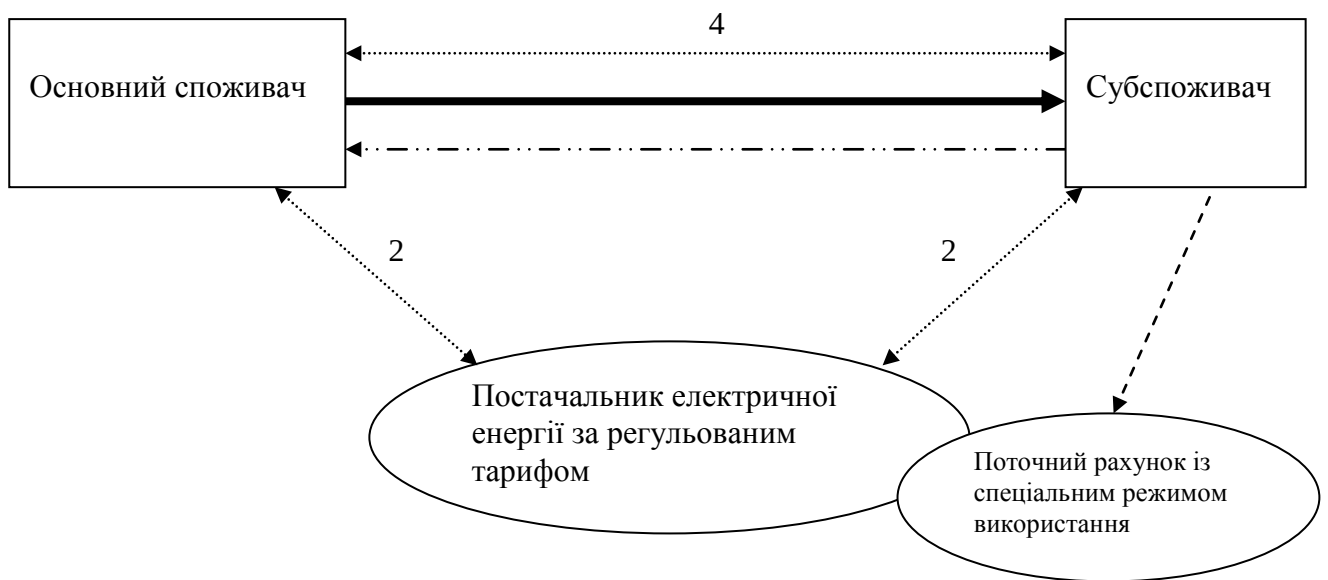


Схема С2.2

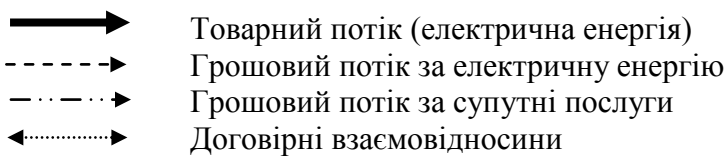


Рис. 2.27 – Взаємовідносини між постачальником електричної енергії за регульованим тарифом, основним споживачем та субспоживачем

2. Договір про постачання електричної енергії. Укладається відповідно до пункту 1.3, вимог розділу 5 Правил та на основі типового договору (додаток 3 до Правил). Передбачає сплату за використану споживачем електричну енергію, порядок обліку тощо.

3. Договір про спільне використання технологічних електричних мереж основного споживача електропередавальною організацією. Укладається відповідно до пункту 1.10 Правил, вимог розділу 5 Правил та на основі типового договору (додаток 2 до Правил). Передбачає сплату з боку електропередавальної організації основному споживачу за утримання технологічних електричних мереж спільного використання, належних основному споживачу.

4. Договір про спільне використання субспоживачем технологічних електричних мереж основного споживача. Укладається відповідно до пункту 1.7, вимог розділу 5 Правил та на основі типового договору (додаток 2 до Правил). Передбачає сплату субспоживачем основному споживачу витрат на утримання технологічних електричних мереж спільного використання, належних основному споживачу, сплату за надання послуг з компенсації перетікань реактивної електричної енергії та за надання додаткових послуг з технічного обслуговування належних субспоживачу електричних мереж.

III. Учасники тристоронніх відносин – постачальник за нерегульованим тарифом, електропередавальна організація та/або основний споживач, споживач (субспоживач) (схема С3 на рис. 2.28).

На рис. 2.28 позначено:

1. Договір про технічне забезпечення електропостачання. Укладається відповідно до пункту 1.5, вимог розділу 5 Правил та на основі типового договору (додаток 1 до Правил). Передбачає сплату споживачем електропередавальній організації за надання послуг з компенсації перетікань реактивної електричної енергії та за надання додаткових послуг з технічного обслуговування належних споживачу електричних мереж.

2. Договір про купівлю-продаж електричної енергії між споживачем та постачальником за нерегульованим тарифом. Укладається відповідно до пунктів 1.3 та 1.6 Правил. Передбачає сплату за використану споживачем електричну енергію, порядок обліку тощо.

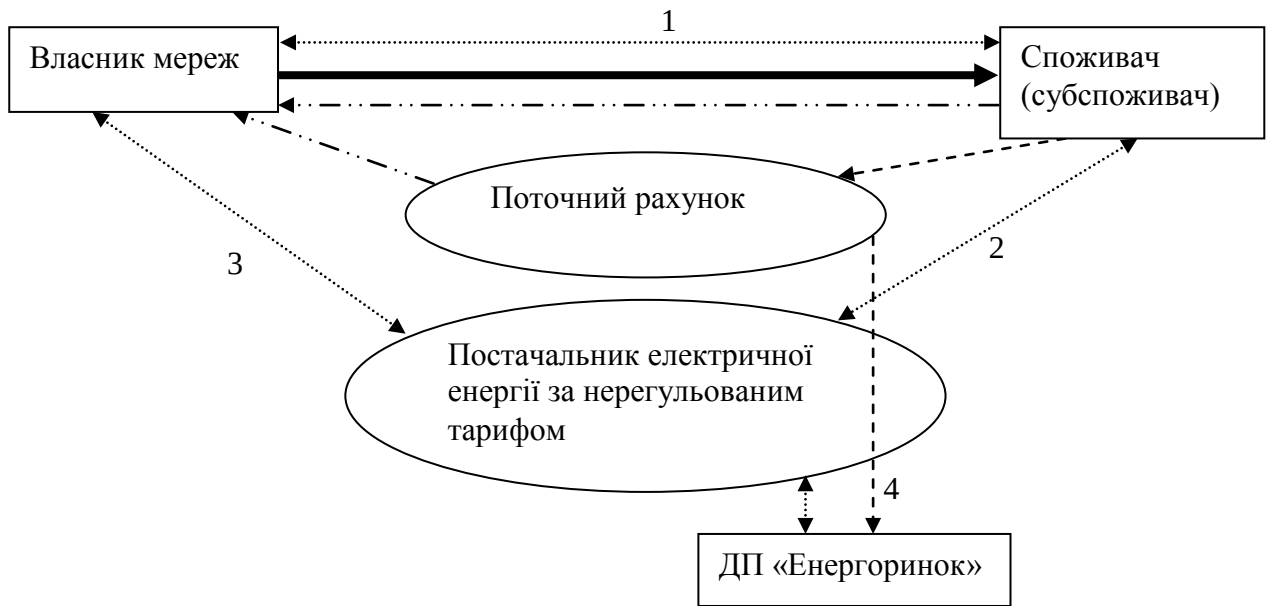


Схема С3

Рис. 2.28 – Взаємовідносини між Постачальником електричної енергії за нерегульованим тарифом, електропередавальною організацією та/або основним споживачем, споживачем (субспоживачем) – власником мереж

3. Договір про транзит (передавання) електричної енергії, якщо власником мереж є електропередавальна організація, або угода про спільне використання технологічних електричних мереж, якщо власником цих мереж є споживач.

Договір про транзит (передавання) електричної енергії укладається згідно з вимогами абзацу 4 пункту 2.4 Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії за нерегульованим тарифом та пункту 3.7.2 Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з передавання електричної енергії місцевими (локальними) мережами. Укладається сторонами за довільною формою із дотриманням вимог законодавства України щодо укладення господарських договорів.

Угода про спільне використання технологічних електричних мереж основного споживача обумовлює спільне використання постачальником електричної енергії за нерегульованим тарифом та основним споживачем технологічних електричних мереж основного споживача для передавання електричної енергії субспоживачу. Укладається за необхідності відповідно до положень підпункту 1 пункту 9.2 Правил. Передбачає порядок визначення та внесення плати (частки плати) за утримання технологічних електричних мереж основного споживача.

4. Договір про закупівлю електричної енергії на Оптовому ринку України та розрахунки за неї. Укладається відповідно до вимог абзацу 1 пункту 2.4 Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії за нерегульованим тарифом.

Особливої уваги потребують відносини перехідного етапу, коли споживач переходить від постачальника за регульованим тарифом до постачальника за нерегульованим і навпаки. Сьогодні ці відносини регулюються пунктами 5.9 – 5.12 Правил.

Також необхідно звернути увагу на таку суттєву відмінність між схемами С2.1 та С2.2, як відсутність економічної зацікавленості сторін в оптимізації витрат на утримання технологічних електричних мереж у разі застосування схеми С2.1 та наявність такої зацікавленості у разі використання для врегулювання тристоронніх відносин схеми С2.2.

А саме у разі застосування схеми С2.1 відшкодування витрат відбувається за рахунок тарифу, а не за рахунок конкретного суб'єкта господарювання (на відмінність від схеми С2.2). Тобто для коректного застосування схеми С2.1 потрібен механізм обмеження витрат до певного економічно виправданого рівня. Опис цього механізму буде наведено нижче.

Таким чином, згідно з чинним законодавством постачання електричної енергії субспоживачу може здійснюватися за однією із двох схем (рис. 2.29).

1. Схема, що передбачає одночасне укладення таких договорів:

1 – договір про постачання електричної енергії субспоживачу постачальником електричної енергії;

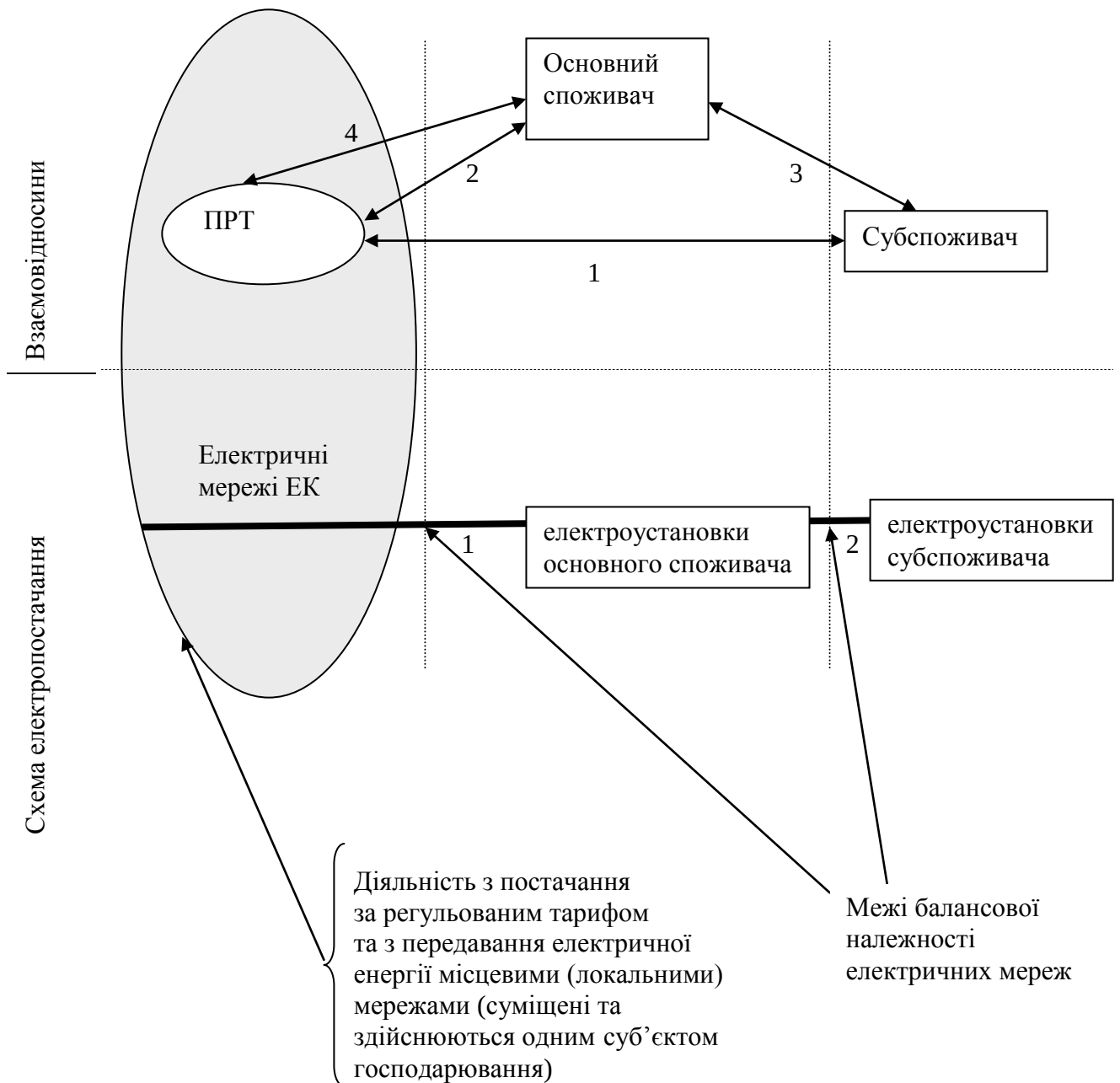
2 – договір про постачання електричної енергії основному споживачу постачальником електричної енергії за регульованим тарифом;

3 – договір про спільне використання технологічних електричних мереж основного споживача субспоживачем.

Відповідно до цієї схеми субспоживач сплачує за обсяги отриманої електричної енергії постачальнику за регульованим тарифом (договір 1), а за використання електричних мереж основного споживача для передавання цих обсягів електричної енергії до межі балансової належності між основним споживачем та субспоживачем (точка 2) розраховується з основним споживачем (договір 3) та відшкодовує основному споживачу частину його обґрунтованих витрат на утримання електричних мереж відповідно до обсягу використаної субспоживачем електричної енергії.

В договорі про постачання електричної енергії основному споживачу (договір 2) додатково зазначаються відомості про субспоживача (обсяги його споживання, прилади обліку тощо).

Згідно з цією схемою взаємовідносин, постачальник електричної енергії за регульованим тарифом несе затрати з передавання електричної енергії до межі балансової належності місцевих (локальних) мереж електропередавальної організації (точка 1) і фактично на цій межі балансової належності здійснює постачання (продаж) електричної енергії субспоживачу. Таким чином, роздрібні тарифи постачальника електричної енергії у разі врегулювання взаємовідносин за цією схемою враховують його витрати з доставки (передачі) електричної енергії до межі балансової належності основного споживача в точці приєднання до місцевих (локальних) електричних мереж.



ПРТ – постачальник електричної енергії за регульованим тарифом
ЕК – електропередавальна організація (ліцензіат з передавання електричної енергії місцевими (локальними) мережами)

Рис. 2.29 – Схема взаємовідносин між постачальником електричної енергії за регульованим тарифом, основним споживачем та субспоживачем у випадку постачання електричної енергії субспоживачу

Витрати з транспортування електричної енергії до електроустановок субспоживача покладаються безпосередньо на субспоживача.

У разі впорядкування взаємовідносин за цією схемою для субспоживачів першої групи клас споживача (як основного споживача, так і субспоживача) має визначатися за ступенем напруги на межі балансового розподілу електричних мереж електропередавальної організації і основного споживача (точка 1) незалежно від ступеня напруги на межі балансового розподілу електричних мереж основного споживача та субспоживача (точка 2), як і обумовлено сьогодні в Порядку визначення класів споживачів електричної енергії, диференційованих за ступенями напруги, затвердженого постановою Національної комісії регулювання електроенергетики України від 13.08.98 р. № 1052.

2. Схема, що визначається одночасним укладенням таких договорів:

1 – договір про постачання електричної енергії субспоживачу постачальником електричної енергії за регульованим тарифом;

2 – договір про постачання електричної енергії основному споживачу постачальником електричної енергії за регульованим тарифом;

4 – договір про спільне використання технологічних електричних мереж основного споживача між основним споживачем та електропередавальною організацією (постачальником за регульованим тарифом);

3 – договір між основним споживачем та субспоживачем про технічне забезпечення електропостачання субспоживача.

На відміну від попередньої схеми взаємовідносин договір між основним споживачем та субспоживачем має інший вектор регулювання (3). А саме договір про технічне забезпечення електропостачання субспоживача основним споживачем не передбачає здійснення субспоживачем відшкодування витрат основного споживача на утримання електричних мереж. Саме договором про спільне використання технологічних електричних мереж основного споживача між основним споживачем та електропередавальною організацією (постачальником за регульованим тарифом) (4) обумовлюється оплата постачальником електричної енергії основному споживачу його обґрунтованих витрат відповідно до обсягу спожитої субспоживачем електричної енергії на утримання електричних мереж основного споживача.

Таким чином, електропередавальна організація (постачальник електричної енергії за регульованим тарифом) несе витрати з передавання обсягу спожитої субспоживачем електричної енергії до межі балансової належності електричних мереж основного споживача та субспоживача (точка 2) і фактично на цій межі балансової належності здійснює постачання (продаж) електричної енергії субспоживачу. Таким чином, роздрібні тарифи постачальника електричної енергії у разі врегулювання взаємовідносин за цією схемою враховують його витрати з передавання обсягу спожитої субспоживачем електричної енергії до межі балансової належності електричних мереж основного споживача та субспоживача.

У разі впорядкування взаємовідносин за цією схемою субспоживачам першої групи клас споживача має визначатися за ступенем напруги на межі балансового розподілу електричних мереж основного споживача та субспоживача (точка 2).

Під Правилами користування (далі – Правила) слід розуміти Правила користування електричною енергією, затверджені постановою НКРЕ від 31.07.96 № 28 (із змінами).

Необхідно підкреслити, що схеми врегулювання взаємовідносин, передбачені Правилами, не являють собою вичерпний перелік можливих способів впорядкування тристоронніх взаємовідносин.

1. Схема делегування функцій постачальника електричної енергії наведена на рис. 2.30, на якому позначено: 1 – договір про постачання електричної енергії, який укладається між постачальником електричної енергії (ліцензіатом) та споживачем, який розташований першим за схемою (електроустановки цього споживача приєднані безпосередньо до мереж електропередавальної організації); 2 – договір про технічне забезпечення електропостачання. Укладається між тими самими споживачами та електропередавальною організацією, якщо діяльність з постачання електричної енергії за регульованим тарифом та діяльність з передачі електричної енергії під час користування електричною енергією відповідним споживачем не суміщаються одним суб'єктом господарської діяльності. У такому разі договори 1 та 2 також суміщаються в один договір (на схемі не позначено);

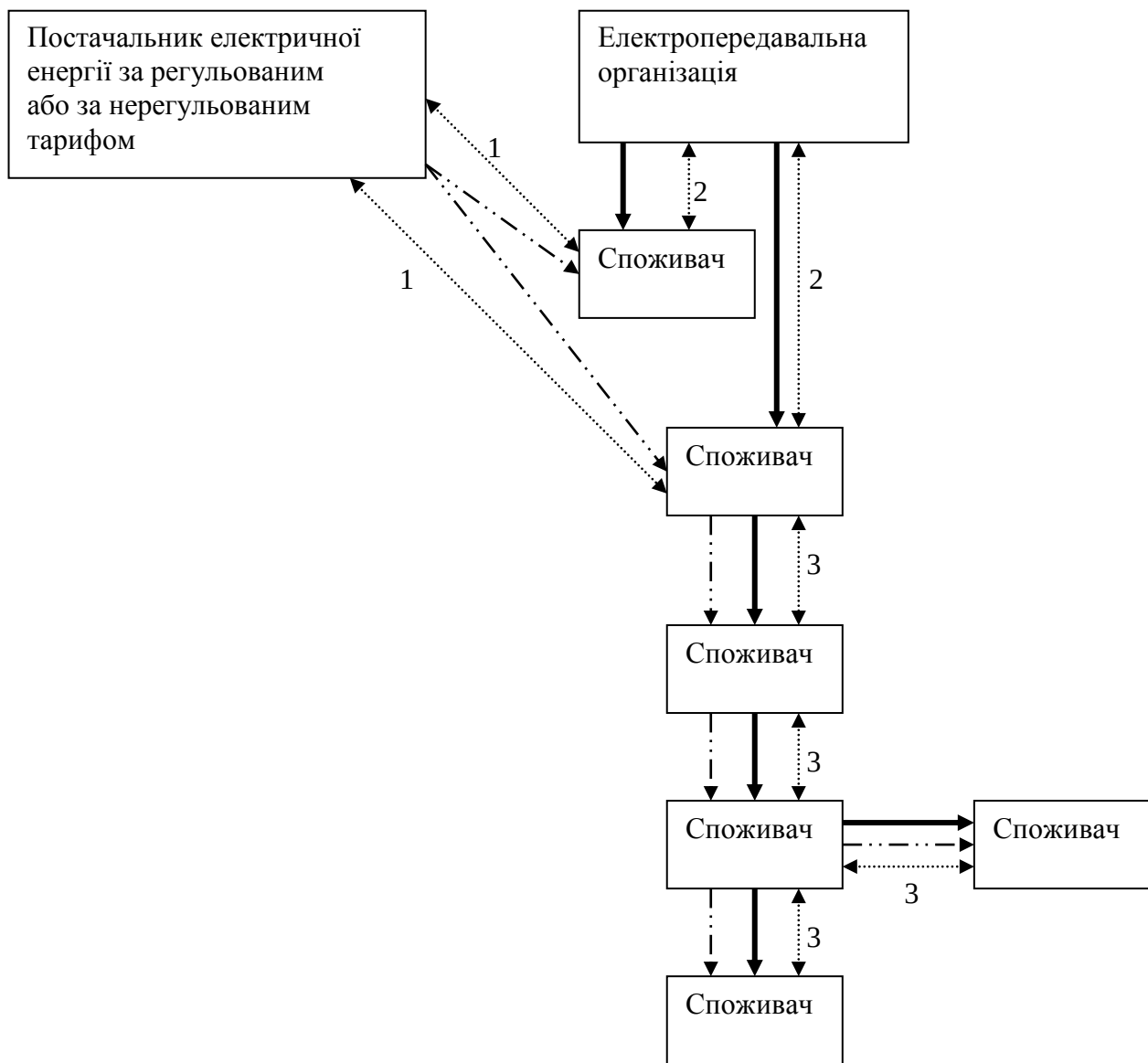


Рис. 2.30 – Схема делегування функцій постачальника електричної енергії

- > передача електричної енергії
- - - - -> постачання електричної енергії (передбачає зворотний грошовий потік за використану електричну енергію)
- ◄-----> договірні взаємовідносини

Суть делегування полягає в тому, що функції постачальника електричної енергії делегуються основним споживачам щодо субспоживачів, електроустановки яких приєднані до технологічних електричних мереж основного споживача. Внаслідок делегування функцій постачальника зникають тристоронні відносини в низці споживачів, мережами яких за схемою приєднання послідовно передається електрична енергія.

Така схема значно спрощує роботу постачальника електричної енергії за регульованим тарифом, оскільки має бути укладений лише один договір на обсяг електричної енергії, спожитої усім ланцюжком споживачів та субспоживачів із споживачем, який розташований першим в цьому ланцюжку. Саме за такою схемою до 2003 р. мали врегульовуватись відносини згідно з правилами. Але, з іншого боку, ця схема має суттєвий недолік – фінансовий ризик у разі неналежного виконання одним із споживачів ланцюжка (субспоживачів) фінансових зобов'язань перед попереднім. Особливо коли фінансові зобов'язання виконуються частково – у неповному обсязі, або кошти, переказані за електричну енергію, зараховуються як погашення інших боргових зобов'язань тощо. Заручниками таких дій стають приєднані до мереж такого споживача субспоживачі, які згідно з відповідними договорами оплатили спожиту електричну енергію, та постачальник електричної енергії за регульованим тарифом, який згідно із законодавством має забезпечити постачання електричної енергії споживачам, які розташовані на території здійснення ліцензованої діяльності.

Саме через цей недолік така схема свого часу стала давати збої. Особливо це було відчутно у взаємовідносинах між житлово-експлуатаційними організаціями, населенням та постачальником електричної енергії. Таким чином, сьогодні ця схема не може бути прийнятною для врегулювання тристоронніх відносин. З 1999 р. відносини за такою схемою були припинені для населення, а з 2003 р. – і для споживачів – юридичних осіб.

2. Схема із застосуванням тристоронніх договорів наведена на рис. 2.31. Її зміст полягає у врегулюванні тристоронніх відносин шляхом укладення тристоронніх договорів. Сторонами тристоронніх договорів, позначеними на схемі трикутниками, виступають: 1 – постачальник електричної енергії; 2 – суб'єкт господарської діяльності, з мереж якого віддається електрична енергія (електропередавальна організація, основний споживач) як електропередавальна організація; 3 – споживач електричної енергії.

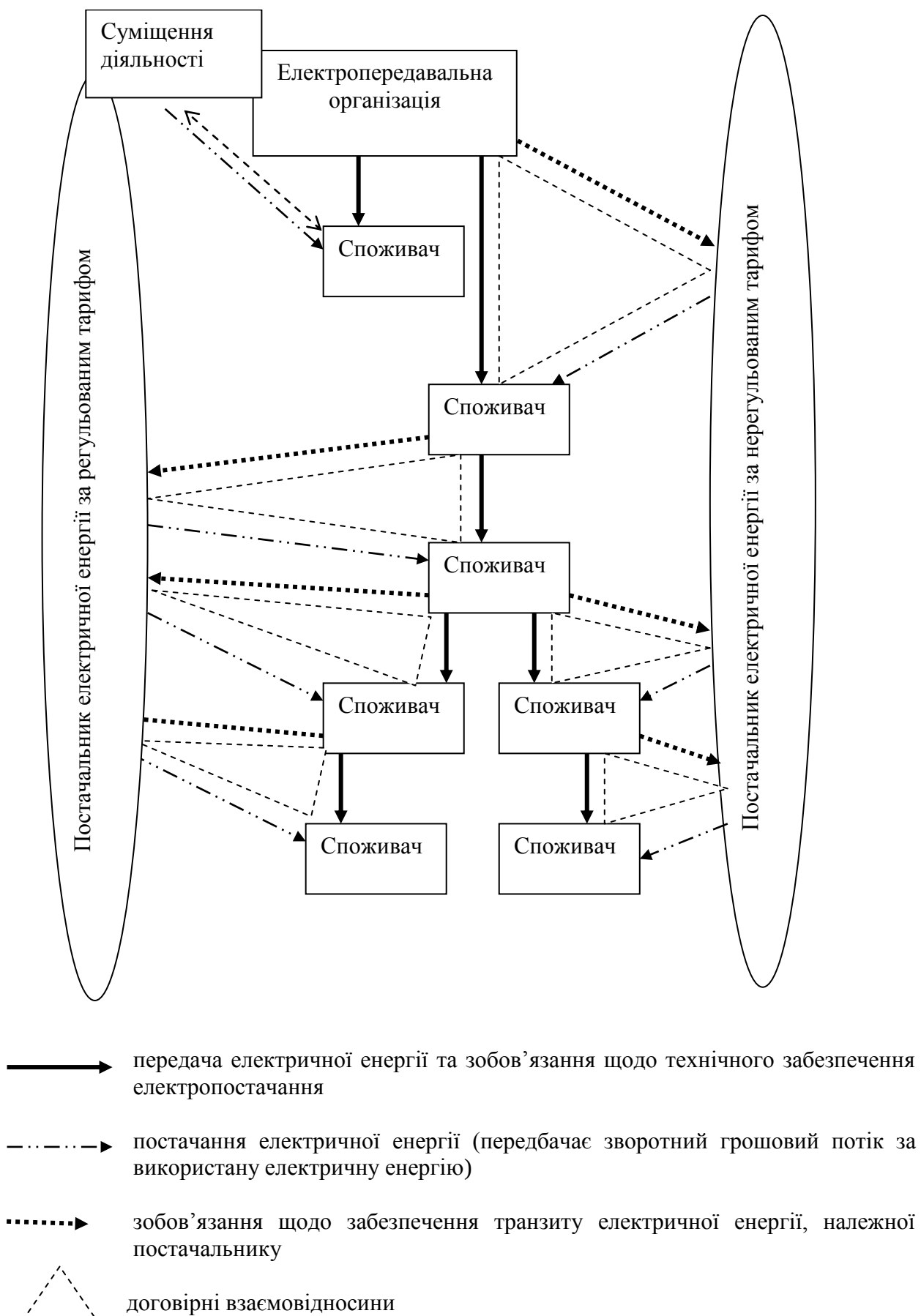


Рис. 2.31 – Схема із застосуванням тристоронніх договорів

Тристоронній договір має поєднувати умови договору про постачання електричної енергії, договору про спільне використання мереж (транзит, передавання електричної енергії) та договору про технічне забезпечення електропостачання споживача. У разі суміщення діяльності (див. рис. 2.31) в такому договорі нема необхідності, оскільки з суб'єктом господарювання, який одночасно здійснює діяльність з постачання електричної енергії за регульованим тарифом та з передачі електричної енергії місцевими (локальними) мережами укладається один договір, в якому визначаються усі відносини як з постачальником, так і з електропередавальною організацією.

Особливістю схеми є те, що постачальник із споживачами, які послідовно розташовані за схемою приєднання, має укласти по 2 договори – один раз як із споживачем, другий – як із власником мереж, якими електрична енергія передається наступному споживачу. Це, з одного боку створює додаткові витрати для постачальника електричної енергії на укладення та супроводження договорів, а з іншого – є додатковою гарантією належного виконання зобов'язань за договором, оскільки стосовно різних суб'єктів господарської діяльності споживач виступає один раз як споживач, а другий – як електропередавальна організація, і змішувати ці умови в одному договорі начебто недоцільно.

Суттєвий недолік такої схеми полягає у вичерпній обмеженій кількості сторін договору і як наслідок, в тому, що тристоронні відносини складаються із сукупності трьох двосторонніх, дві з яких до однієї із сторін прямого відношення не мають. Але, оскільки тристоронній договір має бути підписаний трьома сторонами, створюються умови, коли третя сторона може втручатися у взаємовідносини двох інших, висуваючи ті чи інші вимоги до умов договору, який має підписати, або стати заручником неврегульованих відносин між іншими сторонами через недосягнення згоди. Це, у свою чергу, робить практично неможливим підписання договору з вичерпним обмеженням числом сторін, у нашому випадку – тристороннього договору.

Застосування цієї схеми для впорядкування тристоронніх взаємовідносин можливе лише за умови затвердження нормативним документом чіткої однозначної форми типового тристороннього договору або за умови досягнення сторонами, які укладають договір взаємної згоди щодо усіх умов такого договору. Укладаючи на основі типового договору той чи інший договір між конкретними сторонами, останні мають підписувати його з дотриманням змісту типового.

Беручи до уваги диференціацію споживачів за потужністю, обсягом споживання, категорією з надійності електропостачання тощо, вирішення завдання з розробки одного типового договору, який враховував би особливості усіх типів та категорій споживачів, є практично неможливим. З іншого боку, на практиці відомі випадки досягнення згоди щодо укладення такого тристороннього договору, у разі постачання споживачу електричної енергії постачальником за нерегульованим тарифом, між електропередавальною організацією, постачальником за нерегульованим тарифом та споживачем.

Прикладом існування багатостороннього договору з необмеженим числом сторін є Договір членів Оптового ринку, форма якого розробляється Радою ринку, затверджується НКРЕ, і залежно від того, виявляє той чи інший суб'єкт господарювання бажання стати членом ринку чи не виявляє такого бажання, підписує чи не підписує цей договір, не змінюючи в ньому змісту та не уточнюючи тих чи інших пунктів. Хоча слід зазначити, що сьогодні концепцією розвитку оптового ринку задекларовано перехід від такого способу впорядкування взаємовідносин до укладення прямих двосторонніх договорів.

Разом з тим, внаслідок існування явища масового приєднання електроустановок суб'єктів господарювання за схемою основний споживач – субспоживач та розділення діяльності з постачання та з передачі електричної енергії виникають тристоронні відносини, які мають бути тим чи іншим чином врегульовані. Оскільки врегулювання тристоронніх відносин процес досить громіздкий (через велику кількість договорів, які необхідно укласти) та складний, то найпростіший шлях – перевести тристоронні відносини у двосторонні, делегувавши власнику мереж повноваження щодо постачання електричної енергії. Але застосування такої схеми ризиковане з фінансової точки зору.

У разі виникнення неплатежів між суб'єктами господарювання, якими електрична енергія передається по ланцюжку. Врегулювати взаємовідносини за такою схемою було б доцільно для кінцевих споживачів за схемою приєднання. Як правило, це досить вагомий відсоток споживачів за кількістю, але з незначним обсягом споживання. Впровадження такого заходу дало б можливість зменшити кількість договорів, які мають бути укладені ліцензіатом, при незначних фінансових ризиках неплатежів. Особливо якщо нормативно встановити, що до споживачів, яким електричну енергію постачає субспоживач, не можуть бути приєднані електроустановки інших споживачів (див. схему на рис. 2.32).

