

**ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО ОЗНАК МОНОПОЛЬНОГО (ДОМІНУЮЧОГО)
СТАНОВИЩА НА ЗАГАЛЬНОДЕРЖАВНОМУ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ,
ЯКА КУПУЄТЬСЯ ДП «ЕНЕРГОРИНОК» З МЕТОЮ ЗДІЙСНЕННЯ ДІЯЛЬНОСТІ З
ОПТОВОГО ПОСТАЧАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ОПТОВОМУ РИНКУ
ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ**

**ОСНОВНІ ЗАСАДИ ФУНКЦІОНУВАННЯ ОПТОВОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ
ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ, ДОГОВІР МІЖ ЧЛЕНАМИ ОПТОВОГО РИНКУ
ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ**

Відповідно до статті 15 Закону України «Про електроенергетику» купівля всієї електричної енергії, виробленої на електростанціях, потужність чи обсяг відпуску яких перевищують граничні показники (крім випадків, передбачених цим Законом), та весь її оптовий продаж здійснюються на Оптовому ринку електричної енергії України (ОРЕ). Функціонування інших оптових ринків електричної енергії в Україні забороняється.

Діяльність на ОРЕ регламентується, зокрема, такими основними нормативними документами:

Законом України «Про електроенергетику», яким визначені правові, економічні та організаційні засади діяльності в електроенергетиці і який регулює відносини, пов'язані з виробництвом, передачею, постачанням і використанням енергії, забезпеченням енергетичної безпеки України, конкуренцією та захистом прав споживачів.

Договором між членами ОРЕ;

- двосторонніми договорами купівлі-продажу електроенергії, що укладаються оптовим постачальником з членами ринку в рамках Договору;

- двосторонніми зовнішньоекономічними контрактами (договорами), що укладаються оптовим постачальником з іноземними партнерами на імпорт та експорт електроенергії;

- ліцензіями НКРЕКП (НКРЕ) на право здійснення підприємницької діяльності з виробництва, передачі та постачання електроенергії за регульованим та нерегульованим тарифами;

- рішеннями Уряду України та постановами НКРЕКП (НКРЕ).

Відповідно до статті 15 Закону України «Про електроенергетику» ОРЕ функціонує з додержанням таких вимог:

- усі суб'єкти господарської діяльності з виробництва, передачі, розподілу та постачання електричної енергії мають рівноправний доступ до ОРЕ та послуг електричних мереж після отримання відповідної ліцензії на право здійснення цих видів діяльності;

- електрична енергія продається та купується за Правилами ОРЕ;

- ціни на електричну енергію генеруючих компаній та оптові ціни визначаються за Правилами ОРЕ;

- усі учасники ОРЕ укладають договори купівлі-продажу електричної енергії із суб'єктом підприємницької діяльності, який здійснює оптове постачання електричної енергії відповідно до договору, на підставі якого створюється ОРЕ;

- у кожному розрахунковому періоді (місяці) забезпечується оплата вартості електричної енергії та послуг, закуплених у цьому періоді оптовим постачальником електричної енергії, у рівному відсотку кожній енергогенеруючій компанії (за винятком суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії – мікро-, міні- та малим гідроелектростанціям) та підприємству, яке здійснює централізоване диспетчерське управління ОЕС України і передачу електричної енергії

магістральними та міждержавними електричними мережами. Ця оплата забезпечується з урахуванням остаточних платежів відповідно до договору, на підставі якого створено ОРЕ.

Згідно із Законом України «Про електроенергетику» оптовий ринок електричної енергії України створюється на підставі Договору між членами ОРЕ (ДЧОРЕ), сторонами якого є виробники, постачальники електричної енергії, оптовий постачальник електроенергії (ДП «Енергоринок»), а також підприємство, що здійснює диспетчерське (оперативно-технологічне) управління об'єднаною енергетичною системою (ОЕС) України та передачу електроенергії магістральними та міждержавними електромережами (НЕК «Укренерго»).

У договорі визначаються мета та умови діяльності, права, обов'язки та відповідальність сторін. Договір між членами оптового ринку електричної енергії України (ДЧОРЕ) укладений 15 листопада 1996 року.

Правила Оптового ринку електричної енергії України (Правила ОРЕ) є невід'ємною частиною ДЧОРЕ і визначають механізм функціонування ОРЕ, порядок розподілу навантажень між генеруючими джерелами, правила формування ринкової ціни на електричну енергію.

Органами управління ОРЕ згідно з ДЧОРЕ є: Загальні збори членів ОРЕ та Рада ОРЕ.

За рішенням Ради ОРЕ виконання організаційно-технічних заходів щодо підготовки до проведення Щорічних загальних зборів покладається на Секретаріат Ради ОРЕ, функції якого виконує ДП «Енергоринок».

Одним з основних організаційних принципів, реалізованих у діючій моделі ОРЕ, є самоврядування, яке забезпечується діяльністю представницького органу - Ради ОРЕ.

Відповідно до ДЧОРЕ, Рада виступає у ролі представників Сторін при його виконанні і не є самостійною юридичною особою або об'єднанням.

Рада ОРЕ є виконавчим органом між Загальними зборами учасників ОРЕ та здійснює загальний нагляд за роботою ДП «Енергоринок», системи забезпечення функціонування ОРЕ, за виконанням умов ДЧОРЕ та пов'язаних з цим зобов'язань.

Відповідно до законодавства про захист економічної конкуренції ДЧОРЕ є узгодженими діями, на які Антимонопольним комітетом України було надано дозвіл, а ОРЕ функціонує у формі антиконкурентних узгоджених дій та є передбаченим Законом України «Про електроенергетику» об'єднанням суб'єктів господарювання електроенергетичної галузі, які, набувши статусу сторони ДЧОРЕ, узгоджують свої дії щодо розподілу ринків збуту й цін і зберігають свою власність на засоби виробництва і продукцію.

При цьому, будь-які зміни до Договору між членами ОРЕ та додатків до нього можуть впливати як на учасників Оптового ринку електричної енергії України, так і на стан конкуренції на цьому ринку.

Враховуючи викладене, усі зміни і доповнення до Договору між членами ОРЕ, Правил ОРЕ та інших додатків ДЧОРЕ відповідно до законодавства про захист економічної конкуренції мають бути обов'язково погоджені з Антимонопольним комітетом України.

Крім того, ДЧОРЕ та усі зміни і доповнення до ДЧОРЕ, Правил ОРЕ та інших додатків ДЧОРЕ погоджуються з центральним органом виконавчої влади, що здійснює управління в електроенергетиці, НКРЕКП.

Сторони Оптового ринку електричної енергії України. На цей час учасниками ОРЕ є близько 400 суб'єктів господарської діяльності всіх форм власності, які отримали відповідну ліцензію державного органу регулювання на певний вид діяльності та приєдналися до ДЧОРЕ. Створення ОРЕ було здійснено за організаційною схемою, якою передбачається самоврядування та прозорість у прийнятті рішень.

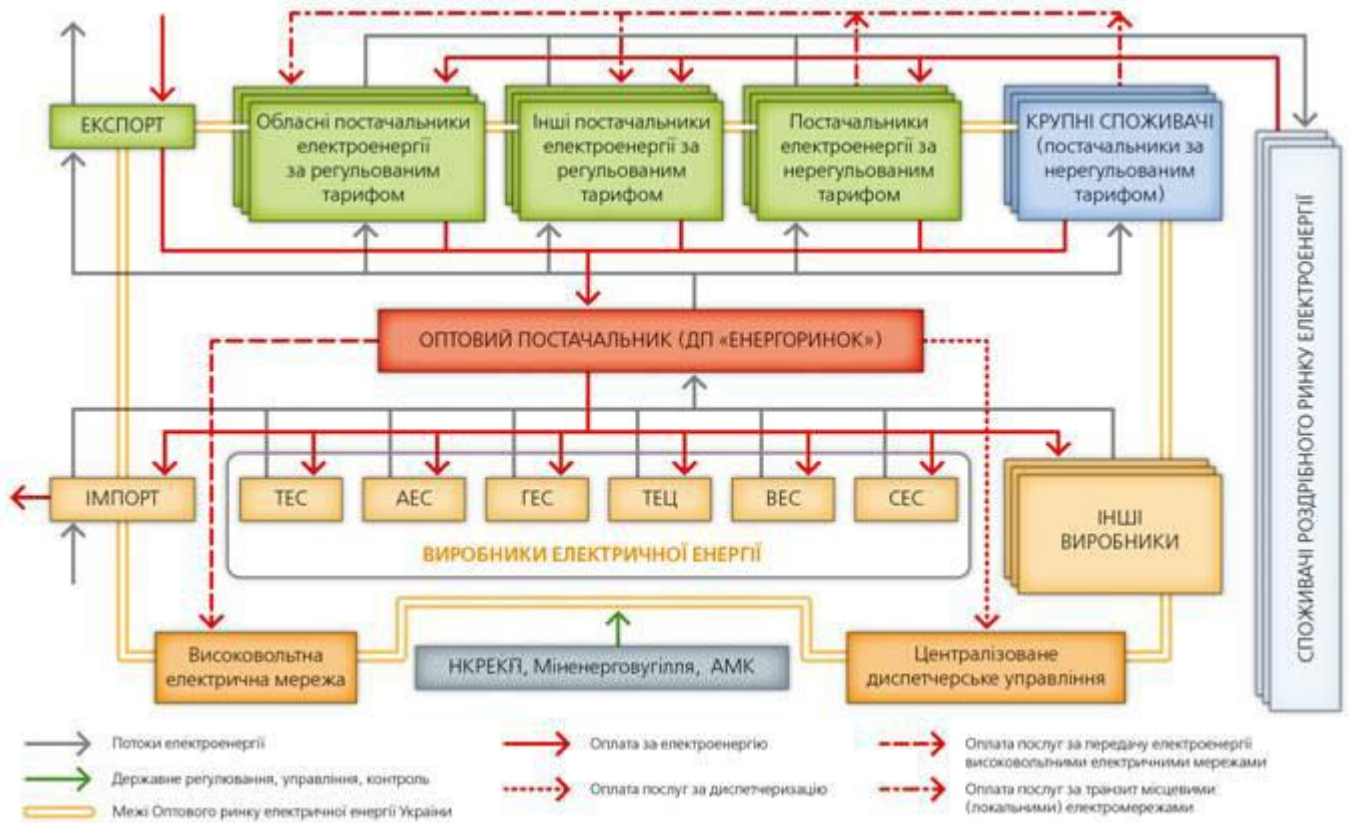


Схема функціонування ОРЕ

Протягом 2013 – 2014 років та першого півріччя 2015 року до складу учасників ринку входили:

1. Виробники електроенергії, з яких:

- 5 енергогенеруючих компаній теплових електростанцій (14 ТЕС), які працюють за щоденними погодинними ціновими заявками;
- 1 національна атомна енергетична компанія, яка поєднує 4 атомні електростанції, 1 гідроелектростанцію, 1 гідроакumuлюючу електростанцію та 1 вітроелектростанцію;
- 1 енергогенеруюча компанія гідравлічних електростанцій, яка поєднує 9 найбільших ГЕС;
- 45 теплоелектроцентралей та інші виробники малої потужності (блок-станції);
- більше 130 виробників різних форм власності, які виробляють електричну енергію з альтернативних (поновлюваних) джерел енергії, у тому числі ВЕС, малі ГЕС, СЕС.

2. Оптовий постачальник електричної енергії - ДП «Енергоринок», який забезпечує функціонування ОРЕ, зокрема, розроблення графіку навантаження, визначення оптової ринкової ціни, здійснення розрахунків з виробниками.

3. Оператор Магістральних та Міждержавних електромереж - ДП «НЕК «Укренерго», який здійснює передачу електроенергії магістральними та міждержавними електричними мережами та диспетчеризацію на підставі графіку навантаження, розроблених ДП «Енергоринок».

4. Постачальники електроенергії різних форм власності, що купують електроенергію на ринку і здійснюють її постачання споживачам та з метою подальшого експорту, у тому числі:

2. ДВОСТОРОННІ ДОГОВІРНІ ВІДНОСИНИ НА ОПТОВОМУ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ, ТОВАРИ (РОБОТИ, ПОСЛУГИ), ЩО ПРОДАЮТЬСЯ ЗА ДВОСТОРОННІМИ ДОГОВОРАМИ

Відповідно до Закону України «Про електроенергетику», нормативними документами НКРЕКП (НКРЕ) та ДЧОРЕ між членами ОРЕ двосторонні договори щодо купівлі-продажу товарів (робіт, послуг), які обертаються на ОРЕ, укладається між Оптовим постачальником електричної енергії (ДП «Енергоринок») та іншими членами ОРЕ, зокрема, щодо:

1. Оптової купівлі електричної енергії (з виробниками електричної енергії та її імпортерами).
2. Оптового продажу електричної енергії (з постачальниками електричної енергії).
3. Централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління об'єднаною енергосистемою України та передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електромережами (з ДП «НЕК «Укренерго»).

Договірні відносини з виробниками електричної енергії

Згідно з пунктом 2.3.1 ДЧОРЕ, кожний член ОРЕ зобов'язаний продавати всю вироблену та імпортовану електричну енергію ДП «Енергоринок» на ОРЕ згідно з ДЧОРЕ та двосторонніми договорами, укладеними відповідно до нього.

Відповідно до пункту 3.1 ДЧОРЕ обов'язком ДП «Енергоринок» є, зокрема купівля електричної енергії від Виробників та оплата її згідно з ДЧОРЕ та двосторонніми договорами. Купівля електричної енергії від інших суб'єктів підприємницької діяльності, які проводять продаж на Оптовому ринку.

ДП «Енергоринок» (лист від 13.08.2015 № 01/31-9506, зареєстрований у Комітеті 14.08.2015 за № 8-128/7350) повідомило наступне:

«Відповідно до вимог Закону ДП «Енергоринок» здійснює купівлю електричної енергії від її виробників та продаж усієї електричної енергії постачальникам за двосторонніми договорами, які всі учасники ОРЕ укладають з ДП «Енергоринок» відповідно до пункту 2.3.1 ДЧОРЕ. Уся електрична енергія, що купується та продається ДП «Енергоринок», має відповідати нормам якості, визначеним державними стандартами, зокрема, Межгосударственный стандарт ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», введений в дію в якості державного стандарту України наказом Держстандарту України від 18 червня 1999 №354 з 01.01.2000 ДСТУ 13109-97 «Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення».