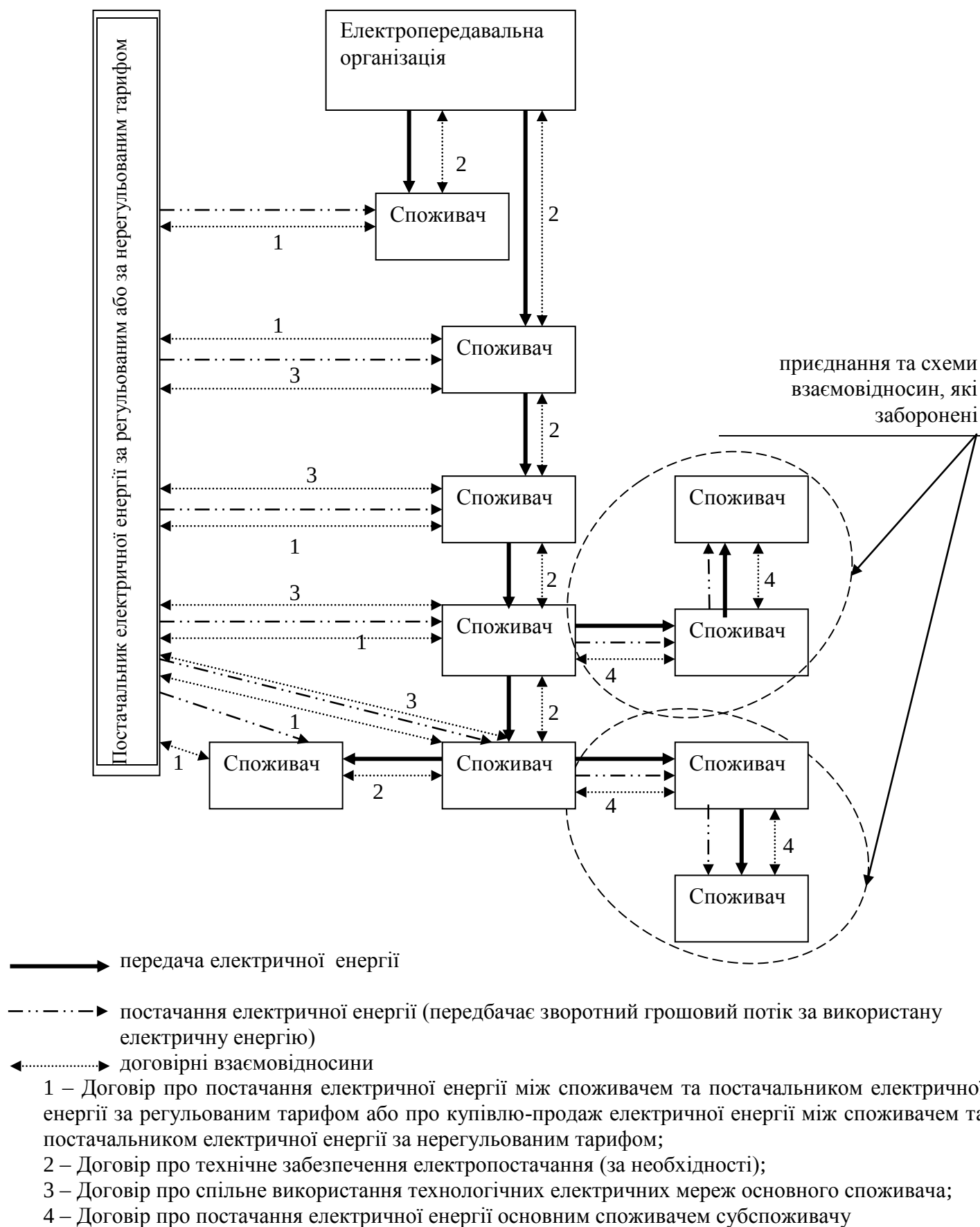


Рис. 2.32 – Обмеження із застосування схеми з делегуванням функцій постачальника електричної енергії

Делегування повноважень постачальника споживачу має суттєву перепону на законодавчому рівні, а саме, через вимогу законів України «Про природні монополії», і «Про електроенергетику», що постачання електричної енергії може здійснювати лише суб'єкт господарювання, який отримав ліцензію на право здійснення відповідного виду підприємницької діяльності. При цьому некоректно вимагати від основних споживачів отримувати ліцензію на право здійснювати певний вид діяльності, який для такого суб'єкта не є основним.

Не останнє місце посідає питання стратегії подальшого розвитку мереж. У разі прийняття концептуального рішення про радіальне приєднання електроустановок споживачів (безпосередньо до електричних мереж суб'єктів електроенергетики) необхідно на певний період ввести мораторій на приєднання до мереж споживачів для припинення такої практики та відпрацювання процедури приєднання безпосередньо до мереж ліцензіатів.

Але такі заходи неприйнятні в районах щільної забудови, коли іншого варіанта крім приєднання до мереж споживача (основного споживача), може не існувати.

У цьому разі потребує вирішення питання щодо передачі електричної енергії мережами споживача. З одного боку, споживач вимушений передавати електричну енергію мережами, які перебувають в його власності і до яких приєднані електроустановки субспоживача. З іншого боку, законодавством заборонено здійснювати діяльність з передачі електричної енергії без отримання ліцензій на право здійснення цього виду підприємницької діяльності. Висунення вимоги до основних споживачів щодо обов'язкового отримання ліцензій є некоректним, оскільки здійснювати чи не здійснювати ту чи іншу діяльність має бути правом суб'єкта господарювання, а не його обов'язком.

Сьогодні це питання вирішується Правилами шляхом впровадження послуги із спільного використання технологічних електричних мереж споживача. За концепцією Правил, споживач, технологічні електричні мережі якого задіяні в процесі доставки електричної енергії субспоживачам або в мережі електропередавальної організації, надає послугу з використання його технологічних електричних мереж іншим суб'єктом господарювання. При цьому він не здійснює діяльність з передачі електричної енергії відповідно не потребує отримання ліцензії. А від суб'єкта, який використовує технологічні електричні мережі споживача, отримує плату за надання послуг із спільного використання технологічних електричних мереж споживача за відповідним договором.

Тобто діяльність з передачі на певній території здійснює суб'єкт господарювання, який отримав відповідну ліцензію, використовуючи для здійснення ліцензованої діяльності як власні електричні мережі, так і технологічні електричні мережі споживачів у разі необхідності.

Регулювання тристоронніх відносин буде ефективним, якщо законодавством будуть вирішені питання:

- зменшення кількості схем, згідно з якими відбувається врегулювання тристоронніх відносин, в ідеалі залишаючи лише якусь одну. У разі неможливості максимально обмежити застосування схеми з відшкодуванням споживачам витрат на утримання технологічних електричних мереж електропередавальною організацією або постачальником електричної енергії за регульованим тарифом як такої, яка має приводити до збільшення тарифу;
- закріплення вимоги щодо укладення договору про технічне забезпечення між субспоживачем і основним споживачем та угоди про спільне використання технологічних мереж споживача між споживачем і постачальником електричної енергії за регульованим тарифом (електропередавальною організацією) у разі використання мереж споживача для транзиту у власні мережі або передачі електричної енергії у мережі своїх споживачів;
- чіткого визначення умов, за яких укладається той чи інший договір.

Для коректної роботи норм, що регулюють впорядкування тристоронніх відносин, необхідно мати в розпорядженні такі інструменти:

1. Затверджену норму, що перехід права власності на електричну енергію (продаж) відбувається на межі балансової належності електричних мереж. При цьому клас споживача (I, II) має визначатись за ступенем напруги на тій межі балансової належності, на якій споживачем куплено електричну енергію (відбувся перехід права власності). Для виняткових випадків, коли придбання електричної енергії відбувається не на межі балансової належності електричних мереж споживача (субспоживача), за доставку (транзит, передачу) електричної енергії до своєї межі балансової належності має оплатити споживач як покупець відповідного товару (електричної енергії) (див. рис. 2.30 та пояснення до нього).

2. Врахування частки витрат споживачів на утримання технологічних електричних мереж, які спільно із споживачем використовуються електропередавальною організацією (постачальником електричної енергії) у тарифі на передачу електричної енергії.

3. Методику визначення витрат на утримання технологічних електричних мереж споживача, затверджену відповідним розпорядчим документом. Цей інструмент є особливо актуальним як фактор стримування зростання тарифу, з огляду на той факт, що суб'єктами господарювання (електропередавальною організацією та основним споживачем) починає застосовуватись схема з відшкодуванням основному споживачу частки його витрат на утримання мереж, що використовуються для доставки (передачі) електричної енергії субспоживачу. За такої схеми (коли витрати за договором про спільне використання відшкодовуються через тариф) ні основний споживач (власник мереж), ні електропередавальна організація не заінтересовані в зменшенні витрат, що може мати наслідком необґрунтоване підвищення тарифу. За таких умов регулювання рівня витрат має здійснюватись відповідним нормативним документом.

З огляду на умови законодавства України щодо розділення видів діяльності з постачання та передачі електричної енергії загальна концепція формування відносин на роздрібному ринку електричної енергії, що визначена Правилами користування, полягає в такому.

Постачання електричної енергії для забезпечення потреб електроустановки здійснюється на підставі договору про постачання електричної енергії, що укладається між власником цієї електроустановки (уповноваженою власником особою) та постачальником електричної енергії за регульованим тарифом, або договору про купівлю-продаж електричної енергії, що укладається між власником цієї електроустановки (уповноваженою власником особою) та постачальником електричної енергії за нерегульованим тарифом (пункт 1.3 Правил).

Відповідно до пункту 1.6 Правил договір про постачання електричної енергії на основі типового договору (додаток 3 до Правил) укладається постачальником електричної енергії за регульованим тарифом з усіма споживачами та субспоживачами (крім населення), які розташовані на території здійснення ліцензованої діяльності постачальником електричної енергії за регульованим тарифом.

Умови договору про купівлю-продаж електричної енергії між споживачем (субспоживачем) та постачальником електричної енергії за нерегульованим тарифом визначаються за згодою сторін. Цей договір укладається відповідно до законодавства України.

Тобто будь-якому споживачу, в тому числі субспоживачу постачати електричну енергію має лише суб'єкт господарювання, який отримав ліцензію на право здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії.

Відповідно до положень пункту 1.4 Правил, точка продажу електричної енергії споживачу установлюється на межі балансової належності його електроустановок та зазначається в договорі про постачання електричної енергії або в договорі про купівлю-продаж електричної енергії. Електропередавальна організація покриває всі витрати, пов'язані з доставкою електричної енергії в точку продажу.

Пунктом 1.10 Правил визначено, що електропередавальна організація, яка здійснює діяльність з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами в межах закріпленої території здійснення ліцензованої діяльності, забезпечує передачу електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами та технологічними електричними мережами інших власників, які не мають ліцензій на передачу електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами.

Для забезпечення передачі електричної енергії електричними мережами, що не належать електропередавальній організації, між електропередавальною організацією та відповідним власником мереж, який не має ліцензії на здійснення діяльності з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами, укладається договір щодо спільного використання електричних мереж.

Отже, передумовою укладення із власником технологічних електричних мереж (споживачем, основним споживачем) договору про спільне використання технологічних електричних мереж є встановлення точки продажу для субспоживача на межі балансової належності електроустановок цього субспоживача та зазначення цієї точки продажу в договорі про постачання електричної енергії, укладеному між енергопостачальною компанією та відповідним субспоживачем.

Положеннями пункту 1.7 Правил встановлено, що у разі використання технологічних електричних мереж електропередавальною організацією відносини між власником цих мереж та електропередавальною організацією, у тому числі їх взаємна відповідальність, регулюються договором про спільне використання технологічних електричних мереж, що укладається між ними на основі типового договору (додаток 2 до Правил).

Основний споживач не має права відмовити електропередавальній організації, яка здійснює ліцензовану діяльність на закріпленій території, в укладенні (переукладенні) договору про спільне використання технологічних електричних мереж, а субспоживачу у разі дотримання ним вимог цих Правил – в укладенні (переукладенні) договору про технічне забезпечення електропостачання споживача в передбачених цими Правилами випадках.

У разі передачі електричної енергії послідовно мережами декількох власників електричних мереж договори про спільне використання технологічних електричних мереж укладаються електропередавальною організацією з усіма власниками електричних мереж, технологічні електричні мережі яких використовуються для передачі електричної енергії (абзац перший пункту 5.16 Правил).

Одночасно слід зазначити, що відповідно до положень пункту 5.17 Правил договір про спільне використання технологічних електричних мереж додатково містить:

- порядок розрахунків за використання технологічних електричних мереж споживача (основного споживача);
- однолінійну схему технологічних електричних мереж спільного використання з обов'язковим зазначенням місць установлення, типів, марки обладнання, довжини ліній, які задіяні в передачі електричної енергії;
- перелік елементів технологічних електричних мереж споживача (основного споживача), які використовуються для передачі електричної енергії іншим суб'єктам господарювання;
- розрахунок умовних одиниць технологічних електричних мереж спільного використання, узгоджений електропередавальною організацією, на території здійснення ліцензованої діяльності якої розташовані ці технологічні електричні мережі.

Згідно з пунктом 6.29 Правил електропередавальні організації, які використовують технологічні електричні мережі інших власників електричних мереж, сплачують останнім плату за спільне використання технологічних електричних мереж, яка визначається відповідно до Методики обрахування плати за спільне використання технологічних електричних мереж, затвердженої постановою НКРЕ від 12.06.2008 р. № 691 (далі – Методика).

Порядок та розмір плати за спільне використання технологічних електричних мереж, умови спільного використання технологічних електричних мереж споживача (основного споживача) з електропередавальною організацією зазначаються в договорі про спільне використання технологічних електричних мереж (пункт 6.31 Правил).

Положеннями пункту 6.32 Правил встановлено, що фактичні обґрунтовані витрати на утримання технологічних електричних мереж відшкодовуються власнику електричних мереж відповідно до його кошторису витрат на здійснення цієї діяльності.

Кошторис витрат на утримання технологічних електричних мереж складається на підставі бухгалтерських документів про фактичні витрати на здійснення цієї діяльності впродовж попереднього (базового) періоду.

До витрат на утримання технологічних електричних мереж належать лише ті витрати, які безпосередньо стосуються зазначеного виду діяльності.

Величина витрат споживача не може перевищувати граничної величини витрат, визначених відповідно до нормативів витрат за обсягом умовних одиниць електроустановок, які складаються за результатами діяльності електропередавальної організації, на території здійснення ліцензованої діяльності якої приєднані електроустановки основного споживача (споживача).

У разі використання технологічних електричних мереж власника електричних мереж (споживача, основного споживача) для електрозабезпечення електроустановок декількох суб'єктів господарювання величина витрат на утримання цих технологічних електричних мереж розподіляється пропорційно обсягам електричної енергії, що надійшла в мережі відповідних суб'єктів господарювання, та обсягу електричної енергії, використаної власником електричних мереж (споживачем, основним споживачем), відповідно до складеного балансу електричної енергії.

У разі виникнення між сторонами спірних питань кошторис передається до відповідного територіального представництва НКРЕ для вирішення спірних питань.

У разі використання електропередавальною організацією, яка здійснює ліцензовану діяльність на закріпленій території, мереж споживача (основного споживача) останній погоджує кошторис обґрунтованих витрат у відповідному територіальному представництві НКРЕ.

Узгоджений з територіальним представництвом НКРЕ кошторис витрат є невід'ємним додатком до договору про спільне використання технологічних електричних мереж.

Відповідно до пункту 1.1 Методики, ця Методика встановлює методологію обрахунку вартості обґрунтованих витрат на утримання технологічних електричних мереж спільного використання, у тому числі порядок складення кошторису витрат власників мереж на утримання їх технологічних електричних мереж, порядок розрахунку обсягу технологічного обладнання електричних мереж в умовних одиницях електропередавальних організацій, на території здійснення ліцензованої діяльності яких приєднані електроустановки власників мереж, та власників мереж, порядок визначення нормативів витрат на умовну одиницю та розподілу витрат на утримання мереж між суб'єктами господарювання, які використовують мережі, на частини, що відповідають платі за спільне використання відповідного суб'єкта господарювання.

Методика обов'язкова для застосування всіма юридичними та фізичними особами, які мають договірні відносини щодо спільного використання технологічних електричних мереж.

Витрати власника мереж визначаються щодо тих електричних мереж, які використовуються власником мереж спільно з іншим користувачем та виділені на однолінійній схемі, яка є невід'ємним додатком до договору про спільне використання технологічних електричних мереж (пункт 1.3 Методики).

Згідно з пунктом 1.7 Методики, власник мереж має вести окремий бухгалтерський облік витрат, пов'язаних з утриманням та експлуатацією технологічних електричних мереж спільного використання.

Кошти, отримані власником електричних мереж як плата за спільне використання технологічних електричних мереж, обліковуються окремо та використовуються суто на утримання цих мереж у належному технічному стані та їх експлуатацію.

Для підтвердження величини обґрунтованих витрат на утримання технологічних електричних мереж спільного використання за розрахунковий період (календарний рік) власник мереж складає кошторис витрат (без ПДВ) на підставі бухгалтерських документів про фактичні витрати, що безпосередньо стосуються цього виду діяльності за попередній календарний рік (абзац перший пункту 1.8 Методики).

Відповідно до пункту 2.1 Методики, під час складення кошторису витрат з утримання технологічних електричних мереж спільного використання враховуються витрати, які належать до валових витрат виробництва та обігу: витрати, пов'язані з підготовкою, організацією, веденням виробництва, продажем послуг, охороною праці тощо, які необхідні для утримання технологічних електричних мереж спільного використання. Кошторис витрат з утримання технологічних електричних мереж спільного використання складається без ПДВ.

Слід звернути увагу, що згідно з пунктом 2.4 Методики для узгодження кошторису витрат власник мереж надає територіальному представництву НКРЕ такі матеріали:

- складений власником мереж кошторис витрат на утримання технологічних електричних мереж спільного використання на поточний календарний рік з розшифровкою усіх статей витрат;
- копію проекту договору про спільне використання технологічних електричних мереж, оформленого в установленому порядку;
- однолінійну схему технологічних електричних мереж спільного використання, підтверджену електропередавальною організацією, на території здійснення ліцензованої діяльності якої приєднані електроустановки власника мереж;
- розрахунок обсягу умовних одиниць технологічних електричних мереж спільного використання, виконаний власником мереж або електропередавальною організацією, на території здійснення ліцензованої діяльності якої приєднані електроустановки власника мереж, на замовлення власника мереж;

- підтверджену електропередавальною організацією довідку про баланс споживання та передачу електричної енергії в технологічних електричних мережах спільного використання.

За надання недостовірної інформації власник мереж є відповідальним згідно з чинним законодавством.

Порядок узгодження кошторису витрат з утримання технологічних електричних мереж спільного використання наведено у пунктах 2.5 – 2.7 Методики.

Під час узгодження територіальним представництвом НКРЕ кошторисів витрат з утримання технологічних електричних мереж спільного використання та/або змін до них необхідно враховувати, що суми витрат за кошторисами мають не перевищувати граничних рівнів витрат на утримання технологічних електричних мереж спільного використання, які склались за результатами діяльності електропередавальних організацій, на території здійснення ліцензованої діяльності яких приєднані електроустановки власників мереж, на відповідний розрахунковий період згідно з умовами укладеного договору про спільне використання технологічних електричних мереж, та які діють на день погодження кошторисів.

Розшифровкою усіх статей витрат складеного власником мереж кошторису витрат з утримання технологічних електричних мереж спільного використання за розрахунковий період (календарний рік) слід вважати деталізовану інформацію, необхідну та достатню для переконання відповідного територіального представництва НКРЕ щодо обґрунтування та підтвердження величини фактичних витрат, що безпосередньо пов'язані з утриманням та експлуатацією технологічних електричних мереж спільного використання.

Щодо укладення договору про технічне забезпечення електропостачання слід зазначити таке.

Відповідно до частин другої та третьої статті 180 Господарського кодексу України, господарський договір вважається укладеним, якщо між сторонами у передбачених законом порядку та формі досягнуто згоди щодо усіх його істотних умов. Істотними є умови, визнані такими за законом чи необхідні для договорів цього виду, а також умови, щодо яких на вимогу однієї із сторін повинна бути досягнута згода. При укладенні господарського договору сторони зобов'язані у будь-якому разі погодити предмет, ціну та строк дії договору.

Пунктом 1.5 Правил користування електричною енергією передбачено, що у разі підключення електроустановок споживача до електричних мереж, власник яких не є постачальником електричної енергії, та виникнення у споживача відповідно до законодавства України зобов'язань вносити плату за перетікання реактивної електроенергії між споживачем та цим власником електричних мереж на основі типового договору (додаток 1 до Правил) укладається договір про технічне забезпечення електропостачання споживача.

Відповідно до пункту 5.19 Правил, у разі укладення між основним споживачем та субспоживачем договору про технічне забезпечення електропостачання споживача цей договір та зміни до нього узгоджуються з електропередавальною організацією у частині режимів споживання електричної енергії, приєднаної потужності, режимів перетікання реактивної електроенергії та дотримання показників якості електричної енергії.

Згідно з вимогами пункту 6.33 Правил величина плати за перетікання реактивної електроенергії на межі розділу електромереж визначається електропередавальною організацією відповідно до Методики обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами, затвердженої наказом Міністерства палива та енергетики України від 17 січня 2002 року № 19, зареєстрованої в Міністерстві юстиції України 1 лютого 2002 р. за № 93/6381 (далі – Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії), та зазначається у відповідному договорі між електропередавальною організацією та споживачем, електроустановки якого приєднані до електричних мереж електропередавальної організації.

Величина плати за перетікання реактивної електричної енергії між основним споживачем та його субспоживачами визначається основним споживачем відповідно до Методики обчислення плати за перетікання реактивної електричної енергії та зазначається у відповідному договорі, що укладається між ними.

Таким чином на сьогодні Правилами передбачено врегулювання відносин на роздрібному ринку електричної енергії під час продажу електричної енергії споживачам – юридичним особам шляхом укладення договорів за схемою (див. рис. 2.33).

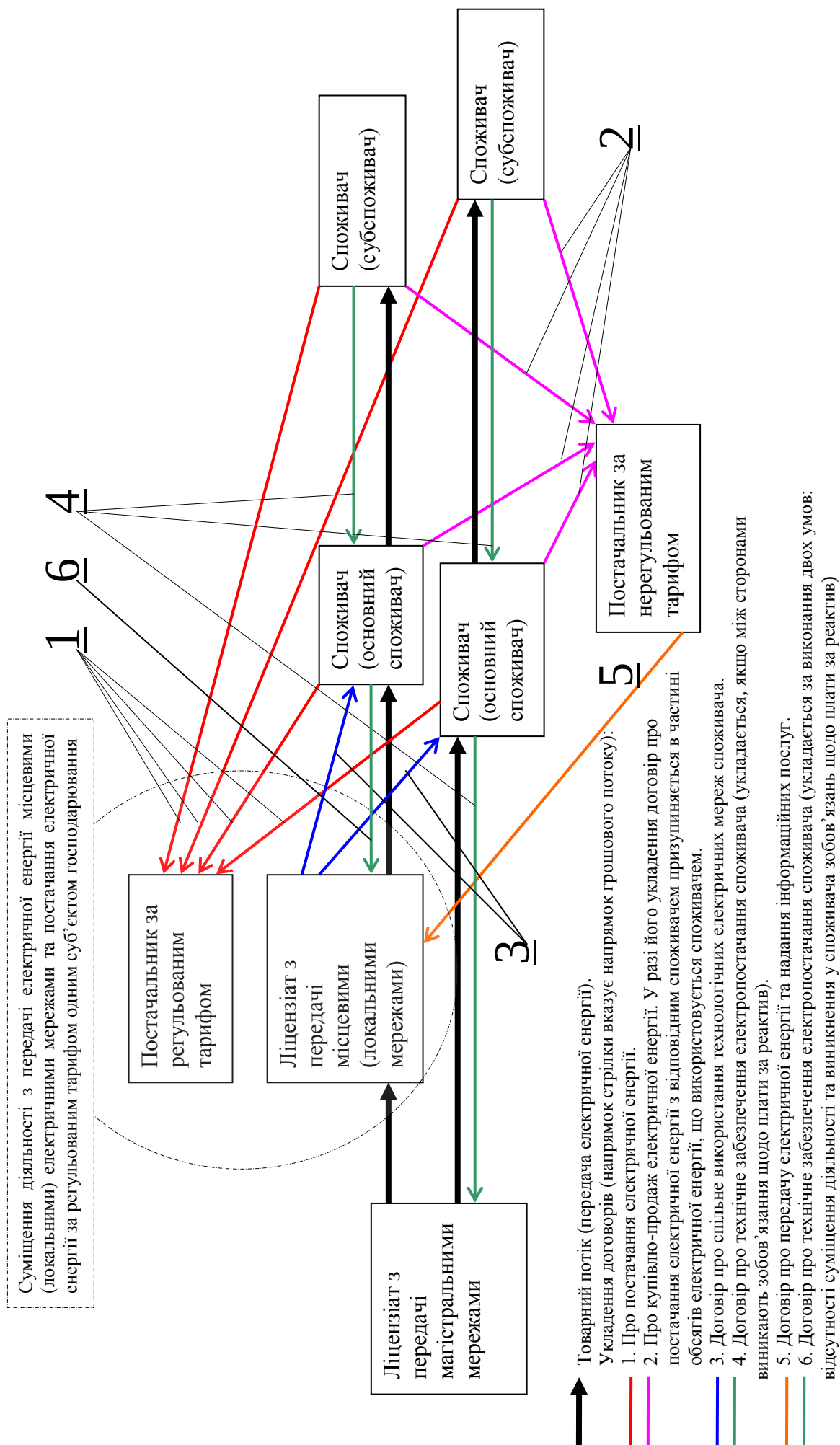


Рис. 2.33 – Система договірних відносин, передбачена Правилами користування електричною енергією

Постачальник за регульованим тарифом укладає договір про постачання електричної енергії (1) з усіма споживачами та субспоживачами об'єкти яких перебувають на території ліцензованої діяльності постачальника за регульованим тарифом. Споживач має право вибору постачальника, може укласти з будь-яким постачальником за нерегульованим тарифом договір про купівлю-продаж електричної енергії (2). При цьому договір такого споживача з постачальником за регульованим тарифом призупиняється в частині обсягів купованої цим споживачем електричної енергії. Не призупиняються і продовжують діяти положення договору про постачання в частині режимів (дотримання граничних величин за обсягом та потужністю), плати за реактив, зняття показів засобів обліку тощо. У разі використання технологічних електричних мереж споживача для доставки електричної енергії субспоживачу, в тому числі в мережі електропередавальної організації з подальшим її транспортуванням до електроустановок споживачів, електропередавальна організація укладає з таким споживачем договір про спільне використання технологічних електричних мереж (4). У разі підключення електроустановок споживача до електричних мереж, власник яких не є постачальником електричної енергії (основний споживач або суб'єкт господарювання, який отримав відповідну ліцензію та здійснює діяльність з передачі електричної енергії магістральними або локальними мережами, але діяльність з постачання електричної енергії не здійснює), та виникнення у споживача відповідно до законодавства України зобов'язань вносити плату за перетікання реактивної електроенергії між споживачем та цим власником електричних мереж укладається договір про технічне забезпечення електропостачання споживача (4, 6). Постачальник електричної енергії, який постачає електричну енергію споживачам за нерегульованим тарифом, укладає з ліцензіатом з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами, на території ліцензованої діяльності якого розташовані електроустановки цих споживачів, договір про передачу електричної енергії (5).

Для договорів, позначених на схемі як 1, 3, 4 (6), у вигляді додатків до Правил затверджені типові форми. Умови договору про купівлю-продаж електричної енергії між споживачем (субспоживачем) та постачальником електричної енергії за нерегульованим тарифом (2) визначаються за згодою сторін.

Примірний договір на передачу електричної енергії місцевими (локальними) електромережами між постачальником електричної енергії за нерегульованим тарифом та електропередавальною організацією (5) схвалено постановою НКРЕ від 19 жовтня 2005 р. № 934.

Відповідно до частини четвертої Господарського кодексу України під час укладення сторонами господарського договору на основі примірного договору, рекомендованого органом управління суб'єктам господарювання для використання при укладенні ними договорів, сторони мають право за взаємною згодою змінювати окремі умови, передбачені примірним договором, або доповнювати його зміст. Під час укладення сторонами господарського договору на основі типового договору, затвердженого Кабінетом Міністрів України, чи у випадках, передбачених законом, іншим органом державної влади, сторони не можуть відступати від змісту типового договору, але мають право конкретизувати його умови.

2.8 Тресторонні відносини під час користування електричною енергією населенням

Загальна схема відносин

Відповідно до Закону України «Про електроенергетику» електрична енергія визначена як товар, призначений для купівлі-продажу (стаття 1).

Електрична енергія вважається товаром, а передавання цього товару з використанням тих чи інших мереж – послугою. Вартість послуг з передавання переноситься на вартість товару в установленому порядку, згідно з яким формуються ціни на електричну енергію на визначених ступенях напруги (класах напруги споживача). Розрізняють 2 класи напруги: для електроустановок споживача з точкою приєднання на ступенях напруги 27 кВ та вище – 1 клас, нижче 27 кВ – 2 клас. Крім того, споживачів поділено на 2 групи: юридичні особи та фізичні особи – суб'єкти підприємницької діяльності віднесені до 1 групи, населення – до 2 групи.

Населення – це споживачі електричної енергії – фізичні особи, які з метою задоволення власних побутових або господарських потреб споживають електричну енергію для потреб електроустановок, що належать їм за ознакою

права власності або користування, за винятком електроустановок, які використовуються для здійснення в установленому законодавством порядку підприємницької діяльності (пункт 1.2 Правил користування електричною енергією (далі – ПКЕЕ), затверджених постановою НКРЕ від 31 липня 1996 р. № 28 (із змінами).

В загальному випадку діяльність з передавання та постачання електричної енергії законодавством України розділені.

Відносини між такими споживачами (населенням) та постачальниками електричної енергії (енергопостачальниками) регулюються Правилами користування електричною енергією для населення (далі – Правила для населення), затвердженими постановою Кабінету Міністрів України від 26 липня 1999 р. № 1357 (із змінами). А саме, згідно з пунктом 1 Правил для населення: «Ці Правила регулюють відносини між громадянами (далі – споживачі електричної енергії) та енергопостачальниками. Правила обов’язкові для виконання всіма споживачами і енергопостачальниками незалежно від форм власності».

Тобто Правила для населення регулюють відносини щодо купівлі-продажу електричної енергії побутовому споживачу та цілком задовольняють суб’єктів роздрібного ринку щодо регулювання відносин у випадках, коли електроустановки населення приєднані безпосередньо до мереж суб’єкта господарювання, який здійснює постачання електричної енергії на закріпленій території. В такому випадку відповідний суб’єкт господарювання поєднує два види діяльності: з постачання електричної енергії за регульованим тарифом та з передавання електричної енергії місцевими (локальними) мережами. Відповідно отримує 2 ліцензії та забезпечує доставку (передавання) електричної енергії безпосередньо на об’єкт споживача.

Пунктом 3 Правил для населення передбачено, що споживання електричної енергії здійснюється на підставі договору про користування електричною енергією між споживачем і енергопостачальником, що розробляється енергопостачальником згідно з Типовим договором про користування електричною енергією (додаток 1 до Правил для населення) і укладається на три роки.

Договір про користування електричною енергією (далі – договір) вважається продовженим на рік, якщо за місяць до закінчення зазначеного терміну жодна із сторін не заявила про розірвання договору або про внесення до нього змін.

Енергопостачальники, що здійснюють постачання електричної енергії на закріпленій території, не мають права відмовити споживачу, об'єкти якого розташовані на цій території, в укладенні договору про користування електричною енергією.

У разі виникнення питань, можливі шляхи вирішення яких не обумовлені договором, сторони керуються цими Правилами (Правилами для населення) та законодавством.

Тристоронні відносини виникають у випадку розподілення між різними суб'єктами господарювання виконання функцій з постачання (продажу) та передавання електричної енергії. Внаслідок такого розподілу виникає додаткова ланка взаємовідносин щодо доставки електричної енергії на об'єкти споживача. При цьому Правила для населення врегульовують лише одну ланку таких відносин, а саме відносини, пов'язані з постачанням (продажем) електричної енергії населенню.

Слід звернути увагу, що розрахунки населення за спожиту електричну енергію здійснюються за діючими тарифами (цінами) для населення на підставі показань приладів обліку (пункт 19 Правил для населення). Крім того, пунктом 9 Типового договору передбачається визначення межі розподілу, якою відповідно до пункту 2 Правил для населення є точка електромережі, стосовно якої розподіляється електромережа між споживачем та енергопостачальником. Оскільки під час користування електричною енергією населенням інших платежів, крім оплати за встановленими тарифами згідно з показаннями лічильника з боку населення не передбачається, то фактично на межі об'єкта споживача (населення) здійснюється продаж йому електричної енергії. Правилами для населення об'єкт споживача визначено як житловий будинок, гараж, майстерня або інша електрифікована споруда, що належить споживачу на правах власності або користування. Тобто у разі, коли об'єкт споживача приєднаний не до мереж енергопостачальника, то саме енергопостачальник має забезпечити доставку (передавання) електричної енергії до межі розподілу.

Більш чітко уявлення щодо точки продажу електричної енергії населенню дає другий розділ ПКЕЕ «Межі балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін», дія якого відповідно до пункту 1.1 ПКЕЕ поширюється на всіх споживачів без винятку (в тому числі, на населення).

Пунктом 2.4 ПКЕЕ визначено, що межа експлуатаційної відповідальності між споживачем – фізичною особою, об'єднанням співвласників (власником) багатоквартирних будинків та/або власником електричних мереж за технічний стан і обслуговування суміжних електроустановок устанавлюється:

1. Для квартир багатопверхових будинків – на вихідних клеммах розрахункових засобів обліку поверхових або квартирних електрощитків або ввідних клеммах комутаційних апаратів, якщо останні встановлені всередині квартири.

2. Для індивідуальних будинків:

- у разі відгалуження від лінії електропередачі неізолюваним проводом – у точці кріплення проводів лінії електропередачі до перших ізоляторів на будівлі або на трубостояку (при повітряному вводі);

- у разі кабельного вводу або використання ізолюваного проводу при відгалуженні від лінії електропередачі – на наконечниках кабелю живлення або

ізолюваного проводу на ввідному пристрої будівлі, якщо ввідно-розподільний пристрій розташований усередині будівлі, або на вихідних клеммах розрахункового засобу обліку, якщо ввідно-розподільний пристрій та засіб обліку розміщені ззовні будівлі.

За стан контактних з'єднань на межі експлуатаційної відповідальності та на вхідних і вихідних клеммах опломбованих розрахункових засобів обліку відповідає електропередавальна організація.

Таким чином, у разі розділення між різними суб'єктами господарювання виконання функцій з постачання (продажу) та передавання електричної енергії (а це, як правило, випадки використання населенням електричної енергії в багатоквартирних будинках) продаж відбувається на клеммах розрахункових засобів обліку. При цьому Правила для населення не врегульовують відносини щодо доставки (передавання) електричної енергії в точку продажу. Ці відносини виникають між юридичними особами – власником мереж та енергопостачальником (електропередавальною організацією) і врегульовуються ПКЕЕ, виходячи з того, що за схемою приєднання власник (балансоутримувач) відповідних мереж є основним споживачем, а населення, електроустановки (об'єкти) якого приєднані до цих мереж, є субспоживачами.