Відповідно до проаналізованих договорів між ДП «Енергоринок» та виробниками електричної енергії, предметом договору визначено, що відповідний виробник зобов'язується продавати, а ДП «Енергоринок» зобов'язується купувати електроенергію, вироблену виробником, та здійснювати її оплату відповідно до умов таких договорів (наприклад договори ДП «Енергоринок» з ТОВ «ДТЕК Східенерго» (від 01.04.2002 № 1034/01), ПАТ «Центренерго» (від 07.09.1999 № 71/01-ЕР), з ПАТ «Донбасенерго» (від 31.08.1999 № 70/01-ЕР), з ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго» від 30.08.1999 № 69/01-ЕР, з ПАТ «ДТЕК Західенерго» від 17.08.1999 № 62/01-ЕР, з ДП «НАЕК «Енергоатом» від 18.05.2001 № 698/05-НАЕК/640/01, з ПАТ «Укргідроенерго» від 31.01.2006 № 3304/01, з ДПЗД «Укрінтеренерго» від 31.10.2008 № 4297/02 та з ТОВ «Дунайська СЕС-1» від 19.10.2015 № 9000/2).

Виробники електричної енергії, залежно від умов продажу електричної енергії в ОРЕ, поділяються на:

- виробників, які працюють за ціновими заявками, – енергогенеруючі підприємства теплових електростанцій (а саме: ПАТ «Центрэнерго», ПАТ «Донбасэнерго», ПАТ «ДТЕК Дніпроэнерго», ТОВ «ДТЕК Східенерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго»),
- виробників, які не працюють за ціновими заявками – енергогенеруючі підприємства атомних, гідроенергетичних та гідроакумуючих станцій, теплоелектроцентралі, вітрові електростанції, когенераційні, парогазові та газотурбінні установки, які здійснюють продаж електричної енергії в ОРЕ за тарифами, затвердженими НКРЕКП.

Згідно з підрозділами 8.1-8.7 Правил ОРЕ для виробників, що працюють за ціновими заявками, визначаються погодинні значення таких платежів:

- платіж за відпущену в ОРЕ електричну енергію;
- платіж за відхилення фактичного виробітку від заданого графіка для створення резерву і виконання вимог системи;
- зменшення платежу блоку за порушення режиму роботи;
- зменшення платежу за недотримання планових термінів капітального, середнього та поточного ремонтів;
- платіж за робочу потужність;
- платіж за маневреність;
- платіж за пуск блоку (корпусу);
- платіж за розвантаження нижче мінімально допустимого складу обладнання станції.

Також, згідно з підрозділом 8.8 Правил ОРЕ та відповідно до місячних величин, встановлених постановами НКРЕКП, для виробників, що працюють за ціновими заявками, визначаються погодинні значення таких платежів:

- додатковий платіж на реконструкцію та модернізацію енергетичного обладнання виробника;
- додатковий платіж на виконання законодавчих актів та урядових рішень, погашення безнадійного боргу;
- додатковий платіж на вирішення будь-якого спірного питання, у зв'язку з уточненням вимірів або іншим узгодженим коригуванням;
- додатковий платіж на будівництво блоків виробникам, які працюють за ціновими заявками;
- додатковий платіж на зменшення платежу виробнику, який працює за ціновими заявками, за користування додатково отриманими коштами;
- зменшення платежу виробнику за порушення Порядку реалізації плану реконструкції та модернізації теплових електростанцій.

Згідно з підрозділами 8.9 та 8.10 Правил ОРЕ для виробників, що працюють за ціновими заявками, визначається сумарний платіж та середньозважена ціна на продану в ОРЕ за розрахункову добу.

Після закінчення звітної місяця згідно з пунктом 8.19.1 Правил ОРЕ для відповідного (конкретного) виробника, що працює за ціновими заявками, визначається середньозважена ціна згідно з результатами щоденних розрахунків платежів наростаючим підсумком за звітний місяць, яка надається до НКРЕКП для затвердження на звітний місяць тарифів на електричну енергію, продану в ОРЕ виробниками електричної енергії, що працюють за ціновими заявками.

Купівля оптовим постачальником електричної енергії (ДП «Енергоринок») інших товарів (робіт, послуг), крім електричної енергії, у виробників електричної енергії законодавством у сфері електроенергетики та ДЧОРЕ не передбачена.

Відповідно до укладених між ДП «Енергоринок» та виробниками електричної енергії, що працюють за ціновими заявками, договорів [з ТОВ «ДТЕК Східенерго» (від 01.04.2002

№ 1034/01), ПАТ «Центренерго» (від 07.09.1999 № 71/01-ЕР), з ПАТ «Донбасенерго» [від 31.08.1999 № 70/01-ЕР), з ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго» (від 30.08.1999 № 69/01-ЕР], з ПАТ «ДТЕК Західенерго» (від 17.08.1999 № 62/01-ЕР)), електрична енергія є єдиним товаром, який продається виробником електричної енергії, що працює за ціновими заявками, та купується їй, відповідно, оплачується ДП «Енергоринок».

При цьому між ДП «Енергоринок та виробниками електричної енергії, що працюють за ціновими заявками, не укладено жодних договорів щодо купівлі-продажу у таких виробників додаткових товарів (робіт послуг), зокрема послуг з робочої потужності, маневреності, пуску блоку (корпусу) тощо.

ДП «Енергоринок» (лист від 13.08.2015 № 01/31-9506, зареєстрований у Комітеті 14.08.2015 за № 8-128/7350) повідомило наступне:

«Платежі, які нараховуються виробникам, які працюють за ціновими заявками, за робочу потужність, маневреність, пуски, тощо, не являються платою за надання таким виробником окремих послуг. Тому що, в діючій моделі ринку вся вироблена електрична енергія виробниками, які працюють за ціновими заявками, продається Оптовому постачальнику, і на теперішній час не передбачено окремого сегмента ринку з надання додаткових послуг. Додаткові платежі (за робочу потужність, маневреність, тощо) для виробників, які працюють за ціновими заявками, входять до загального тарифу за продажу товарну продукцію в ОРЕ, і являються стимулюючими платежами для виробників.»

Зазначена позиція ДП «Енергоринок» підтверджується інформацією, отриманою від виробників електричної енергії, що працюють за ціновими заявками.

ПАТ «Донбасенерго» (лист від 22.07.2015 № 01-1.1/02757, зареєстрований у Комітеті 22.07.2015 за № 8-128/6323) повідомило:

«Відповідно до Двостороннього договору від 31.08.1999 №70/01-ЕР між ДП «Енергоринок» та ПАТ «Донбасенерго» продається електроенергія, а не послуга робочої потужності, маневреності, пуску блоку тощо. Всі платежі (за робочу потужність, маневреність, пуск блоку тощо) є складовою тарифу на продажу електроенергії. Тому платежі, що нараховуються Товариству під час здійснення діяльності, пов'язаної з продажем електричної енергії на Оптовому ринку електричної енергії України за ціновими заявками, є платою за електроенергію.»

Договірні відносини з постачальниками електричної енергії за регульованим та за нерегульованим тарифом

Відповідно до статті 1 Закону України «Про електроенергетику» оптове постачання електричної енергії - купівля електричної енергії, формування її оптової ціни та продаж електричної енергії за оптовою ціною енергопостачальникам.

При цьому енергопостачальники - це учасники оптового ринку електричної енергії України, які купують електричну енергію на цьому ринку з метою її продажу та/або постачання споживачам або з метою її експорту та/або імпорту.

Відповідно пункту 2.1 Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з оптового постачання електричної енергії, затверджених постановою Національної комісії з питань регулювання електроенергетики України від 16 грудня 1996 р. № 256 (далі - Умови та Правила № 256), оптовий постачальник (надалі – ОП) має здійснювати, зокрема, оптове постачання електричної енергії.

Відповідно до пункту 3.4.4 Умов та Правил № 256 ДП «Енергоринок» здійснює продаж електричної енергії учасникам ОРЕ згідно з ДЧОРЕ та Правилами ОРЕ.

Відповідно до пункту 3.4.5 Умов та Правил № 256 продаж усієї електричної енергії кожному постачальнику електричної енергії здійснюється на підставі договорів купівлі-продажу між ОП та постачальником, що укладаються відповідно до ДЧОРЕ. Умови цього договору мають відповідати типовому договору, затвердженому НКРЕ та погодженому з Антимонопольним комітетом України.

Відповідно до пункту 2.4 Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії за нерегульованим тарифом, затверджених постановою Національної комісії з питань регулювання електроенергетики України від 12 серпня 1996 року № 36 (далі – Умови та Правила № 36), постачальник електричної енергії за нерегульованим тарифом повинен закуповувати електроенергію в ОП відповідно до умов його діяльності.

Відповідно до пункту 2.7 Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії за регульованим тарифом, затверджених постановою Національної комісії з питань регулювання електроенергетики України від 13.06.1996 № 15/1 (надалі - Умови та Правила № 15/1), постачальник електричної енергії за регульованим тарифом повинен закуповувати електроенергію на ОРЕ відповідно до умов його діяльності та здійснювати належне проведення розрахунків з ОП, а також із суб'єктом підприємницької діяльності, що здійснює передачу електроенергії, належної постачальнику електричної енергії за регульованим тарифом, якщо електрична енергія постачається мережами, які не є його власністю.

Постачальник електричної енергії за регульованим тарифом укладає договір купівлі-продажу електричної енергії з ОП відповідно до договору, на підставі якого створюється оптовий ринок електричної енергії.

Отже, постачальники електричної енергії за нерегульованим тарифом та за регульованим тарифом купують електричну енергію на Оптовому ринку електричної енергії України з метою її подальшого перепродажу та/або імпорту.

Зазначене підтверджується умовами договорів укладених між ДП «Енергоринок» та відповідними ПНТ або ПРТ.

Так, відповідно до договору від 30.03.2011 № 6857/02 між ДП «Енергоринок» та ТОВ «Центр енергетичного моделювання», договору від 15.01.2007 № 3908/02 між ДП «Енергоринок» та СТ «Колос», договору від 30.04.2008 № 4674/01/2-30/04 між ДП «Енергоринок» та АК «Харківобленерго» ДП «Енергоринок» зобов'язується продавати, а відповідний постачальник зобов'язується купувати електроенергію та здійснювати її оплату відповідно до умов такого договору.

Крім того, на ОРЕ закуповують електричну енергію окремі суб'єкти господарювання, що здійснюють діяльність з виробництва електричної енергії, а саме ПАТ «Укргідроенерго» та ДП «НАЕК «Енергоатом», для закачки ГАЕС, ТОВ «ТЕК» та ТОВ «Східенерго» з метою компенсації втрат за напрямом ENTSO-E, ПАТ «ДТЕК Донецькобленерго» та ТОВ «ЛІЕО» на НКТ, ДПЗД «Укрінтеренерго» для компенсації втрат за напрямом «Росія» та ENTSO-E, а також для забезпечення електропостачання Автономної Республіки Крим.

Враховуючи зазначене, на Оптовому ринку електричної енергії України оптовий постачальник електричної енергії за умовами відповідних двосторонніх договорів продає а ліцензіати з постачання електричної енергії за регульованим тарифом та ліцензіати з постачання електричної енергії за нерегульованим тарифом (а також в окремих випадках інші суб'єкти господарювання - члени ОРЕ) купують електричну енергію.

Договірні відносини між ДП «Енергоринок» та ДП «НЕК «Укренерго»

Відповідно до Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами, затверджених постановою Національної комісії з питань регулювання електроенергетики України від 11 жовтня 1996 р. № 152 (далі - Умови та Правила № 152), ліцензіат з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами має здійснювати:

- передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами;
- централізоване диспетчерське управління об'єднаною енергосистемою України;
- планування розвитку магістральних та міждержавних електромереж;
- інші функції відповідно до договору між членами оптового ринку електричної енергії.

Враховуючи зазначене, діяльність з надання послуг з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами та централізоване диспетчерське управління об'єднаною енергосистемою України здійснюється єдиним суб'єктом господарювання.

Відповідно до Умов та Правил № 152 ліцензіат з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами під час здійснення діяльності з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами може укласти наступні договори:

1. Про централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління об'єднаною енергосистемою України та передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електромережами, який погоджується НКРЕ (пункт 3.4.2 Умов та Правил № 152).
2. Про надання допоміжних засобів (пункт 2.3.1 Умов та Правил № 152).
3. Про приєднання/від'єднання до/від магістральних та міждержавних електричних мереж.

Відповідно до Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з оптового постачання електричної енергії, затверджених постановою Національної комісії з питань регулювання електроенергетики України від 16 грудня 1996 р. № 256 (далі - Умови та Правила № 256), оптовий постачальник електричної енергії (далі – ОП):

- укладає із суб'єктом підприємницької діяльності, який здійснює підприємницьку діяльність з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електромережами, договір про централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління ОЕС України та передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електромережами, який погоджується НКРЕ.

Пунктом 3.9.2 Умов та Правил № 152 передбачено, що ліцензіат з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами застосовує тариф на передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електромережами (далі - тариф). Цей тариф підлягає регулюванню і затверджується НКРЕ.

При цьому тариф затверджується НКРЕ на один рік і включає:

- плату за передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами та централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління об'єднаною енергосистемою України;

- капіталовкладення в реконструкцію та перспективний розвиток магістральних та міждержавних електричних мереж, а також об'єктів, які забезпечують вирішення загальносистемних завдань централізованого диспетчерського управління;
- фінансування допоміжних засобів;
- інші витрати, передбачені чинним законодавством

Крім того, відповідно до вимог законодавства у сфері електроенергетики та умов ДЧОРЕ на Оптовому ринку електричної енергії України двосторонні договори купівлі-продажу послуг з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами, включаючи централізоване диспетчерське управління об'єднаною енергосистемою України та продажу потужності і допоміжних засобів, укладаються виключно між оптовим постачальником електричної енергії – ДП «Енергоринок» (покупець, споживач) та суб'єктом господарювання, що здійснює передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами, включаючи централізоване диспетчерське управління об'єднаною енергосистемою України.

Враховуючи зазначене, на Оптовому ринку електричної енергії України оптовий постачальник електричної енергії за умовами відповідних двосторонніх договорів закупає, а ліцензіат з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними мережами продає послуги з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами, включаючи централізоване диспетчерське управління об'єднаною енергосистемою України, та надання допоміжних засобів.

Отже, в Україні функціонує єдиний Оптовий ринок електричної енергії України, на якому у відповідних часових проміжках в межах території України існує попит та пропозиція на відповідні товари (роботи, послуги), який функціонує відповідно до статті 15 Закону України «Про електроенергетику» та ДЧОРЕ.

При цьому аналіз існуючих договірних відносин дозволяє виокремити наступні ринки, які функціонують у складі єдиного Оптового ринку електричної енергії:

- 1) Загальнодержавний ринок електричної енергії, яка купується ДП «Енергоринок» з метою здійснення діяльності з оптового постачання електричної енергії на Оптовому ринку електричної енергії України (ринок генерації).
- 2) Загальнодержавний ринок електричної енергії, яка продається ДП «Енергоринок» з метою здійснення діяльності з оптового постачання електричної енергії на Оптовому ринку електричної енергії України (ринок оптового продажу електроенергії).
- 3) Загальнодержавний ринок послуг з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами, включаючи централізоване диспетчерське управління об'єднаною енергосистемою України та надання допоміжних засобів, які купуються ДП «Енергоринок» з метою здійснення діяльності з оптового постачання електричної енергії на ОРЕ (ринок послуг з передачі електроенергії).