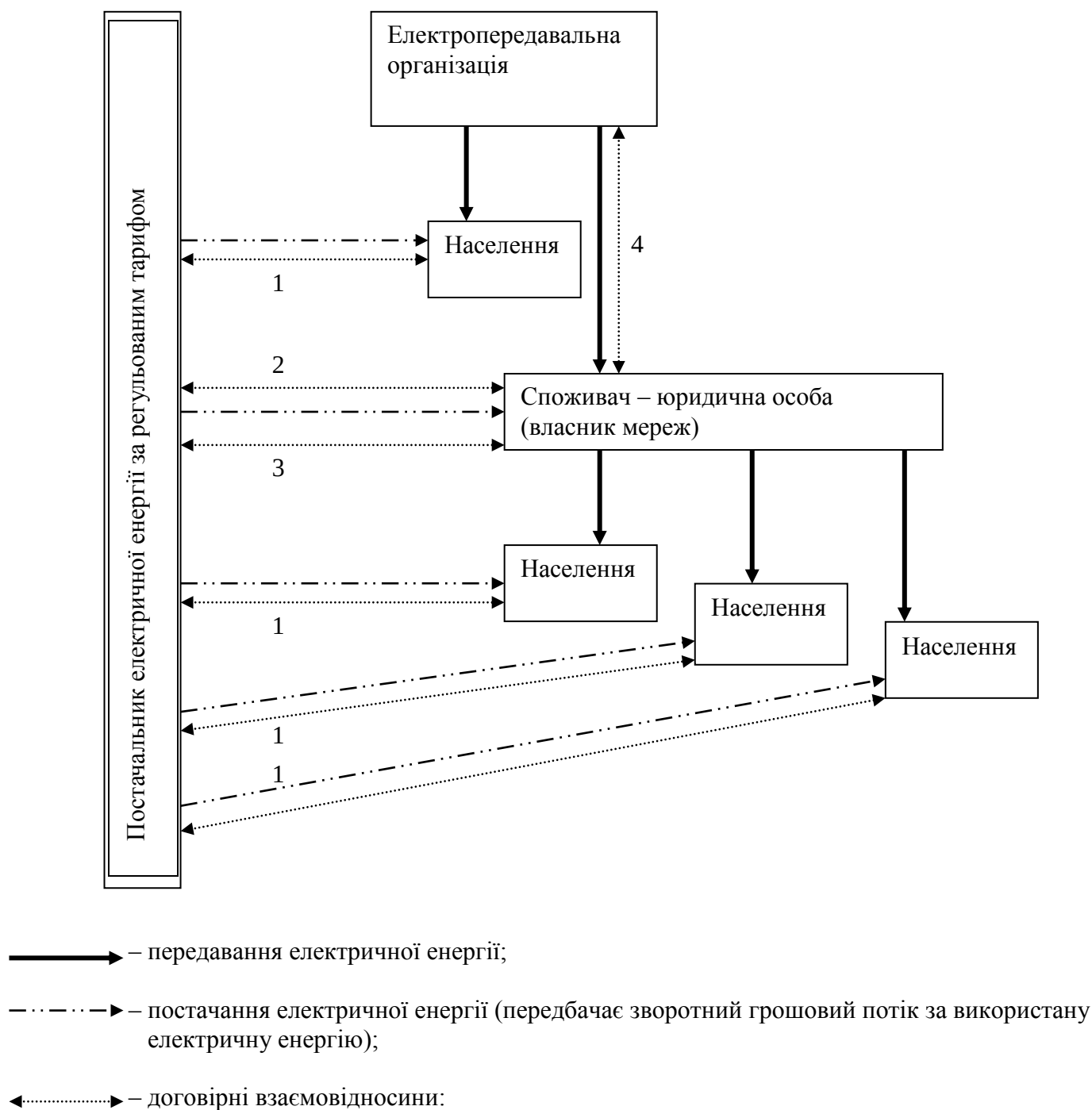
Для довідки: основний споживач – це споживач електричної енергії або власник електричних мереж, який передає частину електроенергії своїми технологічними електричними мережами субспоживачам та/або електропередавальній організації; а субспоживач – це споживач, електроустановки якого приєднані до технологічних електричних мереж основного споживача (пункт 1.2 ПКЕЕ).

Відповідно до пункту 1.7 ПКЕЕ у разі використання технологічних електричних мереж електропередавальною організацією відносини між власником цих мереж та електропередавальною організацією, у тому числі їх взаємна відповідальність, регулюються договором про спільне використання технологічних електричних мереж, що укладається між ними на основі типового договору (додаток 2 до ПКЕЕ). Основний споживач не має права відмовити електропередавальній організації, яка здійснює ліцензовану діяльність на закріпленій території, в укладенні (переукладенні) договору про спільне використання технологічних електричних мереж.

Враховуючи зазначене вище, схема врегулювання відносин під час користування електричною енергією населенням наведена на рис. 2.34.

Постачання електричної енергії населенню здійснюється за договором про користування електричною енергією (1). Незалежно від того, до чийх мереж приєднана електроустановка побутового споживача (населення), цей договір укладається між постачальником за регульованим тарифом, який здійснює ліцензовану діяльність на закріпленій території та відповідним споживачем. У разі, коли для доставки електричної енергії на об'єкт споживача використовуються мережі іншого суб'єкта господарювання, відносини щодо транзиту електричної енергії обумовлюються в договорі про спільне використання мереж (3).

Крім того, з таким суб'єктом, як споживач – юридична особа (основний споживач), укладається договір про постачання електричної енергії (2). А у разі, коли мережі основного споживача приєднані до мереж електропередавальної організації, яка не здійснює ліцензованої діяльності з постачання електричної енергії за регульованим тарифом, у разі зобов'язань основного споживача щодо плати за перетікання реактивної електричної енергії, між електропередавальною організацією та основним споживачем укладається договір про технічне забезпечення електропостачання споживача (4).



- 1 – Договір про користування електричною енергією.
- 2 – Договір про постачання електричної енергії між споживачем та постачальником електричної енергії за регульованим тарифом.
- 3 – Договір про спільне використання технологічних електричних мереж основного споживача.
- 4 – Договір про технічне забезпечення електропостачання (за необхідності).

Рис. 2.34 – Врегулювання відносин під час користування електричною енергією населенням

Особливості користування електричною енергією на території населеного пункту

Відповідно до визначення, наведеного в пункті 1.2 ПКЕЕ населений пункт – це юридична особа – споживач (власник електроустановок населеного пункту або уповноважена власником (співвласниками) експлуатаційна організація, в господарському віданні якої є електроустановки населеного пункту), об'єднує населення на визначеній території та утримує ці електроустановки з метою забезпечення електричною енергією споживачів населеного пункту.

Крім цього, відповідно до Порядку застосування тарифів на електроенергію, що відпускається населенню і населеним пунктам, затвердженого постановою НКРЕ від 10 березня 1999 р. № 309 (із змінами), до населених пунктів належать споживачі, які розраховуються з енергопостачальною організацією за загальним розрахунковим лічильником за електроенергію, яка споживається населенням для різних побутових потреб.

Тобто в електроенергетиці під населеним пунктом розуміється будь-який колективний споживач електричної енергії, що об'єднує населення, яке використовує електричну енергію для побутових потреб у житлових будинках, квартирах, гуртожитках, для потреб особистих підсобних господарств, присадибних і садових ділянок, дач, освітлення гаражів та боксів для особистих автомобілів, човнів тощо.

Відповідно до частини першої статті 1 та статті 3 Закону України «Про об'єднання громадян» об'єднанням громадян є добровільне громадське формування, створене на основі єдності інтересів для спільної реалізації громадянами своїх прав і свобод, при цьому об'єднання громадян для задоволення та захисту своїх законних соціальних, економічних, творчих, вікових, національно-культурних, спортивних та інших спільних інтересів є громадською організацією.

Відповідно до частини першої та абзацу другого частини другої статті 3 Закону України «Про кооперацію» метою кооперації є задоволення економічних, соціальних та інших потреб членів кооперативних організацій на основі поєднання їх особистих та колективних інтересів, поділу між ними ризиків, витрат і доходів, розвитку їх самоорганізації, самоуправління та самоконтролю. Основними завданнями кооперації є підвищення життєвого рівня членів кооперативів, захист їх майнових інтересів і соціальних прав.

Крім того, законодавством України не заборонено об'єднання громадян (населення) в колективного споживача під управлінням юридичної особи (наприклад, гуртожиток). А саме частиною першою статті 634 Цивільного кодексу України передбачено, що договором приєднання є договір, умови якого встановлені однією із сторін у формулярах або інших стандартних формах, який може бути укладений лише шляхом приєднання другої сторони до запропонованого договору в цілому. Друга сторона не може запропонувати свої умови договору.

Таким чином, громадяни – фізичні особи – члени населеного пункту (садового товариства, гаражного кооперативу, гуртожитку тощо) мають реалізовувати свої права, в тому числі щодо користування електричною енергією через органи управління населеного пункту. Підстав для реалізації цих прав іншим шляхом законом не передбачено.

Згідно із зазначеним відносини між постачальником електричної енергії, населеним пунктом та членом населеного пункту регулюються за схемою 1 (див. рис. 2.35). При цьому відносини 1¹ визначаються правоустановлюючим документом населеного пункту (статутом, колективним договором тощо), а відносини 1² визначаються договором про постачання електричної енергії, який укладається на основі типового договору, наведеного в додатку 3 до ПКЕЕ.

Електрична енергія продається юридичною особою – постачальником електричної енергії іншій юридичній особі – населеному пункту (зокрема садівничому товариству) на межі балансової належності електричних мереж зазначених суб'єктів взаємовідносин. Відносини між юридичними особами – споживачем та постачальником електричної енергії регламентуються ПКЕЕ. Згідно з Правилами споживач сплачує постачальнику електричної енергії вартість електричної енергії відповідно до показань засобу обліку, встановленого на межі балансової належності на підставі договору про постачання електричної енергії, який має бути укладено між постачальником електричної енергії та населеним пунктом.

Відповідно до підпункту 2 пункту 10.2 ПКЕЕ на споживача покладено обов'язок оплачувати обсяги електричної енергії, а також здійснювати інші платежі відповідно до умов договору та погоджених споживачем актів про порушення Правил та умов договору.

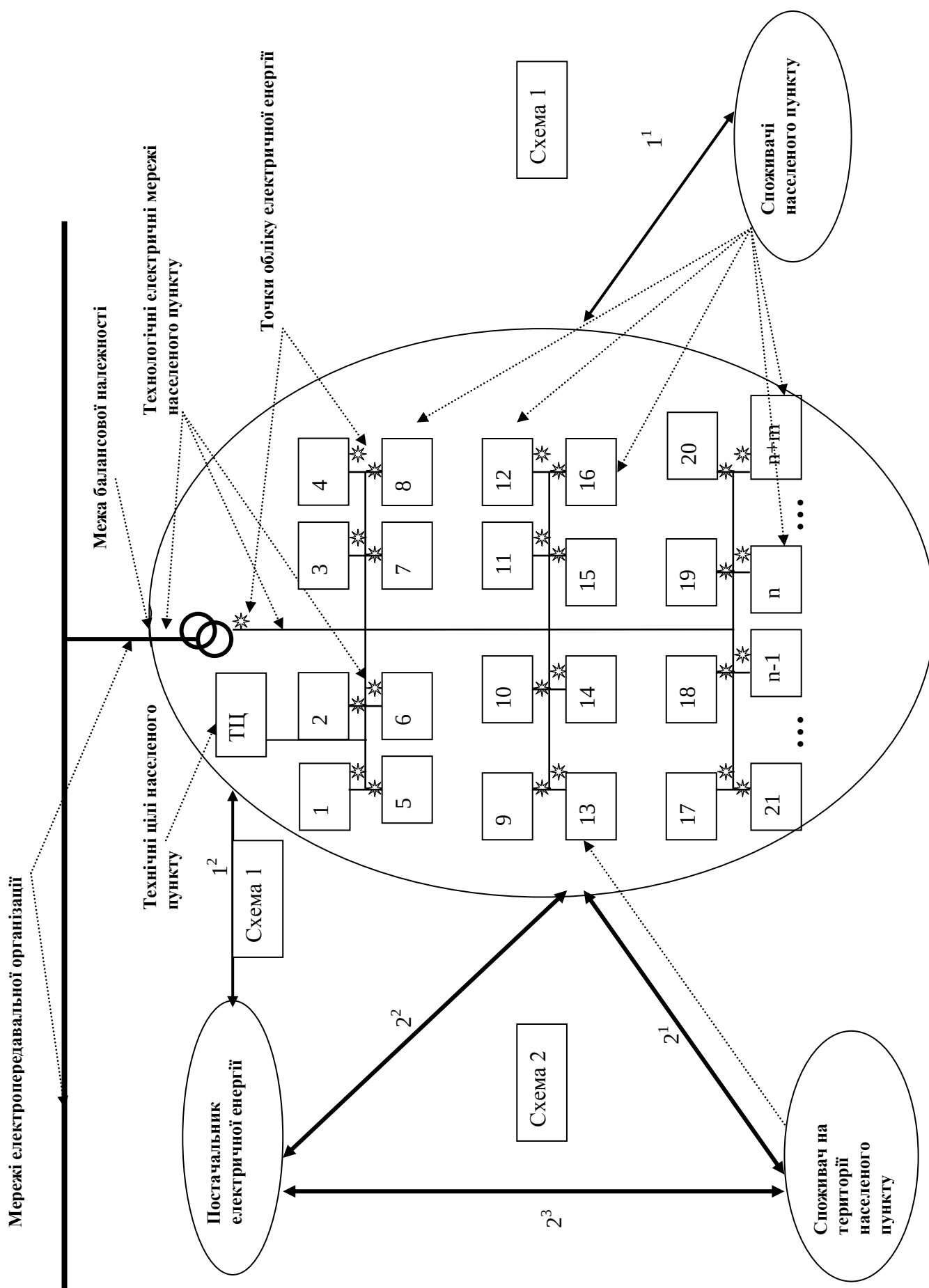


Рис. 2.35 – Схема регулювання відносин між постачальником електричної енергії, населеним пунктом та членом населеного пункту

Таким чином, обов'язок з оплати електричної енергії, яку постачає постачальник електричної енергії для потреб населеного пункту, несе безпосередньо населений пункт в особі органу управління відповідно до правоустановлюючих документів населеного пункту. Порядок розрахунків встановлено розділом 6 ПКЕЕ.

Відповідно до пункту 6.25 Правил у разі встановлення розрахункових засобів обліку не на межі розподілу балансової належності електромереж втрати електроенергії на ділянці мережі від межі розподілу до місця встановлення розрахункових засобів обліку відносяться на рахунок організації, на балансі якої перебуває зазначена ділянка мережі. Розрахунки проводяться згідно з Методикою з визначення втрат електроенергії в трансформаторах і лініях електропередачі, затвердженою Міністерством енергетики України 18.02.98 р.

Крім того, загальний засіб обліку, встановлений на межі балансової належності між енергопостачальником (електропередавальною організацією) та споживачем – населеним пунктом, крім електричної енергії, спожитої усіма членами населеного пункту, враховує витрати електричної енергії в елементах мереж (нагрів елементів мереж, контактних з'єднань тощо), споживання електричної енергії на загальні потреби (освітлення вулиць (для садівничого товариства), роботу насосів, електроспоживання контори тощо), а також безоблікове споживання електричної енергії окремими членами населеного пункту. Таким чином, сумарне споживання за показаннями індивідуальних лічильників окремих членів населеного пункту завжди буде меншим від споживання, зафіксованого загальним засобом обліку.

Отже, населений пункт як юридична особа є споживачем електричної енергії на підставі договору, укладеного з постачальником електричної енергії. Товариству належать електричні мережі і розподільні пристрої, які є колективною власністю або перебувають в колективному використанні, тому мають утримуватися за рахунок усіх членів населеного пункту. Окремі члени товариства не мають договірних відносин з постачальником електричної енергії за регульованим тарифом щодо постачання електричної енергії.

Взаємовідносини між членами товариства і керівництвом товариства, в тому числі питання забезпечення електропостачання окремих його членів, порядок розрахунків за електричну енергію тощо регулюються правоустановлюючими документами населеного пункту.

Схема 2. У разі, якщо учасник населеного пункту (власник садової ділянки, гаража тощо) з тих чи інших причин не є членом населеного пункту (вийшов із складу, придбав приватизований об'єкт тощо), то у нього з'являються підстави реалізувати своє право на користування електричною енергією не через населений пункт, а шляхом укладення прямого договору про користування електричною енергією з постачальником згідно з Правилами для населення. Разом з тим, належна такому споживачу електроустановка розташована на території населеного пункту, і фізична особа, яка не є членом населеного пункту, реалізуючи своє право власності щодо цієї електроустановки, зобов'язана не завдавати шкоди навколишньому середовищу, не порушувати права та інтереси громадян, юридичних осіб і держави, які охороняються законом (частина 5 статті 4 Закону України «Про власність»).

Крім того, необхідно звернути увагу, що безпосередньо відносини між членом населеного пункту та населеним пунктом не регулюються жодним законом. Аналогічні за змістом відносини розглядаються Законом України «Про житлово-комунальні послуги». А саме, відповідно до пункту 2 частини першої статті 13 Закону, обслуговування внутрішньобудинкових мереж віднесено до житлово-комунальних послуг з утримання будинків і споруд та прибудинкових територій. Відповідно до частини першої статті 29 Закону договір на надання житлово-комунальних послуг у багатоквартирному будинку укладається між власником квартири, орендарем чи квартиронаймачем та балансоутримувачем або уповноваженою ним особою.

Таким чином, із положень Закону випливає, що за обслуговування внутрішньобудинкових мереж має платити житлово-експлуатаційній організації власник квартири (квартиронаймач).

Споживач оплачує згідно із показаннями лічильника вартість використаної електричної енергії постачальнику (відносини 2³, які регулюються договором про користування електричної енергії), споживач оплачує населеному пункту за утримання мереж населеного пункту вартість електричної енергії, спожитої на технічні цілі, вартість втраченої електричної енергії внаслідок передавання електричної енергії до електроустановки споживача (відносини 2¹). Тристороннім договором визначаються також умови припинення електропостачання споживачу та обов'язки і відповідальність сторін, які виникають у цьому випадку (відносини 2²).

Зазначені особливості врегульовані сьогодні розділом 12 ПКЕЕ. А саме, відповідно до пунктів 12.3 та 12.4 ПКЕЕ, населений пункт на підставі договору про постачання електричної енергії здійснює закупівлю електричної енергії у постачальника електричної енергії з метою її подальшого використання споживачами населеного пункту для задоволення комунально-побутових потреб споживачів населеного пункту, для технічних цілей та інших потреб населеного пункту. За обсяг закупленої електричної енергії з постачальником електричної енергії розраховується населений пункт відповідно до умов договору. Закупівля електричної енергії у постачальника за рахунок коштів споживачів населеного пункту, умови використання електричної енергії, розрахунків за неї, умови технічного забезпечення електропостачання електроустановок споживачів населеного пункту, утримання та обслуговування технологічних електричних мереж населеного пункту регулюються установчими документами населеного пункту та/або укладеними у встановленому законодавством порядку договорами між споживачами населеного пункту та населеним пунктом щодо обслуговування технологічних електричних мереж населеного пункту.

Відповідно до пункту 12.5 у разі виходу із складу населеного пункту або прийняття відповідного рішення органом управління населеного пункту споживач населеного пункту або фізична особа, електроустановки якої приєднані до технологічних електричних мереж населеного пункту (далі – споживач на території населеного пункту), для користування електричною енергією має право:

- змінити у встановленому порядку схему електропостачання та приєднати належну йому електроустановку до електричних мереж електропередавальної організації;
- укласти тристоронній договір про користування електричною енергією на території населеного пункту з постачальником електричної енергії та населеним пунктом на основі типового договору (додаток 5) та договір про користування електричною енергією відповідно до Правил для населення.

У разі укладення тристороннього договору про користування електричною енергією на території населеного пункту постачальник електричної енергії та населений пункт вносять у встановленому законодавством України порядку зміни в укладений між ними договір про

постачання електричної енергії щодо визначення обсягу спожитої населеним пунктом електричної енергії та умов припинення або обмеження електропостачання населеного пункту, які пов'язані та впливають з умов тристороннього договору про користування електричною енергією на території населеного пункту.

При цьому точка продажу електричної енергії споживачу на території населеного пункту збігається з точкою продажу електричної енергії населеному пункту (пункт 12.6).

А відповідно до пунктів 12.8 та 12.9 ПКЕЕ, споживач на території населеного пункту розраховується з постачальником електричної енергії за тарифом для населення за обсяг електричної енергії, визначений за показаннями його лічильника згідно з умовами договору про користування електричною енергією. Споживач на території населеного пункту оплачує населеному пункту вартість послуг з утримання технологічних електричних мереж населеного пункту згідно з умовами тристороннього договору про користування електричною енергією на території населеного пункту.

Споживач на території населеного пункту за тарифом для населеного пункту відшкодовує населеному пункту вартість частки обсягу електричної енергії, спожитої на технічні цілі, та електричної енергії, втраченої внаслідок її передачі до електроустановки споживача, згідно з умовами тристороннього договору про користування електричною енергією на території населеного пункту.

Частка обсягу електричної енергії, яку має відшкодувати споживач на території населеного пункту, визначається пропорційно обсягу використаної ним електричної енергії.

Таким чином, особливості використання електричної енергії на території населеного пункту полягають в тому, що населений пункт розглядається як колективний споживач із солідарною відповідальністю учасників (членів) населеного пункту з утримання майна, яке перебуває у власності або користуванні населеного пункту, в тому числі відповідне електрогосподарство.

Особливості регулювання тарифів для населення

Особливість тарифів для населення, встановлених Порядком застосування тарифів на електроенергію, що відпускається населенню і населеним пунктам, затвердженим постановою НКРЕ від 10 березня 1999 р. № 309 (із змінами), полягають в диференціації тарифів залежно від факту обладнання будинку електроплитами та/або електроопалювальними установками. У зв'язку з цим останнім часом значної актуальності набуло питання, що саме слід вважати «установленим порядком».

Щодо обладнання об'єкта споживача в установленому порядку електроплитами та/або електроопалювальними установками, то слід керуватись такими нормами законодавства.

Статтею 1 Закону України «Про архітектурну діяльність» (далі – Закон) зазначено, що об'єкти архітектурної діяльності (об'єкти архітектури) – це будинки і споруди житлово-цивільного, комунального, промислового та іншого призначення, їх комплекси, об'єкти благоустрою, садово-паркової та ландшафтної архітектури, монументального і монументально-декоративного мистецтва, території (частини територій) адміністративно-територіальних одиниць і населених пунктів.

Таким чином, окрема квартира в багатоповерховому будинку не є об'єктом архітектури. З точки зору законодавства, квартира як об'єкт споживача може розглядатися лише як частина об'єкта архітектури.

Крім того, положеннями статті 1 Закону встановлено, що проект – це документація для будівництва об'єктів архітектури, що складається з креслень, графічних і текстових матеріалів, інженерних і кошторисних розрахунків, які визначають містобудівні, об'ємно-планувальні, архітектурні, конструктивні, технічні та технологічні рішення, вартісні показники конкретного об'єкта архітектури, та відповідає вимогам державних стандартів, будівельних норм і правил.

Статтею 4 Закону передбачено, що для створення об'єкта архітектури виконується комплекс робіт, який містить, зокрема, розроблення, погодження і затвердження проекту. Статтею 5 Закону встановлено, що розроблення проектів об'єктів архітектури здійснюється на підставі вихідних даних на проектування, до яких належать:

- містобудівні умови і обмеження забудови відповідної земельної ділянки;
- технічні умови щодо інженерного забезпечення об'єкта архітектури;
- завдання на проектування об'єкта архітектури.

Надання завдання на проектування є обов'язком замовника (забудовника) і здійснюється в порядку виконання умов договору з розробником проекту (архітектором).

Таким чином, створення об'єкта архітектури (нове будівництво, реконструкція, реставрація, капітальний ремонт) в обов'язковому порядку забезпечується відповідною проектною документацією.

Отже, об'єкт архітектури (будинки) вважається обладнаним у встановленому порядку кухонними електроплитами та/або електроопалювальними установками у разі, якщо проектною документацією такого будинку передбачено встановлення стаціонарних кухонних електроплит та/або електроопалювальних установок промислового виробництва (під проектною документацією слід розуміти проектні рішення щодо електричної частини об'єкта архітектури або оформлені на підставі них технічні паспорти).

Аналогічно на підставі проектної документації створюються об'єкти зовнішнього інженерного забезпечення об'єкта архітектури.

Згідно з пунктом 17 Порядку надання архітектурно-планувального завдання та технічних умов щодо інженерного забезпечення об'єкта архітектури і визначення розміру плати за їх видачу, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 20.12.1999 р. № 2328 (далі – Порядок), технічні умови – це комплекс умов та вимог до інженерного забезпечення об'єкта архітектури, які мають відповідати його розрахунковим параметрам, у тому числі водопостачання, каналізації, тепло-, енерго-, газопостачання, радіофікації, зовнішнього освітлення, відведення зливових вод, телефонізації, телебачення, диспетчеризації, пожежної безпеки, а також особливих умов. Перелік технічних умов щодо інженерного забезпечення конкретного об'єкта архітектури визначається в архітектурно-планувальному завданні.

Відповідно до абзацу другого пункту 1 Порядку, архітектурно-планувальне завдання і технічні умови є складовими вихідних даних.

Порядок є обов'язковим, зокрема, для замовників, проектувальників, підрядників, будівельників, інших юридичних та фізичних осіб, які провадять містобудівну та архітектурну діяльність, незалежно від форми власності (абзац третій пункту 2 Порядку).

Крім того, технічні умови видаються на інженерне забезпечення об'єкта архітектури – багатоквартирного будинку, а не на окрему квартиру або струмоприймач.

Виконання технічних умов є обов'язковим для всіх замовників, проектувальників та будівельників.

Відносини між громадянами (далі – споживачі електричної енергії) та енергопостачальниками регулюються Правилами користування електричною енергією для населення, затвердженими постановою Кабінету Міністрів України від 26.07.1999 р. № 1357 (Правила для населення).

Так, абзацом першим пункту 3 Правил для населення передбачено, що споживання електричної енергії здійснюється на підставі договору про користування електричною енергією (далі – Договір) між споживачем і енергопостачальником, що розробляється енергопостачальником згідно з Типовим договором про користування електричною енергією.

Відповідно до пункту 4 Правил для населення, у договорі обов'язково зазначається величина потужності, яка визначається виходячи з потужності наявних у споживача струмоприймачів. При цьому загальна потужність не може бути вищою за потужність, передбачену технічними умовами чи технічними характеристиками електромережі споживача.

Споживач може внести пропозиції щодо зміни зазначеної у договорі величини електричної потужності. У разі відмови енергопостачальник надає споживачеві обґрунтовану письмову відповідь.

Положеннями пункту 42 Правил для населення передбачено, що споживач електричної енергії зобов'язаний узгоджувати з енергопостачальником нові підключення та переобладнання внутрішньої електропроводки, здійснювані з метою збільшення споживання електричної потужності.

Таким чином, споживач електричної енергії може використовувати електричну енергію на власні потреби тільки в межах визначеної в договорі потужності.

При цьому мають місце випадки встановлення кухонних електроплит та/або електроопалювальних установок в будинках, де проектом не передбачається їх наявність.

У разі, якщо проектом будинку не передбачалось встановлення відповідного обладнання, для збільшення величини потужності окремої квартири багатоквартирного будинку (із забезпеченням надійності електропостачання інших квартир) необхідно вирішити питання щодо зміни проекту будинку. В тому числі щодо електрозабезпечення частини об'єкта архітектури (окремої квартири або групи квартир), якщо в цьому є необхідність.

За умови, коли зміна проекту будинку має наслідком збільшення величини потужності або зміну категорії надійності електропостачання будинку в цілому, власник будинку (балансоутримувач) має звернутись до електропередавальної організації з метою отримання та виконання технічних умов.

Якщо споживач електричної енергії як власник об'єкта архітектури (індивідуальний будинок) встановлює кухонну електроплиту та/або електроопалювальну установку, а проектом будинку їх установка не передбачалась, то він також має звернутись до відповідних організацій щодо внесення до проекту будинку змін щодо обладнання та використання кухонної електроплити та/або електроопалювальної установки.

У разі, коли такі зміни призведуть до необхідності збільшити потужність електроустановки (об'єкта архітектури), то відповідно до вимог Порядку споживач має отримати та виконати технічні умови на приєднання, після чого сторонами мають бути внесені відповідні зміни до Договору про користування електричною щодо наявності у споживача стаціонарної електроплити та/або стаціонарної електроустановки для опалення і нагрівання води.

Якщо зміни до проекту будинку не призведуть до зміни потужності будинку в цілому, то на підставі виконання відповідних проектних рішень необхідно внести зміни до договору про користування електричною енергією щодо обладнання об'єкта споживача у встановленому порядку кухонними електроплитами та/або електроопалювальними установками.

Слід звернути увагу, що пунктом 8 Типового договору про користування електричною енергією (додаток 1 до Правил для населення) передбачено, що в конкретному договорі вказується наявність установлених на об'єкті споживача стаціонарних електроплит та електроустановок для опалення та нагрівання води.

Таким чином, на підставі виконання технічних заходів, передбачених проектною документацією, в договір із споживачем мають бути внесені відповідні зміни. Зазначення в договорі інформації про обладнання об'єкта споживача стаціонарною електроплитою та/або електроопалювальною установкою дає постачальнику електричної енергії за регульованим тарифом підстави застосовувати відповідний тариф.

Контрольні запитання та завдання для самостійної роботи

1. Охарактеризуйте стан енергетичної галузі України після набуття незалежності.
2. Наведіть перелік завдань, які мали бути вирішені під час реформування енергетичної галузі в Україні.
3. Коли саме в Україні почалося створення ринку електричної енергії і за якою моделлю?
4. Наведіть організаційну структуру та перелік основних учасників ОРЕ України?
5. Коли і з якою метою було створено державне підприємство «Енергоринок»? Які функції було покладено на нього?
6. Яким чином в Україні планувалось реформування ринку електричної енергії впродовж 1996 – 2010 рр.?
7. Що таке «Перехідний період» реформування ОРЕ України і скільки етапів він містив?
8. Назвіть основні ознаки Ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку (РДДБ).
9. Що таке «Роздрібний ринок електричної енергії» і як він впливає на споживання електричної енергії населенням?
10. Наведіть нормативну базу функціонування ОРЕ України.

РОЗДІЛ 3

ЗАПРОВАДЖЕННЯ АУКЦІОННИХ ТОРГІВ ТА БІРЖІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

3.1 Перші кроки до нової моделі ринку електричної енергії України

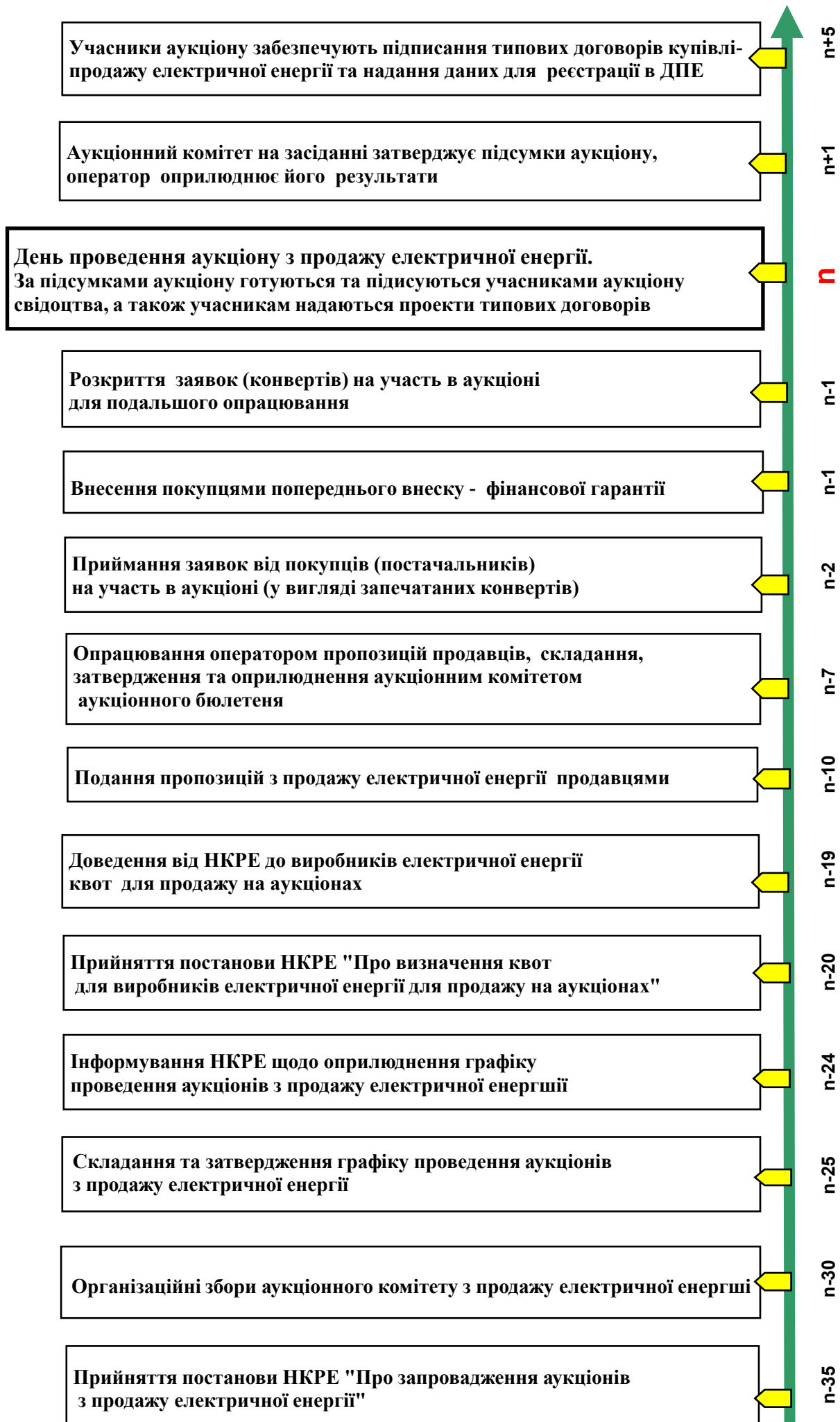
Реформування ринку електричної енергії України передбачається здійснювати послідовно через поетапний перехід до нового ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку (РДДБ). Одним із основних заходів в цьому напрямку є проведення аукціонних торгів з продажу електричної енергії.

Державним підприємством «Енергоринок» у тісній співпраці з фахівцями Міжвідомчої комісії з координації роботи, пов'язаної з реалізацією положень Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України, підготовлено пакет проектів нормативних документів щодо порядку організації та умов проведенню аукціонів з продажу електричної енергії. Положення та норми проектів цих документів були опрацьовані за результатами проведених ділових ігор за участю спеціалістів ДП «Енергоринок», НАК «Енергетична компанія України» та інших енергетичних компаній в умовах, які були максимально приближені до реальних.

Відповідно до цих документів за рішенням Національної комісії регулювання електроенергетики України буде створено аукціонний комітет, який повинен здійснювати загальне керівництво та контроль за дотриманням умов проведення аукціонів, а функції оператора проведення аукціонів покладаються на ДП «Енергоринок», яке здійснюватиме організаційне, техніко-технологічне, програмне та розрахункове забезпечення їх проведення.

Технологічна схема організаційних заходів щодо забезпечення проведення аукціонів з продажу електричної енергії наведена на рис. 3.1.

Продавцями на аукціоні виступатимуть учасники ринку електричної енергії – виробники електричної енергії, для яких Національна комісія регулювання електроенергетики України встановить відповідні квоти для продажу електричної енергії. Це буде перший крок до роботи нової моделі ринку електричної енергії України.



При цьому для продажу на аукціоні передбачається продукт із рівним графіком постачання електроенергії на визначений календарний період (в рамках року) із застосуванням так званого «атомно-теплого сандвіча» відповідно до квот, встановлених продавцям.

На першому етапі на аукціонних торгах передбачається купівля електричної енергії постачальниками за нерегульованим тарифом, які мають у наявності відповідну ліцензію Національної комісії регулювання електроенергетики України та згодні придбати електричну енергію за двосторонніми договорами на умовах аукціону.

Організація проведення аукціону розпочинається з отримання оператором пропозицій продавців з продажу електричної енергії в межах встановлених їм квот і у термін, не пізніше ніж за десять робочих днів до дати проведення аукціону. Кожна пропозиція реєструється з присвоєнням продавцеві відповідного номера, опрацьовуються для формування аукціонного бюлетеня. З метою своєчасного інформування покупців ДП «Енергоринок» не пізніш як за сім робочих днів до початку аукціону оприлюднює на своєму сайті аукціонний бюлетень, затверджений аукціонним комітетом. З дня оприлюднення бюлетеня про проведення аукціону оператор розпочинає приймання та реєстрацію заявок на участь в аукціоні з одночасним присвоєнням покупцеві відповідного аукціонного номеру. При цьому заявки на участь в аукціоні подаються оператору у запечатаних конвертах і інформація, що міститься в них, є конфіденційною до моменту їх розкриття на засіданні аукціонного комітету.