3. СХЕМА АДМІНІСТРУВАННЯ ЗАГАЛЬНОДЕРЖАВНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ЯКА КУПУЄТЬСЯ ДП «ЕНЕРГОРИНОК» З МЕТОЮ ЗДІЙСНЕННЯ ДІЯЛЬНОСТІ З ОПТОВОГО ПОСТАЧАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ОПТОВОМУ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

Державними органами, які здійснюють функції регулювання та управління в електроенергетиці України, у тому числі на ОРЕ, є Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), та Міністерство енергетики та вугільної промисловості України (Міненерговугілля України).

При цьому Міненерговугілля України згідно з Положенням про Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, затвердженим Указом Президента України від 06.04.2011 № 382/2011, відповідно до покладених на нього завдань:

- визначає пріоритетні напрями розвитку паливно-енергетичного комплексу;
- забезпечує нормативно-правове регулювання у паливно-енергетичному комплексі;
- інформує та надає роз'яснення щодо здійснення державної політики у паливно-енергетичному комплексі;
- формує прогнозний баланс електроенергії об'єднаної енергетичної системи України;
- створює експлуатуючу організацію (енергокомпанію) для забезпечення безпечної експлуатації атомних електростанцій.

НКРЕКП, згідно з Положенням про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженим Указом Президента України від 10.09.2014 № 715/2014, відповідно до покладених на неї завдань:

1) Бере участь у формуванні та забезпеченні реалізації єдиної державної політики у сферах функціонування ринків електричної енергії, природного газу, нафти та нафтопродуктів, у сферах теплопостачання, централізованого водопостачання і водовідведення, перероблення та захоронення побутових відходів.

2) Здійснює ліцензування господарської діяльності у сферах електроенергетики, теплопостачання, централізованого водопостачання і водовідведення та у нафтогазовому комплексі відповідно до вимог чинного законодавства.

3) Розробляє і затверджує:

- умови та правила провадження ліцензованої діяльності (далі - ліцензійні умови);
- порядки (методики) формування цін і тарифів на товари (послуги), що виробляються (надаються) суб'єктами природних монополій та суб'єктами, що провадять діяльність на суміжних ринках у сферах електроенергетики, теплопостачання, централізованого водопостачання і водовідведення, перероблення та захоронення побутових відходів, на ринках природного газу, нафти та нафтопродуктів.

4) Бере участь у регулюванні платіжно-розрахункових операцій у сферах електроенергетики, теплопостачання, централізованого водопостачання і водовідведення, перероблення та захоронення побутових відходів, на ринку природного газу відповідно до законодавства.

5) Установлює ціни (тарифи) на електричну енергію, тарифи на її передачу та постачання.

6) Погоджує в межах своїх повноважень договір між членами оптового ринку електричної енергії та додатки до нього.

7) Визначає відповідність ліквідації, реорганізації у формі злиття, приєднання, участі в об'єднаннях, а також придбання або відчуження більш як 25 відсотків часток (акцій, паїв) активів суб'єктів господарської діяльності у сферах електроенергетики, теплопостачання, централізованого водопостачання та водовідведення і більш як 10

відсотків часток (акцій, паїв) активів суб'єктів господарської діяльності на ринку природного газу ліцензійним умовам провадження господарської діяльності.

8) Формує та веде реєстр об'єктів електроенергетики, що використовують альтернативні джерела енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії - лише малих гідроелектростанцій), а також реєстри суб'єктів природних монополій, діяльність яких регулюється НКРЕКП.

При цьому НКРЕКП відповідно до компетенції:

- встановлює алгоритм розподілу коштів з поточного рахунка із спеціальним режимом використання оптового постачальника електричної енергії, порядок визначення відрахувань коштів на поточні рахунки постачальників електричної енергії за регульованим тарифом та на поточний рахунок із спеціальним режимом використання оптового постачальника електричної енергії, приймає рішення щодо здійснювати утримання коштів для окремих членів ОРЕ тощо;

- встановлює тарифи для виробників, що працюють не за ціновими заявками;

- встановлює ціни купівлі Оптовим постачальником імпортованої електричної енергії, - встановлення тарифи для виробників, що працюють за ціновими заявками, які розраховуються з ДП «Енергоринок» відповідно до обсягів відпущеної в ОРЕ кожним з таких виробників електричної енергії та нарахованих їх погодинних платежів за звітний період (за відпущену електричну енергію, маневреність потужність тощо). При цьому НКРЕКП впливає на обсяг таких платежів шляхом погодження/затвердження/встановлення ряду показників, зокрема:

- погоджує допустиме відхилення рівня цінових заявок (затверджується Радою ринку та погоджується НКРЕКП);

- погоджує ступінь залежності погодинної ціни робочої потужності від нерівномірності графіка необхідного покриття (затверджується Радою ринку та погоджується НКРЕКП);

- погоджує граничний відносний діапазон регулювання (встановлюється Радою ринку за погодженням НКРЕКП);

- встановлює граничну ціну системи при відсутності ціноутворюючих блоків;

- погоджує коефіцієнти маневреності, які застосовуються при визначенні мінімальної ціни за маневреність (затверджується Радою ринку та погоджується НКРЕКП);

- погоджує ціну 1 МВт оперативного резерву блоків (затверджується Радою ринку та погоджується НКРЕКП);

- погоджує ціну 1 МВт резерву потужності блоків (затверджується Радою ринку та погоджується НКРЕКП);

- погоджує частки коштів, що можуть бути нараховані за першу групу робочої потужності виробникам, які працюють за ціновими заявками (затверджується Радою ринку та погоджується НКРЕКП);

- затверджує прогнозовану оптову ринкову ціну;

- погоджує допустиме відхилення прогнозованої оптової ринкової ціни для кожної доби у період прогнозування від затвердженої НКРЕ прогнозованої оптової ринкової ціни (затверджується Радою ринку та погоджується НКРЕКП).

Детальний опис впливу НКРЕКП на ціноутворення на досліджуваному ринку наведено в розділі 7.

4. ХАРАКТЕРИСТИКА ДЖЕРЕЛ ЗАДОВОЛЕННЯ ПОПИТУ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЮ НА ЗАГАЛЬНОДЕРЖАВНОМУ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ЯКА КУПУЄТЬСЯ ДП «ЕНЕРГОРИНОК» З МЕТОЮ ЗДІЙСНЕННЯ ДІЯЛЬНОСТІ З ОПТОВОГО ПОСТАЧАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ОПТОВОМУ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

Виробництво електричної енергії - господарська діяльність, пов'язана з перетворенням енергетичних ресурсів будь-якого походження, у тому числі альтернативних джерел енергії, на електричну енергію за допомогою технічних засобів з метою її продажу на підставі договору (стаття 1 Закону України «Про електроенергетику»).

Виробництво електричної енергії здійснюється на електростанціях - електроустановках або групах електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії або комбінованого виробництва електричної та теплової енергії.

При цьому Державна інспекція з енергетичного нагляду за режимами споживання електричної і теплової енергії в листі від 16.04.2015 № 01/12-1911 (вх. від 20.04.2015 № 6-01/3269) зазначає:

«На території України всі виробники електричної енергії, незалежно від виду технологічного процесу, який застосовується для виробництва електричної енергії (спалювання органічного палива, контрольована ядерна реакція, перетворення енергії сонця, вітру, води, скидного потенціалу технологічних процесів тощо) об'єднані за ознакою однорідності та призначення виробленого продукту – електроенергії.

«...»

Тобто, до споживача електрична енергія потрапляє через електромережу об'єднаної енергетичної системи України (сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, інших об'єктів електроенергетики, які об'єднані спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної і теплової енергії при централізованому управлінні цим режимом), і за своїми споживчими властивостями не відрізняється незалежно від способу (технології) її вироблення».

Відповідно до статті 13 Закону України «Про електроенергетику» діяльність з виробництва електричної енергії здійснюється за умови отримання відповідної ліцензії, яка видається Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП).

При цьому, відповідно до статті 13 Закону України «Про електроенергетику» діяльність з виробництва електричної енергії суб'єктів господарювання без ліцензії дозволяється, якщо величина встановленої потужності чи відпуск електричної енергії менші за показники, визначені в умовах і правилах здійснення господарської діяльності з виробництва електричної енергії.

Відповідно до Переліку суб'єктів господарської діяльності, які мають ліцензії з виробництва електричної енергії; передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами; передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами (розподілу електричної енергії [передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами]); постачання електричної енергії за регульованим тарифом; оптового постачання електричної енергії (далі – Перелік ліцензіатів), розміщеного на офіційному веб-сайті НКРЕКП, станом на 01.11.2015 ліцензію з виробництва електричної енергії має **263** суб'єкти господарювання.

Виробництво електроенергії в Україні протягом 2011-2014 років мало різноспрямовану динаміку. Так, у 2012 році загальні обсяги виробництва електроенергії

зросли на 2 відсотки, а в 2013-2014 роках – зменшилися сумарно на 8 відсотків. Зниження обсягів виробництва електроенергії в 2013 році (-2,5 відсотки до 2012 року.) спричинене економічною кризою. Різке падіння обсягів виробництва електроенергії у 2014 році (-6 відсотків до 2013 року) обумовлене анексією Криму, військовими діями на Донбасі та суттєвим зменшенням обсягів промислового виробництва.

Електроенергія в Україні виробляється атомними (АЕС) та тепловими (ТЕС) електростанціями, теплоелектроцентралями (ТЕЦ), гідроелектростанціями (ГЕС), гідроакумулюючими станціями (ГАЕС), блок-станціями (БС), а також з альтернативних джерел. Одночасно до України імпортується електрична енергія, вироблена в інших державах.

Найбільшими виробниками електроенергії в Україні є АЕС та ТЕС, які в якості енергоносія використовують, відповідно, ядерне паливо та енергетичне вугілля. Значно менші обсяги електроенергії виробляються теплоелектроцентралями, що в основному забезпечують опалення та гаряче водопостачання населення і в якості палива використовують природний газ, енергетичне вугілля (основне паливо) та мазут (резервне паливо).

Відповідно до інформації, розміщеної на офіційному веб-сайті ДП «НЕК «Укренерго», загальна встановлена потужність електричних станцій ОЕС України на кінець 2015 року буде становити (без енергогенеруючих об'єктів ВЕЗ «Крим») 55,8 тис. МВт, з яких 61,4 відсотка припадає на теплові електростанції (ТЕС, ТЕЦ, блок-станції), 24,8 відсотків – на атомні електростанції (АЕС), 11,1 відсотка – на гідроелектростанції (ГЕС) і гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС), 2,7 відсотка – на електростанції, що працюють на альтернативних джерелах енергії.

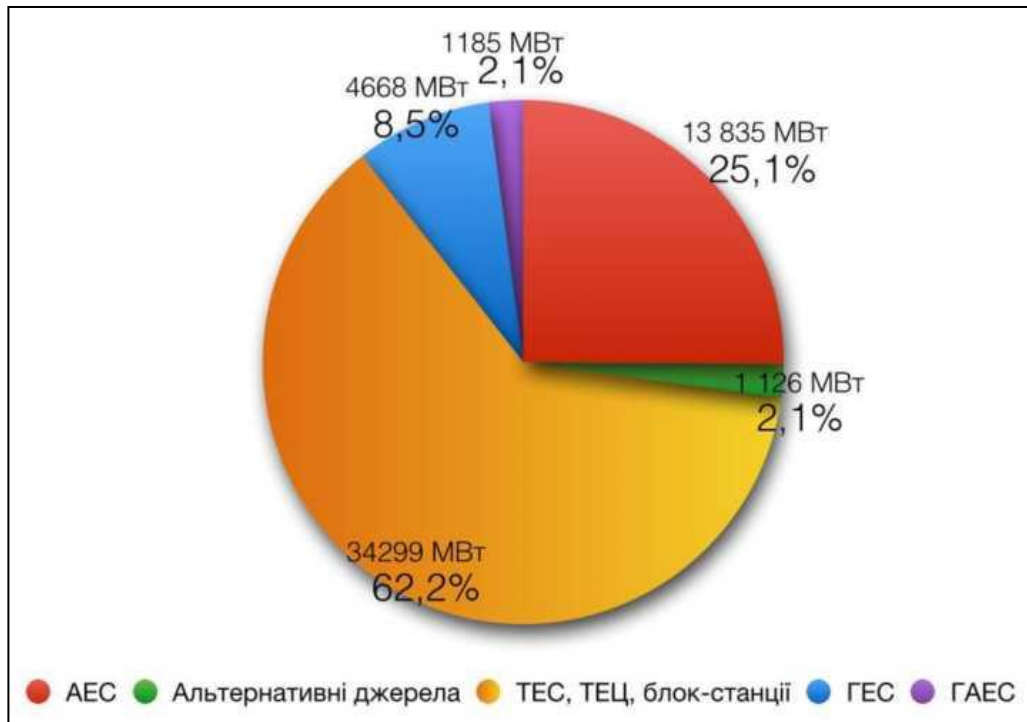
Основні генеруючі потужності ОЕС України зосереджені в:

- п'яти енергогенеруючих компаніях – ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго», ПАТ «Донбасенерго», ПАТ «Центренерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго», ПАТ «ДТЕК Східенерго», які загалом експлуатують 14 ТЕС із блоками одиничною потужністю 150, 200, 300 і 800 МВт, та на трьох великих ТЕЦ (Харківська ТЕЦ-5, Київські ТЕЦ-5 і 6) з енергоблоками 100 (120) МВт та 250 (300) МВт інших компаній. Загальне число енергоблоків на ТЕС і ТЕЦ становить 106 одиниць, у тому числі потужністю: 100 (120) МВт – 4, 150 МВт – 6, 200 МВт – 42, 250 МВт – 5, 300 МВт – 42, 800 МВт – 7 одиниць;

- ДП «НАЕК «Енергоатом», на чотирьох атомних електростанціях якого перебуває в експлуатації 15 енергоблоків, з яких 13 – з реакторами ВВЕР-1000 потужністю по 1 000 МВт і 2 – з реакторами ВВЕР-440 потужністю 415 та 420 МВт. Крім того, на балансі компанії знаходиться Ташлицька ГАЕС, що наразі експлуатує два гідроагрегати;

- ПАТ «Укргідроенерго», яке має у своєму складі каскади гідроелектростанцій на річках Дніпро й Дністер із загальним числом гідроагрегатів – 103 одиниці;

- частка інших виробників електричної енергії у сукупному обсязі виробництва електричної енергії в Україні є порівняно незначною.