В день проведення аукціону оператор здійснює реєстрацію уповноважених осіб учасників, запрошених осіб та спостерігачів, яка розпочинається за годину і закінчується за 15 хвилин до призначеної години початку аукціону. Кожний учасник аукціону може направити для участі в аукціоні не більше двох своїх представників, однак без реєстрації уповноважені особи покупців не будуть допускаються до участі в аукціоні. В першу чергу це пов'язано з необхідністю перевірки вимоги щодо виконання фінансових гарантій покупцями.

Особливо слід зауважити, що на всіх стадіях підготовки та проведення аукціону відповідні дії аукціонного комітету, оператора, ведучого та учасників аукціону максимально формалізовано з метою запобігання виникнення спірних моментів.

Ведення аукціону здійснює ведучий, який розпочинає аукціон з оголошення правил його проведення та кроку, доводить до відома поточні рішення аукціонного комітету, а також іншу інформацію, необхідну для проведення аукціону. Після оголошення ведучим про відкриття аукціону покупцям буде запропоновано відповідно до аукціонного бюлетеня почерговий продаж лотів, починаючи з найбільших за обсягом. Про готовність купити лот покупець має повідомити підняттям своєї аукціонної картки. Таким же чином, він повідомляє і про подальші пропозиції щодо збільшення ціни за 1 МВт·год. та вартості лота відповідно до кроку аукціону. У разі коли після оголошення ведучим запропонованого лоту кілька покупців підняли свої аукціонні картки, ведучий послідовно називає нову ціну за 1 МВт·год, збільшену на відповідний крок аукціону, та вартість лота до тих пір, поки не визначиться останній покупець, який залишив піднятою свою аукціонну картку. Ведучий називає аукціонний номер цього покупця, як переможця.

В процесі аукціону може скластись ситуація, коли при послідовному збільшенні ціни за 1 МВт·год та вартості лота, у двох або більше покупців співпадають пропозиції по ціні. Для визначення покупця-переможця по цьому лоту ведучий під час проведення аукціону пропонує покупцям подати в закритих конвертах свої пропозиції щодо визначення власної ціни за 1 МВт·год. і покупцем-переможцем визнається той, у якого ціна за 1 МВт·год є найвищою.

Повний цикл процедур проведення аукціонних торгів відображено на схемі рис. 3.2.

Після проведення торгів по всіх запропонованих лотах ведучий оголошує про закриття аукціону, і уповноважені особи учасників (покупців та продавців) підписують відповідні аукціонні свідоцтва, в яких фіксуються придбані-продані обсяги електричної енергії. В свою чергу, аукціонне свідоцтво є обов'язковою підставою для укладення типового договору купівлі-продажу електричної енергії між продавцем і покупцем. При цьому, реєстрацію цих договорів буде здійснювати ДП «Енергоринок» відповідно до встановленого порядку.

Підсумки аукціонів, що проводитимуться, на своєму засіданні буде затверджувати аукціонний комітет, а результати торгів оприлюднюватимуться на сайті ДП «Енергоринок».



Рис. 3.2 - Повний цикл проведення аукціонних торгів

3.2 Рольова модель біржі електричної енергії України

Вступ

Розвиток ринкових відносин в електроенергетичній галузі України сьогодні пов'язаний, насамперед, з впровадженням повномасштабної конкурентної моделі функціонування ринку електричної енергії, а саме ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку (РДДБ). Модель функціонування РДДБ міститиме низку основних сегментів забезпечення конкурентних відносин між учасниками ринку електричної енергії. До таких сегментів, зокрема, належать: ринок двосторонніх договорів з купівлі-продажу електричної енергії, біржа електричної енергії, балансуючий ринок та ринок допоміжних послуг, міждержавна торгівля електричною енергією тощо.

Для розуміння і практичної реалізації усіх процесів на РДДБ, визначення та опису ролей і функцій, притаманних різним учасникам ринку сьогодні в світі широко використовуються рольові моделі ринків електричної енергії. Зважаючи на це, метою статті є визначення основних етапів побудови рольових моделей РДДБ, а також особливостей розробки рольової моделі одного із сегментів РДДБ – біржі електричної енергії.

Завдання, що дозволяє розв'язати рольова модель

Сьогодні в світі рольова модель стає необхідною складовою адміністративного процесу та системи керування ринком електричної енергії. При цьому метою рольового моделювання є визначення основних взаємовідносин між учасниками та/або сегментами ринку електричної енергії на основі загальноприйнятих понять та положень, а також опис цих взаємовідносин з використанням методів об'єктно-орієнтованого моделювання. Рольова модель стає необхідною складовою адміністративного процесу та системи керування РДДБ. Така модель має бути зрозумілою як для учасників, що використовують її як інструмент для самонавчання та адміністрування роботи РДДБ, так і для розробників програмного забезпечення та інформаційно-технологічних систем керування РДДБ.

Розроблення рольової моделі РДДБ може базуватися, певною мірою, на існуючих моделях функціонування ринків електричної енергії в інших країнах, які мають аналогічне розподілення сегментів ринку та схожі ролі учасників.

Проте при побудові рольової моделі функціонування РДДБ в Україні слід враховувати правову та регуляторну базу електроенергетики України, економічні засади функціонування та реалізації розрахунків на РДДБ, технічні правила його функціонування, правила та норми комерційного обліку, кодекси керування електричними мережами тощо.

Слід зазначити, що сьогодні діє міжнародний стандарт МЕК 62325 «Інфраструктура комунікацій на енергетичному ринку», причому у частинах 101 та 102 цього стандарту наведені приклади побудови моделей енергетичного ринку, що базуються на використанні уніфікованої методології об'єктно-орієнтованого моделювання (UMM – Unified Modeling Methodology UN/CEFACT) та уніфікованої мови моделювання (UML – Unified Modeling Language). Основні принципи побудови рольових моделей також викладені, наприклад, в «гармонізованій рольовій моделі ринку електричної енергії» європейської асоціації операторів систем передачі (ENTSO-E) та розроблених на її основі системі планування на ринку електричної енергії ENTSO-E.

В процесі розроблення рольової моделі основний акцент слід робити на процесі моделювання та логічній реалізації взаємовідносин між ролями учасників та сегментами РДДБ, причому як на рівні загальної рольової моделі РДДБ України, так і на рівні сегментів та процесів. Доцільним є опис процесів в сегментах РДДБ, визначення вимог щодо інформаційного обміну між учасниками та сегментами, вимог до опису класів інформаційних повідомлень. При цьому рольове моделювання не ставить за мету особливу деталізацію, визначення складових та алгоритмічну реалізацію процесів і взаємодій на рівні програмної реалізації.

Першочерговими етапами побудови рольової моделі є об'єктно-орієнтований аналіз та проектування, які полягають в дослідженні предметної області та пошуку логічних рішень для реалізації рольової моделі. В процесі об'єктно-орієнтованого аналізу та проектування основну увагу слід приділяти визначенню, класифікації та опису понять (об'єктів) рольової моделі та їх сутностей в термінах предметної області, створенню словника рольової моделі, а також аналізу вимог до взаємодій між поняттями в рамках рольової моделі. Так, до основних понять та термінів, що використовуються для опису рольової моделі РДДБ, належать:

Роль – певна зовнішня щодо сегмента РДДБ сутність, яка взаємодіє із ним та використовує його функціональні можливості для досягнення певної мети або декількох цілей. Ролі описують зовнішні взаємодії певного суб'єкта РДДБ з іншими суб'єктами щодо мети цієї взаємодії. При цьому суб'єктом РДДБ є учасники РДДБ, електропередавальна та електророзподільні організації, системний оператор, адміністратор розрахунків та адміністратор комерційного обліку.

Сторона – організація (або її частина), яка бере участь у певному процесі, що пов'язаний із забезпеченням функціонування роботи РДДБ або сегмента РДДБ, наприклад, сторона, що відповідальна за баланс контрактних обсягів купівлі-продажу електричної енергії певної групи учасників РДДБ. В рамках певного процесу на РДДБ сторона може грати одну або декілька ролей, однак сторони не можуть розділяти одночасно між собою одну роль.

Сегмент РДДБ – сукупність певних областей процесів та функцій РДДБ, які відокремлені від інших сегментів РДДБ, причому зазначена сукупність областей процесів та функцій визначена для досягнення певної спільної мети на РДДБ у різних проміжках часу, наприклад ринок двосторонніх договорів, балансуючий ринок тощо.

Область процесів – сукупність певних процесів, що протікають в певному сегменті РДДБ, формально відокремлених від інших процесів зазначеного сегмента і визначених для досягнення певної спільної мети в рамках сегмента РДДБ, наприклад виставлення рахунків.

Процес – формальний опис низки взаємодій між учасниками РДДБ, що мають одну спільну мету, наприклад процес планування графіків роботи РДДБ на добу наперед.

Взаємодія – передбачена сукупність видів діяльності, ініційованих учасником РДДБ стосовно іншого учасника РДДБ або сегмента РДДБ в рамках певного процесу для досягнення спільної мети учасників цієї взаємодії. Взаємодія закінчується після визнання досягнення мети усіма учасниками процесу, в рамках якого виконується взаємодія. Прикладом взаємодії є обмін інформаційними повідомленнями між суб'єктами РДДБ.

Рольова модель біржі електричної енергії

При побудові рольової моделі сегмента РДДБ попередньо визначаються області процесів та процеси в окремому сегменті. Аналіз процесів з визначенням областей процесів відображається у вигляді «карти» рольової моделі – карти процесів. На рис. 3.3 наведено приклад карти процесів РДДБ України з виділенням основних областей процесів сегмента «Біржа електричної енергії». Метою роботи біржі електричної енергії є «корегування» двосторонньої торгівлі шляхом забезпечення функціонування централізованого ринку короткострокових контрактів, на якому торгуючі учасники зможуть здійснювати купівлю-продаж електричної енергії «на добу наперед» на добровільній основі. Це досягається шляхом забезпечення відповідності між ціновими заявками і пропозиціями щодо обсягів купівлі-продажу електричної енергії, отриманими від учасників РДДБ.

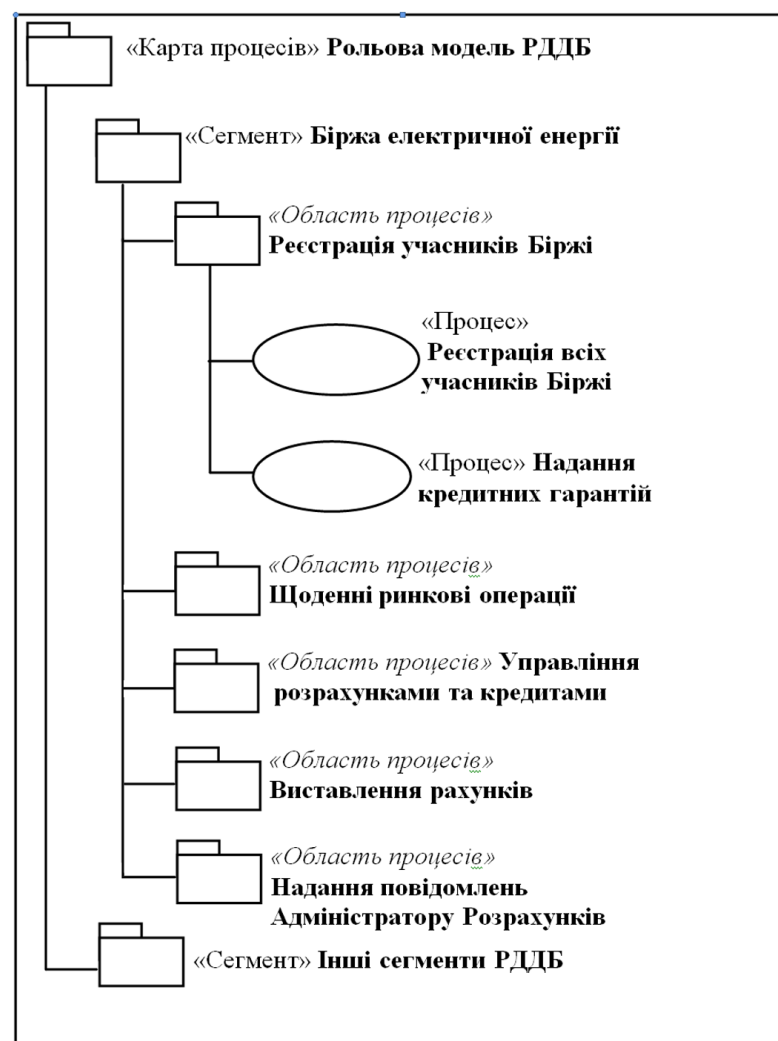


Рис. 3.3 – Приклад реалізації карти процесів сегменту «Біржа електричної енергії»

На основі карти процесів певного сегмента РДДБ розробляється низка діаграм на базі UML, за допомогою яких описуються взаємодії між учасниками рольової моделі, областями процесів та процесами. Як приклад графічного зображення рольової моделі на рис. 3.4 наведено діаграму концептуальної схеми рольової моделі сегмента «Біржа електричної енергії». В концептуальній схемі рольової моделі відображаються взаємодія між сегментом та ролями учасників цього сегмента РДДБ, причому сегмент «Біржа електричної енергії» може розглядатися не тільки як абстрактний опис певних взаємовідносин, але і як інформаційно-технологічна система керування роботою біржі електричної енергії.

Метою створення діаграми, наведеної на рис. 3.4, є візуалізація основних суб'єктів РДДБ, що належать до сегмента біржі електричної енергії, та взаємозв'язків між ними з метою подальшого доповнення рольової моделі у рамках кожного нового циклу розроблення або деталізації рольової моделі.

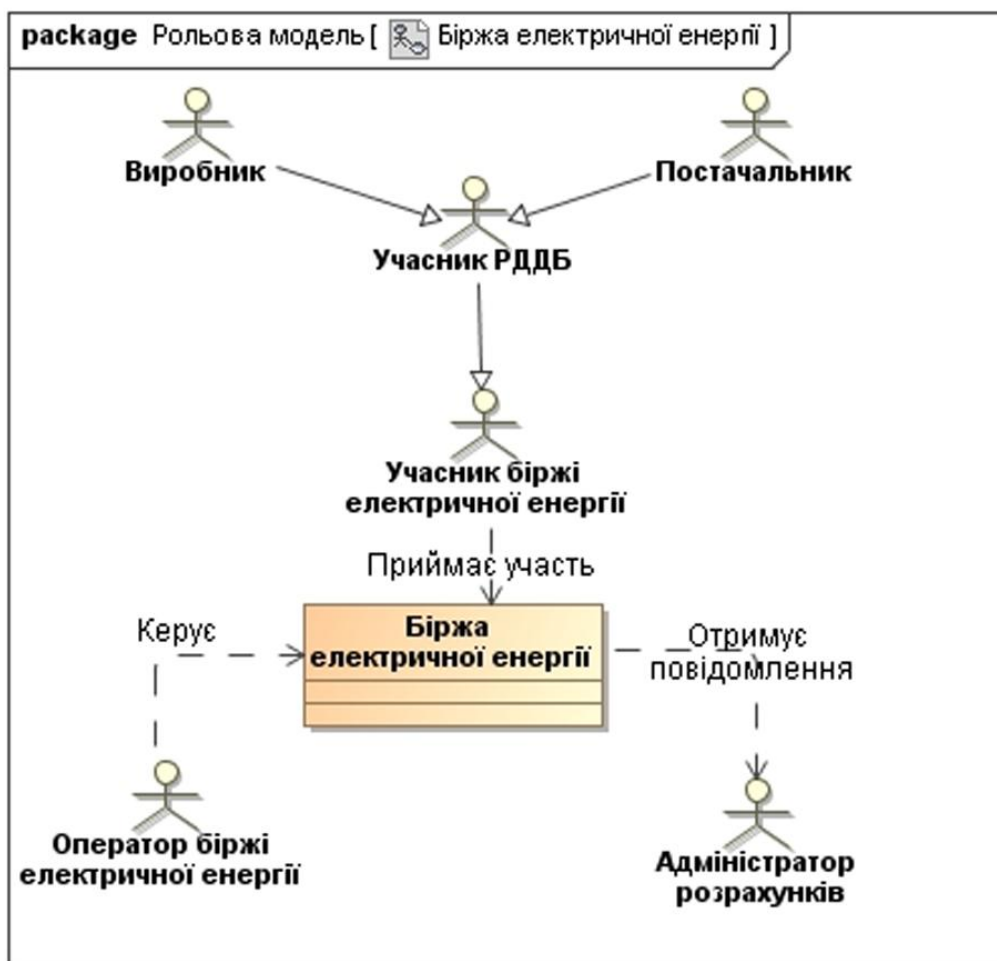


Рис. 3.4 – Концептуальна схема рольової моделі сегменту «Біржа електричної енергії»

Як видно з рис. 3.4, в сегменті біржі електричної енергії бере участь декілька ролей: учасник біржі електричної енергії, Оператор біржі, а також опосередковано Адміністратор розрахунків. Також для більш детального уявлення сутності ролей на рис. 3.4 наведено включення одних ролей до типу інших ролей, причому відношення, спрямоване від однієї ролі до іншої, вказує на те, що кожна роль, від якої спрямовується таке відношення, містить функціональні можливості ролі, до якої спрямовується це відношення. Так, наприклад, на рис. 3.4 показано, що як учасники біржі електричної енергії можуть виступати тільки учасники РДДБ, які, в свою чергу, можуть бути виробниками або постачальниками електричної енергії.

Таким чином, до ролей учасників та їхніх функцій, що входять до рольової моделі сегменту біржі електричної енергії, належать такі:

Адміністратор розрахунків – сторона, яка виконує функції підтримання процесу упорядкованого керування кредитними гарантіями учасників РДДБ, підтримання процесу реєстрації усіх учасників РДДБ, задіяних в розрахунках на РДДБ, ведення енергетичних рахунків, на яких фіксуються обсяги виконаних контрактних заявок і пропозицій щодо обсягів купівлі-продажу електричної енергії за кожний розрахунковий період. Адміністратор розрахунків здійснює керування процесом розрахунків на всіх централізованих сегментах РДДБ, пов'язаних з використанням інформаційно-технологічної системи РДДБ.

Сторона, відповідальна за баланс (СВБ) – сторона, відповідальна перед Адміністратором розрахунків за всі нарахування та сплату за небаланси заявлених та фактичних обсягів проданої-купленої електричної енергії учасниками біржі електричної енергії.

Оператор біржі електричної енергії – сторона, що відповідає за роботу та розрахунки на біржі електричної енергії. Оператор біржі електричної енергії має зареєструватись як окрема сторона, відповідальна за баланс (СВБ), та повідомляти Адміністратору розрахунків про договори, укладені від імені учасників РДДБ, які здійснюють купівлю-продаж електричної енергії на біржі електричної енергії. При цьому тут під СВБ розуміється сторона, відповідальна перед Адміністратором розрахунків за всі нарахування та сплату за небаланси заявлених та фактичних обсягів проданої-купленої електричної енергії учасниками біржі електричної енергії.

Учасник РДДБ – ліцензований учасник РДДБ (як виробник, так і постачальник електричної енергії), що бере участь в роботі РДДБ. Учасник РДДБ зобов'язаний укласти всі необхідні угоди для використання мереж об'єднаної електроенергетичної системи України, приєднатись до певної СВБ та повідомляти Адміністратору розрахунків про контрактні обсяги купівлі-продажу електричної енергії.

Учасник біржі електричної енергії – учасник РДДБ, що є зареєстрованим для здійснення торгівлі електричною енергією на біржі електричної енергії.

Для виділення певних областей або процесів в сегменті РДДБ, відображення взаємовідносини між ролями учасників та їх функцій використовуються UML-діаграми варіантів використання, наведені на рис. 3.5 та рис. 3.6.

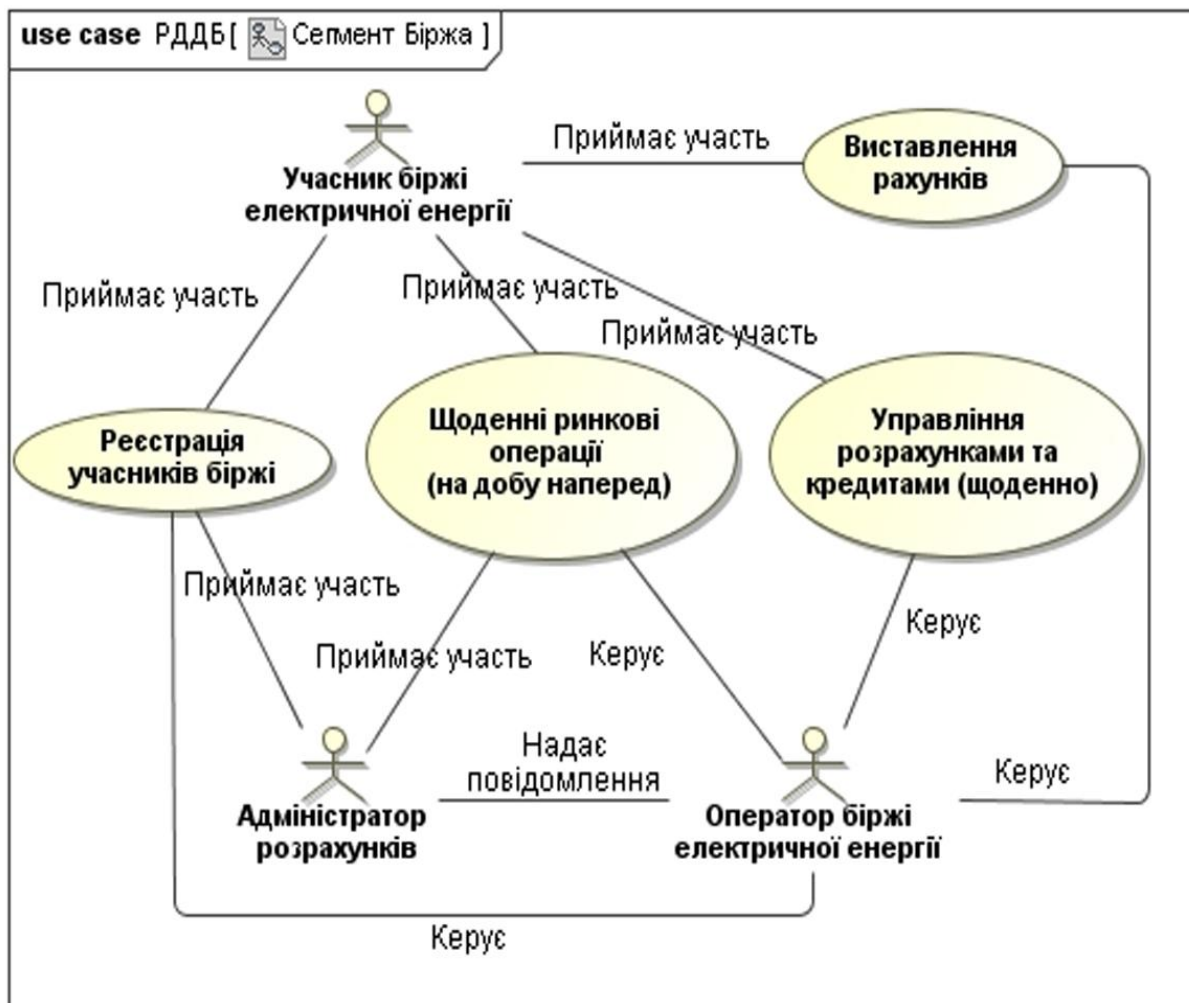


Рис. 3.5 – Діаграма варіантів використання сегменту «Біржа електричної енергії»



Рис. 3.6 – Діаграма варіантів використання області процесів «Реєстрація учасників біржі»

Цей вид діаграм дозволяє визначати список операцій, які повинна виконувати система керування роботою сегментом РДДБ. Тому такі діаграми ще називають діаграмами функцій, оскільки на основі набору таких діаграм надалі створюється список вимог до систем керування сегментом РДДБ.

Слід зазначити, що для відображення зв'язку ролі з «варіантом використання» певного процесу в UML використовуються асоціації. В діаграмах варіантів використання асоціації позначають специфіку поведінки ролі стосовно певного процесу, тобто асоціація відображає семантичні особливості взаємодії ролей учасників та процесів (в рамках області процесів) у графічній системі рольової моделі.

Всі учасники, що бажають торгувати на біржі електричної енергії, повинні пройти процедуру реєстрації. Як видно на рис. 3.6, область процесів «Реєстрація учасників біржі» містить два основних процеси: реєстрація усіх учасників РДДБ, що бажають брати участь у біржовій торгівлі, а також надання учасниками біржі початкових застав (рис. 3.5). При цьому учасники біржі електричної енергії повинні мати справжню ліцензію із здійснення певного виду діяльності (виробник, постачальник) на РРДБ, яка видається Регулюючим органом – Національною комісією регулювання електроенергетики України.

Наведений тип діаграм використовується під час опису взаємозв'язків ролей учасників сегмента та процесів у рольовій моделі, визначення вимог до систем керування сегментом РДДБ та відображає, які завдання виконують ролі в певній області процесів. Мета створення діаграм використання полягає в тому, щоб визначити закінчений аспект поведінки ролей учасників сегмента в певній області процесів без розкриття внутрішньої структури процесів.

При моделюванні процесів певної області сегмента РДДБ виникає необхідність деталізувати особливості алгоритмічної або логічної реалізації як процесів на РДДБ, так і операцій системи керування сегментом РДДБ. Для цього використовуються блок-схеми або структурні схеми алгоритмів. Вони акцентують увагу на послідовностях виконання певних дій та елементарних операцій, які в сукупності призводять до досягнення бажаного результату. Як такі блок-схеми та алгоритми при побудові рольових моделей передбачено використання діаграм дій процесів. Діаграми дій в основному використовуються для візуалізації особливостей реалізації певних процесів та взаємодій між учасниками ринку всередині процесів, хоча такі діаграми також доцільно використовувати при описі певних дій в області процесів на рівні з діаграмами варіантів використання. Діаграму дій області процесів «Реєстрація учасників біржі» наведено на рис. 3.7.

Для реєстрації від учасника біржі вимагатиметься подати заяву, що містить інформацію стосовно його ролі, наприклад реквізитів компанії, сторону, відповідальну за баланс, за якою закріплено учасника біржі тощо. При отриманні заяви оператор біржі електричної енергії повинен перевірити надані реквізити шляхом, наприклад, перевірки справжності ліцензії та запиту підтвердження у Адміністратора розрахунків про затвердження учасника біржі за певною стороною, відповідальною за баланс.

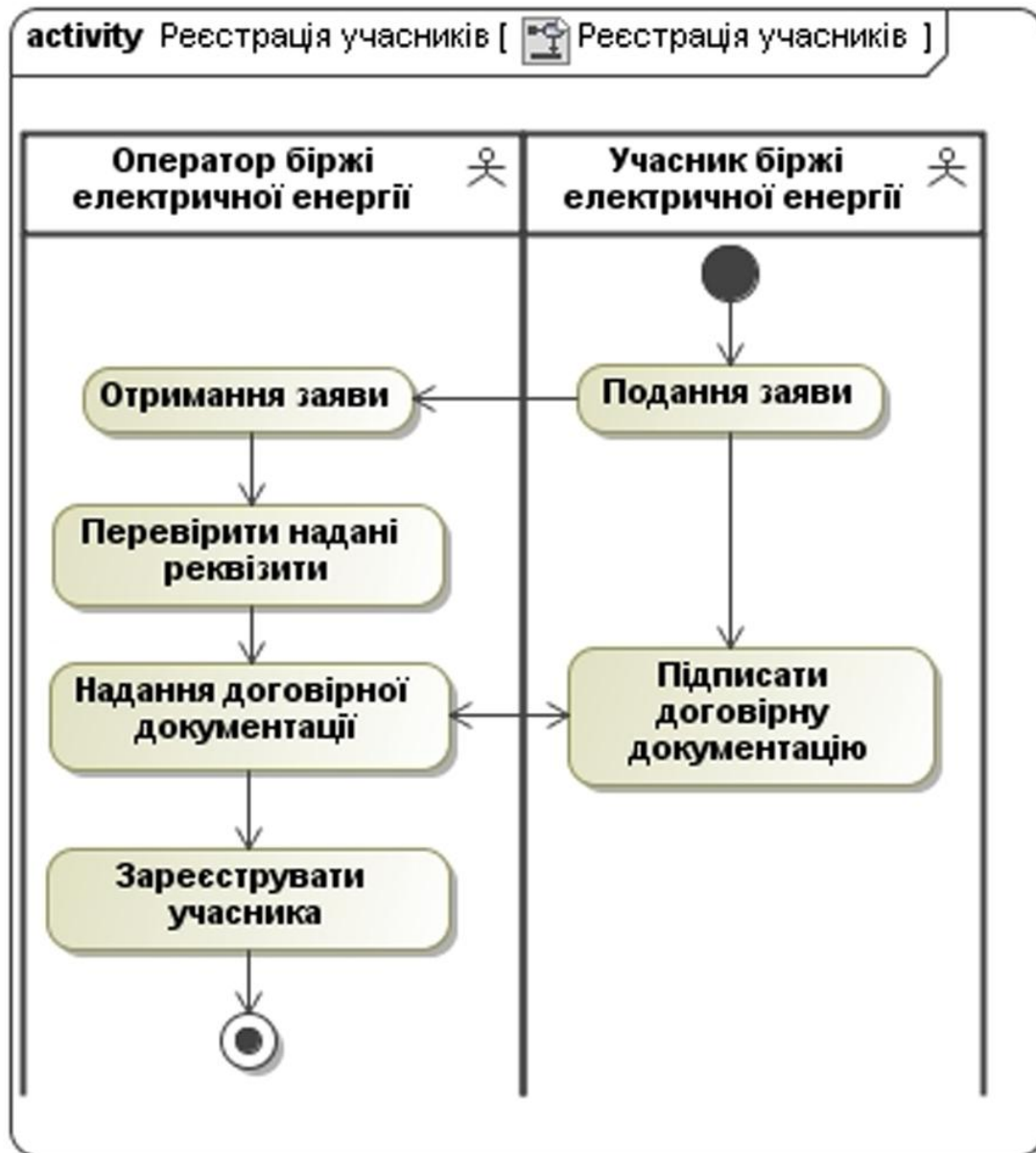


Рис. 3.7 – Діаграма дій області процесів
«Реєстрація учасників біржі»

Після цього оператор біржі електричної енергії підписує із заявником необхідні угоди щодо його участі в торгівлі на біржі електричної енергії, визначає необхідний рівень фінансової гарантії, яку треба буде надати учаснику біржі електричної енергії, та надсилає заявнику відповідь із рекомендацією укласти домовленості для остаточно оформлення реєстрації.

Реєстрація завершується після внесення необхідної гарантії, сплати реєстраційного збору, внесення реквізитів заявника в реєстраційну систему та належного підписання і повернення договірної документації Оператору біржі електричної енергії.

Розглянемо інші області процесів біржі електричної енергії.

Область процесів «Щоденні ринкові операції». Ця область є основою діяльності біржі електричної енергії і містить низку основних процесів: збір цінових заявок та пропозицій щодо обсягів купівлі-продажу електричної енергії, кліринг, повідомлення про результати учасників біржі та повідомлення про законтрактовані обсяги купівлі-продажу електричної енергії Адміністратора розрахунків.

Всі учасники біржі електричної енергії можуть діяти як покупці, так і продавці на ринку «на добу наперед». Центральним механізмом, що реалізує біржа електричної енергії, є аукціон з купівлі-продажу електричної енергії, на основі якого проводиться кліринг поданих учасниками заявок та пропозицій. Метою такого аукціону є пошук ціни та обсягів купівлі-продажу електричної енергії для досягнення максимальної взаємовигоди виробників та постачальників від торгівлі електричною енергією. Специфікою аукціону електричної енергії є те, що на основі отриманих обсягів купівлі-продажу електричної енергії учасникам РДДБ необхідно сформувати графік роботи, що надається системному оператору для формування електричного режиму з урахуванням системних обмежень. Цінові заявки та пропозиції щодо обсягів купівлі-продажу електричної енергії можуть надаватися учасниками біржі до часу закриття торгів на день, до якого належать заявки. Під час збору заявок та пропозицій Оператор біржі повинен перевірити заявки учасника щодо їх відповідності формату подання таких даних та гарантійним вимогам цього учасника, враховуючи як попередні прийняті заявки учасника, так і прострочені платежі.

Слід зазначити, що усі учасники Біржі електричної енергії повинні «на власний розсуд» визначатись із заявками на купівлю-продаж електричної енергії, тобто учасники не будуть знати напевно, який обсяг електроенергії і за якою ціною у них буде прийнято під час проведення аукціону.

Після закриття аукціону «на добу наперед» біржа електричної енергії проводить кліринг ринку шляхом об'єднання всіх прийнятих пропозицій щодо купівлі-продажу електричної енергії за кожний торгівельний період і встановлення ціни реалізації на перетині кривої сукупного постачання та попиту відповідно до правил проведення аукціону на біржі електричної енергії.

Безпосередньо після завершення цього процесу Оператор біржі повідомляє про результати аукціону учасників, оприлюднює інформацію стосовно затверджених договорів для всіх причетних сторін і громадськості, а також повідомляє про здійснені операції Адміністратора розрахунків. Усі договори, укладені через біржу електричної енергії, встановлюють зобов'язання для відповідного учасника на купівлю-продаж електричної енергії.

Область процесів «Керування розрахунками та кредитами». Наприкінці кожного операційного дня біржа електричної енергії виконує поточні обчислення для щоденного керування розрахунками та кредитами. Цей процес передбачає визначення платіжних зобов'язань і коригування кредитної позиції кожного учасника шляхом агрегації всіх затверджених обсягів та цін купівлі-продажу електричної енергії для цього учасника за відповідний день. На основі обчислення розрахунків біржа електричної енергії готує окремий звіт про розрахунки за кожний день для кожного учасника з докладним викладенням його сукупних договорів на купівлю-продаж електричної енергії. На основі цієї інформації Оператор біржі видаватиме щоденний звіт кожному учаснику про його діяльність на біржі, що може містити також і розпорядження про надання додаткового забезпечення.

Область процесів «Виставлення рахунків». Біржа електричної енергії готуватиме відповідні рахунки для кожного учасника на основі фактичних даних з усіх операцій та згідно із розкладом виставлення таких рахунків, зазначеним у контракті учасника біржі електричної енергії (наприклад, щоденно або щотижнево).

Слід зазначити, що у процесі взаємодії між ролями генеруються події, які передаються інформаційно-технологічній системі керування сегментом РДДБ та іншим ролям учасників. Такі події являють собою запити на виконання певних дій або відповіді на такі запити. Як система позначень до складу мови UML та методології UMM входять діаграми послідовностей дій, із використанням яких можна проілюструвати взаємодії між ролями та взаємодії, які при цьому ініціюються. Діаграма послідовностей дій є схемою, яка для певного «сценарію» поведінки ролей учасників у рамках області процесів відображає події, що генеруються ролями, а також їх порядок.

Діаграму послідовності дій обміну інформаційними повідомленнями між оператором та учасником біржі електричної енергії в рамках області процесів «виставлення рахунків» наведено на рис. 3.8.