**Структура генеруючих потужностей
ОЕС України станом на 01.01.2015**
(джерело :офіційний веб-сайт ДП «НЕК «Укренерго»)

Відповідно до інформації ДП «Енергоринок» сукупний обсяг виробленої електричної енергії становив:

- у 2013 році 193 564 337 МВт*год;
- у 2014 році 182 415 444 МВт*год;
- у першому півріччі 2015 року 81 052 176 МВт*год.

При цьому відповідно до інформації ДП «Енергоринок», середньогодинний виробіток електричної енергії становив:

1. АЕС – у 2013 році 9 498 МВт за годину, у 2014 році 10 090 МВт за годину, у першому півріччі 2015 року 10 230 МВт за годину.
2. ТЕС – у 2013 році 8 938 МВт за годину, у 2014 році 7 081 МВт за годину, у I півріччі 2015 року 5 829 МВт за годину. У тому числі, ГК ТЕС, що входять до складу групи ДТЕК, – у 2013 році 6 212 МВт за годину, у 2014 році 5 572 МВт за годину, у першому півріччі 2015 року 4 331 МВт за годину.
3. ГЕС, ГАЕС – у 2013 році 1 608 МВт за годину, у 2014 році 1 025 МВт за годину, у першому півріччі 2015 року 876 МВт за годину.
4. ТЕЦ – у 2013 році 1 608 МВт за годину, у 2014 році 1 025 МВт за годину, у першому півріччі 2015 року 876 МВт за годину.
5. Виробниками, що здійснюють виробництво електричної енергії з використанням ВДЕ - у 2013 році 175 МВт за годину, у 2014 році 230 МВт за годину, у першому півріччі 2015 року 219 МВт за годину.

Енергогенеруючі компанії ТЕС. Енергоблоки генеруючих компаній ТЕС працюють на ОРЕ за ціновими заявками на конкурентній основі. Енергогенеруючі компанії ТЕС - члени ОРЕ:

- ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго»;
- ПАТ «Центренерго»;

- ПАТ «ДТЕК Західенерго»;
- ТОВ «ДТЕК Східенерго»;
- ПАТ «Донбасенерго»;

Сумарна встановлена потужність енергоблоків ТЕС становить близько 27 337 МВт.

При цьому питома вага електричної енергії, виробленої генеруючими компаніями ТЕС, сукупному обсязі в ОРЕ становила:

- у 2013 році - 40,33 відсотка;
- у 2014 році - 37,37 відсотка;
- у першому півріччі 2015 року - 30,72 відсотка.

Енергогенеруюча компанія АЕС. Державне підприємство «Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом» (ДП «НАЕК «Енергоатом»), відповідно до інформації, розміщеної на офіційному веб-сайті ДП «НАЕК «Енергоатом»), є оператором чотирьох діючих атомних електростанцій України, на яких експлуатується 15 атомних енергоблоків, з яких 13 типу ВВЕР-1000 і два – ВВЕР-440, загальною встановленою потужністю 13 835 МВт. Основна мета діяльності ДП «НАЕК «Енергоатом» – збільшення виробництва електроенергії та коефіцієнта використання встановленої потужності АЕС за умови постійного підвищення рівня безпеки експлуатації. До складу компанії входять чотири атомні станції, які є відокремленими підрозділами ДП «НАЕК «Енергоатом» — Запорізька, Рівненська, Южно-Українська, Хмельницька. При цьому, питома вага електричної енергії, виробленої АЕС, у сукупному обсязі в ОРЕ складала:

- у 2013 році - 44,26 відсотки;
- у 2014 році – 50,03 відсотків;
- у I півріччі 2015 року - 53,90 відсотки.

Енергогенеруюча компанія ГЕС. ПАТ «Укргідроенерго» — найбільша гідроенеруюча компанія України, до складу якої входять дев'ять станцій на річках Дніпро та Дністер - Київська, Канівська, Кременчуцька, Дніпродзержинська, Дніпровська, Каховська ГЕС, Київська гідроакмулююча електростанція (ГАЕС), Дністровська ГЕС та Дністровська ГАЕС, яка будується. У 2014 році загальна кількість гідроагрегатів на станціях товариства становила 103, а їхня сумарна встановлена потужність досягла 4668 мВт (що становить 8,5% усієї генеруючої потужності ОЕС України). Компанія забезпечує покриття пікових навантажень, регулювання частоти та потужності, мобільний аварійний резерв в об'єднаній енергосистемі України. При цьому питома вага електричної енергії, виробленої ГЕС та ГАЕС (крім малих), сукупному обсязі в ОРЕ становила:

- у 2013 році - 7,88 відсотка;
- у 2014 році – 5,31 відсотка;
- у I півріччі 2015 року - 4,62 відсотка.

Теплоелектроцентралі та блок-станції. До класу «Виробники» на ОРЕ відноситься один з підкласів - теплоелектроцентралі (ТЕЦ). Сумарна встановлена потужність енергоблоків ТЕЦ становить близько 4.3 тис МВт. ТЕЦ несуть базове навантаження в об'єднаній енергосистемі України, працюють за графіками несення теплового навантаження. Ще одним з підкласів класу Виробників є блок-станції. Це електростанції малої потужності, які працюють в енергетичній системі, але не входять до числа підприємств енергетики за своєю відомчою приналежністю. При цьому, питома вага електричної енергії, виробленої ТЕЦ, у сукупному обсязі в ОРЕ становила:

- у 2013 році - 6,64 відсотка;
- у 2014 році – 5,96 відсотка;
- у I півріччі 2015 року - 6,87 відсотка.

Виробники електроенергії з альтернативних джерел енергії. Енергетичною стратегією України на період до 2030 року, схваленою розпорядженням Кабінету Міністрів України від 24 липня 2013 року № 1071-р, визначено: «Освоєння нетрадиційних і відновлюваних джерел

енергії (НВДЕ) слід розглядати як найважливіший фактор підвищення рівня енергетичної безпеки і зниження антропогенного впливу енергетики на навколишнє середовище. Масштабне використання потенціалу НВДЕ в Україні має не тільки внутрішнє, а й важливе міжнародне значення як вагомий фактор протидії глобальним змінам клімату на планеті, поліпшення загального стану енергетичної безпеки Європи». Питома вага обсягу продажу всіх ВЕС поки незначна і протягом 2013 – 2014 років та першого півріччя 2015 року у загальному обсязі ОРЕ становила **0,56 %**. Інший підклас класу Виробників – малі ГЕС. Питома вага обсягу продажу всіх малих ГЕС протягом 2013 – 2014 років та першого півріччя 2015 року у загальному обсязі ОРЕ складала **0,16 %**. Ще одним напрямом нетрадиційної енергетики є сонячна енергетика. Питома вага обсягу продажу всіх СЕС протягом 2013 – 2014 років та першого півріччя 2015 року у загальному обсязі ОРЕ становила **0,31 %**. Крім цього, одним з напрямів нетрадиційної енергетики є виробництво електроенергії з біомаси та біогазу. Питома вага обсягу продажу цими виробниками протягом 2013 – 2014 років та першого півріччя 2015 року у загальному обсязі ОРЕ становила **0,05 %**.

При цьому питома вага електричної енергії, виробленої з використанням НВДЕ, сукупному обсязі в ОРЕ становила:

- у 2013 році - 0,86 відсотка;
- у 2014 році – 1,21 відсотка;
- у першому півріччі 2015 року - 1,45 відсотка.

ОЕС України працює в паралельному режимі з електроенергетичними об'єднаннями Республіки Білорусь, Молдови, Російської Федерації (ОЕС Центра, ОЕС Півдня), крім так званого «острова Бурштинської електростанції» (включає Бурштинську ТЕС, Калуську ТЕЦ та Терембле-Рікську ГЕС), який синхронізовано з Європейською мережею системних операторів з передачі електроенергії (ENTSO-E). Електричні зв'язки між ОЕС України та суміжними енергосистемами здійснюються по мережах 110-750 кВ.

Реальна структура покриття навантаження значно відрізняється від структури встановленої потужності. Високе базове навантаження АЕС та необхідність забезпечення мінімального складу обладнання ТЕС зумовлює особливості регулювання графіка навантаження тепловими станціями.

Особливості електричної енергії як товару

Електрична енергія (активна) - енергоносіє, який виступає на ринку як товар, що відрізняється від інших товарів особливими споживчими якостями та фізико-технічними характеристиками (одночасність виробництва та споживання, неможливість складування, повернення, переадресування), які визначають необхідність регулювання та регламентації використання цього товару;

При цьому Державна інспекція з енергетичного нагляду за режимами споживання електричної і теплової енергії в листі від 16.04.2015 № 01/12-1911 (вх. від 20.04.2015 № 6-01/3269) зазначає:

«... як будь-яка товарна продукція, електроенергія підлягає стандартизації. Зокрема, вимоги до якості електричної енергії на території України визначаються міждержавним стандартом ГОСТ 1309-97 «Електрична енергія. Електромагнітна сумісність технічних засобів. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення».»

Отже, електрична енергія (далі – електрична енергія, електроенергія) – це енергія, що виробляється на об'єктах електроенергетики і є товарною продукцією, призначеною для купівлі-продажу.

Попит на електричну енергію формується кінцевими споживачами та задовольняється відповідними виробниками.

У зв'язку з одномоментністю споживання та виробництва електричної енергії та неможливістю її зберігання існує необхідність у постійному та безперервному збалансуванні попиту та пропозиції електричної енергії.

Основними споживачами електричної енергії є населення, промислові підприємства, житлово-комунальні господарства, інші юридичні особи

Усі вказані споживачі купують електричну енергію через договори постачання електричної енергії за регульованим тарифом або купівлі-продажу електричної енергії за нерегульованим тарифом у постачальників електричної енергії. Останні у свою чергу купують електричну енергію в оптового постачальника електричної енергії, який за законом має виключне право на купівлю всієї електричної енергії, що виробляється на електростанціях України та імпортується в енергосистему України із суміжних держав.

Попит на електричну енергію не є стабільним.

Величина попиту є постійно змінною та змінюється залежно від часу доби, дня тижня, сезону, погодних умов, потреб промислових споживачів та експортерів.

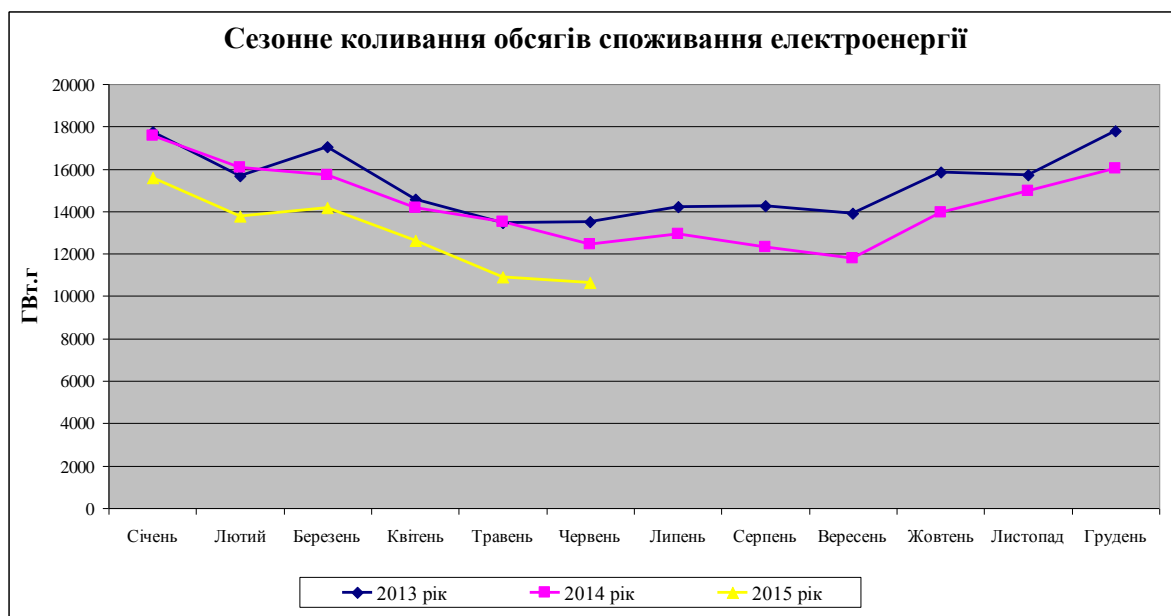
Протягом 2013 – 2014 років та першого півріччя 2015 року сезонні коливання попиту мали такі особливості:

1. Максимум споживання припадає, як правило, на зимові місяці

- грудень 2013 року – 17808 ГВт*год;
- січень 2014 року – 17560 ГВт*год;
- січень 2015 року – 15575 ГВт*год.

2. Мінімум споживання припадає, як правило, на теплу пору року:

- травень 2013 року – 13456 ГВт*год;
- вересень 2014 року – 11782 ГВт*год;
- червень 2015 року – 10658 ГВт*год.



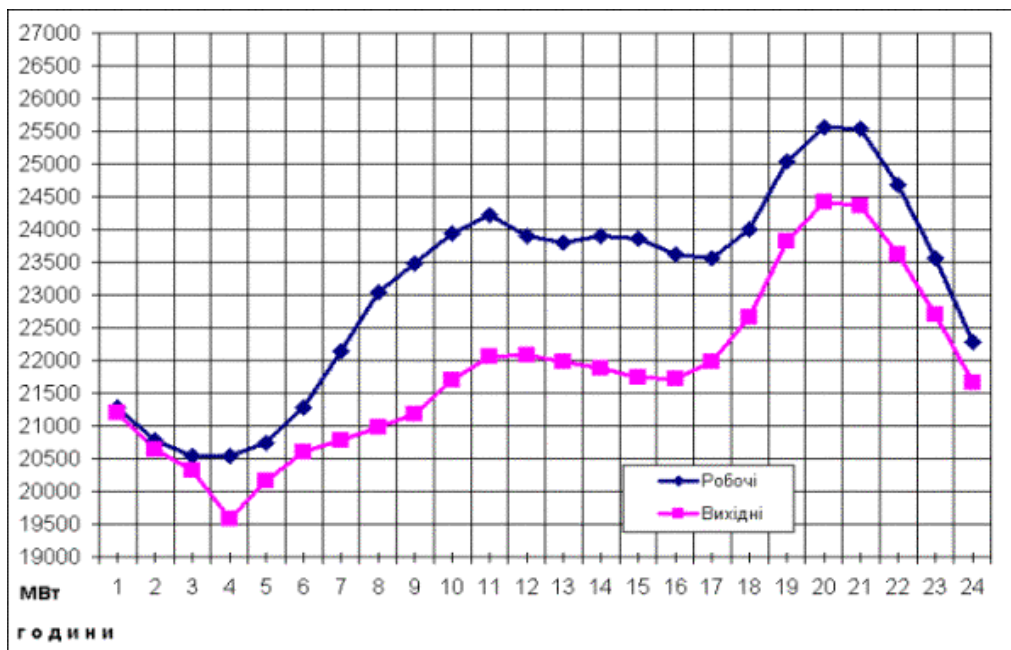
Добові графіки споживання і покриття ОЕС України для різних періодів року характеризуються значною нерівномірністю (в основному – за рахунок приросту побутового і комунального електроспоживання), яка має щорічну тенденцію до зростання.

Як правило, добовому графіку притаманний спад споживання електричної енергії в нічні години, стрімке зростання навантаження у пікові ранкові та вечірні години. При цьому в ОЕС України різниця між піком і провалом становить майже 25 відсотків, тобто на мінімумі попиту споживається майже на чверть менше енергії, ніж на максимумі.

Постійне споживання в системі (тобто те, яке є навіть в години найнижчого попиту) називається базовим навантаженням. Змінна частина споживання (тобто та, яка змінюється протягом доби залежно від попиту) називається маневреним навантаженням.

Базовий попит на електричну енергію, як правило, близько 70 відсотків від максимального добового обсягу попиту на електричну енергію.

Також існує залежність між днем тижня та коливанням попиту на електроенергію.



Нерівномірність добового споживання електричної енергії обумовлює особливі підходи щодо залучення виробників електричної енергії, з урахуванням відповідних видів первинних енергоносіїв, та її імпортерів до його покриття.

Використання маневрених можливостей газомазутних енергоблоків 300-800 МВт, що мають потенційно високий регулюючий діапазон (до 50 відсотків) ускладнене через високу ціну на газ і мазут, ці блоки більшу частину часу перебувають у простої або працюють на технічному мінімумі і не беруть участі в регулюванні графіка навантаження.

У цих умовах основний тягар регулювання графіка навантаження припадає на вугільні блоки 150-200-300 МВт. Унаслідок низької якості вугілля та технічних обмежень (насамперед у зв'язку з технічним зношенням), фактичний регулювальний діапазон вугільних блоків становить до 20-25 відсотків при проектному 30-40 відсотків. Протягом досліджуваного періоду відбувалися щодобові зупинки 7-10 блоків на період нічного зниження навантаження з наступними їх пусками до ранкового/вечірнього максимуму навантаження.

У весняно-літній період, з урахуванням вищезазначених факторів, а також базисного режиму ГЕС у паводковий період, до щодобових зупинок-пусків залучається ще більша кількість енергоблоків ТЕС.

Умови експорту та імпорту електричної енергії регулюються статтею 30 Закону України «Про електроенергетику», відповідно до якої доступ до пропускної спроможності міждержавних електричних мереж з метою здійснення операцій з експорту та/або імпорту електричної енергії мають енергопостачальники, які є членами Оптового ринку електричної енергії України.

Розподілення вільної пропускної спроможності міждержавних електричних мереж здійснюється НЕК «Укренерго» за процедурою електронного аукціону. Доступ до пропускної спроможності міждержавних електричних мереж енергопостачальники отримують за результатами такого аукціону.

Відповідно до Правил Оптового ринку електричної енергії України функції з формування добового диспетчерського графіка навантажень покладені на ДП «Енергоринок». При цьому відповідно до пункту 4 Правил ринку формується прогноз необхідного покриття, який включає в себе прогноз споживання електричної енергії на наступну добу та прогноз зовнішніх перетоків. Отже, при формуванні добового графіку навантаження на наступну добу фактично пріоритетно враховуються обсяги імпортованої електричної енергії з наступним покриттям іншого прогнозного навантаження виробниками, що працюють за ціновими заявками, та виробниками, які не працюють за ціновими заявками.

Відповідно до п. 8.12.1 «Правил Оптового ринку електричної енергії України» операторам зовнішніх перетоків, що здійснюють імпорт електричної енергії, нараховуються платежі за продану до ДП «Енергоринок» електричну енергію за тарифами (цінами), що встановлюються НКРЕКП.

Величина потужності для максимально можливого експорту/імпорту електричної енергії становить:

Країна	Експорт	Імпорт
Румунія	400 МВт	200 МВт
Угорщина	800 МВт	650 МВт
Словаччина	400 МВт	400 МВт
Польща	235 МВт	-
Білорусь	800 МВт	800 МВт
Російська Федерація	3000 МВт	3000 МВт
Молдова	700 МВт	700 МВт
Загалом	6335 МВт / 5385 МВт	5750 МВт

Показник	Динаміка обсягів українського експорту та імпорту електроенергії, частка експорту у виробництві в 2011-2015 роках									
	2011		2012		2013		2014		6 міс. 2015	
	млн. кВт*год	млн дол. США	млн кВт*год	млн дол. США	млн кВт*год	млн дол. США	млн кВт*год	млн дол. США	млн кВт*год	млн дол. США
Експорт	6 322,3	430,5	11 560,8	623,7	9 929,0	580,2	8 523,5	485,9	1 714,3	70,1
<i>Частка експорту у виробництві e/e, %</i>	3,3%	-	5,8%	-	5,1%	-	4,7%	-	2,2%	-
Імпорт	32,4	1,3	88,7	5,7	38,7	1,7	178,0	10,5	1 392,91	64,8

Протягом 2011-2012 років український експорт електроенергії суттєво зріс (майже вдвічі), а в 2013-2014 роках – знизився на 26 відсотків. Частка експорту у виробництві електроенергії зросла з 3,3 відсотка у 2011 році до 5,8 відсотка в 2012 році, знизившись до 4,7 відсотка в 2014 році. В першому півріччі 2015 року частка експорту знизилася до 2,2

відсотка. Основні країни, куди постачалася українська електроенергія, – Угорщина, Білорусь, Молдова і Польща.

Імпорт електроенергії протягом 2011-2014 років залишався незначним та здійснювався за контрактами технічної допомоги, укладеними ДП «НЕК «Укренерго» та ДП «Енергоринок». За 6 місяців 2015 року Україною було різко збільшено імпорт електроенергії (насамперед, з Росії) до 1 392,9 млн. кВт*год (у 8 разів більше порівняно з 2014 роком). Основний постачальник електроенергії протягом 2011-2015 років – Російська Федерація.

Географічна структура українського експорту та імпорту електроенергії у 2011-2015 роках, млн кВт*год					
Країна	2011	2012	2013	2014	6 міс. 2015
Експорт, млн кВт*год					
БІЛОРУСЬ	2 611,40	4 819,60	3 111,50	2 641,00	0,5
МОЛДОВА	603,5	1 008,70	1 452,90	794,7	4,6
РОСІЯ	55,8	0,1	6,4	0	0
ПОЛЬЩА	59,6	1 139,90	999,2	784,1	0
РУМУНІЯ	32,6	189,5	27	0	0
СЛОВАЧЧИНА	701,2	112,4	46,6	89,8	27
УГОРЩИНА	2 258,00	4 290,40	4 285,40	4 213,90	1 682,20
Інші	0,2	0,2	0	0	0
Всього	6 322,30	11 560,80	9 929,00	8 523,50	1 714,30
Імпорт, млн кВт*год					
МОЛДОВА	0,1	9,4	0,1	0,1	0,1
РОСІЯ	32,4	79,4	38,6	177,9	1 392,80
Всього	32,4	88,7	38,7	178	1 392,90

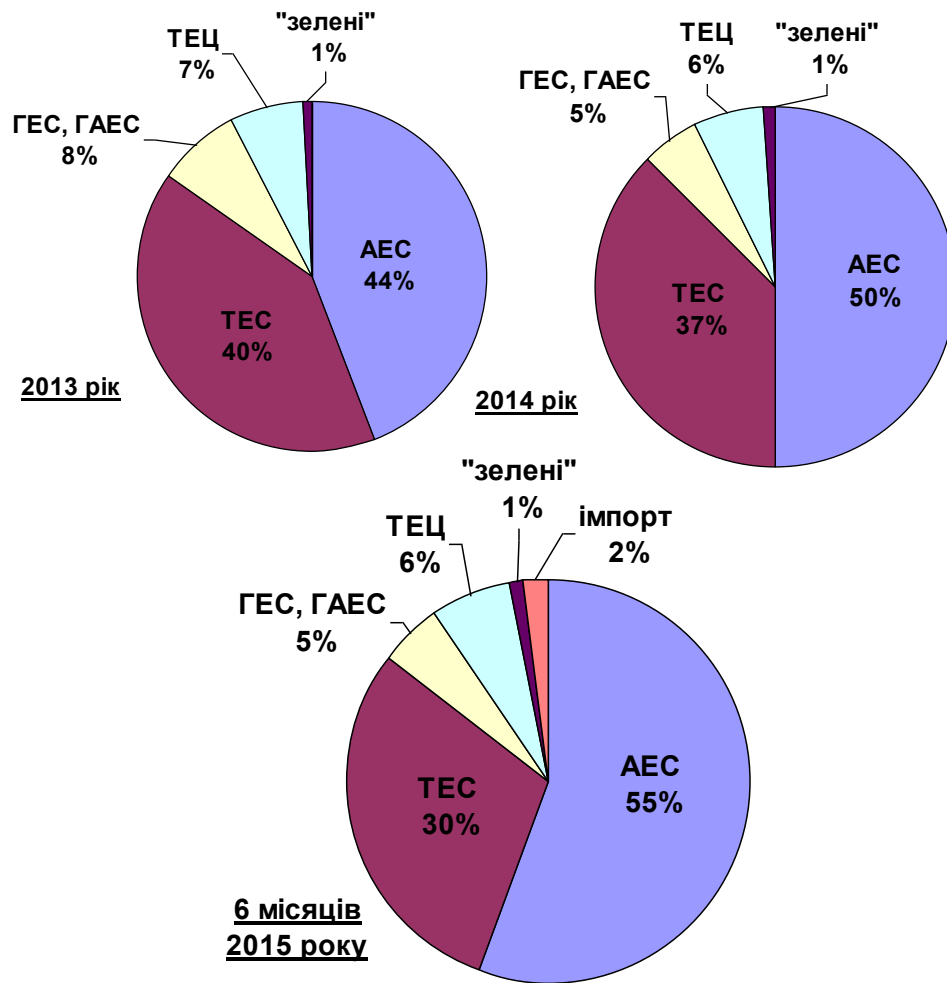
Щодо імпорту електричної енергії, ДП «Енергоринок» у листі від 13.08.2015 № 01/31-9506, зареєстрованому в Комітеті 14.08.2015 за № 8-128/7350, зазначає наступне:

«Положенням про Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, яке затверджено Указом Президента України від 06.04.2011 №382/2011 передбачено, що основними завданнями Міненерговугілля є формування та реалізація державної політики у паливно-енергетичному комплексі. Відповідно до покладених на нього завдань, Міненерговугілля, серед іншого, забезпечує міжнародне співробітництво з питань, що належать до його компетенції. Отже, імпорт електричної енергії здійснюється після прийняття відповідного рішення Міненерговугілля.»

Можливість імпорту електричної енергії через державний кордон України є технічно обмеженою та становить 5 750 МВт за годину.

У разі відсутності у ГК ТЕС необхідних для виробництва електричної енергії обсягів первинного енергоносія (вугілля, газу, мазуту), дефіцит електричної енергії в ОЕС України може бути частково покритий за рахунок імпорту електричної енергії із сусідніх енергетичних систем.

Отже, за встановленою генеруючою потужністю електростанцій найбільший потенціал мають ТЕС, АЕС та ГЕС. При цьому протягом досліджуваного періоду існував профіцит генеруючих потужностей.



Фактична питома вага різних видів генерації в загальному обсягу її продажу в енергоринок має інші пропорції. Протягом 2013 року - першого півріччя 2015 року частка електроенергії, виробленої на атомних станціях, зросла з 44 до 55 відсотків. І, навпаки, частка теплової генерації зменшилася з 40 до 30 відсотків. Одночасно імпорту електроенергії обмежений пропускною здатністю електричних мереж.

Постачання електричної енергії за експортними договорами.

Відповідно до статті 30 Закону України «Про електроенергетику»:

- доступ до пропускної спроможності міждержавних електричних мереж з метою здійснення операцій з експорту та/або імпорту електричної енергії мають енергопостачальники, які є членами оптового ринку електричної енергії України, мають ліцензію на здійснення діяльності з постачання електричної енергії, та не мають простроченої заборгованості за електричну енергію, закуплену на оптовому ринку електричної енергії України (частина перша статті 30);
- організація надання доступу до пропускної спроможності міждержавних електричних мереж здійснюється підприємством, яке здійснює централізоване диспетчерське управління об'єднаною енергетичною системою України і передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами (ДП «НЕК «Укренерго»), у координації із системними операторами та/або операторами системи передачі сусідніх країн (частина четверта статті 30).

Перелік міждержавних перетинів та міждержавних ліній, якими електрична енергія переміщується через митний кордон України, погоджує Міністерство енергетики відповідним наказом.

Станом на сьогодні ДП «НЕК «Укренерго» укладені та діють наступні договори про паралельну роботу:

1. Напрямок Європи: Договір щодо паралельної роботи та обліку Польського Блоку Регулювання, включаючи «Острів Бурштинської електростанції», що приєднаний до мережі Регіональної Групи «Континентальна Європа» (сьогодні – ENTSO-E) від 07.06.2011 між PSE Operator S.A. та ДП «НЕК «Укренерго», Західною електроенергетичною системою Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго».

2. Напрямок Російської Федерації та Білорусії: Технічна угода про забезпечення паралельної роботи електроенергетичних систем Російської Федерації та України від 28.02.2001 та Технічна угода про забезпечення паралельної роботи ОЕС Білорусі, ЄЕС Росії та ОЕС України від 17.06.2010.

3. Напрямок Молдови: Технічна угода про забезпечення паралельної роботи ОЕС України та Молдавської енергосистеми від 03.06.2011, укладена з Державним підприємством «Moldelectrica». Предметом угоди є погодження дій з планування та забезпечення виконання погоджених погодинних графіків сальдо перетоків електроенергії (потужності), регулювання потужності, надання взаємної допомоги на випадок виникнення аварійних ситуацій.

Експорт електроенергії в країни Європи здійснюється Україною через електромережі «Острова Бурштинської ТЕС». Це умовна територія, на якій розташовані електричні мережі Бурштинської електростанції, разом з прилеглою до неї електромережею та власними споживачами електроенергії в межах Закарпатської, Івано-Франківської та Львівської областей. Бурштинський енергоострів, на відміну від решти електромереж України, під'єднаний до електромереж країн ЄС і дозволяє експортувати українську електроенергію за кордон.