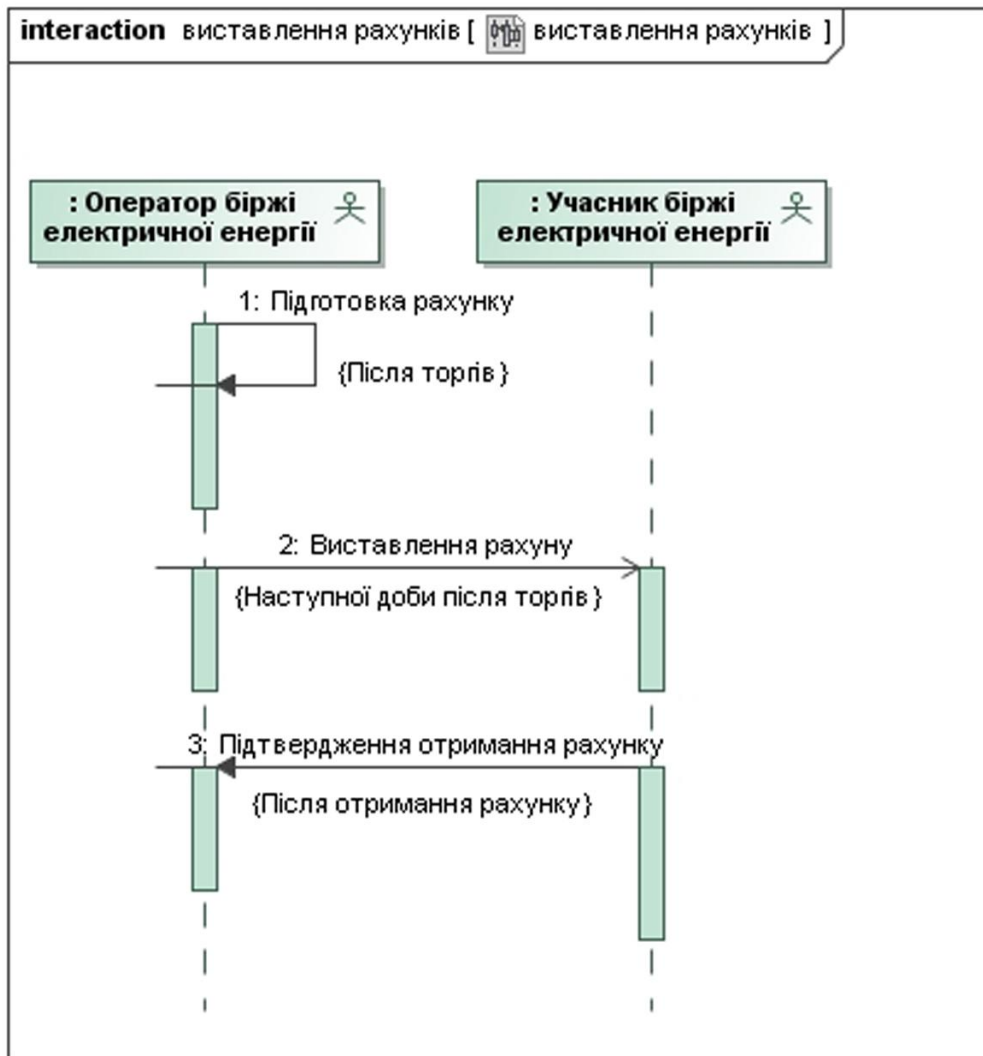


Рис. 3.8 – Діаграма послідовності дій

На діаграмі послідовності дій наведено не тільки послідовність повідомлень в рамках області процесів. Також зазначаються і відповідні часові рамки проходження цих повідомлень. Слід зазначити, що заявки та пропозиції на біржі електричної енергії можуть подаватися її учасниками лише у певному визначеному форматі, який повинен містити, наприклад, ідентифікаційний код учасника, дату та час повідомлення, опис лотів для участі в аукціоні електричної енергії, тобто запропоновані обсяги та ціна купівлі-продажу електричної енергії.

При побудові рольової моделі для опису та взаємовідносин між інформаційними повідомленнями та електронного документообігу в рамках певної області процесів, сегмента або РДДБ в цілому використовують діаграми класів. На рис. 3.9 наведено концептуальну діаграму класів інформаційних повідомлень щодо пропозицій учасників біржі електричної енергії, які надаються для участі в аукціоні електричної енергії.



Рис. 3.9 – Приклад діаграми класів інформаційного повідомлення

Наведена діаграма класів не є повною, оскільки являє собою лише частину першого етапу специфікації, необхідної для повного визначення кожного класу. Вочевидь, що кожний клас може мати свої внутрішні атрибути та зв'язки з іншими класами. Крім того, при розробленні діаграм класів часто проводиться генералізація класів, під якою розуміється визначення певних класів як підкласів іншого класу. При цьому підклас успадкує усі атрибути «батьківського» класу, але може мати і свої власні атрибути.

Наприклад, клас «дані лоту» має як власні атрибути (обсяг купівлі-продажу електричної енергії, розрахунковий період та ціна пропозиції), так і успадковує атрибути класу «Заявка учасника біржі електричної енергії» (рис. 7), який, в свою чергу, має ще підклас «заголовок повідомлення», в атрибутах якого зазначаються як коди учасника і одержувача повідомлення, так і коди їх ролей.

Певний клас можна використовувати багато разів в окремому екземплярі повідомлення, кожне з таких повідомлень може мати однакову кількість та однакові типи атрибутів, а також зв'язків. Однак кожне повідомлення має власні значення атрибутів. Слід зазначити, що з погляду розроблення програмного забезпечення діаграма класів ілюструє специфікації програмних класів та інтерфейсів системи керування сегментом РДДБ.

Висновки

Наведений підхід до побудови рольової моделі РДДБ та окремих її сегментів, зокрема біржі електричної енергії, дозволяє розв'язувати такі основні завдання:

- розуміння структури щоденної діяльності і динаміки функціонування сегментів РДДБ, областей процесів та процесів роботи РДДБ;
- опис адміністративних заходів щодо забезпечення функціонування сегмента РДДБ;
- візуальне відображення моделі та основних правил функціонування РДДБ;
- забезпечення загального уявлення про модель та принципи функціонування РДДБ для всіх користувачів, розробників стандартів та постачальників програмного забезпечення;
- використання рольової моделі як первинної архітектури при створенні інформаційно-технологічних систем керування РДДБ;
- створення «путівника учасника сегмента РДДБ».

3.3 Імітаційна модель розрахунку результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії

Сучасний етап розвитку ОРЕ України пов'язаний з переходом від чинної моделі «Єдиного покупця» шляхом її подальшої лібералізації до перспективної моделі повномасштабного конкурентного ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електричної енергії (РДДБ). Зазначений перехід відбувається відповідно до «Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України», «Плану заходів щодо реалізації положень Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України», а також з урахуванням світового досвіду розвитку оптових ринків електричної енергії.

З початком функціонування моделі РДДБ в Україні учасники оптового ринку електричної енергії отримають додаткові можливості для задоволення потреб споживачів, а також можливість більш гнучкої організації своєї діяльності.

Модель РДДБ міститиме низку основних сегментів, до яких належать:

- ринок двосторонніх договорів з купівлі-продажу електричної енергії – система договірних відносин з купівлі-продажу електричної енергії, що виникають між учасниками цього ринку на підставі двосторонніх договорів купівлі-продажу електричної енергії і будуть укладатися згідно з домовленостями між сторонами договору щодо цін, обсягів та умов постачання і оплати;
- організований ринок купівлі-продажу електричної енергії, що здійснюється на біржі електричної енергії;
- балансуючий ринок електричної енергії – система відносин між Системним оператором та учасниками цього ринку, що функціонує в режимі, наближеному до реального часу з метою забезпечення балансу обсягів виробництва-споживання електричної енергії, а також фізичного та фінансового врегулювання небалансів електричної енергії.

Крім того, передбачене впровадження таких сегментів, як ринок допоміжних послуг, ринок доступу до пропускної спроможності магістральних та міждержавних електричних мереж для здійснення експорту-імпорту електричної енергії, а також в майбутньому роздрібний ринок електричної енергії.

«Планом заходів щодо реалізації положень Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України» передбачено три основних етапи впровадження моделі РДДБ в Україні:

- формування нормативно-правової бази та часткове запровадження двосторонніх договорів учасників ринку електричної енергії;
- впровадження спеціального механізму балансування обсягів купівлі-продажу електричної енергії зі збереженням централізованого складання графіків навантаження;
- запровадження складання власних графіків навантаження безпосередньо учасниками ринку електричної енергії та створення біржі для здійснення торгівлі електричною енергією.

Одним із заходів забезпечення функціонування ринкового механізму формування оптових цін на купівлю-продаж електричної енергії та переходу оптового ринку електричної енергії України до функціонування в умовах РДДБ є проведення аукціонів з купівлі-продажу електричної енергії. Сьогодні в умовах часткового запровадження двосторонніх договорів учасників ринку електричної енергії аукціон з купівлі-продажу електричної енергії використовується як захід для започаткування двосторонньої торгівлі між виробниками та постачальниками електричної енергії. При цьому продаж електричної енергії на ринку електричної енергії здійснюватиметься на основі укладеного двостороннього договору між виробником та постачальником електричної енергії кваліфікованим споживачам в обсягах та за ціною, що визначатимуться за результатами проведеного аукціону.

Слід зазначити, що аукціон з купівлі-продажу електричної енергії може базуватися на різних механізмах, наприклад, односторонніх, двосторонніх тощо. На основі механізму аукціону базується функціонування сегмента організованого ринку купівлі-продажу електричної енергії на РДДБ – біржі електричної енергії, яка ставить за мету сприяння учасникам в уточненні своїх договірних позицій із наближенням до часу постачання електричної енергії на основі проведення біржових торгів електричною енергією. Такий сегмент буде давати можливість корегувати графіки прогнозованого попиту та пропозиції учасників РДДБ на добу наперед на основі більш точного прогнозу на наступну добу.

Слід зазначити, що на біржі електричної енергії здійснюватиметься торгівля різними стандартизованими продуктами, а саме: простими пропозиціями для окремих розрахункових періодів (одна година), що є основним продуктом біржі електричної енергії; блочними та зв'язаними блочними пропозиціями.

Блочна пропозиція являє собою єдину операцію щодо продажу або купівлі електричної енергії для декількох послідовних годин однієї доби. Зв'язані блочні пропозиції дають можливість учаснику біржі надати низку блочних пропозицій і розташувати їх за власним пріоритетом у зв'язаній блочній пропозиції, причому прийняття такої пропозиції вимагає прийняття всіх зв'язаних у ній пропозицій.

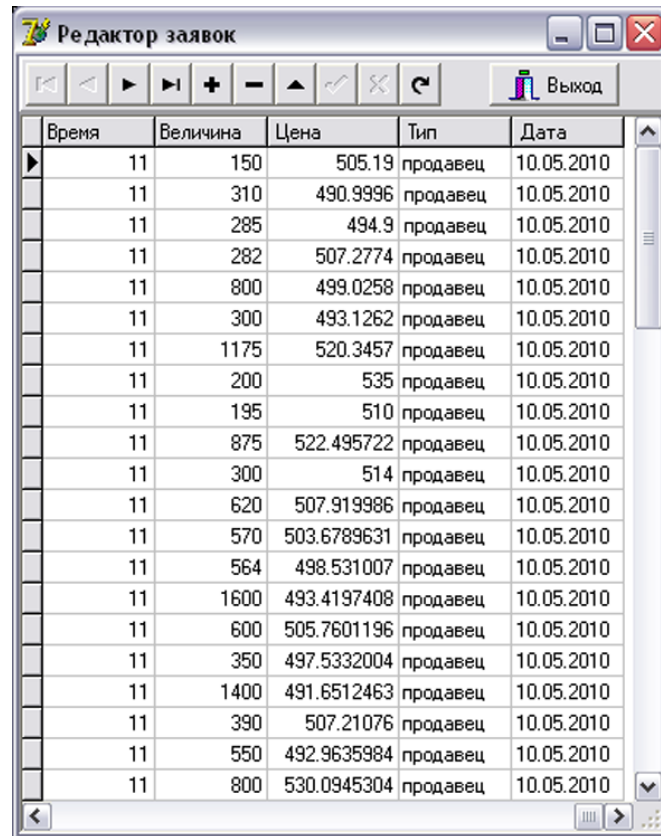
Основою забезпечення організації роботи РДДБ в Україні та обов'язковою складовою процесу впровадження нових економічних відносин в електроенергетиці України є навчання майбутніх учасників РДДБ роботі в нових конкурентних умовах. Це стосується, у першу чергу, учасників РДДБ, що беруть участь в роботі біржі електричної енергії і повинні розуміти особливості функціонування механізму аукціону з купівлі-продажу електричної енергії для формування власних стратегій поведінки як на біржі електричної енергії, так і РДДБ в цілому.

З метою підготовки учасників РДДБ до участі в аукціонах електричної енергії на біржі електричної енергії розроблено імітаційну модель – тренажер учасника аукціону.

Тренажер учасника аукціону надає інтерфейс доступу до архівів лотів продавців та покупців електричної енергії, що можуть бути сформовані на основі різних баз даних (БД). Це дозволяє моделювати різні ситуації, що можуть скластись під час торгів та зберігати інформацію щодо таких ситуацій в окремих БД. При цьому під лотами маються на увазі як цінові заявки щодо купівлі, так і цінові пропозиції щодо продажу певних обсягів електричної енергії.

До складу програмного забезпечення входять також засоби введення нових лотів та засоби перегляду і редагування вже введених лотів у табличному вигляді.

Приклад редактора лотів учасників аукціону наведено на рис. 3.10.

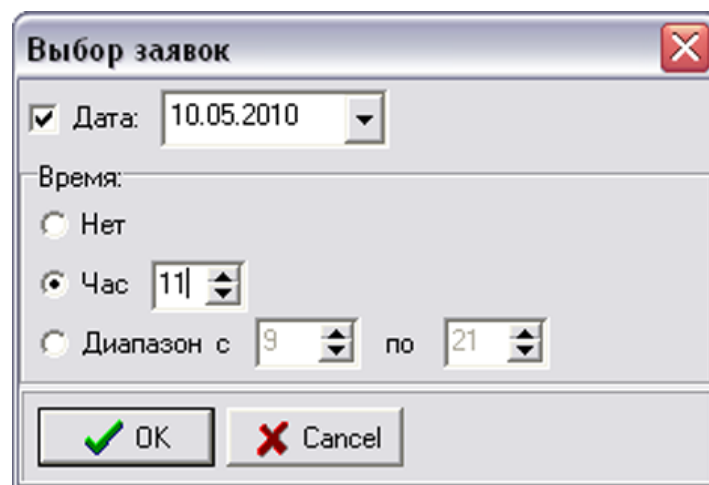


The screenshot shows a window titled 'Редактор заявок' (Bid Editor) with a toolbar and a table of bids. The table has columns: 'Время' (Time), 'Величина' (Quantity), 'Цена' (Price), 'Тип' (Type), and 'Дата' (Date). The data is as follows:

Время	Величина	Цена	Тип	Дата
11	150	505.19	продавец	10.05.2010
11	310	490.9996	продавец	10.05.2010
11	285	494.9	продавец	10.05.2010
11	282	507.2774	продавец	10.05.2010
11	800	499.0258	продавец	10.05.2010
11	300	493.1262	продавец	10.05.2010
11	1175	520.3457	продавец	10.05.2010
11	200	535	продавец	10.05.2010
11	195	510	продавец	10.05.2010
11	875	522.495722	продавец	10.05.2010
11	300	514	продавец	10.05.2010
11	620	507.919986	продавец	10.05.2010
11	570	503.6789631	продавец	10.05.2010
11	564	498.531007	продавец	10.05.2010
11	1600	493.4197408	продавец	10.05.2010
11	600	505.7601196	продавец	10.05.2010
11	350	497.5332004	продавец	10.05.2010
11	1400	491.6512463	продавец	10.05.2010
11	390	507.21076	продавец	10.05.2010
11	550	492.9635984	продавец	10.05.2010
11	800	530.0945304	продавец	10.05.2010

Рис. 3.10 – Перегляд та редагування лотів учасників аукціону

Тренажер учасника аукціону містить засоби відбору введених лотів відповідно до визначених дати та часу, що дає можливість моделювати процес торгів як для кожної години окремо, так і для інтервалу в кілька годин (рис.3.11).



The screenshot shows a dialog box titled 'Выбор заявок' (Bid Selection) with the following options:

- ☒ Дата: 10.05.2010
- Время:
 - ☐ Нет
 - ☒ Час: 11
 - ☐ Диапазон с 9 по 21

Buttons: OK, Cancel

Рис. 3.11 – Вибір дати та часу аукціону

З економічної точки зору, основним критерієм, що використовується при розрахунках результатів аукціону електричної енергії, є критерій досягнення максимуму добутку при визначенні рівноважної ціни (C_P), що відповідає точці перетину кривих попиту та пропозиції (рис. 3.12).

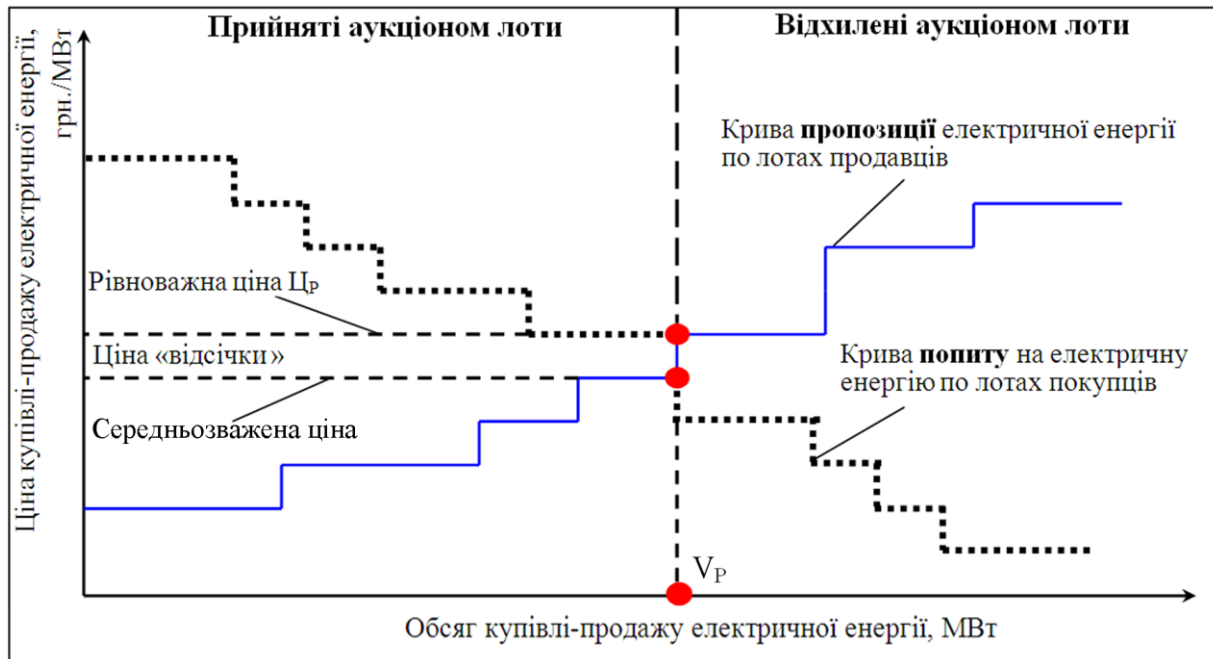


Рис. 3.12 – Розрахунок результатів двостороннього аукціону з купівлі-продажу електричної енергії

Така рівноважна ціна C_P є ціною, за якої величини попиту та пропозиції є чисельно рівними. Тобто за ціною C_P продавці готові запропонувати рівно такий обсяг електричної енергії, який покупці готові купити. При цьому рівноважним обсягом (V_P) є величина, за якої збігаються величина попиту та пропозиції при рівноважній ціні.

Аукціони з купівлі-продажу електричної енергії за кількістю сторін, що беруть участь в аукціоні, поділяються на односторонні та двосторонні. Тому при моделюванні аукціону користувач тренажеру попередньо визначає основні умови проведення торгів та тип аукціону – односторонній чи двосторонній.

При моделюванні двостороннього аукціону з купівлі-продажу електричної енергії криві як попиту, так і пропозиції зображуються у вигляді ступінчастих залежностей, що відображають заявлені учасниками аукціону лоти щодо цін та обсягів купівлі-продажу електричної енергії.

У разі одностороннього аукціону (наприклад, для продавців) функція нееластичного попиту покупців зображується прямою, паралельною осі ординат. Це обумовлюється тим, що під час проведення одностороннього аукціону продавців електричної енергії здійснюється аналіз лише поданих ними лотів. Аукціон при цьому зводиться до вибору найдешевшої електричної енергії для покриття «узагальненого попиту».

Залежно від моделі розрахунку результатів аукціону можуть використовуватися різні механізми визначення значення ціни «відсічки» на купівлю-продаж електричної енергії учасників аукціону (табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Приклади визначення значення ціни «відсічки» для учасників двостороннього аукціону

Умови аукціону		Продавець електричної енергії, який є учасником аукціону, розміщує певний обсяг електричної енергії серед покупців, що запропонували більшу за інших покупців ціну	Покупець електричної енергії, який є учасником аукціону, намагається з мінімальними витратами (за мінімальними цінами) забезпечити свій попит обсягу електричної енергії
Ціна «відсічки»		Мінімальна із заявлених цін на купівлю електричної енергії	Максимальна з цін (починаючи з менших) у прийнятих цінових заявках продавців
Тип аукціону	А	Кожен покупець сплачує замовлену ним ціну	Кожному продавцю сплачують замовлену ним ціну
	Б	Усі покупці сплачують ціну «відсічки»	Усім виробникам сплачують ціну «відсічки»

Під ціною «відсічки» мається на увазі ціна електричної енергії, за якою аукціоном приймаються усі обсяги щодо продажу електричної енергії, які заявлені в лотах продавців з ціною, меншою за ціну «відсічки», та усі обсяги щодо купівлі електричної енергії, заявлені покупцями в лотах з ціною, більшою за ціну «відсічки». При цьому не приймаються будь-які обсяги щодо продажу електричної енергії, заявлені з ціною, більшою за ціну «відсічки», та не приймаються будь-які обсяги купівлі електричної енергії, заявлені з ціною, меншою за ціну «відсічки». Крім наведених у табл. 1 прикладів, ціна «відсічки» може, теоретично, визначатися як середньозважена ціна купівлі-продажу електричної енергії по всіх лотах учасників аукціону. Це означає, що механізм розрахунку результатів аукціону, і зокрема ціна «відсічки», повинні бути визначені в правилах того сегмента РДДБ, де планується використання механізму аукціону, наприклад, в правилах біржі електричної енергії.

Слід зазначити, що незалежно від механізму визначення значення ціни «відсічки» для учасників аукціону з купівлі-продажу електричної енергії та механізму розрахунку результатів аукціону всі учасники РДДБ повинні будуть визначатись із лотами на купівлю-продаж електричної енергії за наявності невизначеності, тобто учасники РДДБ не будуть знати напевно, який обсяг і за якою ціною у них буде прийнято під час розрахунку результатів аукціону. Результат аукціону для кожного учасника РДДБ буде залежати від сформованих ним лотів на купівлю-продаж електричної енергії, дій інших учасників РДДБ та від правил розрахунку результатів аукціону. За таких умов особливої актуальності набувають завдання прогнозування рівня споживання та генерації електричної енергії, а також прогнозування цін на електричну енергію, зокрема і на біржі електричної енергії, оскільки точне прогнозування зазначених величин надаватиме конкурентну перевагу учасникам як біржі електричної енергії, так і РДДБ.

3.4 Імітаційна модель розрахунку результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії. Аспекти практичної реалізації

В імітаційній моделі розрахунку результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії (див. пп. 3.3) такі учасники РДДБ, як «продавець» та «покупець», не обов'язково ототожнюються з виробниками та постачальниками електричної енергії. Це обумовлюється тим, що виробники і постачальники залежно від ситуації можуть виступати як в ролі продавців, так і в ролі покупців електричної енергії. Наприклад, якщо виробник не в змозі виконати обумовлені попередньо укладеним договором зобов'язання з вироблення електричної енергії (зокрема, внаслідок аварії чи позапланових ремонтних робіт), то для виконання умов договору відповідні обсяги потужностей можуть бути викуплені в іншого виробника. Іншим прикладом може бути купівля виробником певних обсягів електричної енергії у її постачальників для забезпечення живлення власних потреб. В обох наведених прикладах виробник виступає як покупець електричної енергії.

З іншого боку, постачальники електричної енергії можуть виставити на продаж частину викуплених раніше потужностей, що виявилися «надлишковими» після уточнення прогнозу навантажень.

Таким чином, далі під «продавцем» розумітимуться учасники РДДБ, що подають певні обсяги електричної енергії на продаж, а під «покупцем» – учасники РДДБ, що купують електричну енергію. Характеристика самого учасника ринку (виробник чи споживач електричної енергії) далі буде уточнюватись лише за необхідності пояснень особливостей розрахунку результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії.

При проведенні одностороннього аукціону в зазначеній імітаційній моделі виконується аналіз лише лотів продавців електричної енергії. Проведення аукціону в цьому випадку зводиться до вибору найдешевшої електричної енергії для покриття «узагальненого навантаження». Математично задача одностороннього аукціону для розрахункового періоду в одну годину може бути описана таким чином:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^I C_{Bi} \times P_{Bi} \rightarrow \min, i = \{1, 2, \dots, I\} \\ \sum_{i=1}^I P_{Bi} - P_{CE} \rightarrow \min, i = \{1, 2, \dots, J\} \end{cases}$$

де C_{Bi} , P_{Bi} – відповідно питома вартість та рівень потужності i -го лоту продавців електричної енергії для відповідного розрахункового періоду; P_{CE} – сумарне прогнозоване навантаження для відповідного розрахункового періоду.

Як зазначалося вище продавцями електричної енергії на аукціоні можуть виступати не тільки виробники, але і постачальники, що продають «надлишки» купленої раніше електричної енергії. Проте фізична суть лота в цьому випадку не змінюється: для участі в торгах подається частина генерувальних потужностей для покриття ще не задоволеного попиту на електричну енергію.

Як видно, формально односторонній аукціон подається задачею лінійної оптимізації за критерієм мінімізації вартості купленої на аукціоні активної потужності при мінімізації дисбалансу потужностей між сумарним виробленням та сумарним споживанням. Відносна простота та «сепарабельність» цільової функції дозволяють ефективно розв'язувати поставлену задачу з використанням нескладних математичних методів.

Критерій мінімізації дисбалансу між виробленням та споживанням електричної енергії введено з таких міркувань. Стохастичний в основному характер чисельних значень заявлених в лотах об'ємів активної потужності практично унеможлиблює досягнення точного балансу між сумарними обсягами вироблення та споживання електричної енергії за заданими в пропозиціях учасників торгів величинам активних потужностей. Тому умова забезпечення точного балансу активних потужностей на аукціоні вимагатиме допустити «розрив» окремого лота. Але зміна рівня генерації енергоагрегату на електростанції забезпечується низкою заходів зі зміни режиму роботи енергоблоку в цілому, що призводить до додаткових економічних витрат під час виведення енергоагрегату на заданий рівень генерації електроенергії. Тому попередньо обраховані показники питомої вартості заявленого лота у разі його «розриву» стають некоректними, що призводить до необхідності їх перерахунку. В свою чергу, у разі фактичної зміни питомої вартості заявленого лота стають некоректними результати аукціону в цілому. Слід також враховувати випадки, коли зменшувати рівень заявленої в лоті активної потужності неприпустимо за технологічних обставин (наприклад, якщо заявлена в лоті потужність – це «мінімальний стійкий рівень генерації» енергоблоку). Тому в імітаційній моделі розрахунку результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії закладено правило недопустимості «розриву» лотів, що представляють безпосередньо генерацію.

Таким чином, процес визначення переможців одностороннього аукціону слід подавати задачею лінійної *дискретної* оптимізації. Проте у разі переведення умови балансу активних потужностей (точки рівноважного обсягу) в розряд обмеження нерівності коректне розв'язання такої задачі можливе лише за умови профіциту виробництва активної потужності (тобто сумарне вироблення чисельно більше за сумарне споживання). У разі дефіциту вироблення активної потужності мінімізація вартості купленої на аукціоні активної потужності досягається нульовою кількістю проданих на аукціоні лотів продавців електричної енергії, що не є коректним розв'язанням.

Забезпечення коректного розв'язання задачі розрахунку результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії в загальному випадку досягається додатковим введенням у цільову функцію критерію мінімізації дисбалансу активних потужностей.

Перед проведенням торгів виконується аналіз цінових показників поданих лотів. За необхідності програмні засоби моделювання аукціону надають інтерфейс для введення обмежень за ціною як «зверху», так і «знизу». Наприклад, директивне обмеження «максимальної» ціни для виробників електричної енергії вводиться з метою недопущення необґрунтовано високих цін у випадках дефіциту генерації електричної енергії. У свою чергу обмеження «мінімальної» ціни виробників електричної енергії дозволяє уникнути появи «демпінгових» цін на РДДБ. Відсікання лотів із занадто високими чи занадто низькими цінами для виробників електричної енергії виконується перед проведенням аукціону, тому заявки з недопустимими рівнями цін не впливають на цінові показники торгів.

Аналогічно програмними засобами передбачено можливість відсікання лотів покупців із занадто високими та занадто низькими цінами. При запровадженні таких обмежень лоти від покупців електроенергії з недопустимими рівнями цін відхилятимуться ще до проведення аукціону і не братимуть участі в торгах.

Слід зазначити, що використання відсічок не є типовим при проведенні аукціонів з купівлі-продажу електричної енергії, хоча на деяких біржах електричної енергії (наприклад, у Польщі) такий підхід застосовується. Рішення з використання обмежень щодо ціни та правила розрахунків таких обмежень повинні регламентуватись відповідними нормативними документами та, наприклад, правилами Біржі електричної енергії.

При двосторонньому аукціоні виконується аналіз лотів як від продавців, так і від покупців електричної енергії. Математично процес визначення переможців двостороннього аукціону подається такою системою критеріїв:

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^J C_{Cj} \times P_{Cj} \rightarrow \max, & j = \{1, 2, \dots, J\} \\ \sum_{i=1}^I C_{Bi} \times P_{Bi} \rightarrow \min, & i = \{1, 2, \dots, I\} \\ \sum_{i=1}^I P_{Bi} - \sum_{j=1}^J P_{Cj} \rightarrow \min \end{cases}$$

де C_{Cj} , P_{Cj} – відповідно питома вартість та рівень потужності j -го лота покупців електричної енергії для відповідного розрахункового періоду; C_{Bi} , P_{Bi} – відповідно питома вартість та рівень потужності i -го лота продавців електричної енергії для відповідного розрахункового періоду.

Як видно, формально двосторонній аукціон подається задачею лінійної дискретної оптимізації за критеріями максимізації сумарної вартості виграшних лотів покупців активної потужності, мінімізації сумарної вартості виграшних лотів продавців активної потужності та мінімізації дисбалансу потужностей між сумарним виробництвом та сумарним споживанням.

Розроблена імітаційна модель також дозволяє, за необхідності, враховувати потужності, які мають бути залучені поза конкурентним відбором. До таких потужностей належать, наприклад, потужності ГЕС, що забезпечують санітарний стік води, потужності «мінімально стійкого навантаження» великоблокових агрегатів ТЕС тощо. Так само постачальники електричної енергії мають споживачів, що повинні отримати електроживлення будь-що. Тому з метою моделювання роботи аукціону з урахуванням таких виробників та споживачів електричної енергії програмними засобами передбачено можливість зазначення рівнів генерації та споживання електроенергії «поза конкуренцією». Очевидно, купівля-продаж електричної енергії «поза конкуренцією» здійснюється за директивними цінами. Однак чисельні значення потужностей, указаних в лотах «поза конкуренцією», враховуються при зведенні загального балансу потужностей (пошуку точки рівноважного обсягу) на аукціоні електричної енергії. У разі перепродажу електричної енергії, що попередньо була продана «поза конкуренцією», такі заявки повинні подаватися вже на загальних (конкурентних) підставах.

Для моделювання одностороннього аукціону критерій мінімізації дисбалансу між виробленням та споживанням електричної енергії за розрахунковий період з урахуванням потужностей в лотах, поданих «поза конкуренцією», матиме такий вигляд:

$$\sum_{j=1}^J P_{\text{ОВ}j} + \sum_{i=1}^I P_{\text{В}i} - P_{\text{СЕ}} \rightarrow \min, \quad i = \{1, 2, \dots, I\}; j = \{1, 2, \dots, J\}$$

де: $P_{\text{ОВ}j}$ – рівень потужності j -го лота, поданого виробником електричної енергії «поза конкуренцією», для відповідного розрахункового періоду.

За необхідності врахування потужностей вироблення та споживання «поза конкуренцією» при моделюванні двостороннього аукціону на РДДБ критерій мінімізації дисбалансу між виробленням та споживанням електричної енергії за розрахунковий період матиме наступний вигляд:

$$\sum_{v=1}^V P_{Ov} + \sum_{k=1}^K P_{Osk} + \sum_{i=1}^I P_{Bi} - \sum_{j=1}^J P_{Cj} \rightarrow \min$$

Розроблена імітаційна модель виконує моделювання аукціону та надає основну інформацію про його результати (рис. 3.13), наприклад: загальні обсяги попиту та пропозиції на торгах, обсяг проданої електроенергії, обсяг незадовільнених попиту та пропозиції тощо.

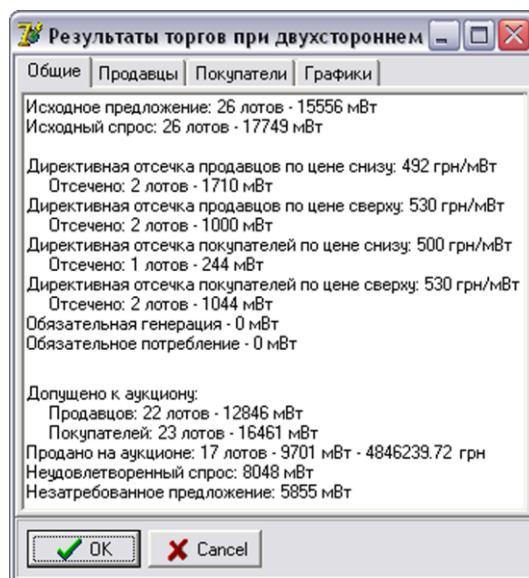


Рис. 3.13 – Основні результати аукціону

Результаты торгов при двухстороннем аукционе

Общие Продавцы Покупатели Графики

Принятые аукционом предложения:

№	Продавец	Объем лота(мВт)	Цена лота(грн/мВт)	Стоимость лота(грн)
1	20	550	492.96	271129.97
2	6	300	493.12	147937.86
3	15	1600	493.41	789471.58
4	25	400	493.61	197447.14
5	3	285	494.9	141046.5
6	24	850	495.09	420833.89
7	17	350	497.53	174136.62

Отклоненные аукционом предложения:

№	Продавец	Объем лота(мВт)	Цена лота(грн/мВт)	Стоимость лота(грн)	Причина отклонения
1	2	310	490.99	152209.87	отсечка по цене снизу
2	18	1400	491.65	688311.74	отсечка по цене снизу
3	21	800	530.094	424075.62	отсечка по цене сверху
4	8	200	535	107000	отсечка по цене сверху
5	22	600	509.30	305583.90	неудовлетворенное предл
6	9	195	510	99450	неудовлетворенное предл
7	11	300	514	154200	неудовлетворенное предл
8	7	1175	520.34	611406.19	неудовлетворенное предл
9	10	875	522.49	457183.75	неудовлетворенное предл

OK Cancel

Рис. 3.14 – Список виграних лотів

Як видно з рис. 3.14, програмними засобами формується список як виграшних лотів, так і відкинутих аукціоном лотів продавців електричної енергії із зазначенням причин програшу на аукціоні. Аналогічні списки формуються також для заявок від покупців електроенергії.

Додатково програмними засобами передбачено відображення результатів аукціону у графічному вигляді (рис. 3.15).

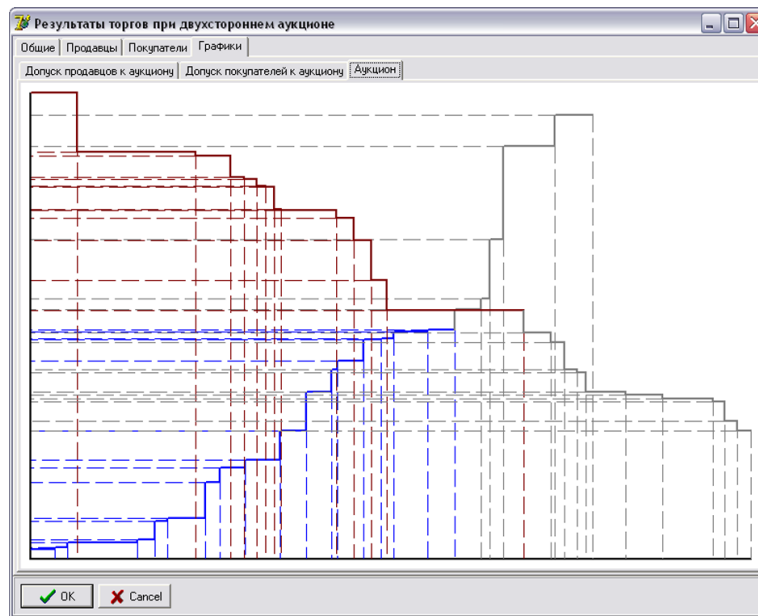


Рис. 3.15 – Графічне зображення результатів двостороннього аукціону з купівлі-продажу електричної енергії

Застосування учасниками аукціону засобів моделювання торгів дозволить приймати більш виважені рішення при оформленні цінових заявок на участь в аукціоні. Імітаційна модель надає наочне представлення про хід аукціону і може використовуватись як під час навчальної підготовки, так і при підготовці рішень з участі в аукціоні електроенергії.

Таким чином, запропонована імітаційна модель, що містить засоби розрахунків результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії, являє собою інструмент планування та підтримки прийняття управлінських рішень для продавців та покупців електричної енергії в умовах функціонування моделі РДДБ.

Подальший розвиток наведеної імітаційної моделі пов'язаний, в першу чергу, з комплексним та одночасним аналізом простих погодинних, блочних (на кілька розрахункових періодів) та зв'язаних блочних пропозицій.

Зазначений інструментарій може ефективно використовуватись для розв'язання завдання навчання учасників РДДБ складанню цінових заявок для участі в аукціонах з купівлі-продажу електричної енергії, в першу чергу на біржі електричної енергії, та визначенню стратегії поведінки учасників РДДБ при здійсненні купівлі-продажу електричної енергії на основі прогнозів цін та обсягів споживання-виробітку електричної енергії. Використання таких імітаційних моделей дозволить полегшити розуміння динаміки функціонування та щоденної діяльності як на Біржі електричної енергії, так і в цілому на РДДБ України.

3.5 Особливості погодинних цінових заявок та пропозицій учасників біржі електроенергії

Сучасні моделі функціонування ринків електроенергії. Центральним сегментом лібералізованих моделей ринків електроенергії є «ринок на добу наперед». В країнах Європи цей сегмент ринку реалізується на біржі електроенергії, де забезпечується конкурентний відбір виробників та постачальників електроенергії. Причому основним критерієм оптимальності результатів таких торгів є максимізація «функції прибутку ринку» в цілому.

На біржі електроенергії розв'язується задача визначення балансу між попитом та пропозицією на електроенергію на основі визначення точки перетину кривих попиту та пропозиції щодо купівлі-продажу електроенергії. Такий баланс зводиться шляхом розрахунку результату двостороннього аукціону з електроенергії, метою якого є досягнення максимуму «функції добробуту» при визначенні маргінальної ціни та рівноважного обсягу електроенергії (рис. 3.16).

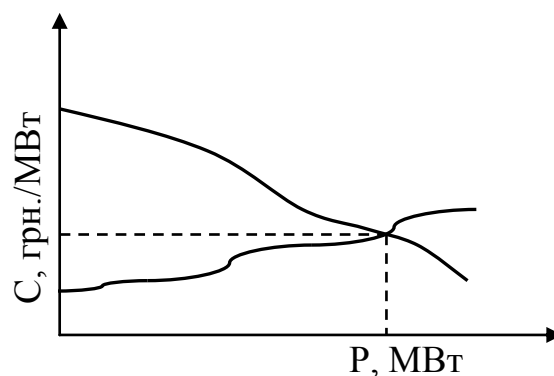


Рис 3.16 – Визначення балансу між попитом та пропозицією

При маргінальній ціні на двосторонньому аукціоні електроенергії величини попиту та пропозиції є чисельно рівними, тобто виробники за маргінальною ціною готові запропонувати стільки електроенергії, скільки покупці готові купити.

Таким чином, критерії цільової функції розрахунку результатів аукціону з купівлі-продажу електроенергії передбачають мінімізацію дисбалансу між попитом та пропозицією на електроенергію за умов максимізації сумарної вартості електроенергії, визначеної у виграшних заявках покупців, та мінімізації сумарної вартості електроенергії, визначеної у виграшних заявках продавців. Зазначена задача може бути розв'язана методами лінійної, дискретної та комбінаторної оптимізації. Причому вибір метода оптимізації та спосіб формування маргінальної ціни безпосередньо впливає на стратегію роботи її учасників у цьому сегменті ринку електроенергії.

Крім цього, одним з найважливіших питань, пов'язаних з функціонуванням біржі електроенергії, є визначення типів заявок та пропозицій, що подаються від учасників двостороннього аукціону з купівлі-продажу електроенергії.

Серед основних різновидів заявок та пропозицій на біржі електроенергії виділяються:

- *погодинні цінові заявки та пропозиції*, якими надається заявка або пропозиція щодо ціни та обсягів з купівлі-продажу електроенергії на елементарний розрахунковий період часу, наприклад, в 1 годину;
- *блочні цінові заявки та пропозиції*, якими надається заявка або пропозиція щодо ціни та обсягів електроенергії для інтервалу часу в кілька годин;
- *зв'язані блочні заявки та пропозиції*, в яких окремі заявки або пропозиції в блоці зв'язані між собою так, що окрема (дочірня) заявка або пропозиція допускається до участі в двосторонньому аукціоні за умови прийняття іншої (материнської) заявки або пропозиції.

Слід зазначити, що саме тип погодинних заявок та пропозицій безпосередньо впливає як на вибір методу оптимізації при розв'язанні задачі двостороннього аукціону та спосіб визначення маргінальної ціни, так і на організацію функціонування біржі в цілому.

Зважаючи на вищезазначене, метою статті є аналіз різновидів погодинних заявок і пропозицій та ефективності їх використання учасниками біржі електроенергії.

Фіксована погодинна заявка – заявка, зображена у вигляді однієї режимної точки (рис. 3.17), якою визначається фіксований обсяг потужності за єдиною ціною протягом розрахункового періоду.

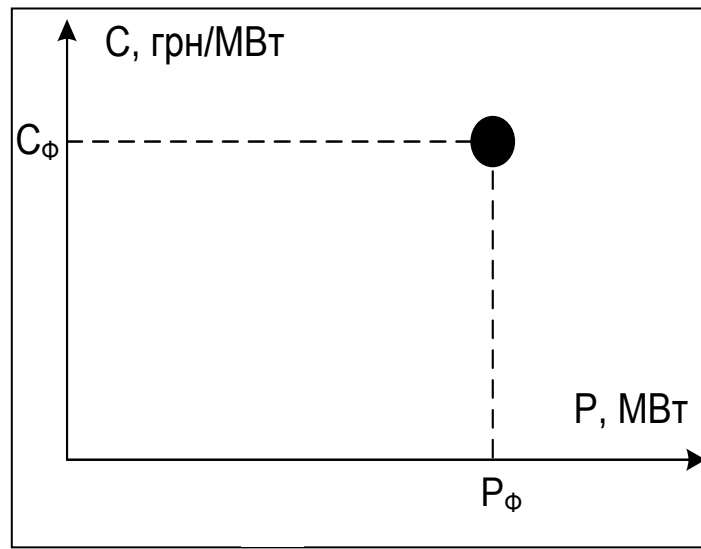


Рис. 3.17 – Фіксована погодинна заявка

Фіксована погодинна заявка – найпростіший тип цінових заявок. Він прийнятний для великоблокових електростанцій з порівняно низькою собівартістю виробництва електроенергії, що працюють на покриття базової та (в окремих випадках) напівпікової частини добового графіку навантажень. Такою ціновою заявкою може бути виставлено для участі в торгах на аукціоні електроенергії виробництво електроенергії з потужністю, що відповідає рівню мінімально стійкого навантаження генератора (для годин нічних провалів) або найбільш економічного режиму роботи (в денні години). Головним недоліком такого типу заявки є підвищена вірогідність її відхилення на аукціоні в цілому, якщо зазначена в заявці ціна виявиться вищою за маргінальну ціну визначеного розрахункового періоду часу. Тому найчастіше єдина пара “ціна-потужність” використовується як базис для формування заявок блукального типу, про які йтиметься пізніше, та блочних заявок.

Дискретно-варіантна погодинна заявка – заявка, зображена у вигляді кількох режимних точок (наприклад, на рис. 3.18 показано чотири режимні точки).

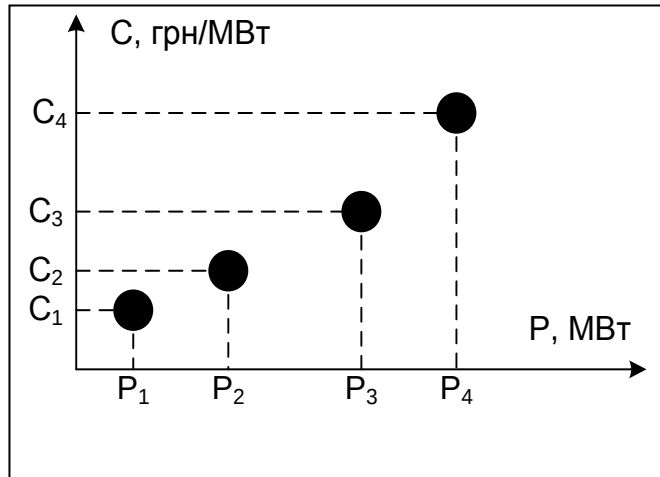


Рис. 3.18 – Дискретно-варіантна погодинна заявка

Така заявка визначає кілька варіантів режимів з унікальними для кожного з них значеннями об'єму та ціни на електроенергію. Під час торгів на аукціоні може бути прийнято лише один із запропонованих варіантів.

На відміну від фіксованої погодинної заявки дискретно-варіантна погодинна заявка більш точно враховує економічні характеристики генераторів і прийнятна для виробників електроенергії, що подають заявки для участі в торгах для задоволення попиту в областях напівпікового та пікового навантаження. Максимальна кількість точок такої заявки, як правило, визначається особливостями програмного забезпечення, що використовується на біржі електроенергії. Наприклад, на біржі OMEL (Іспанія) в заявках для ринку «на добу наперед» дозволяється визначати до 25 режимних точок, а для ринку «на годину наперед» – лише до 5. На біржі APX (Нідерланди) учасник торгів також може визначати до 25 режимних точок, біржа Nord Pool (Норвегія) дозволяє визначати до 62 режимних точок, у той час як на біржі EEX (Франція-Германія) декларується обмеження до 62 режимних точок між визначеними в заявці максимальною та мінімальною цінами (тобто сумарно до 64 режимних точок).

Комплексна цінова заявка. На біржі (наприклад, OMEL) в цінових заявках такого типу додатково можуть визначатися технічні та економічні умови: неподільність заявки; мінімум прибутку; графік набору навантаження; графік скидання навантаження.

Якщо заявку задекларовано як «неподільну», то для неї застосовується принцип «все або нічого» (All or Nothing), тобто або заявка приймається цілком, або вона відхиляється. Насправді при визначенні маргінальної ціни на двосторонньому аукціоні в точці перетину ліній попиту та пропозицій заявка може бути розділена на дві частини за умовою балансу між попитом та пропозицією. Фактично в результаті учасник торгів отримує договір на продаж (чи купівлю) меншого, ніж зазначено в заявці, обсягу електроенергії. Але для виробника електроенергії це означає роботу генераторів в іншому, ніж передбачено заявкою, режимі з іншими технічними та економічними показниками. Визначаючи заявку як неподільну, виробник відмовляється від роботи енергоагрегатів як у технологічно нестійких, так і економічно не вигідних режимах. Додатково показник мінімального прибутку дозволяє виробнику відмовитись від економічно не вигідного договору в разі, якщо клірингова ціна аукціону виявляється надто низькою.

Графіки набору та скидання навантаження враховують такий технологічний фактор, як швидкість набору/скидання навантаження генератором, і дозволяють відмовитись від угод, які технологічно не можуть бути реалізовані внаслідок недостатньої швидкості набору/скидання навантаження генераторами електростанції.

Слід зазначити, що комплексну цінову заявку (complex price bid) введено на біржі OMEL як складову системи врахування під час біржових торгів технологічних обмежень на виробництво та транспортування електроенергії.

Лінеаризована погодинна заявка формується шляхом інтерполяції множини пар (ціна – об'єм) в єдину лінійну залежність (рис. 3.19). Наприклад, на біржі Nord Pool учасники торгів подають цінові заявки у формі дискретних пар (ціна – об'єм), які перед проведенням власне аукціону лінеаризуються.

Використання лінеаризованої форми цінових заявок значно підвищує вірогідність перемоги учасника торгів на аукціоні порівняно з використанням заявок фіксованого та дискретно-інтервального типу, оскільки область можли-

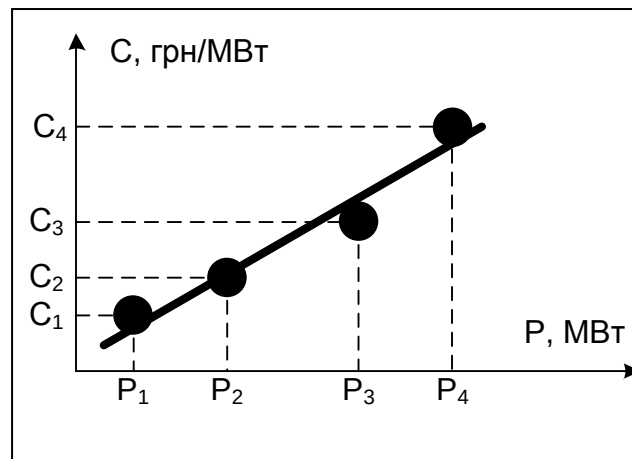


Рис. 3.19 – Лінеаризована погодинна заявка

вих значень об'єму електроенергії фактично перебуває в межах, при приблизно визначених першою та останньою ціновими парами в заявці. Проте слід зауважити, що прийнятий на біржі Nord Pool спосіб отримання цінових залежностей вносить деяку похибку в процес оптимізації балансу між попитом та пропозицією. Крім того, в загальному випадку учасник торгів отримує угоду на режим, що відрізняється від режимів, зазначених у ціновій заявці.

Інтервальна погодинна заявка — заявка, подана лінійною залежністю, обмеженою двома режимними точками (рис. 3.20).

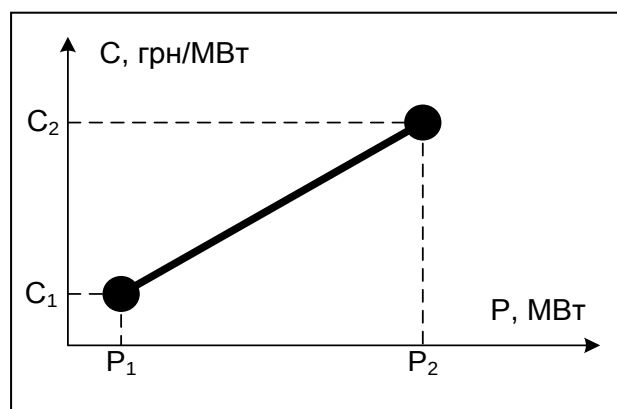


Рис. 3.20 – Інтервальна погодинна заявка

Під час торгів на аукціоні може бути вибраний режим, числові характеристики якого перебувають в межах лінійного інтервалу (а також числові значення крайніх точок), обмеженого двома визначеними пропозицією режимними точками (у т.ч. характеристики цих точок).

Як зазначено вище, подання погодинної цінової заявки у вигляді лінії значно підвищує вірогідність перемоги в аукціоні учасників торгів порівняно з використанням заявок фіксованого та дискретно-інтервального типу. Причому використання інтервальних заявок дозволяє учаснику торгів більш точно, ніж у випадку цінової заявки лінеаризованого типу, врахувати витратну характеристику енергоагрегатів електростанції. Використання цінових заявок такого виду найбільш прийнятне для виробників з порівняно високою (ніж в інших виробників) собівартістю та у випадках високого рівня конкуренції між виробниками.

Крім того, окремий випадок інтервальної погодинної пропозиції ($C_1=0$; $P_1=0$ на рис. 3.20) реалізовано на біржі Nord Pool для конвертованих фрагментів блокових пропозицій.

Багатоінтервальна погодинна заявка – заявка, подана ламаною лінійною залежністю, сформованою кількома (понад два) режимними точками (рис. 3.21).

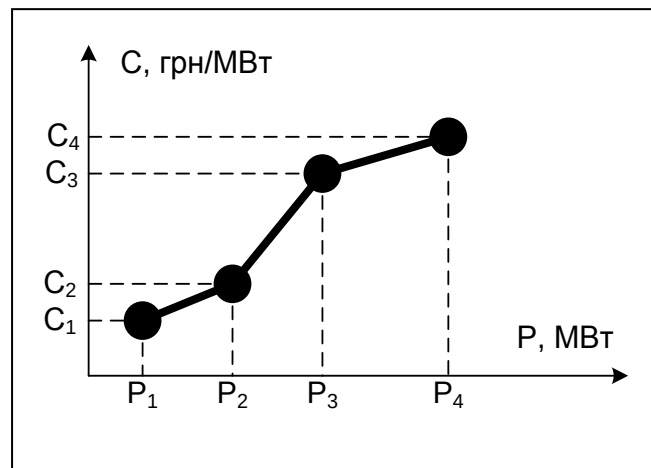


Рис. 3.21 – Багатоінтервальна погодинна заявка

Під час торгів на аукціоні може бути вибраний режим, чисельні значення характеристики якого перебувають у межах заданого лінійного інтервалу (у т.ч. чисельні значення режимних характеристик для крайніх точок та точок зламів).

Використання багатоінтервальної цінової заявки дозволяє найбільш точно врахувати витратні характеристики генераторів на електростанціях. Заявки такого типу використовуються на біржі ЕЕХ.

Учасник торгів на цій біржі визначає множину цінових позицій (рис. 3.22) і обсяги електроенергії для цих цінових позицій. При оптимізації балансу між попитом та пропозицією на електроенергію використовуються лінійні інтервали, утворені парами цінових позицій заявки.

Від години	До години	Обсяг (MWh) для цінової позиції (EURO/MWh)					
		-3000.0	12.0	12.1	14.5	31.0	3000.0
1	1	80.0	80.0	24.3			24.3
2	7	0.0		0.0	-200.0	-210.0	-220.0
8	11	0.0	0.0	-36.0			-36.0
12	12	10.0					10.0
13	17	0.0	-10.0	-17.0	-21.0	-24.0	-50.0
18	24	0.0	-8.0	-17.0	-21.0	-24.0	-50.0

Рис. 3.22 – Множина цінових пропозицій

Наведена на рис. 3.22 форма заповнення цінових заявок є найбільш уніфікованою серед європейських бірж електроенергії. Учасник торгів може декларувати як купівлю (додатні значення потужностей), так і продаж (від’ємні значення потужностей) електроенергії. Крім того, учасник торгів визначає час реалізації цінової заявки у вигляді інтервалу часу. Часовий інтервал може складати як одну годину, так і проміжок в кілька годин.

Проте слід зауважити наявність фіктивних, але обов’язкових для заповнення «крайніх» цінових позицій -3000 EURO/MWh та 3000 EURO/MWh. Наявність цих цінових позицій обумовлена специфікою методу оптимізації балансу між попитом та пропозицією на електроенергію на біржі EEX.

Цінонезалежна заявка – найпростіший тип торгівельних заявок, що використовуються на аукціонах електроенергії (наприклад, на Nord Pool Spot). У заявках цього типу учасник торгів визначає лише об’єм купівлі (продажу) електроенергії. Вартість електроенергії в цьому випадку визначається маргінальною ціною (для класичного типу двостороннього аукціону) або ціною відсікання (для аукціонів з франкфуртським типом ціноутворення). Учасник торгів може додатково визначити граничні максимальну та мінімальну ціни, за яких заявка може бути прийнята на аукціоні.

В цьому разі, з математичної точки зору, заявка набуває вигляду інтервалу вертикальної лінії, як показано на рис. 3.23.

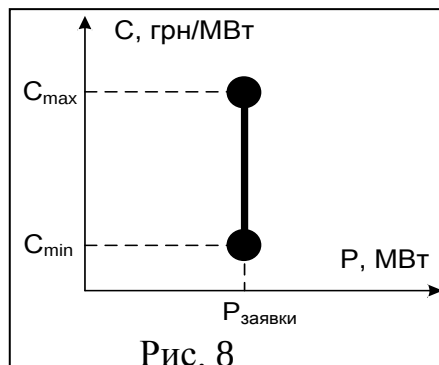


Рис. 3.23 – Ціннозалежна заявка

Ціннонезалежна заявка – найбільш прийнятний тип заявок для споживачів та постачальників електроенергії, оскільки, з технологічної точки зору, ці категорії учасників аукціону електроенергії не мають чітко визначеної залежності вартості спожитої електроенергії від її об'єму. Ціннонезалежні заявки використовуються на багатьох біржах електроенергії в Європі – Nord Pool, OMEL, Borzen та ін.

Слід також зазначити, що для покупців визначальним є обмеження максимальної ціни (тобто максимальна ціна, за якою покупець згоден купувати електроенергію), а для продавців – обмеження мінімальної ціни (тобто мінімальна ціна, за якою продавець згоден продавати електроенергію).

Блукальна заявка – особливий тип заявок, що використовуються на біржі Nord Pool. Така заявка не прив'язана до конкретної години доби, але приймається оператором біржі в години найбільшої вартості виробництва електроенергії (за умови, що ціна поданої пропозиції нижча за клірингову ціну виробництва електроенергії для поточної години). Зазвичай блукальні заявки виставляються споживачами електроенергії з різко нерівномірним графіком навантажень, особливість технологічного процесу яких дозволяє без істотних економічних втрат в будь-який час доби припинити споживання електроенергії та перепродати куплену раніше електроенергію на час зупинки виробництва (як правило, в години пікових навантажень). Блукальні заявки можуть також використовуватись виробниками з порівняно високою собівартістю запуску для визначення оптимального часу введення в роботу енергоблоків.

Кожен з розглянутих в статті типів заявок має свої особливості та сферу застосування. Так, для постачальників електроенергії рекомендується використовувати цінонезалежні заявки. Для виробників електроенергії здебільшого найприйнятнішим є використання заявок інтервального та багатоінтервального типів. Проте, для подання заявок на роботу електрогенераторів у режимах, близьких до межі статичної чи динамічної стійкості (наприклад, робота в режимі мінімально стійкого навантаження), рекомендується використовувати заявки дискретних типів. У результаті заявку буде або прийнято з точно визначеним режимом роботи, або цілком відхилено.

Питання можливості використання окремих типів заявок в Україні при впровадженні біржі електроенергії також слід узгоджувати з питаннями вибору методу оптимізації (використання цінових заявок дискретних типів вимагає впровадження дискретних методів оптимізації), організаційно-правовими аспектами (реалізація цінових заявок блукального типу припускає дозвіл на перепродаж електроенергії) та питаннями взаємодії з балансуючим ринком (запровадження цінових заявок комплексного типу зумовлюється урахуванням на біржі технологічних обмежень на виробництво та транспорт електроенергії).

3.6 Аспекти використання блокових цінових заявок та пропозицій на біржі електроенергії

Одним із заходів забезпечення функціонування ринкового механізму формування оптових цін на купівлю-продаж електричної енергії та переходу оптового ринку електроенергії України до функціонування в умовах ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електроенергії (РДДБ) є впровадження біржі електроенергії, що має на меті сприяння її учасникам в уточненні своїх договірних позицій з наближенням до часу постачання на основі проведення біржових торгів електроенергією.

На біржі електроенергії діє ринок «на добу наперед», де розв'язується завдання зведення балансу між попитом та пропозицією на електроенергію шляхом розрахунку результату двостороннього аукціону щодо купівлі-продажу електроенергії на основі оптимізації за критеріями мінімізації питомої вартості та дисбалансу між задоволеними попитом та пропозицією електроенергії.

Впровадження цього сегмента РДДБ потребує визначення стандартизованих продуктів, які використовуються учасниками при торгах на біржі. До таких продуктів належать:

- погодинні цінові заявки та пропозиції щодо ціни та обсягів з купівлі-продажу електроенергії на елементарний розрахунковий період часу, наприклад в одну годину;
- блокові цінові заявки та пропозиції для інтервалу часу в кілька годин;
- блокові заявки та пропозиції, зв'язані між собою.

Саме вибір типів стандартизованих продуктів безпосередньо впливає як на вибір методу оптимізації при розв'язанні завдання двостороннього аукціону та спосіб визначення маргінальної ціни, так і на організацію функціонування біржі в цілому.

Зважаючи на вищезазначене, метою цього матеріалу є аналіз різновидів блокових заявок та пропозицій, а також ефективності їх використання учасниками біржі електроенергії.

Під блоковою заявкою (рис. 3.24) зазвичай мається на увазі цінова заявка на купівлю чи продаж електроенергії, час реалізації якої охоплює кілька годин поспіль. Слід зазначити, що ставлення до цього виду продуктів на європейських енергетичних біржах є неоднозначним. Насправді, у використанні блокових заявок зацікавлені, в першу чергу, виробники, оскільки продаж електроенергії на кілька годин поспіль дозволяє розподілити пов'язані із запуском та зупинкою енергоагрегатів витрати рівномірно на кілька годин. Використання блокових заявок дозволяє знизити ціни виробництва електроенергії для електростанцій з великоблоковими агрегатами та зменшити маргінальну ціну на біржі в цілому. З іншого боку, сумісне використання погодинних та блокових заявок на ринку «на добу наперед» значно ускладнює алгоритми оптимізації, що, в свою чергу, призводить до значного підвищення вартості програмного забезпечення та посилює тенденції до зниження рівня ліквідності біржі. Наприклад, якщо в одній із годин блокова заявка не задовольняє вимогам прийняття, то вона відхиляється цілком. У результаті для тих годин, де блокова заявка задовольняла вимоги прийняття (штрихована область на рис. 3.24), точка перетину кривих попиту та пропозиції зміщується в бік зменшення сумарного обсягу торгів для цієї години порівняно з випадком, коли зазначену заявку прийнято (пунктирна лінія на рис. 3.24).

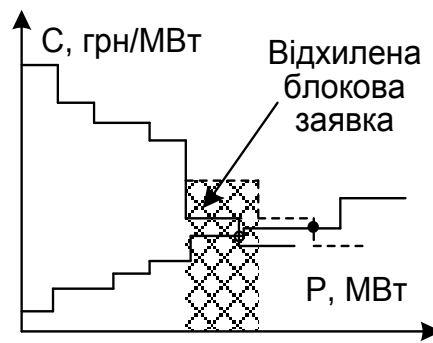


Рис. 3.24 – Блокова заявка

Таким чином, для показаного на рис. 3.24 випадку використання блокової заявки зменшує ліквідність біржі порівняно з використанням еквівалентної множини погодинних заявок.

Переваги блокових заявок використовуються на аукціонах із торгівлі «базисом», де виробники виставляють лоти у вигляді блокових заявок на 24 години. Таку форму торгів запроваджено на багатьох європейських біржах. У той самий час на ринку «на добу наперед» питання запровадження блокових заявок у різних країнах вирішується по-різному. Так, на біржі OMEL (Іспанія), де реалізовано досить складні алгоритми врахування технологічних обмежень на виробництво та транспортування електроенергії, використовуються лише погодинні заявки. З іншого боку, біржа NordPool, навпаки, має найбільш розвинені в Європі форми подання блокових заявок. Фактично введені на біржах обмеження на використання блокових заявок зумовлюються технологічними характеристиками великоблокових генераторів та їх часткою у покритті добового графіка навантажень, особливо – його напівпікової частини.

Розглянемо особливості форм подання блокових заявок на біржах європейських країн. Взагалі принципи прийняття блокової заявки на двосторонньому аукціоні такі. Блокова заявка на купівлю електроенергії приймається цілком, якщо зазначена в ній ціна вища за маргінальні ціни кожної години визначеного заявкою інтервалу часу. Відповідно блокова заявка на продаж електроенергії приймається повністю, якщо зазначена в ній ціна нижча за маргінальні ціни кожної години визначеного заявкою інтервалу часу.

Тобто якщо розглядати блокову заявку як еквівалентну множину погодинних заявок, то така заявка приймається цілком, якщо всі погодинні заявки прийнято у відповідній множині погодинних аукціонів. Принцип «все або нічого» застосовується для всіх блокових заявок на біржі POLPX (Польща). На інших біржах ознака «все або нічого» є опцією, яку учасник торгів установлює чи скасовує на власний розсуд. Крім того, на біржі EXAA (Австрія) особливність організації аукціону дозволяє встановлювати чи скасовувати цю ознаку як до проведення торгів, так і в післяторговій стадії. На біржі NordPool ознака «все або нічого» є базовою для всіх блокових заявок, проте тут введено опцію «змінюваності» блокової заявки. За цієї ознаки для тих годин, де заявка не відповідає вимогам прийняття, тип заявки змінюється на лінійну характеристику, отриману в результаті інтерполяції визначених у заявці пар «ціна – обсяг» (рис. 3.25).

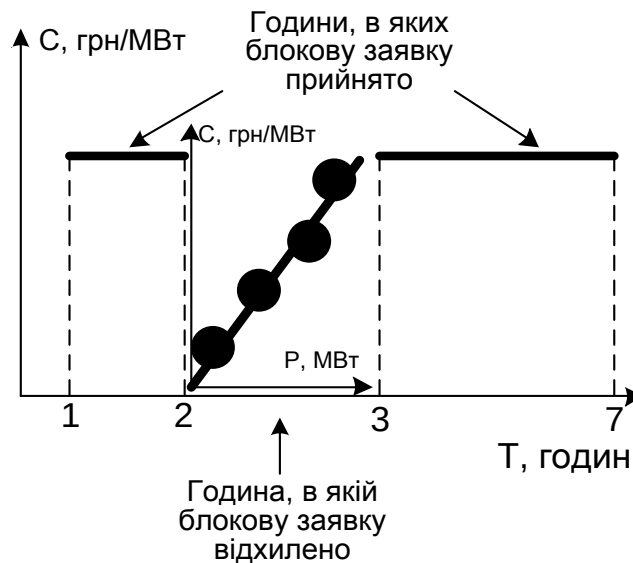


Рис. 3.25 – Заявка типу «ціна – обсяг»

Такий підхід значно підвищує вірогідність проходження блокової заявки під час торгів, хоча зменшує при цьому рівень прибутку виробника внаслідок появи додаткових витрат на маневр енергоагрегату в часи реалізації «зміненої» частини блокової заявки. Ринкова рівноважна ціна блокових заявок визначається як середнє арифметичне рівноважних цін за кожну годину.

Більшість бірж електроенергії, на яких запроваджено торгівлю блоковими заявками разом з погодинними, дозволяють учасникам торгів довільно визначати інтервал часу блокових заявок. Винятком є біржа POLPX (Польща), де для блокових заявок визначено 3 стандартизовані інтервали часу: доба (0:00 – 24:00), пікові години (8:00 – 22:00) та позапікові години (23:00 – 7:00). Причому обсяг електроенергії для блокових заявок установлено на рівні 1 МВт·год на кожну годину. Таким чином, вплив блокових заявок на *ліквідність* цієї біржі зведено до мінімуму.

На біржі EXAA так само допускається подання заявок відповідно до стандартизованих інтервалів часу. Але на цій біржі визначаються 14 часових проміжків, які більш детально охоплюють характерні періоди добового графіка навантаження (табл. 3.2).

Таблиця 3.2 – Стандартизовані блокові продукти на біржах EXAA та EPEX Spot

EXAA		EPEX Spot	
Найменування продукту	Часовий інтервал	Найменування продукту	Номери годин
bEXABase	00 – 24	Baseload	01 – 24
bEXAPeak	08 – 20	Peakload	09 – 20
bEXA Off1	00 – 08	Night	01 – 06
bEXA Off2	20 – 24	Morning	07 – 10
bEXADream	00 – 06	High Noon	11 – 14
bEXALunch	10 – 14	Afternoon	15 – 18
bEXATeetime	16 – 20	Evening	19 – 24
bEXAMoonlight	00 – 04	Rush Hour	17 – 20
bEXASunrise	04 – 08	Off-Peak 1	01 – 08
bEXA Office	08 – 16	Off-Peak 2	21 – 24
bEXAOffPeak	00 – 08	Business	09 – 16
bEXAEarlytwin	20 – 24	Early Morning	05 – 08
bEXALatetwin	08 – 09	Late Morning	09 – 12
bEXA Wake-up	14 – 15 та 06 – 08	Early Afternoon	13 – 16
		Off-Peak	01 – 08 та 21 – 24

На об'єднаній європейській біржі EPEX Spot прийнято 15 стандартних часових інтервалів і дозволяється визначати свої унікальні часові проміжки.

Слід зазначити, що на біржі ЕХАА використовуються позначення часу у форматі від 00:00 до 24:00, а на біржі EPEX Spot – порядкові номери годин від 01 до 24. Додатково до визначених в табл. 3.2 стандартних часових інтервалів на біржі Powernext (Франція), що входить до складу EPEX Spot, використовується інтервал Middle-Night (01 – 04 години).

Форма подання цінових заявок на різних біржах обумовлюється особливостями їх програмного забезпечення. Наприклад, як вже зазначалося вище, на біржі POLPX для всіх блокових заявок обсяг обмежено рівнем 1 МВт-год на кожну годину. Біржа ЕХАА, навпаки, дає можливість визначати для блокових заявок такі самі цінові типи, що і для погодинних заявок:

- фіксована заявка (одна пара «ціна-потужність»);
- крокова заявка (кілька пар «ціна-потужність»);
- лінійна заявка (лінійна залежність, визначена двома парами «ціна-потужність»).