З 01.07.2002 «острів» було включено в паралельну роботу з енергооб'єднанням UCTE, в перекладі «Об'єднання з координації передачі електроенергії Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, UCTE» — організація, що відповідає за координацію роботи та розширення європейського об'єднання електромереж.

З 1 липня 2009 року ENTSO-E (Європейська мережа системних операторів з передачі електроенергії) взяла на себе виконання обов'язків 6 Європейських об'єднань системних операторів, включаючи UCTE (UCTE ліквідовано 1 липня 2009 року). Останній рік свого існування UCTE об'єднувала 29 системних операторів з 24 країн континентальної Європи, зокрема, включала в себе енергосистеми Франції, Іспанії, Португалії, Німеччини, Австрії, Італії, Бельгії, Голландії, Західної Данії, Швейцарії, Люксембургу, Словенії, Хорватії, Польщі, Чехії, Словаччини, Угорщини, Греції, Боснії і Герцеговини, Македонії, Сербії та Чорногорії, Албанії, Болгарії, Румунії. Великобританія і Ірландія пов'язані між собою і з UCTE підводними кабельними лініями постійного струму. До включення до складу UCTE енергосистеми Угорщини, Польщі, Словаччини та Чехії працювали у складі енергооб'єднання CENTREL.

Блоки Бурштинської ТЕС працюють на окремому «острові», синхронно з енергосистемою ENTSO-E, на них поширюється європейські норми з питань автоматичного регулювання потужності, забезпеченню гарячих та холодних резервів і т.д.

Відповідно до пояснень ТОВ «ДТЕК Енерго» (лист від 27.07.2015 № 01/2260):

«Режим роботи ДТЕК БУРШТИНСЬКА ТЕС в “ОСТРОВІ” чітко визначається вимогами Договору “О долгосрочном физическом разграничении юго-западной части украинской»

энергосистемы, так называемого «Острова Буриштинской электростанции» и основной сети Украины» термін дії якого становить 20 років від початку регулярної паралельної роботи між USTE/CENTREL і «Островом Буриштинської електростанції». Виконання будь-яких змін, що відрізняються від зазначених в п.2 Договору і пов'язані з фізичним від'єднанням «Острова Буриштинської ТЕС» від основної мережі України, можливе тільки за умови попереднього погодження та документального оформлення відповідних доповнень, з усіма сторонами, що представляють інтереси USTE/CENTREL.»

5. СУБ'ЄКТНИЙ СКЛАД ЗАГАЛЬНОДЕРЖАВНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ЯКА КУПУЄТЬСЯ ДП «ЕНЕРГОРИНОК» З МЕТОЮ ЗДІЙСНЕННЯ ДІЯЛЬНОСТІ З ОПТОВОГО ПОСТАЧАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ОПТОВОМУ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

Відповідно до інформації, розміщеної на офіційному веб-сайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі - НКРЕКП), станом на 01.11.2015 ліцензію з виробництва електричної енергії мають **263** суб'єкти господарювання.

Відповідно до пункту 3.1 ДЧОРЕ обов'язком ДП «Енергоринок» є, зокрема, купівля електричної енергії від Виробників та оплата її згідно з ДЧОРЕ та двосторонніми договорами та купівля електричної енергії від інших суб'єктів підприємницької діяльності, які здійснюють продаж на Оптовому ринку.

Згідно з інформацією ДП «Енергоринок» (лист від 13.08.2015 № 01/31-9506, зареєстрований в Комітеті 14.08.2015 за № 8-128/7350): *«Відповідно до вимог Закону ДП «Енергоринок» здійснює купівлю електричної енергії від її виробників та продаж усієї електричної енергії постачальникам за двосторонніми договорами, які всі учасники ОРЕ укладають з ДП «Енергоринок» відповідно до пункту 2.3.1 ДЧОРЕ. Уся електрична енергія, що купується та продається ДП «Енергоринок», має відповідати нормам якості, визначеним державними стандартами, зокрема, Межгосударственный стандарт ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», введений в дію в якості державного стандарту України наказом Держстандарту України від 18 червня 1999 №354 з 01.01.2000 ДСТУ 13109-97 «Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення».*

Відповідно до проаналізованих договорів між ДП «Енергоринок» та виробниками електричної енергії, предметом договору визначено, що відповідний виробник зобов'язується продавати, а ДП «Енергоринок» зобов'язується купувати електроенергію, вироблену виробником, та здійснювати її оплату відповідно до умов таких договорів. (наприклад договори ДП «Енергоринок» з ТОВ «ДТЕК Східенерго» (від 01.04.2002 № 1034/01), ПАТ «Центренерго» (від 07.09.1999 № 71/01-ЕР), з ПАТ «Донбасенерго» (від 31.08.1999 № 70/01-ЕР), з ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго» від 30.08.1999 № 69/01-ЕР, з ПАТ «ДТЕК Західенерго» від 17.08.1999 № 62/01-ЕР, з ДП «НАЕК «Енергоатом» від 18.05.2001 № 698/05-НАЕК/640/01, з ПАТ «Укргідроенерго» від 31.01.2006 № 3304/01, з ДПЗД «Укрінтеренерго» від 31.10.2008 № 4297/02 та з ТОВ «Дунайська СЕС-1» від 19.10.2015 № 9000/2).

Відповідно до інформації, наданої листом ДП «Енергоринок» від 13.08.2015 № 01/31-9506 (вх. від 14.08.2015 № 8-128/7350) ДП «Енергоринок» закуповувало електричну

енергію протягом 2013 – 2014 років та першого півріччя 2015 року відповідно до п. 171 договору (зазначене підтверджується отриманою від виробників електричної енергії інформацією).

Фактично відпущено електроенергії в Оптовий ринок електричної енергії України

№ з/п	Учасники ринку	2013 рік		2014 рік		I півріччя 2015 року	
		Обсяг, ГВт*год	Питома вага, %	Обсяг, ГВт*годг	Питома вага, %	Обсяг, ГВт*год	Питома вага, %
1	ДП «НАЕК «Енергоатом»	78 241,99	44,37	83 223,10	50,14	41 993,66	55,56
	у тому числі						
1.1	АЕС	78 036,28	44,26	83 041,57	50,03	41 889,66	55,42
1.2	Олександрівська ГЕС	49,42	0,03	43,97	0,03	20,98	0,03
1.3	Ташлицька ГАЕС	150,13	0,09	134,62	0,08	83,02	0,11
1.4	Донузлавська ВЕС	6,16	0,00	2,94	0,00	0,00	0,00
2	ПАТ «Центренерго»	12 585,24	7,14	11 356,40	6,84	3 367,57	4,46
3	ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго»	16 027,17	9,09	15 028,53	9,05	4 379,87	5,79
4	ПАТ «Донбасенерго»	9 005,93	5,11	6 355,43	3,83	2 473,73	3,27
5	ПАТ «ДТЕК Західенерго»	16 277,03	9,23	15 673,65	9,44	8 236,20	10,90
	у тому числі						
5.1	за ціновими заявками (ТЕС)	16 237,90	9,21	15 646,38	9,43	8 224,77	10,88
5.2	не за ціновими заявками (Ладижинська ГЕС)	39,13	0,02	27,27	0,02	11,44	0,02
6	ТОВ «ДТЕК Східенерго»	17 256,13	9,79	13 644,95	8,22	4 358,96	5,77
7	ПАТ «Укргідроенерго»	13 587,12	7,71	8 546,13	5,15	3 627,91	4,80
8	Інші (менше 3-х відсотків у загальному обсязі ОРЕ)	13 350,81	7,57	12 146,64	7,32	7 151,43	9,46
	у тому числі						
8.1	суб'єкти господарювання, що входять до групи ГК ДТЕК	3 493,64	1,98	3 442,44	2,07	1 747,57	2,31
9	Всього по ОРЕ	176 331,43	100,00	165 974,83	100,00	75 589,33	100,00

Питома вага інших суб'єктів господарювання (у тому числі імпортерів), що продавали електричну енергію в Оптовий ринок електричної енергії була, незначною.

Частка імпорту у 2013-2014 роках була незначною, та в сумі становила менше одного відсотка. Проте, починаючи з кінця 2014 року, а саме з грудня, спостерігалось стрімке зростання імпорту. Так, наприклад у березні 2015 року, за інформацією, що була надіслана до Комітету Державною фіскальною службою України листом від 05.11.2015 № 1737/5/999920050416ДСК, імпорт електроенергії досяг свого піку та становив майже в 139 разів більше, ніж показник аналогічного місяця 2014 року. Одразу після проходження пікової форми частка імпорту почала спадати.

Частка імпорту у 2013 році становила 0.02 відсотків

Частка імпорту у 2014 році становила 0.05 відсотків

Частка імпорту за перше півріччя 2015 року становила 1.87 відсотка.

Протягом досліджуваного періоду електричну енергію в Україну імпортували ДПЗД «Укрінтеренерго», ПАТ «Інтер РАО» (Російська Федерація), ТОВ «ДТЕК Східенерго».

При цьому імпорт електричної енергії до України здійснюється виключно у випадку отримання відповідним електропостачальником (імпортером) доступу до пропускної спроможності міждержавних електричних мереж та підписання з ДП «НЕК «Укренерго» відповідного договору.

Порядок проведення електронних аукціонів з розподілення пропускної спроможності міждержавних електричних мереж затверджений постановою НКРЕКП від 12.02.2015 № 176.

Виробники електричної енергії, залежно від умов продажу електричної енергії в ОРЕ, поділяються на:

- виробників, які працюють за ціновими заявками, – енергогенеруючі підприємства теплових електростанцій (а саме: ПАТ «Центренерго», ПАТ «Донбасенерго», ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго», ТОВ «ДТЕК Східенерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго»), а також інші виробники за відповідним рішенням Ради ринку;

- виробників, які не працюють за ціновими заявками – енергогенеруючі підприємства атомних, гідроенергуючих та гідроакумуючих станцій, теплоелектроцентралі, вітрові електростанції, когенераційні, парогазові та газотурбінні установки, які здійснюють продаж електричної енергії в ОРЕ за тарифами, затвердженими НКРЕКП.

При цьому, відповідно до законодавства у сфері електроенергетики, ДЧОРЕ, та умов двосторонніх договорів розрахунок з усіма виробниками електричної енергії проводиться відповідно до затвердженого НКРЕКП тарифу.

Разом з тим, тариф на електроенергію, яку купує ДП «Енергоринок» у виробників, що працюють не за ціновими заявками, затверджується постановами НКРЕКП (НКРЕ), а плата за електричну енергію за таким тарифам нараховується виробнику за обсяги електричної енергії, яка була відпущена в ОРЕ після набрання чинності відповідною постановою НКРЕКП. Тобто, виробник, що працює не за ціновими заявками, відпускаючи електричну енергію в ОРЕ, може розрахувати розмір прогнозованого прибутку.

Тариф для виробників, що працюють за ціновими заявками, затверджується НКРЕКП після закінчення розрахункового періоду (місяць) відповідно до розрахунків ДП «Енергоринок».

Ціна купівлі імпортованої електроенергії ДП «Енергоринок» встановлюється НКРЕКП.

Наприклад, постановою НКРЕКП від 31.12.2014 № 1089, враховуючи Указ Президента України від 14 листопада 2014 року № 876/2014 «Про рішення Ради національної безпеки і

оборони України від 4 листопада 2014 року «Про стан забезпечення енергетичної безпеки держави та невідкладні заходи щодо сталого проведення опалювального сезону 2014/15 року», постанову Кабінету Міністрів України від 13 серпня 2014 року № 372 «Про затвердження Порядку вжиття тимчасових надзвичайних заходів з подолання наслідків тривалого порушення нормальної роботи ринку електричної енергії», розпорядження Кабінету Міністрів України від 05 грудня 2014 року № 1188-р «Про тимчасові заходи щодо збалансування ринку електричної енергії України», звернення Міністерства енергетики та вугільної промисловості України (лист від 30 грудня 2014 року № 01/50-2625) та інформацію Міністерства енергетики та вугільної промисловості України щодо зобов'язання ДПЗД «Укрінтеренерго» направляти позитивний фінансовий результат від здійснення імпорту електричної енергії на закупівлю ним вугілля для постачання тепловим генеруючим компаніям, НКРЕКП постановила погодитися з пропозицією Міністерства енергетики та вугільної промисловості України та установити для ДП «Енергоринок» ціну купівлі електричної енергії від ДПЗД «Укрінтеренерго», яке здійснює її імпорт із Російської Федерації, у розмірі 850 грн за 1 МВт×год (без ПДВ).

За наявною в Комітеті інформацією, ТОВ «ДТЕК Східенерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго» та ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго», ТОВ «Вінд Пауер», ПАТ «Київенерго», ПАТ «ДТЕК Донецькобленерго» (Миронівська ТЕС) є єдиним суб'єктом господарювання у розумінні статті 1 Закону України «Про захист економічної конкуренції» (далі – група ДТЕК).

При цьому окремі компанії, що діють на ринку, перебувають у державній власності, зокрема ДП «НАЕК «Енергоатом», ПАТ «Укргідроенерго», ПАТ «Центренерго».

Враховуючи зазначене, основними суб'єктами господарювання, що здійснюють продаж електричної енергії в Оптовий ринок електричної енергії України та мають значні обсяги продажу, є:

1. ДП «НАЕК «Енергоатом».
2. ПАТ «Центренерго».
3. ПАТ «Донбасенерго».
4. ПАТ «Укргідроенерго».

5. Пов'язані між собою відносинами контролю компанії групи ДТЕК, які в розуміння статті 1 Закону України «Про захист економічної конкуренції» є єдиним суб'єктом господарювання, а саме: ТОВ «ДТЕК Східенерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго» та ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго», ТОВ «Вінд Пауер», ПАТ «Київенерго», ПАТ «ДТЕК Донецькобленерго» (Миронівська ТЕС).

Відповідно до постанови Кабінету Міністрів України від 5 травня 2000 р. № 755 «Про утворення державного підприємства «Енергоринок» (далі – постанова КМУ від 05.05.2000 № 755) з метою впровадження ефективних механізмів організації оптового ринку електричної енергії та значного поліпшення стану справ із розрахунками за енергоресурси Кабінет Міністрів України постановив утворити ДП «Енергоринок» на базі відокремленого підрозділу «Енергоринок» державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго». При цьому, відповідно до постанови КМУ від 05.05.2000 № 755 предметом діяльності ДП «Енергоринок» є, зокрема:

- купівля електричної енергії у її виробників, а також у суб'єктів підприємницької діяльності, які є власниками електричної енергії, виробленої з давальницької сировини;
- купівля в учасників оптового ринку електричної енергії, отриманої ними за угодами на її імпорт.