Форма подання блокової заявки на біржі ЕХАА визначає єдиний ціновий тип для всіх годин у блоці. Крім того, лінійні заявки з атрибутом «все або нічого» конвертуються системою розрахунку результату торгів у еквівалентні крокові заявки. Проте в результаті оптимізації для блокових заявок, що були прийняті, визначається однаковий для кожної години обсяг електроенергії. На біржі Belpex (Бельгія) можна навіть подати блокові заявки «за будь-якою ціною». Але їх використання не рекомендується, оскільки така заявка може бути відхилена випадково.

Обмеження ціни та обсягу в блокових заявках залежить, у першу чергу, від складу і характеристик генерувальних потужностей в країні. Так, у Франції, де значну долю генерувальних потужностей складають АЕС, максимальний сумарний обсяг блокової заявки становить 200 МВт. Учасник торгів може виставляти до 40 блокових заявок в одному пакеті пропозицій. Для Німеччини та Австрії, де велику частку генерувальних потужностей становлять великоблокові вугільні електростанції, максимальний сумарний обсяг блокової заявки складає 300 МВт.

Учасники торгів на біржах цих країн можуть виставляти до 45 блокових заявок за добу. Додатково в Австрії «спрейд» блокових заявок (різниця цінових позицій в заявці) не повинен перевищувати $\pm 0,30$ EUR. В той самий час у Швейцарії максимальний сумарний обсяг блокової заявки не може перевищувати 50 МВт. Учасник торгів на цій біржі може виставляти до 30 блокових заявок за добу. Біржа Belrex визначає сумарні обмеження обсягів блокових заявок на рівні 1000 МВт·год на одного учасника торгів та 50 МВт·год на одну блокову заявку.

Зв'язані блокові заявки. Заявки цього типу зв'язані між собою так, що друга (дочірня) заявка допускається до участі в аукціоні за умови прийняття першої (материнської) заявки. Для блоку, що складається з трьох заявок, третя заявка допускається до участі в аукціоні за умови прийняття перших двох заявок.

Зв'язування заявок в блоці корисно в тому разі, коли, наприклад, вартість запуску одного генератора значно зменшується, якщо інший генератор на електростанції вже запущено. Наприклад, на біржі NordPool в зв'язаній блоковій заявці допускається лише продаж чи лише купівля електроенергії. Крім того, не допускається зв'язування заявок, що фізично належать до різних цінових зон. Біржа NordPool дозволяє формувати ланцюг, утворений зв'язаними блоковими заявками, що складається максимум із трьох заявок.

Слід зазначити, що зв'язані блокові заявки на електроенергетичній біржі України доцільно використовувати для контролю балансу гідроресурсів ГАЕС. З цією метою слід визначити нове правило обробки зв'язаних блокових заявок: материнська та дочірня заявки разом приймаються, або разом відхиляються. Тоді зв'язані блокові заявки для ГАЕС формуватимуться за такими правилами. Виробництво електроенергії ГАЕС в години пік допускається, якщо перед цим було створено відповідний запас води (режим 1 на рис. 3.25).

Крім того, допускається додаткове використання ГАЕС гідроресурсів, якщо потім (в часи провалу графіка навантажень) ГАЕС відновить баланс гідроресурсів, працюючи в насосному режимі (режим 2 на рис. 3.25).

Особливості оптимізації балансу між попитом та пропозицією з урахуванням блокових заявок. Спільне використання погодинних та блокових заявок на ринку біржі призводить до необхідності запровадження дворівневої системи оптимізації балансу між попитом та пропозицією.

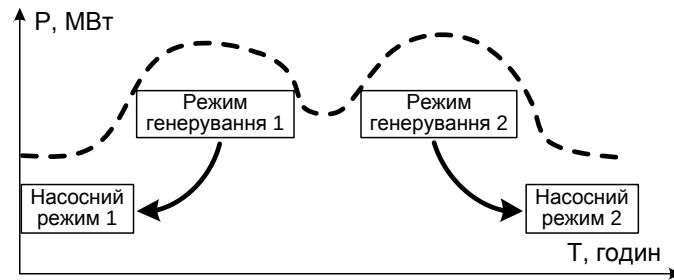


Рис. 3.25 – Зв’язана блокова заявка

Верхній рівень оптимізації визначає прийняття чи відхилення блокових заявок, в той час як нижній рівень визначає оптимальні погодинні баланси попиту та пропозиції. Співвідношення між цими рівнями оптимізації визначається правилами розрахунку переможців торгів на біржі. Причому в загальному випадку використання різних методів може призводити до різних результатів торгів. Наприклад, на біржі APX Power NL (Нідерланди) блокові заявки розглядаються як еквівалентна множина погодинних заявок. Тому система розрахунку результатів торгів виконує оптимізацію за критеріями максимізації суми «добробуту» кожної години доби. На біржі ЕХАА, навпаки, здійснюється добова оптимізація, де погодинні баланси між попитом та пропозицією виконують роль обмежень. Система розрахунку результатів торгів цієї біржі здійснює оптимізацію за критерієм максимізації добового «добробуту» ринку. Нескладно довести, що наведені вище підходи до розв’язання поставленого завдання приведуть до однакового результату лише за умови визначення в блокових заявках однакових для кожної години обсягів електроенергії. З метою розв’язання цієї та низки інших проблем, неврахування яких призводитиме до отримання неадекватного розв’язання завдання добової оптимізації балансу між попитом та пропозицією на електроенергію, європейські біржі використовують такі правила аналізу для блокових заявок:

- під час подання цінових заявок чи в процесі розрахунку результатів торгів визначається однаковий для кожної години обсяг електроенергії;
- ринкова рівноважна ціна блокової заявки визначається як середнє арифметичне рівноважних цін за кожну годину (рис. 3.26);
- за однакових цінових показників при порівнянні блокові заявки мають нижчий пріоритет, аніж погодинні цінові заявки.

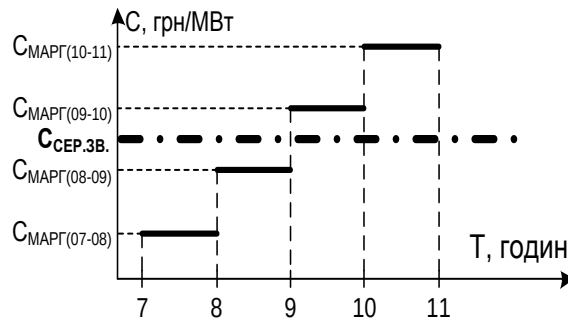


Рис. 3.25 – Визначення ринкової рівноважної ціни блокової заявки

Порівняння блокових і погодинних заявок здійснюється за такими критеріями:

- для кількох блокових заявок пріоритет має блокова заявка з найбільшим часовим інтервалом;
- вищий пріоритет мають заявки з найкращою ціною;
- вищий пріоритет мають заявки з найстарішим часом подання/останньої зміни.

При сортуванні спочатку блокових, а потім погодинних заявок прийнята така система пріоритетів:

1. Для кількох блокових заявок пріоритет має блокова заявка з найбільшим часовим інтервалом.
2. Пріоритет має послідовність, яка забезпечує найбільшу внутрішню площу між кривими попиту та пропозиції.
3. Вищий пріоритет мають заявки з найбільшими обсягами купівлі та продажу за розрахованою рівноважною ринковою ціною.
4. Вищий пріоритет мають заявки з найстарішим часом подання/останньої зміни.

Висновки. На європейських біржах електроенергії нема однозначної позиції щодо використання блокових цінових заявок. деякі біржі електроенергії в Європі взагалі не використовують блокові цінові заявки на ринку «на добу наперед». У тих країнах, де реалізовано можливість подавати блокові цінові заявки, правила підготовки та проведення торгів ураховують не тільки особливості метода оптимізації, але і склад та технічні характеристики генерувального обладнання в країні.

Тому неможна напряму використати досвід функціонування бірж в європейських країнах при запровадженні в Україні електроенергетичної біржі. Використання блокових цінових заявок на біржі електроенергії дозволяє зменшити рівень цін порівняно з використанням погодинних цінових заявок.

Питання про впровадження блокових цінових заявок сумісно з погодинними ціновими заявками на ринку «на добу наперед» вимагає більш ретельного обґрунтування. Використання блокових заявок дозволяє знизити ціни виробництва електроенергії для електростанцій з високою вартістю маневру енергоагрегатів та зменшити маргінальну ціну на біржі в цілому. Це також призведе до значного збільшення вартості програмного забезпечення для біржі. Слід також враховувати необхідність ґрунтовних досліджень для визначення числових значень обмежень, що накладатимуться на використання блокових заявок. Тому на перших етапах розбудови ринку «на добу наперед» використання блокових цінових заявок є недоцільним.

Проте слід зазначити перспективність реалізації механізмів подання та обробки зв'язаних цінових заявок для ГАЕС, що дозволить більш оптимально планувати зміни в режимах роботи генераторів таких електростанцій та збільшити ефективність контролю балансу гідроресурсів.

3.7 Аспекти протиріч логіки прийняття та відхилення блокових заявок на біржі електричної енергії: теоретичний огляд

У країнах Європи сегмент оптового ринку електроенергії «на добу наперед» реалізовується на основі біржі електроенергії, де забезпечується конкурентний відбір виробників та постачальників електроенергії. Причому основним критерієм оптимальності результатів таких торгів є максимізація «функції добробуту ринку» в цілому.

На біржі електроенергії розв'язується завдання визначення балансу між попитом та пропозицією на електроенергію шляхом розрахунку результату двостороннього аукціону з купівлі-продажу електроенергії, на основі чого визначається маржинальна ціна та рівноважний обсяг електроенергії [3].

На рис. 3.26 наведено графічний приклад визначення «добробуту ринку» без урахування мережевих обмежень, а також особливих типів заявок щодо купівлі-продажу електроенергії для однієї години доби.

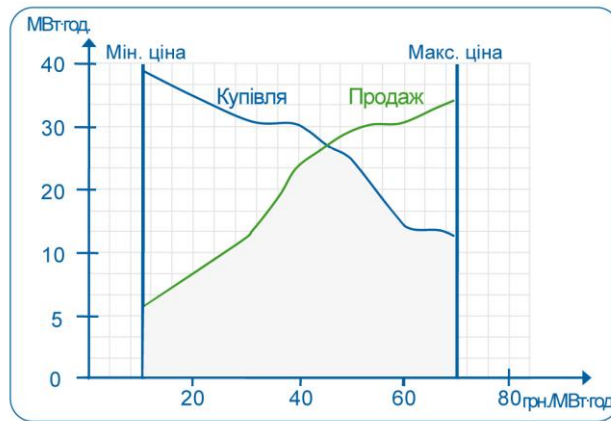


Рис. 3.26 – Приклад графічного визначення «добробуту ринку»

До стандартизованих продуктів, що використовуються на біржі, належать:

- погодинні цінові заявки та пропозиції щодо ціни та обсягів з купівлі-продажу електроенергії на період часу в одну годину;
- блокові та зв'язані блокові цінові заявки та пропозиції для інтервалу часу в кілька годин;
- блокові заявки та пропозиції, пов'язані між собою.

Вибір типів стандартизованих продуктів значною мірою впливає на вибір методу оптимізації при розв'язанні завдання двостороннього аукціону та на спосіб визначення маржинальної ціни.

Зважаючи на зазначене вище, метою статті є аналіз умов прийняття чи відхилення блокових заявок та пропозицій, а також ефективності їх використання учасниками біржі електроенергії.

Основним принципом використання блокової заявки є незмінність обсягів виробництва (постачання) електроенергії протягом визначеного заявкою часу. Така форма подання цінової заявки вигідна, в першу чергу, виробникам електроенергії з енергоагрегатами, які мають істотний рівень витрат у маневрених режимах, оскільки робота такого генератора протягом кількох годин з незмінним рівнем завантаження дозволяє уникнути додаткових втрат на зміну режиму.

На біржах європейських країн правила подання блокових заявок різняться. Наприклад, на біржі NordPool (Elspot) та на об'єднаній енергетичній біржі (EPEX spot) блокова заявка формується єдиною ціновою парою «обсяг – ціна» за базовою ознакою «все або нічого».

У той самий час на біржі ЕХАА (Австрія) дозволяється подавати блокові заявки як з кількома ціновими парами, так і у вигляді лінійної залежності. Різняться і вимоги до визначення інтервалу часу, охоплюваного заявкою. Більшість європейських бірж пропонують учасникам набір стандартизованих інтервалів часу та надають можливість визначати в заявках свої унікальні часові проміжки.

Хоча на біржах країн Європи використовуються різні механізми розрахунків результатів торгів, для блокових заявок з незмінним рівнем потужності на весь розрахунковий період використовується основне правило: блокова заявка приймається, якщо визначена заявкою ціна виявиться «кращою» за середнє значення маржинальних цін в години, охоплені блоковою заявкою. Наприклад, блокова заявка продавця електроенергії прийматиметься, якщо її ціна виявиться нижчою за середнє значення маржинальних цін в години, охоплені цією заявкою.

Розглянемо детальніше теоретичне підґрунтя наведеного вище правила на прикладі блокової заявки на продаж електроенергії (рис. 3.27).

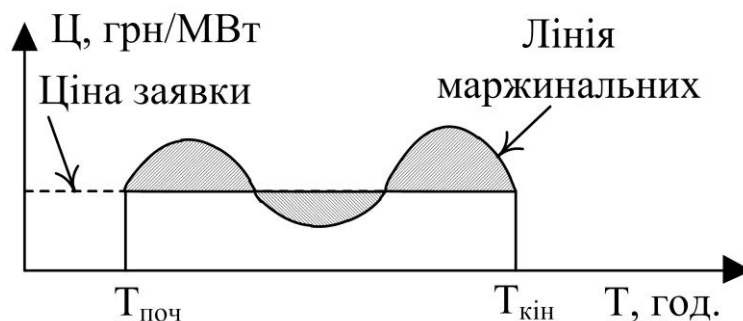


Рис. 3.27 – Блокова заявка блокової заявки на продаж електроенергії

Визначена заявкою вартість електроенергії B_3 за одну годину:

$$B_3 = P_3 \cdot C_3, \quad (3.1)$$

де P_3 – визначена заявкою погодинна потужність.

Тоді визначена заявкою вартість електроенергії B_3 на весь період T_3 (годин) буде:

$$B_{3\Sigma} = P_3 \cdot C_3 \cdot T_3. \quad (3.2)$$

У загальному випадку для одних проміжків визначеного заявкою інтервалу часу маржинальні ціни будуть вищими за зазначену в заявці ціну, а в інших – нижчими. Розглянемо одну з годин, коли маржинальна ціна вища за зазначену в заявці ціну (рис. 3.28).

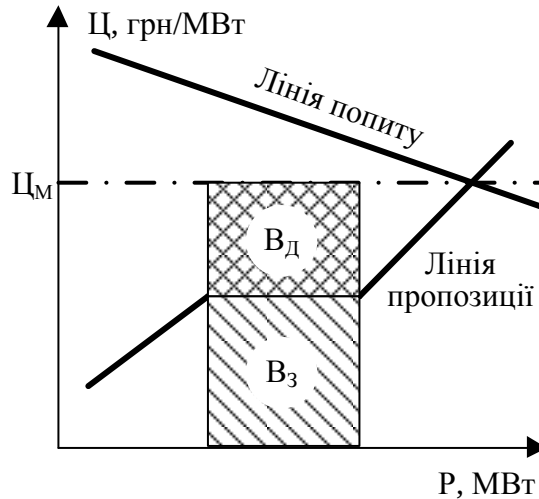


Рис. 3.28 – Приклад блокової заявки дискретного типу

Для наочності графічних ілюстрацій припустимо, що ця заявка – єдина заявка дискретного типу, а всі інші заявки на аукціоні подані єдиною лінійною залежністю.

У разі прийняття блокової заявки сумарна вартість електроенергії в заявці складатиметься з двох частин: визначена заявкою вартість B_3 , та додаткова вартість B_d , обумовлена додатковою різницею між зазначеною в заявці ціною та маржинальною ціною поточної години:

$$B_d = P_3 \cdot (C_m - C_3). \quad (3.3)$$

Тоді вартість електроенергії для години t , коли маржинальна ціна більша за зазначену в заявці ціну:

$$B_{3t} = B_3 + B_{dt}, \quad (3.4)$$

де B_{dt} – додаткова вартість, обумовлена додатною різницею між зазначеною в заявці ціною та маржинальною ціною для години t .

Для всіх M годин, в яких маржинальна ціна більша за зазначену в заявці ціну, сумарна додаткова вартість $B_{d\Sigma}$ чисельно дорівнюватиме

$$B_{d\Sigma} = \sum_{t \in M} P_3 \cdot C_{mt} - C_3 \quad (3.5)$$

Розглянемо результати аукціону для години, коли маржинальна ціна менша за зазначену в заявці ціну (рис. 3.29).

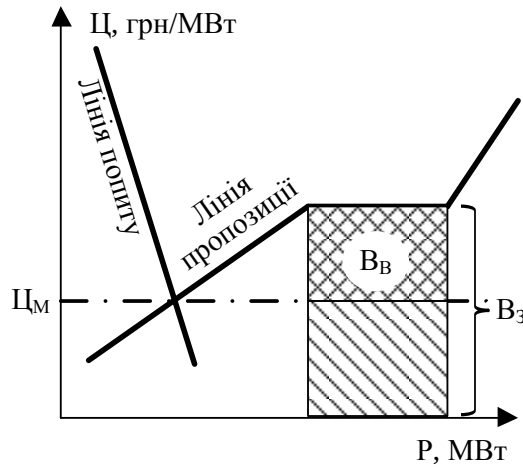


Рис. 3.29 – Приклад результатів аукціону

В даному випадку заявка знаходитиметься за точкою перетину ліній попиту та пропозицій в області відхилених цінових заявок. Якщо в результаті добової оптимізації блокова заявка приймається, то для даної години сумарна вартість заявки складатиметься з двох частин: визначена заявкою вартість B_3 , та втрати B_B , обумовлені від'ємною різницею між указаною в заявці ціною та маржинальною ціною поточної години:

$$B_B = P_3 \cdot (C_3 - C_M). \quad (3.6)$$

Тоді вартість електроенергії для години n , коли маржинальна ціна менша за зазначену в заявці ціну:

$$B_{3n} = B_3 - B_{Bn}, \quad (3.7)$$

де B_{Bn} – втрати, обумовлені від'ємною різницею між зазначеною в заявці ціною та маржинальною ціною для години n .

Для всіх N годин, в яких маржинальна ціна менша за зазначену в заявці ціну, сумарні втрати $B_{B\Sigma}$ чисельно дорівнюватимуть:

$$B_{B\Sigma} = \sum_{n \in N} P_3 \cdot C_3 - C_{Mn}. \quad (3.8)$$

Тоді, з урахуванням (5) і (8), сумарна вартість блокової заявки $B_{3\Sigma}$ за весь визначений заявкою період часу:

$$B_{3\Sigma} = B_3 \cdot (m+n) + B_{D\Sigma} - B_{B\Sigma} \quad (3.9)$$

Як видно з (3.9), сумарна додаткова вартість $B_{D\Sigma}$ збільшує загальну вартість заявки, а сумарні втрати $B_{B\Sigma}$ зменшують її. Так, при $B_{D\Sigma} > B_{B\Sigma}$ продавець електроенергії отримує суму більшу за визначену заявкою ціну. При $B_{D\Sigma} < B_{B\Sigma}$ продавець електроенергії отримує суму меншу за визначену заявкою ціну (що є приводом для відхилення блокової заявки). У граничному випадку:

$$B_{D\Sigma} = B_{B\Sigma}, \quad (3.10)$$

продавець електроенергії отримує суму, визначену заявкою.

Підставляючи (3.5) і (3.8) в (3.10), шляхом нескладних перетворень отримуємо співвідношення:

$$C_3 = \frac{\sum_{m \in M} C_{Mm} + \sum_{n \in N} C_{Mn}}{m + n}. \quad (3.11)$$

Права частина (3.11) визначає середнє арифметичне маржинальних цін в охоплювані блоковою заявкою години. Таким чином, для рішення про прийняття чи відхилення блокової заявки достатньо порівняти зазначену в заявці ціну з середнім арифметичним маржинальних цін в охоплювані блоковою заявкою години.

Основна перевага наведеного принципу аналізу блокової заявки – стійкість блокової заявки до флуктуацій маржинальних цін на біржі, оскільки заявка може бути прийнята навіть якщо для однієї чи кількох годин зазначена в заявці ціна виявиться «гіршою» за маржинальні ціни цих годин. Проте прийняття блокової заявки, незважаючи на наявність «провальних годин», також призводить до істотних ускладнень процесу добової оптимізації на біржі. У першу чергу, йдеться про можливість протиріч у логіці прийняття/відхилення блокової заявки, що, у свою чергу, призводить до появи парадоксально прийнятих або парадоксально відхилених блокових заявок.

Розглянемо вплив блокової заявки продавця електроенергії на результат торгів для години, в якій маржинальна ціна нижча за визначену заявкою ціну. Для цієї години блокова заявка перебуває в області відхилених заявок і не входить до балансу між попитом та пропозицією. Прийняття блокової заявки продавця при добовій оптимізації на біржі означатиме необхідність «примусового» включення визначеного блоковою заявкою обсягу до балансу між попитом та пропозицією.

Як показано на рис. 3.30, це означає паралельне перенесення лінії пропозиції вздовж осі абсцис на відстань, що відповідає величині визначеного блоковою заявкою погодинного обсягу.

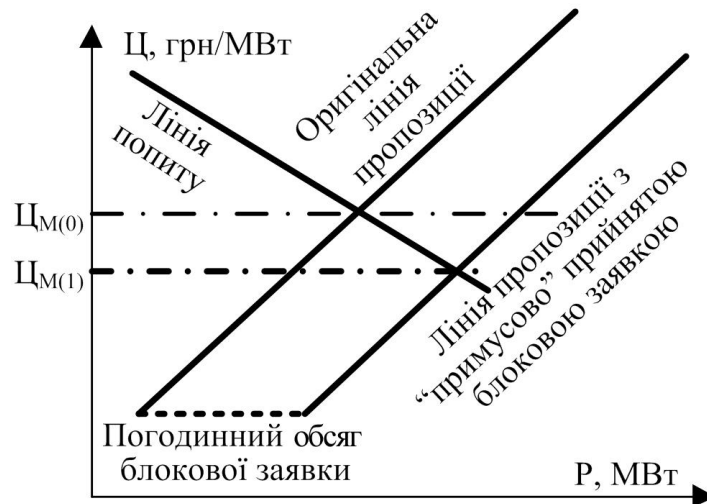


Рис. 3.30 – Приклад аналізу блокової заявки

У результаті зміниться і позиція точки перетину ліній попиту та пропозицій. Причому, як видно з рис. 3.30, нова маржинальна ціна виявляється меншою за оригінальну:

$$C_{M(0)} > C_{M(1)}.$$

Таким чином, «примусове» прийняття блокової заявки виробника електроенергії для години, в якій маржинальна ціна нижча за визначену в заявці ціну, стимулює зниження маржинальної ціни в цій годині. У результаті, виходячи з (3.6) і (3.7), збільшаться чисельні значення як втрат B_{Bn} для години n , так і сумарних втрат $B_{B\Sigma}$ в цілому. При цьому чисельне значення сумарних втрат може перевищити сумарний додатковий прибуток ($B_{D\Sigma} < B_{B\Sigma}$), що означатиме необхідність відхилення блокової заявки. У такій ситуації виникає парадокс логіки прийняття рішення:

- якщо блокова заявка приймається, то $B_{D\Sigma} < B_{B\Sigma}$ і середнє арифметичне маржинальних цін в охоплюваній заявкою години виявляється нижчим за зазначену в заявці ціну – «парадоксально прийнята» заявка;
- якщо блокова заявка відхиляється, то $B_{D\Sigma} > B_{B\Sigma}$ і середнє арифметичне маржинальних цін в охоплюваній заявкою години виявляється вищим за зазначену в заявці ціну – «парадоксально відхилена» заявка.

Аналогічний парадокс логіки виникає також у випадках, коли блокова заявка опиняється на перетині ліній попиту та пропозицій (рис. 3.31).

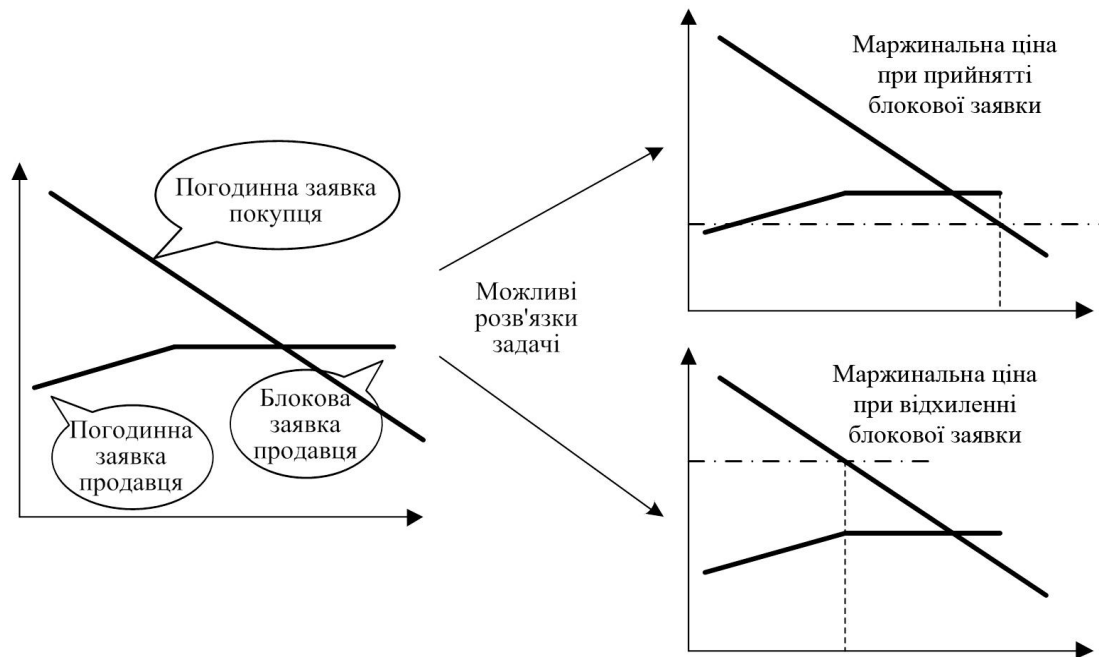


Рис. 3.31 – Блокова заявка блокова заявка на перетині ліній попиту та пропозицій

На європейських біржах заведено такий підхід до прийняття рішень в аналогічних ситуаціях. Порівнюються два варіанти рішення: з прийнятою блоковою заявкою та відхиленою блоковою заявкою. За оптимальний береться варіант з найбільшим чисельним значенням добробуту ринку.

Слід зазначити кілька недоліків такого підходу:

1. Зниження прозорості процесу прийняття рішень та очевидності результатів торгів. Дійсно, в результаті добової оптимізації на біржі виникатимуть ситуації, коли серед відхилених опиняться заявки, які за рівнем маржинальних цін мають бути прийняті. І навпаки, серед задоволених в результаті торгів заявок опинятимуться такі, які за рівнем маржинальних цін повинні бути відхилені.

2. Вірогідність нав'язування не вигідних договорів. Так, для «парадоксально прийнятої» заявки в описаному вище прикладі сумарні втрати перевищуватимуть сумарний додатковий прибуток ($B_{D\Sigma} < B_{B\Sigma}$) і тому буде розрахована вартість нижча за зазначену в заявці ціну, що не вигідно для виробника електроенергії.

3. Істотне ускладнення алгоритму пошуку балансу між попитом та пропозицією внаслідок необхідності формування додаткового рівня оптимізації з дискретною постановкою завдання. У цьому випадку дискретність при прийнятті рішень щодо блокових заявок веде до комбінаторності процесу добової оптимізації.

Останнє обумовлює наявність у правилах європейських бірж додаткових обмежень, що звужують кількість варіантів, які слід розглянути, але знижують при цьому прозорість процесу прийняття рішень і зменшують вірогідність досягнення глобального екстремуму цільової функції. Наприклад, на біржі EPEX Spot запроваджено такий механізм аналізу блокових заявок. На першому кроці оптимізації розглядаються всі блокові заявки. За результатами розрахунку виділяються три категорії блокових заявок: «цілком прийняті», «цілком відхилені» та «частково прийняті» заявки. Далі виконується перебір варіантів для заявок третьої групи з метою визначення «найкращого» варіанта. Проте коливання маржинальних цін, яке спричиняється директивним прийняттям чи відхиленням блокових заявок третьої групи, знижує адекватність висновків щодо блокових заявок перших двох груп. Це, у свою чергу, зменшує вірогідність досягнення глобального екстремуму цільової функції. З іншого боку, перевірка на кожному етапі оптимізації умов прийняття блокових заявок з першої та другої груп може призвести до висновку про необхідність переведення частини блокових заявок у цих групах до третьої групи і, як наслідок, до комбінаторного вибуху в оптимізаційному процесі.

Таким чином, практика порівняння цін блокових заявок на біржі з середнім значенням маржинальних цін в охоплювані заявкою години підвищує вірогідність прийняття блокової заявки під час торгів і зменшує чутливість до флуктуацій цін. Проте при цьому можливе виникнення «парадоксальних» рішень, що знижує прозорість механізму торгів та зумовлює необхідність розробки спеціальних механізмів прийняття рішень у таких ситуаціях. Крім того, «парадоксальне прийняття» блокової заявки може призводити до не вигідних умов продажу електроенергії учасником торгів.

3.8 Аспекти протиріч прийняття та відхилення блокових заявок на біржі електроенергії: способи уникнення протиріч

Один із способів розв'язання проблеми парадоксів у логіці запроваджено на біржі Nord Pool (Elspot), де для блокових заявок реалізовано опцію їх перетворення (conversion). За ввімкненої опції перетворення для тих годин, в яких блокова заявка не проходить чи проходить частково, замість єдиної цінової позиції формується лінійна залежність «ціна – обсяг» (рис. 3.32).

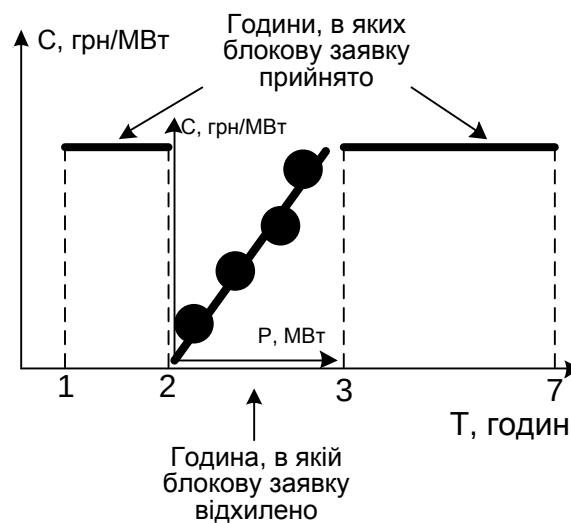


Рис. 3.32 – Формування лінійної залежності «ціна – обсяг»

У результаті блокова заявка в ці години задовольняється частково (якщо вона перебуває на перетині ліній попиту та пропозицій) або відхиляється цілком (якщо вона перебуває за точкою перетину ліній попиту та пропозицій).

Інший підхід до розв'язання проблеми парадоксів у логіці запроваджено на об'єднаній європейській біржі EPEX spot. Принцип «все або нічого» тут реалізовано як опцію блокової заявки. Якщо цю опцію вимкнено, то блокова заявка розглядається як множина еквівалентних погодинних заявок. Така блокова заявка приймається цілком лише для тих годин, в яких ціна заявки виявляється «кращою» за маржинальну ціну. Для тих годин, в яких ціна заявки виявляється «гіршою» за маржинальну ціну, заявка приймається частково або відхиляється цілком.

Слід зазначити, що обидва підходи порушують принцип блокової заявки: забезпечення рівномірного навантаження протягом кількох годин поспіль, що дозволяє виробникам електроенергії уникнути додаткових витрат на маневри енергоагрегатів при реалізації добового графіка навантажень. Тому не всі учасники торгів як на Elspot, так і на EPEX spot погоджуються використовувати вищенаведені опції.

Один із способів подолання протиріч у логіці прийняття/відхилення блокових заявок – використання не середньозваженої ціни, а абсолютних значень маржинальних цін за означений період часу. У цьому випадку правило аналізу блокової заявки формулюватиметься таким чином: «блокова заявка приймається, якщо указана в ній ціна краща за абсолютні значення маржинальних цін за визначений в заявці період часу».

Порівняємо правила прийняття блокових заявок з продажу електроенергії на прикладі двох граничних рівнів цін: середньозваженої та мінімальної маржинальної ціни за визначений у заявці проміжок часу (рис. 3.33).

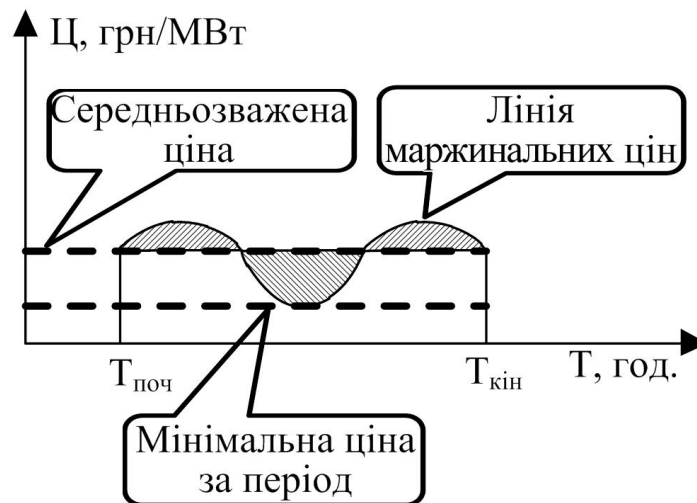


Рис. 3.33 – Середньозважена та мінімальна маржинальна ціни блокової заявки

Граничною умовою прийняття блокової заявки при порівнянні із середньозваженим значенням маржинальних цін за охоплюваний період є рівність указаної в заявці ціни середньозваженому значенню маржинальних цін на цей період. Причому, як показано на рис. 3.34, а, сумарна вартість заявки продавця електроенергії формується з таких складових:

- вартість електроенергії за визначений блоковою заявкою проміжок часу, що відповідає визначеній заявкою ціні;
- додатковий «маржинальний прибуток», обумовлений позитивною різницею між маржинальними цінами та указаною в заявці ціною;
- «маржинальні втрати» для тих годин, коли визначена в заявці ціна виявляється гіршою за маржинальні ціни.