Відповідно до пункту 1 Статуту ДП «Енергоринок», затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 05.06.2000 № 922 «Про затвердження Статуту державного підприємства «Енергоринок» від 05.06.2000 № 922 (далі – Статут від 05.06.2000 № 922) ДП «Енергоринок» утворено для забезпечення функціонування оптового ринку електричної енергії відповідно до постанови Кабінету Міністрів України від 5 травня 2000 року N 755 на

базі відокремленого підрозділу «Енергоринок» державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго».

Відповідно до пункту 6 Статуту від 05.06.2000 № 922 ДП «Енергоринок» утворене з метою впровадження ефективних механізмів організації ОРЕ та забезпечення його функціонування.

Відповідно до пункту 7 Статуту від 05.06.2000 № 922 предметом діяльності ДП «Енергоринок» є, зокрема:

1) купівля електричної енергії у виробників, потужність чи обсяг відпуску яких більші ніж граничні показники (крім електричної енергії, виробленої на теплоелектроцентралях, що входять до складу енергопостачальників, для споживання на території здійснення ліцензованої діяльності), а також у суб'єктів підприємницької діяльності, які є власниками електричної енергії, виробленої з давальницької сировини;

2) купівля в учасників ОРЕ електричної енергії, отриманої ними за угодами на її імпорт.

Відповідно до пункту 3.1 ДЧОРЕ обов'язком ДП «Енергоринок» є, зокрема купівля електричної енергії від Виробників та оплата її згідно з ДЧОРЕ та двосторонніми договорами. Купівля електричної енергії від інших суб'єктів підприємницької діяльності, які проводять продаж на Оптовому ринку.

ДП «Енергоринок» (лист від 13.08.2015 № 01/31-9506, зареєстрований у Комітеті 14.08.2015 за № 8-128/7350) повідомило наступне:

«Під час здійснення закупівлі електричної енергії оптовий постачальник електричної енергії (Оптовий постачальник) не може самостійно на власний розсуд обирати з якого джерела, в яких обсягах та за якою ціною купувати електричну енергію. Оптовий постачальник у своїй діяльності керується законодавством України, ДЧОРЕ та Статутом ДП «Енергоринок». Оптовий постачальник купує всю електричну енергію, вироблену на електростанціях, потужність чи обсяг відпуску яких перевищують граничні показники (крім електричної енергії, виробленої на теплоелектроцентралях, що входять до складу енергопостачальників, для споживання на території здійснення ліцензованої діяльності).»

Отже, ДП «Енергоринок» є єдиним суб'єктом господарювання що здійснює закупівлю електричної енергії на Оптовому ринку електричної енергії України у виробників електричної енергії, які є членами ДЧОРЕ. При цьому ДП «Енергоринок» під час визначення джерела, обсягу та ціни закупівлі електричної енергії зобов'язаний дотримуватись законодавства у сфері електроенергетики та ДЧОРЕ.

ДП «Енергоринок» під час здійснення діяльності з оптового постачання електричної енергії на Оптовому ринку електричної енергії України за звичайних умов не може перейти від споживання електричної енергії, закупленої у суб'єктів господарювання, що здійснюють продаж електричної енергії в Оптовий ринок електричної енергії України (виробників та імпортерів членів ОРЕ), до споживання іншого товару (робіт, послуг).

Отже, основним та єдиним споживачем (покупцем) електричної енергії, що реалізується виробниками електричної енергії та імпортерами електричної енергії на Оптовому ринку електричної енергії України, є ДП «Енергоринок».

6. РЕГУЛЮВАННЯ РЕСУРСНОГО НАПОВНЕННЯ ЗАГАЛЬНОДЕРЖАВНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ЯКА КУПУЄТЬСЯ ДП «ЕНЕРГОРИНОК» З МЕТОЮ ЗДІЙСНЕННЯ ДІЯЛЬНОСТІ З ОПТОВОГО ПОСТАЧАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ОПТОВОМУ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

Збалансування попиту та пропозиції на Оптовому ринку електричної енергії відбувається шляхом довгострокового та короткострокового планування обсягів виробництва/споживання в ОЕС України та корегування навантаження в ОЕС України в поточній добі.

Довгострокове планування роботи ОЕС України забезпечує Міненерговугілля України шляхом складення та затвердження Прогнозного балансу електричної енергії ОЕС України та Прогнозного балансу електроенергії, палива та витрат генеруючих компаній ТЕС на відповідний період (рік, квартал, місяць), в яких наведено планові прогнозні обсяги відпуску електричної енергії в ОРЕ для кожного виду генеруючих електростанцій та імпорту.

Порядок складання прогнозного фізичного балансу електричної енергії Об'єднаної енергетичної системи України та прогнозного балансу її купівлі-продажу в Оптовому ринку електричної енергії України на наступний розрахунковий місяць затверджений наказом Міністерства палива та енергетики України від 13.05.2009 № 246 (далі – Порядок № 246).

Виробники електричної енергії готують пропозиції до проекту прогнозного балансу електроенергії ОЕС України на відповідний період (місяць, рік). ДП «НАЕК «Енергоатом» з цього питання керується «Инструкцией по планированию выработки и отпуска электроэнергии атомными электростанциями Украины» (мовою оригіналу).

Під час розрахунку прогнозних показників (обсяг виробництва електроенергії, технологічні (власні) витрати електроенергії на АЕС, обсяг відпуску електроенергії до ОРЕ) враховуються:

- встановлена (генеруюча) потужність енергоблоків АЕС;
- технічний стан обладнання енергоблоків та існуючі обмеження потужності АЕС через технічний стан ліній електропередачі;
- потужність технологічних потреб АЕС;
- прогнозні терміни перебування енергоблоків у планово-попереджувальних ремонтах;
- температура зовнішнього середовища;
- поправка на непланове зменшення потужності енергоблоків через поточні (аварійні) ремонти обладнання електричних мереж ОЕС України та енергоблоків АЕС тощо.

Прогнозний обсяг виробництва електроенергії АЕС визначається множенням прогнозної робочої потужності енергоблоків на тривалість роботи у прогнозний період. Прогнозний обсяг споживання електроенергії АЕС на технологічні потреби визначається на підставі проектних даних щодо потужності обладнання АЕС, яке споживає електричну енергію, та кількості працюючих енергоблоків. Прогнозний обсяг відпуску електроенергії до ОРЕ визначається як різниця між обсягом виробництва та споживання на технологічні потреби. Пропозиції до проекту прогнозного балансу на визначений період направляються до ДП «НЕК «Укренерго» відповідно до вимог наказу Мінпаливенерго від 13.05.2009 № 246, яким затверджено «Порядок складання прогнозного фізичного балансу електричної енергії Об'єднаної енергетичної системи України та прогнозного балансу її купівлі-продажу в Оптовому ринку електричної енергії України на наступний розрахунковий місяць».

Згідно з цим Порядком ДП «НЕК «Укренерго» (за пропозиціями Виробників та Постачальників) складає прогнозні баланси електроенергії на визначений період, узгоджує їх та подає на затвердження Міненерговугілля.

Відповідно до Порядку № 246, державне підприємство «НЕК «Укренерго» на основі інформації, отриманої згідно з пунктами 4 та 5 цього Порядку, та проведених розрахунків, пов'язаних з режимами роботи ГЕС, можливостями атомних та теплових електростанцій

(наявність потужності і палива) в покритті прогнозного графіка навантаження ОЕС, прогнозованих обсягів виробітку електроенергії ТЕЦ, малих ГЕС та інших джерел, а також з урахуванням прогнозованих рівнів електроспоживання та графіків міждержавних перетоків, складає прогнозний баланс електроенергії по ОЕС України (Прогнозний баланс) на наступний розрахунковий місяць і до 13 числа (включно) місяця, що передує розрахунковому, погоджує його з Національною атомною енергогенеруючою компанією «Енергоатом» та надає до Мінпаливенерго України на затвердження.

ДП «НЕК «Укренерго» на основі затвердженого Мінпаливенерго Прогнозного балансу на наступний розрахунковий місяць до 16 числа (включно) місяця, що передує розрахунковому, надає до НКРЕ та ДП «Енергоринок» для розрахунку прогновної оптової ринкової ціни електроенергії прогнозні дані щодо обсягів: надходження (передачі) електричної енергії в магістральні і міждержавні електромережі об'єднаної енергетичної системи України, витрат електричної енергії на її передачу магістральними і міждержавними електромережами, електроенергії, яка буде використана на заповнення водосховищ гідроакумулюючих електростанцій.

Мінпаливенерго складає зведену прогнозну структуру палива теплових електростанцій на наступний розрахунковий місяць і до 18 числа (включно) місяця, що передує розрахунковому, надає її до НКРЕ.

НКРЕ на основі Прогнозного балансу та прогнозних обсягів відпуску електричної енергії в ОРЕ, прогновної структури палива теплових електростанцій, даних ДП «НЕК «Укренерго», діючих та прогнозних тарифів на виробництво, експорт/імпорт електричної енергії та її передачу магістральними та міждержавними мережами, прогнозних обсягів дотаційних сертифікатів, витрат на утримання ДП «Енергоринок» та затвердженого обсягу збору у вигляді цільової надбавки до діючого тарифу на електричну та теплову енергію для ДП «Енергоринок» здійснює розрахунок та затверджує прогнозну оптову ринкову ціну продажу електричної енергії в ОРЕ постачальникам на наступний розрахунковий місяць, яку до 18 числа (включно) місяця, що передує розрахунковому, доводить до ДП «Енергоринок», НАК «Енергетична компанія України» та до постачальників електричної енергії за регульованим та нерегульованим тарифом.

У разі незгоди з показниками Прогнозного балансу та висловлених до них зауважень однією із сторін, які беруть участь у його складанні та погодженні, рішення щодо затвердження Прогнозного балансу приймає Міністр палива та енергетики України або за його дорученням заступник Міністра.

Короткострокове планування виробництва/споживання в ОЕС України здійснюється ДП «Енергоринок» шляхом складення заданих графіків навантаження.

У подальшому порядок визначення обсягів електричної енергії, що має бути вироблена виробниками електричної енергії, встановлюється Правилами ОРЕ та договорами між виробниками та ДП «Енергоринок».

Заданий графік навантаження - це добовий графік, розроблений Розпорядником системи розрахунків (ДП «Енергоринок») згідно з Правилами ОРЕ та погоджений з диспетчерським центром, що включає графік навантаження блоків (станцій) виробників, графік споживання електроенергії постачальниками, графік зовнішніх перетоків, порядки пуску блоків з резерву, порядки зупинки блоків у резерв у період End-Start, порядок зупинки блоків у резерв до кінця розрахункової доби, графік гарячого резерву (порядок навантаження/розвантаження блоків) та додатковий порядок зупинки блоків у резерв для усунення порушення технологічної сумісності заданих графіків навантаження (пункт 1.1.2 Правил ОРЕ).

ДП «Енергоринок» під час розробки заданих графіків навантаження враховує показники, наведені в прогнозному балансі електричної енергії ОЕС України, та прогнозні обсяги відпуску електроенергії в ОРЕ на розрахунковий місяць.

Графіки навантаження на наступну добу розробляються комплексом програмного забезпечення, який знаходиться в експлуатації ДП «Енергоринок», погоджуються з підприємством, що здійснює централізоване диспетчерське управління енергосистемою, яке в разі непогодження приймає остаточне рішення щодо розподілу навантаження, та доводяться до відповідних виробників.

Рада ОРЕ в листі від 02.09.2015 № 645 (вх. від 03.09.2015 № 8-128/8005) зазначила, що процедура купівлі електричної енергії ДП «Енергоринок» полягає у погодинному плануванні розподілу електричного навантаження між енергогенеруючими джерелами на наступну добу, розрахунку погодинних цін на електричну енергію, потужність і маневреність, та визначення обсягів виробництва електричної енергії на основі оптимізації режимів роботи атомних, теплових і гідралічних електростанцій, виробників, що працюють за ціновими заявками, прогнозного обсягу споживання електричної енергії на наступну добу, зовнішніх перетоків, а також у розрахунку фактичних оптових ринкових цін на електричну енергію для постачальників електричної енергії.

При цьому процедуру складення заданого графіка навантаження можна розділити на два етапи:

- планування прогнозного обсягу попиту електричної енергії;
- планування прогнозного обсягу пропозиції електричної енергії.

На **першому етапі** ДП «Енергоринок» здійснює збір та аналіз заявок роздрібних постачальників електричної енергії, зокрема:

1. ПНТ – щомісячно надають до ДП «Енергоринок» погоджене з відповідним ПРТ повідомлення на заявлений обсяг купівлі електричної енергії на ОРЕ.

2. ПРТ – щоденно надають до ДП «Енергоринок» погодинні заявки на наступну добу, які включають:

- 1) обсяг купівлі електроенергії на ОРЕ;
- 2) обсяг поставок електроенергії ПНТ споживачам, що знаходяться на території ПРТ;
- 3) обсяг виробництва електроенергії генеруючими джерелами, що не здійснюють продажу електроенергії в ОРЕ та знаходяться на території ПРТ.