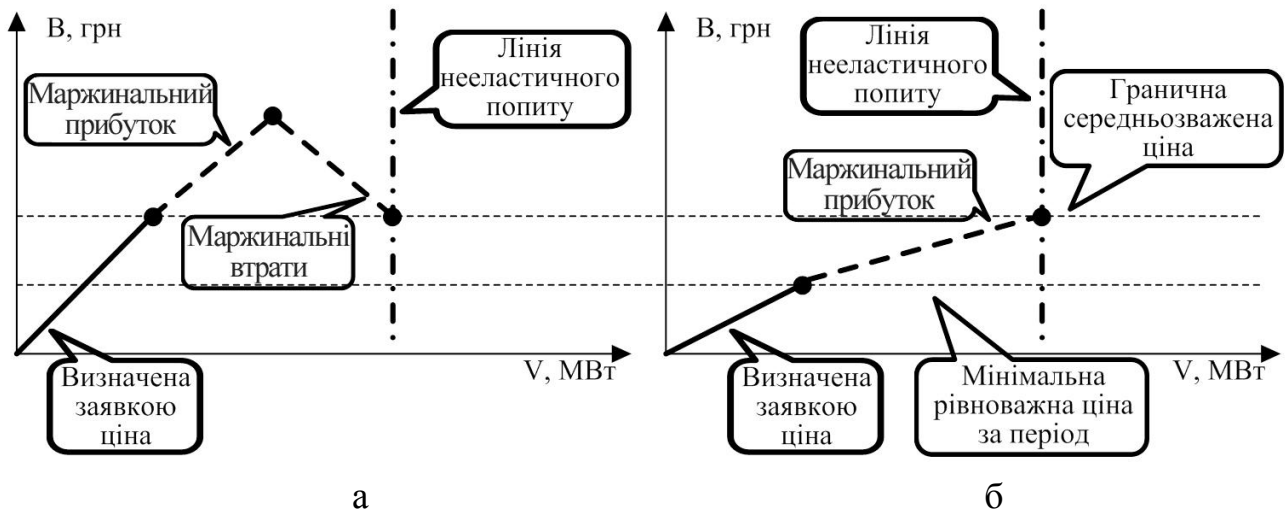


Рис. 3.34 – Складові сумарної вартості заявки продавця електроенергії

У граничному випадку прийняття блокової заявки за умови порівняння із середньозваженим значенням маржинальних цін величина «маржинального прибутку» чисельно дорівнює величині «маржинальних втрат» (див. рис. 3.34, а) і учасник ринку отримує контракт за тією ціною, яку він зазначив у своїй заявці.

Якщо блокова заявка аналізується шляхом порівняння з абсолютними значеннями маржинальних цін в охоплюваній заявкою годині, то вартість контракту формується з двох складових (рис. 3.34, б):

- вартість електроенергії за визначений блоковою заявкою проміжок часу, що відповідає визначеній заявкою ціні;
- додатковий «маржинальний прибуток», обумовлений позитивною різницею між маржинальними цінами та вказаною в заявці ціною.

У граничному випадку прийняття блокової заявки за умови порівняння з абсолютними значеннями маржинальних цін визначена заявкою ціна чисельно дорівнюватиме мінімальній маржинальній ціні в охоплюваних заявкою годинах (див. рис. 3.34, а).

При цьому вся вартість контракту, як і в попередньому випадку, чисельно дорівнюватиме добутку визначеного заявкою обсягу електроенергії на середньозважене значення маржинальних цін.

Таким чином, якщо у першому випадку (умова порівняння ціни заявки із середньозваженим значенням маржинальних цін) учасник торгів повинен визначати ціну заявки, орієнтуючись на статистику середньозважених значень маржинальних цін, то у другому випадку (умова порівняння ціни заявки із абсолютними значеннями маржинальних цін) учасник торгів повинен визначати ціну заявки, орієнтуючись на статистику абсолютних значень маржинальних цін. Тобто, у другому випадку продавець електроенергії повинен орієнтуватись на статистику мінімальних маржинальних цін за охоплюваний заявкою період часу, а покупець електроенергії – на статистику максимальних маржинальних цін.

Очевидно, запропоноване правило аналізу блокових заявок спонукає продавців електроенергії занижувати, а покупців – завищувати ціни у своїх заявках. Але за однакових інших умов на біржі вартість контракту для прийнятої заявки буде однаковою незалежно від способу її аналізу.

Основний недолік аналізу блокових заявок шляхом порівняння з абсолютними значеннями маржинальних цін в охоплювані заявкою години – збільшена чутливість до флуктуацій цін на біржі. Насправді, у разі порівняння ціни блокової заявки із середньозваженим значенням маржинальних цін заявка може бути прийнята навіть якщо в окремі години визначеного заявкою періоду вказана в заявці ціна виявиться гіршою за маржинальні ціни цих годин. При порівнянні з абсолютними значеннями маржинальних цін таку заявку буде відхилено.

Підвищення вірогідності прийняття блокових заявок за умови порівняння з абсолютними значеннями маржинальних цін можливе шляхом визначення в заявці кількох цінових пар. За лінійної постановки задачі така заявка досить просто конвертується в еквівалентну множину простих цінових заявок.

Приклад такої конвертації для заявки продавця електроенергії наведено на рис. 3.35.

Для наведеного на рис. 3.35 прикладу під час розрахунків на біржі комплексна блокова заявка (рис. 3.35, *a*) розглядатиметься як множина трьох простих незалежних одна від одної блокових заявок.

При цьому зберігатиметься цілісність логіки первинної заявки. Наприклад, прийняття другої простої заявки (з обсягом 20 МВт на рис. 4, б) можливе лише у разі, коли маржинальна ціна не нижча за 120 грн/МВт, тобто перша проста заявка (з обсягом 60 МВт) вже «прийнята».

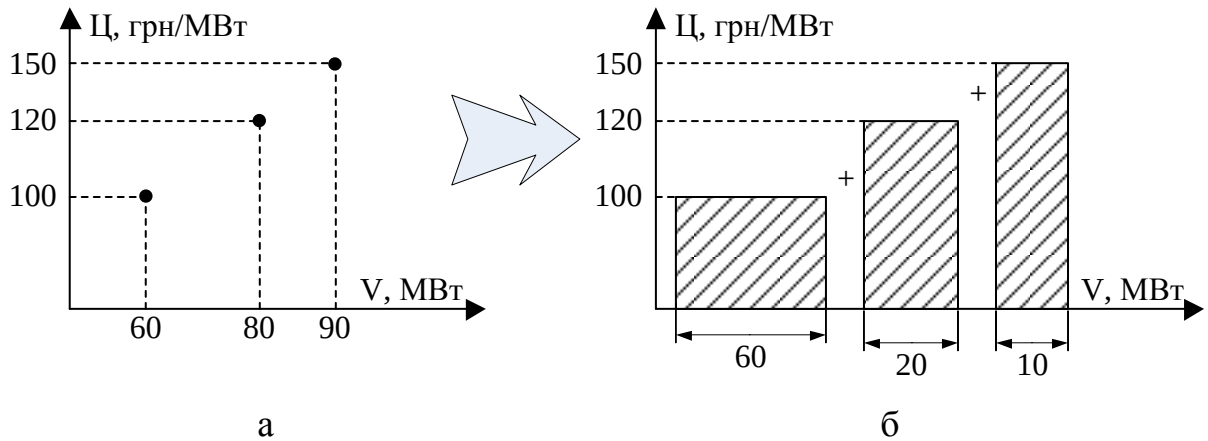


Рис. 3.35 – Приклад конвертації заявки продавця електроенергії

Запропонований спосіб порівняння ціни блокових заявок на біржі електроенергії з абсолютними значеннями маржинальних цін в охоплювані заявкою години набагато спрощує алгоритми прийняття рішень, не погіршуючи при цьому прозорість механізму торгів.

3.9 Зональне врахування мережевих обмежень на ринку «на добу наперед». Загальний огляд

Одним із центральних сегментів лібералізованих моделей ринків електроенергії є ринок «на добу наперед» (РДН), який в країнах Європи часто реалізується як біржа електроенергії, де забезпечується конкурентний відбір виробників та постачальників електроенергії. На біржі електроенергії вирішується завдання визначення балансу між попитом та пропозицією на електроенергію на основі визначення точки перетину кривих попиту та пропозиції щодо купівлі-продажу електроенергії. Такий баланс зводиться шляхом розрахунку результату двостороннього аукціону, метою якого є досягнення максимуму «функції добробуту» при визначенні маржинальної ціни та рівноважного обсягу електроенергії.

Критерії цільової функції розрахунку результатів аукціону з купівлі-продажу електроенергії передбачають мінімізацію дисбалансу між попитом та пропозицією на електроенергію за умов максимізації сумарної вартості електроенергії, визначеної у виграшних заявках покупців (постачальників електроенергії), та мінімізації сумарної вартості електроенергії, визначеної у виграшних заявках продавців (виробників електроенергії).

Однією з принципових проблем функціонування ринку РДН є питання необхідності врахування технологічних обмежень, і перш за все – обмежень на транспортування електроенергії. На ринках електроенергії різних країн це питання розв’язується по-різному. Основні підходи до врахування цього фактору на РДН різних країн наведено на рис. 3.36.

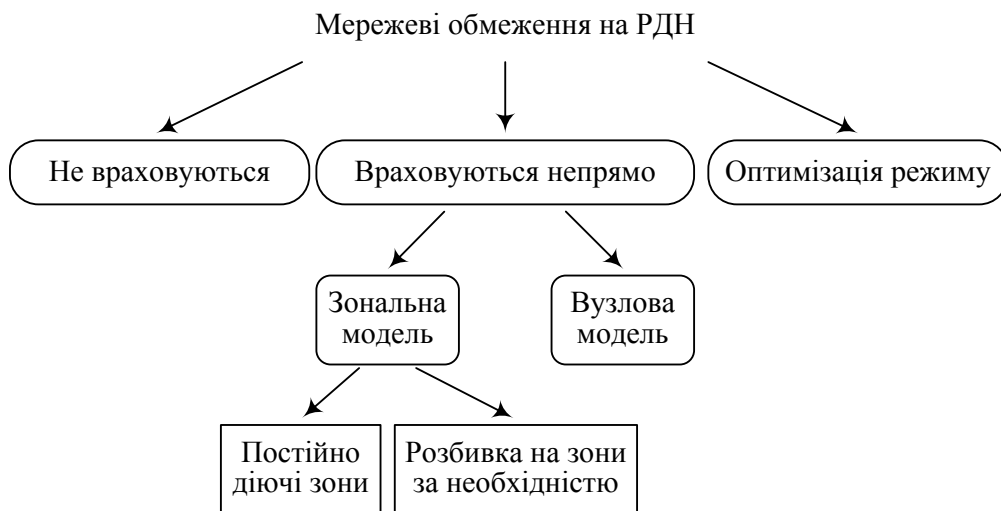


Рис. 3.36 – Основні підходи до врахування технологічних обмежень на РДН різних країн

Один з найпростіших підходів – ігнорування обмежень на транспортування електроенергії. Так, в багатьох країнах Європи, де на РДН реалізовано суто фінансовий механізм балансування попиту та пропозиції на електроенергію, а саме – біржові торги, – питання мережевих обмежень розглядається тільки в сегменті балансуючого ринку (БР). У цьому разі виробники електроенергії подають на БР цінові пропозиції як щодо додаткового завантаження виробничих потужностей, так і щодо розвантаження, тобто зменшення визначеного в інших сегментах ринку (двосторонніх договорах та/або РДН) рівня навантаження виробничих потужностей.

Очевидною перевагою такого підходу є простота функціонування РДН як біржі електричної енергії. Тим часом неврахування мережевих обмежень у сегменті РДН має низку недоліків. Так, коригування графіків навантажень, визначених під час укладання двосторонніх договорів та РДН, призводить до зниження рівня адекватності цінових показників, отриманих у цих сегментах оптового ринку електроенергії. Крім того, виробники електроенергії добровільно погоджуються на зменшення рівня навантаження виробничих потужностей лише за умови збереження запланованого рівня прибутку. Врахування компенсацій втраченого прибутку в цінових пропозиціях «на розвантаження» на БР призводить до необґрунтованого завищення вартості електроенергії для споживачів та появи виплат виробникам електроенергії за фактично не вироблену електроенергію.

Такий підхід до врахування мережевих обмежень в енергосистемі прийнятний, у першу чергу, для енергосистем із «сильними зв'язками», де проблема обмежень на транспортування електроенергії виникає порівняно рідко, або в тих випадках, коли врахування мережевих обмежень не впливає суттєво на РДН (наприклад, у Франції) та на укладання двосторонніх договорів. Тим часом в електроенергетичних системах, для яких характерні високий рівень складності мережевих зв'язків та істотний вплив на режимні показники технологічних обмежень, неврахування мережевих обмежень на РДН призведе до неадекватності результатів торгів, отриманих у цьому сегменті ринку, та до зниження практичної цінності РДН у цілому.

Інший надзвичайний підхід до проблеми врахування обмежень на транспортування електроенергії – виконання комплексної оптимізації режиму за технологічними й економічними критеріями. Такий підхід виправданий лише для тих випадків, коли мережеві обмеження на транспортування електроенергії мають визначальний вплив на розв'язання завдання економічної диспетчеризації, тобто коли технологічні обмеження унеможливають оптимізацію за економічними критеріями. Комплексна оптимізація режиму характеризується відсутністю стимулів розвитку як для виробників, так і для постачальників електроенергії. У більшості країн Європи такий підхід до врахування мережевих обмежень неприйнятний і далі не розглядатиметься.

У деяких країнах, що реалізують біржові торги на РДН, мережеві обмеження враховуються не прямо, без моделювання та оптимізації режиму енергосистеми. Способи врахування обмежень на транзит електроенергії при цьому залежать від багатьох чинників. Причому найпростіший підхід – проведення на РДН ізольованих аукціонів для зон, розділених «слабкими» системними зв'язками, є апіорі неприйнятним внаслідок істотного підвищення вартості електроенергії для споживачів. Як показано на рис. 3.37, вартість електроенергії формується з таких складових (для наочності не враховується вартість електроенергії за двосторонніми договорами): обсяги електроенергії, купленої на РДН за ціною РДН, та обсяги електроенергії, купленої на БР за ціною БР.

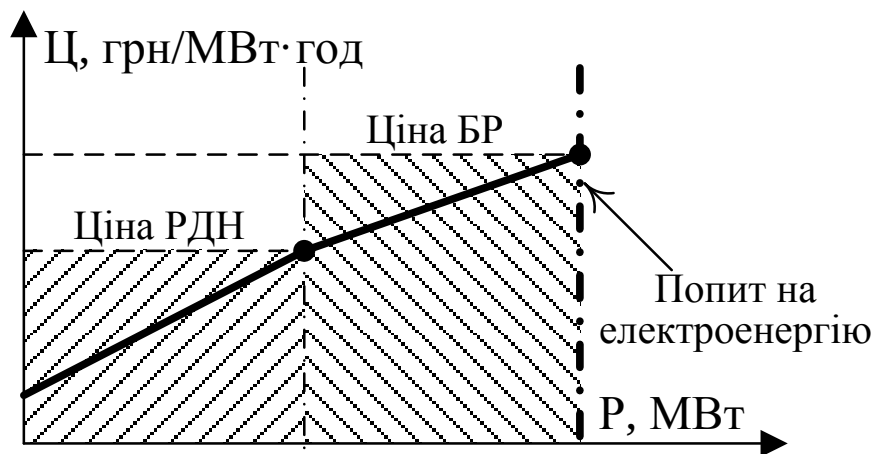


Рис. 3.37 – Складові формування вартості електроенергії

Балансування попиту та пропозицій окремо щодо кожної зони енергосистеми призводитиме до зниження обсягів електроенергії, купленої в сегменті РДН (що детальніше буде показано далі). Водночас для задоволення попиту на електроенергію виробничі потужності, відхилені на РДН, все одно залучатимуться в сегменті БР, але вже за більш високою ціною. У результаті збільшуватиметься вартість електроенергії для споживачів та зменшуватимуться можливості з експорту електроенергії.

Вочевидь, для мінімізації впливу мережевих обмежень на вартість електроенергії слід організувати таку модель торгів на РДН, яка дозволяла б враховувати перетоки електроенергії між виділеними фрагментами енергосистеми.

Для цього умовно виділяються «слабкі» зв'язки, що розділяють єдину енергосистему на кілька зон з умовно вільними перетоками електроенергії всередині (ЗВП), та здійснюється визначення на РДН балансу між попитом та пропозицією на електроенергію з урахуванням пропускної спроможності цих зв'язків. При цьому виникає питання вибору способу визначення вартості електроенергії в кожній ЗВП та підходів до зведення загального балансу попиту і пропозиції в енергосистемі з огляду обмеження на транзит електроенергії. Усі розроблені методи розв'язання означеного завдання умовно розподіляються на дві основні групи: вузлове ціноутворення та зональне ціноутворення. Кожен з цих підходів має свої переваги та недоліки, основні з яких відображено на рис. 3.38.

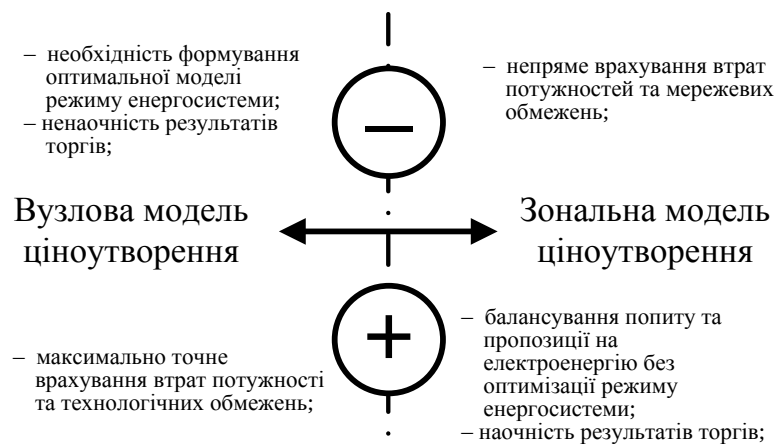


Рис. 3.38 – Переваги та недоліки вузлової та зональної моделей ціноутворення

Сьогодні розроблено різні алгоритми розрахунків вузлових цін на електроенергію, проте всі ці методи базуються на моделі оптимізації режиму енергосистеми з різними ступенями деталізації параметрів прогнозованого режиму. Тобто вузлова модель врахування мережевих обмежень на РДН передбачає розв'язання завдання оптимізації балансу активної потужності в енергосистемі з огляду на заявки та пропозиції учасників ринку та втрат на передачу електричної енергії.

Часто за умови високого ступеня складності структури електричних мереж практично неможливо виділити енергетичні вузли, між якими здійснюються перетоки міжсистемними зв'язками. Тому модель вузлового ціноутворення є неприйнятною в таких випадках.

На противагу вузловій моделі ціноутворення в країнах Європи широко використовується зональна модель ціноутворення. Ця модель передбачає розрахунок результатів аукціону та врахування мережових обмежень без розрахунків оптимального режиму енергосистеми. Залежно від частоти виникнення мережових обмежень, які необхідно враховувати на РДН, використовуються методи проведення торгів, якими враховуються постійно діючі цінові зони (як, наприклад, в Німеччині), або методи, якими розподіл єдиної енергосистеми країни на кілька цінових зон здійснюється лише в разі порушення обмежень щодо міжсистемних зв'язків (наприклад, в Італії).

Розглянемо основні принципи проведення аукціону з використанням зональної моделі ціноутворення для двох зон (рис. 3.39).

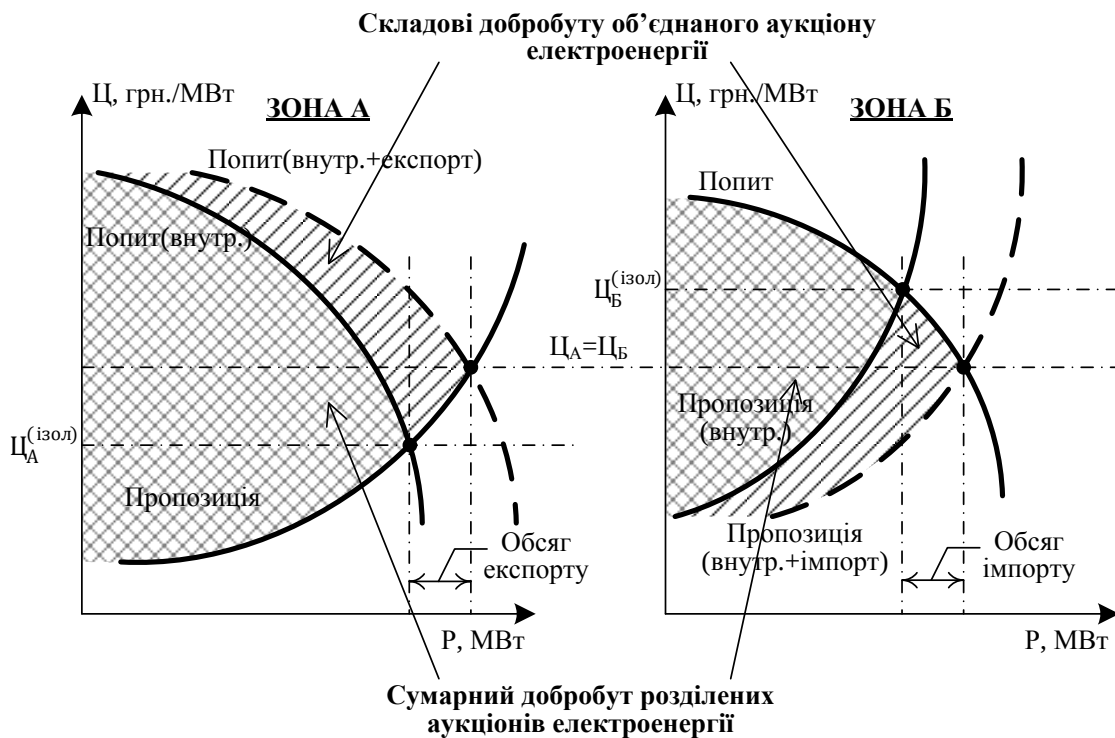


Рис. 3.39 – Основні принципи проведення аукціону з використанням зональної моделі ціноутворення для двох зон

Нехай енергосистема поділена на дві зони (Зону А та Зону Б), між якими здійснюється експорт електроенергії із Зони А до Зони Б. У разі проведення біржових торгів окремо щодо кожної зони, визначаються відповідні зональні ціни, причому $P_A^{(isol)} < P_B^{(isol)}$.

Врахування експорту/імпорту в аукціонах кожної зони приводить до збільшення рівня «добробуту» в ринках електроенергії цих зон. За достатньо високого рівня пропускної здатності ліній, що сполучають Зону А та Зону Б, результати балансування попиту та пропозиції на електроенергію приведуть до однакової величини граничних цін в цих зонах. Такий результат є еквівалентним проведенню об'єднаного аукціону без розбивки на зони.

За наявності обмежень пропускної здатності зв'язків між зонами (рис. 3.40) єдиної граничної ціни на електроенергію в цих зонах досягти не вдається, тобто $\Pi_A^{(об'єд)} \neq \Pi_B^{(об'єд)}$.

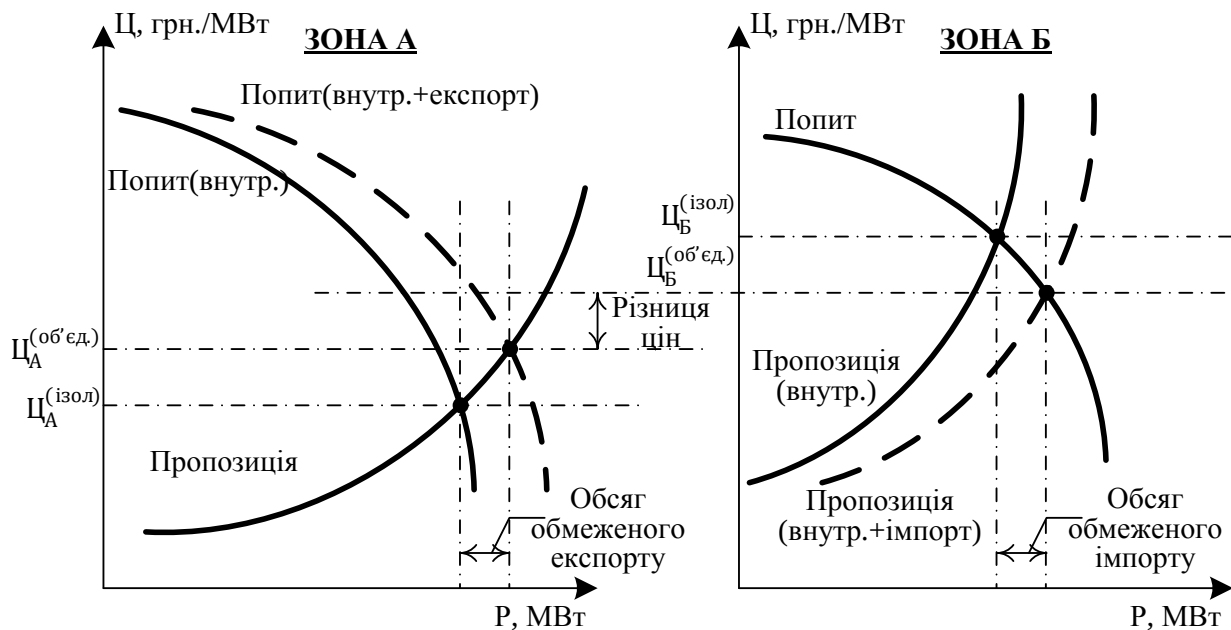


Рис. 3.40 – Приклад наявності обмежень пропускної здатності зв'язків між зонами

Крім того, як видно з рис. 3.40, обмеження обсягів передавання електроенергії від зони А до зони Б призводить до зміни складів прийнятих заявок та пропозицій в обох зонах, що зумовлює необхідність виконувати балансування попиту та пропозицій щодо кожної зони окремо. Таким чином, у разі порушення обмежень на перетоки потужності електричними зв'язками між ЗВП на об'єднаному аукціоні виконується виділення в єдиній енергосистемі ЗВП та балансування попиту та пропозицій в кожній ЗВП окремо з подальшим об'єднанням цих балансів.

Іншим шляхом врахування обмежень на перетоки між ЗВП є подання допустимого обсягу імпорту/експорту у вигляді додаткових заявок/пропозицій на аукціонах щодо кожної ЗВП, як показано на рис. 3.41.

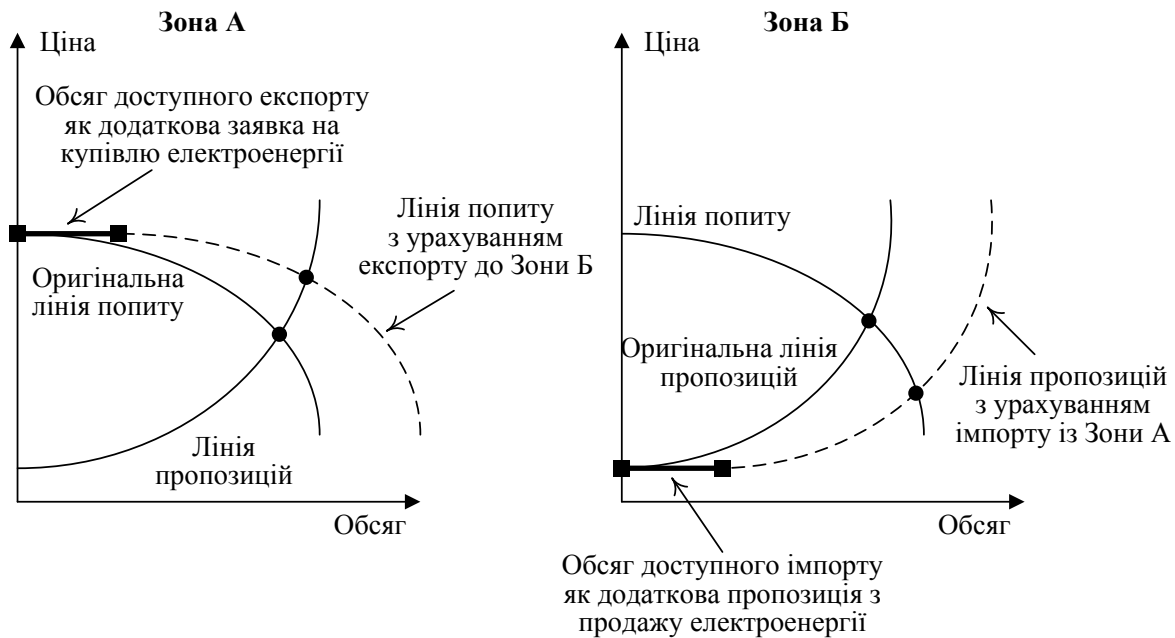


Рис. 3.41 – Приклад подання допустимого обсягу імпорту/експорту у вигляді додаткових заявок/пропозицій

Так, на аукціоні Зони А обсяг експорту електроенергії до зони Б представлено додатковою заявкою на купівлю електроенергії в обсягах, що відповідають пропускній здатності електричних зв'язків між двома зонами. Аналогічно на аукціоні Зони Б обсяг імпорту електроенергії від зони А представлено додатковою пропозицією продажу електроенергії в обсягах, що відповідають пропускній спроможності електричних зв'язків між двома зонами.

Внаслідок врахування мережевих обмежень на РДН виникають області з різними цінами на електроенергію. Проте в більшості країн Європи зберігається єдина ціна на електроенергію для споживачів (наприклад, в Італії) чи для усіх учасників ринку (наприклад, Німеччині). Єдина ціна на електроенергію визначається в результаті спеціального механізму Market Coupling – об'єднання результатів торгів щодо окремих зон в умовно єдиний аукціон.

Врахування мережевих обмежень на РДН істотно ускладнює механізми проведення біржових торгів, що, в свою чергу, призводить до збільшення витрат на впровадження і підтримку системи розрахунків результатів аукціону. Тому цілком прийнятним на початковому етапі впровадження РДН є реалізація біржових торгів без врахування обмежень на транспортування електроенергії, причому надалі механізм торгів на РДН буде розвиватися в напрямку врахування мережевих обмежень за необхідності після перевірки системним оператором потокорозподілу через контрольовані перерізи.

Контрольні запитання та завдання для самостійної роботи

1. З якою метою має бути запроваджено аукціонні та біржові торги електричною енергією?
2. Наведіть основні елементи технологічної схеми організаційних заходів щодо забезпечення проведення аукціонів з продажу електричної енергії.
3. Дайте визначення рольової моделі організації біржі електричної енергії. .
4. Яким чином здійснюється реєстрація учасників біржових торгів та проводяться біржові операції?
5. Які функції покладаються на оператора біржових торгів електричною енергією?
6. Що таке «Блокова» та «Цінова» заявки на біржі електричної енергії?
7. У чому полягає і як здійснюється визначення балансу між попитом та пропозицією під час біржових торгів?
9. Які обмеження можуть існувати для біржових контрактів на фізичний продаж електричної енергії?
10. Яким чином здійснюється корегування заявок чи пропозицій на біржі електричної енергії з урахуванням обмежень?

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Казанський С.В. Надійність електроенергетичних систем: навчальний посібник [Текст] / С.В. Казанський, Ю.П. Матеєнко, Б.М. Сердюк. – К.: НТУУ «КПІ», 2011. – 216 с. – ISBN 978-966-622-453-1.
2. Казанський С.В. Світовий досвід організації оптових ринків електричної енергії / Електропанорама. – № 1-2. – 2008.
3. Казанський С.В. Моделі організації ринків електричної енергії / Електропанорама. – № 3. – 2008.
4. Абызов М.А., Хлебников В.В. Формирование рынка электроэнергии: зарубежный опыт // Энергия: экономика, техника, экология. – 2003, № 12.
5. Арлоу Д., Нейштадт И. UML 2 и Унифицированный процесс. Практический объектно-ориентированный анализ и проектирование, 2-е издание. – Пер. с англ. – СПб: Символ Плюс, 2007. – 624 с.
6. Баринов В.А. Особенности управления электроэнергетикой стран мира в рыночных условиях // Энергетик. – 2003, № 6.
7. Блайшчак Г. Системные услуги в условиях рынка // Электричество. – 2001, № 10.
8. Блінов І.В., Корхмазов Г.С. Використання штучних нейронних мереж для розв'язання задачі короткострокового прогнозування оптових ринкових цін на електричну енергію // Праці ІЕД НАНУ. Тем. вип.: Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуючого ринку). – 2009, с. 15 – 22.
9. Блінов І.В. Зональне ціноутворення як спосіб врахування мережеских обмежень на біржі електроенергії // Проблеми загальної енергетики. – 2011. – № 2(25), с. 49 – 53.
10. Блінов І.В., Парус Є.В. Аспекти протиріч логіки прийняття та відхилення блокових заявок на біржі електроенергії: теоретичний огляд // Електропанорама. – 2012. – № 6, с. 36 – 39.
11. Бронников В., Кулагина В., Грузинская О., Шеберстов А. О начале работы по оздоровлению предприятий ТЭК // Энергетическая политика Украины. – 2005, – № 9.
12. Вербинский В.В. Европейские уроки реформирования электроэнергетики // Энергетическая политика Украины. – 2004, № 10.

13. Воропай Н.И. Глобальные тенденции в энергетике на рубеже столетий // Энергия: экономика, техника, экология. – 2000, № 12.
14. Гамм А.З., Голуб И.И. Графовый подход к определению адресности поставок электроэнергии и адресности потерь // Труды Международной конф. «Проблемы современной электротехники», Техническая электродинамика. – Киев, 2002, С. 102 – 106.
15. Евдокимов В.А. Первые шаги на пути перехода к новой модели рынка электрической энергии Украины // Реформирование энергетического рынка Украины. Международный Энергетический Инвестиционный Форум. – EFI – 2009, с. 11 – 14.
16. Казанская Е.Г. Торговля электроэнергией на основе двусторонних договоров и организация работы энергобиржи. // Реформирование энергетического рынка Украины. Международный Энергетический Инвестиционный Форум. – EFI – 2009, с. 17 – 20.
17. Кириленко О.В., Блінов І.В., Корхмазов Г.С., Попович В.І. Рольова модель конкурентного оптового ринку електричної енергії в Україні: концептуальна схема, сегменти та ролі учасників / Праці ІЕД НАНУ. - Вип. 25. – 2010. С. 5 – 13.
18. Кириленко О.В., Корхмазов Г.С., Попович В.І. Оптовый рынок электрической энергии: модели та стандарти // Техн. электродинамика. – 2007. – Ч. 1, с. 62 – 67. – (Тем. вип.: Силовая электроника та энергоефективність).
19. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В. Визначення результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії // Проблеми загальної енергетики. – 2010. – № 3(23). – С. 5 – 12.
20. Концепція функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України, схвалена постановою КМУ від 16.11.2002 р. №1789.
21. Розпорядження Кабінету Міністрів України «Про схвалення плану заходів щодо реалізації положень Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України» від 28 листопада 2007 р. N 1056-р.
22. ETSO Scheduling System. Implementation Guide Version // ETSO. – April 2003. – 141 p.
23. IEC/TR 62325-101. – Framework for energy market communications. General guidelines. – 2005. – 38 p.

24. IEC/TR 62325-102. – Framework for energy market communications. Energy market model example // IEC TC 57. – 2005 – 42 p.
25. The Harmonised Electricity Market Role Model // ETSO. - December 2008. – 25 p.
26. Power exchange spot market trading in Europe: theoretical considerations and empirical evidence// OSCOGEN. – 2002, p. 29.
27. Meeus L. Power exchange auction trading platform design // Katholieke Universiteit Leuven . – 2006. – p.p.152. (ISBN 90-5682-722-7).
28. EMCC optimizer 2.0 // EMCC – Market Coupling Company. – Version 2.0 – 2009. – P. – 15.
29. EPEX Spot Operational Rules // EPEX Spot. – 2012. – P. – 35.
30. Elspot Market Regulations // Nord Pool Spot AS . - Version 1.– 2011. P. 7.