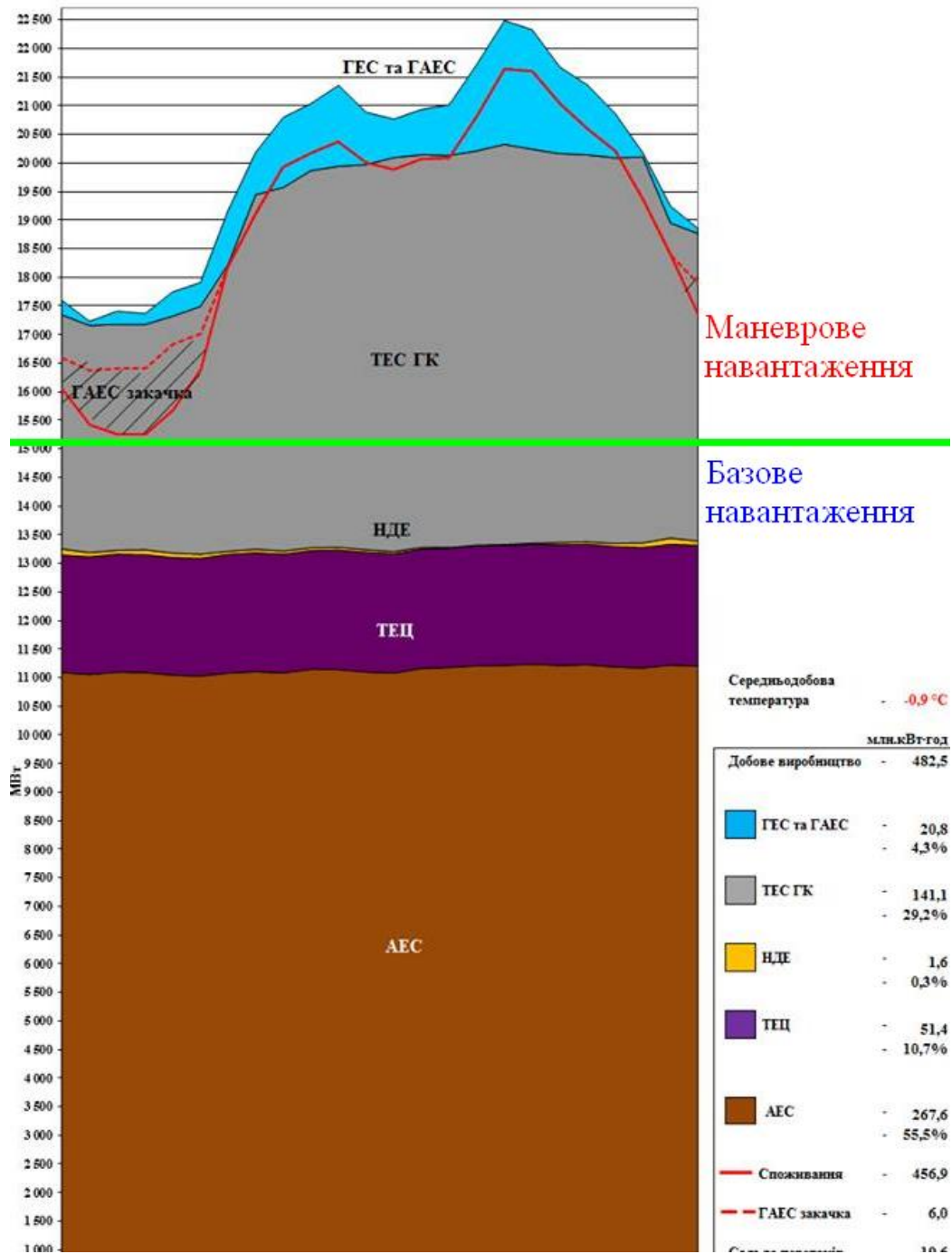
3. ДП «Енергоринок» - готує погодинний прогноз електроспоживання ОЕС України на наступну добу, враховуючи при цьому:

- 1) дані електроспоживання в попередні періоди;
- 2) прогноз метеорологічних умов на наступну добу;
- 3) поточні та ретроспективні погодні умови;
- 4) погодинний прогноз споживання на наступну доби, наданий ПРТ;
- 5) усі інші фактори, які можуть впливати на споживання.

Зазначена черговість дій відображена в умовах відповідних двосторонніх договорів, укладених між ДП «Енергоринок» та ПРТ (зокрема з АК «Харківобленерго» від 30.04.2008 № 4674/01/2/30/04 із ПАТ «Черкасиобленерго» від 15.06.2007 № 4071/02) та між ДП «Енергоринок» та ПНТ (зокрема, з ТОВ «Центр енергетичного моделювання» від 30.03.2011 № 6857/02 із СТ. «Колос» від 15.01.2007 № 3908/02).

При цьому попит на електроенергію завжди різний і значно відрізняється в залежності від часу доби, сезону, погодних умов тощо.

Добовий графік виробництва/споживання електроенергії в ОЕС України за 9 грудня 2015 року



У добі є два піки споживання (часу коли потрібно найбільше енергії) - ранок і, особливо, вечір. У пікові періоди споживається найбільша кількість електроенергії. Крім того, є провал споживання – ніч, коли споживається мінімум енергії.

В українській енергосистемі різниця між піком і провалом становить майже 25 відсотків, тобто на мінімумі попиту споживається майже на чверть менше енергії, ніж на максимумі.

Постійне споживання в системі (тобто те, яке є навіть в години найнижчого попиту) формує базове навантаження. Змінна частина споживання (тобто та, яка змінюється протягом доби залежно від попиту) формує маневрове навантаження.

На другому етапі, виходячи з розрахованих прогнозних даних необхідного погодинного навантаження в наступній добі, відбувається вибір до заданого графіка навантаження складу генеруючого обладнання електростанцій, що працюють на території України, та планування прогнозних обсягів імпорту електричної енергії.

Так, відповідно до листа Ради ОРЕ від 02.09.2015 № 645 (вх. від 03.09.2015 № 8-128/8005):

«Функціональне призначення всіх електростанцій – виробляти електричну енергію.

З огляду на первинний носій енергії, яка в технологічному процесі на електростанції перетворюється в електричну енергію, електростанції поділяються на теплові, атомні, гідро, вітро, сонячні тощо. Первинний носій енергії є визначальним і обумовлює технічні та експлуатаційні характеристики, умови виробництва та в кінцевому результаті вартість електроенергії.»

Враховуючи зазначене, добове коливання попиту та особливості експлуатації певного виду генеруючого обладнання враховуються під час складення добових заданих графіків виробництва/споживання ОЕС України

Відповідно до листа Ради ОРЕ від 02.09.2015 № 645 (вх. від 03.09.2015 № 8-128/8005) атомні електростанції України, спроектовані для роботи у базисному режимі на потужностях близьких до номінальної.

Відповідно до розділу 3 ГКД 34.20.507-2003 «Правила. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж» (далі - ГКД 34.20.507-2003) базовий режим роботи електростанції (енергоблока, агрегату) – режим роботи електростанції (енергоблока, агрегату) із заданою, практично постійною потужністю протягом установленого інтервалу часу.

При цьому згідно з пунктом 8.7.1 ГКД 34.20.507-2003 енергоблоки АЕС повинні працювати в базовому режимі.

Крім того, відповідно до листа Ради ОРЕ від 02.09.2015 № 645 (вх. від 03.09.2015 № 8-128/8005):

«Гідроакумулююча електростанція (ГАЕС) – гідроелектростанція, яка використовується для вирівнювання добової неоднорідності графіка електричного навантаження.

Добові коливання обсягів споживання електроенергії зумовлюють необхідність відповідного зменшення або збільшення її виробництва протягом доби. В основному, для цього використовуються маневрені блоки ТЕС та гідроагрегати ГЕС – ГАЕС, ТЕЦ. Крім того, всі виробники електричної енергії зобов'язані збільшувати або зменшувати навантаження генеруючого обладнання за командами диспетчера ДП «НЕК «Укренерго». Гідроагрегати ГАЕС під час нічного мінімуму споживання електроенергії в ОЕС України за командою диспетчерів включаються в насосний режим для закачування води у верхні водосховища і в цей період споживають електроенергію, а під час денного максимуму споживання електроенергії – включаються в генераторному режимі і виробляють електроенергію. Обсяг виробленої ГАЕС електроенергії є меншим ніж обсяг спожитої нею електроенергії.»

Найбільш низьким ступенем керованості характеризуються електроустановки, що здійснюють виробництво електричної енергії зі застосуванням ВДЕ (сонця, вітру, енергії припливів тощо), при цьому такі електростанції мають пріоритет щодо включення до графіка та включаються до його базисної частини.

Отже, генеруючі потужності АЕС, ТЕЦ, виробників, що працюють з використанням нетрадиційних джерел енергії, – включаються до базисної частини графіка навантаження.

При цьому АЕС, генеруючі потужності яких покривають до 55 відсотків добового навантаження можуть працювати виключно в базисній частині графіка.

Головне джерело маневреного навантаження і особливо в період пікового споживання - населення.

Головний виробник енергії під час пікових навантажень - ТЕС. Це пов'язано з тим, що вся вироблена електроенергія повністю споживається в момент вироблення, тому її неможливо накопичити і запасти на складах.

Потенціал реалізації надлишків виробництва електричної енергії є досить обмеженим. У зв'язку із зазначеним, у період мінімального попиту на електричну енергію частина станцій ГК ТЕС зупиняється, а в період зростання попиту запускається в роботу з резерву.

Покривати маневрове навантаження потужностями атомних енергоблоків неможливо технологічно.

На повну потужність працюють всі підключені до мережі блоки ТЕЦ. Це пов'язано з тим, що основний продукт їхньої роботи - теплота, а електроенергія є додатковим продуктом.

Відповідно регулювання здійснюється ГЕС, ГАЕС і ТЕС.

Насамперед використовуються ГЕС та ГАЕС, тому їх найпростіше запустити та зупинити і їхня енергія найдешевша. Разом з тим, загальна потужність ГЕС та ГАЕС в ОЕС України - близько 10 відсотків (варто зазначити, що потужність ГЕС та ГАЕС значною мірою залежить від природних умов - коли наповненість річок максимальна станції можуть працювати на повну потужність).

Отже, потужностей ГЕС та ГАЕС є недостатньо для повного забезпечення регулювання навантаження в ОЕС України. З урахуванням невеликої потужності і певної залежності від природних умов, ГЕС та ГАЕС використовуються в ОЕС України для покриття саме максимальних пікових навантажень.

Основну ж частину маневреної (тобто змінної) частини навантаження (від 15 до 20 відсотків загального споживання) регулюють ТЕС.

При цьому станція бере участь в регулюванні навантаження в ОЕС України незалежно від її територіального місця розташування, оскільки в ОЕС України всі генеруючі потужності об'єднані в загальну мережу і саме в загальну мережу видають свою потужність.

Отже, наприклад, якщо у східній частині країни місцевої генерації стає недостатньо і починається дефіцит енергії - у роботу запускаються додаткові потужності із західної частини країни. І навпаки.

При цьому варто зазначити, що якщо споживання в окремому регіоні починає перевищувати виробництво, то електроенергія перетікає з профіцитних областей в дефіцитні і знижується загальний рівень покриття навантаження по всій системі. При цьому, за умови недостатнього регулювання дефіцит може спостерігатись по всій ОЕС України.

Одночасно, ТЕС беруть участь не тільки в покритті маневрених і пікових навантажень. У першому півріччі 2015 року близько 56 відсотків усієї електроенергії, відпущеної в ОРЕ, було вироблено на АЕС, близько 5 відсотків - на ГЕС та ГАЕС, близько 6 відсотків - на ТЕЦ і більше 3 відсотків - припадає на «зелених» та імпортерів. Решта 30 відсотків виробляється на ТЕС.

Відповідно ТЕС є не тільки основою маневрування системи, але й одним з двох головних джерел покриття базового навантаження.

Враховуючи зазначене, добові коливання попиту на електричну енергію, та спроможність або неспроможність різних типів електростанцій до маневрування в періоди

пікових навантажень є одними з визначальних чинників, які обумовлюють обсяги відпуску електричної енергії окремими виробниками протягом доби.

При цьому, оскільки повне покриття споживання виключно за рахунок одного виду генерації є неможливим, добові коливання попиту можуть посилювати ринкову владу основних виробників – АЕС, ТЕС та ГЕС.

Відповідно до розділу 3 Правил ОРЕ підставою для включення будь-якого блоку в роботу є заявка відповідного виробника щодо наявної робочої потужності блоків, які є роботоспроможними та можуть бути включені в роботу. При цьому згідно пунктом 3.3.3 розділу 3 Правил ОРЕ саме виробники мають право кінцево визначати чи буде блок заявлений як роботоспроможний та несуть відповідальність за відповідність заявлених робочих потужностей фактичному стану обладнання та запасам палива на електростанції.

Виробники, які працюють за ціновими заявками, додатково до вищевказаного подають ДП «Енергоринок» цінову заявку, яка відповідно до пункту 3.1.1 Правил ОРЕ має відображати рівень цін, за якими такий виробник електроенергії спроможний відпускати електроенергію в ОРЕ. Цінові заявки розраховуються відповідно до положень додатка Б Правил ОРЕ виходячи з цін натурального палива (вугілля, газу, мазуту) з урахуванням витрат на його транспортування, що є сировиною для виробництва електричної енергії для виробників, які працюють за ціновими заявками.

Відповідно до розділу 4 та розділу 5 Правил ОРЕ ДП «Енергоринок» щодня готує прогноз електроспоживання (прогноз необхідного покриття) на наступну добу. Керуючись цими даними та на підставі наданих усіма виробниками заявок, ДП «Енергоринок» складає графік навантаження щодо кожного окремого блоку, який доводиться до відома усіх виробників.

Згідно з інформацією ДП «Енергоринок» (лист від 13.08.2015 № 01/31-9506, зареєстрований в Комітеті 14.08.2015 за № 8-128/7350) та Ради ОРЕ (лист від 02.09.2015 № 645) попит на електричну енергію задовольняється шляхом включення до графіку навантаження таких обсягів електричної енергії (пріоритети за зниженням):

- імпортована електрична енергія (з урахуванням умов відповідних двосторонніх договорів),
- електрична енергія, яка виробляється з відновлювальних джерел енергії;
- електрична енергія, що виробляється гідроелектростанціями;
- електрична енергія, що виробляється теплоелектроцентралями в об'ємі теплофікаційного графіка;
- електрична енергія, що виробляється атомними електростанціями;
- електрична енергія, що виробляється теплоелектростанціями.

Отже, ДП «Енергоринок» забезпечує пріоритетне включення до графіка навантаження генеруючих потужностей виробників, що працюють за тарифами, які встановлюються НКРЕКП, а виробники, що працюють за ціновими заявками, включаються до графіка навантаження за «замикаючим» принципом.

Відповідно до пояснень ПАТ «Донбасенерго» (лист від 22.07.2015 № 01-1.1/02757, зареєстрований в Комітеті 22.07.2015 за № 8-128/6323):

«Генеруючі потужності теплових енергостанцій забезпечують збільшення та зменшення навантаження в енергосистемі протягом доби, в той час як атомні енергостанції працюють рівним графіком навантаження, графік навантаження генеруючих потужностей альтернативних джерел енергії залежить від погодних умов, навантаження теплових енергостанцій залежить від сезону (опалювальний/не опалювальний).

Особливості генеруючого обладнання які впливають на вибір складу обладнання в диспетчерський графік навантаження:

- Ремонтні обмеження (у випадку виводу енергоблоку у ремонт його робоча потужність дорівнює «0»)

- Зовнішні, мережеві обмеження (вивід у ремонт міжсистемних ліній електропередач, систем шин, автотрансформаторів зв'язку на розподільчих підстанціях)

- Технологічні обмеження (на відпуск тепла споживачам під час опалювального сезону, а також на підтримку власних парових потреб відбувається відбір пару) Сезонні обмеження (пов'язані з сезонним змінням температури зовнішнього повітря, що призводить у літні місяці до зниження робочої потужності; крім того підвищення температури охолоджуючої води веде до погіршення вакууму і також знижує робочу потужність)

- Технічні обмеження (пов'язані з старінням обладнання під час його експлуатації - зниження ККД механізмів, порушення цілості газоходів).

- Мінімально допустимий склад обладнання (залежить від температури зовнішнього повітря).

- Час від подачі команди диспетчера до включення енергоблоку у мережу.

Сукупність цих обмежень впливає на вибір складу обладнання, що пропонується до диспетчерського графіку навантажень.»

При цьому відповідно до пояснень Ради ОРЕ (лист від 02.09.2015 № 645):

«Для виробників, що працюють за ціновими заявками, купівля електричної енергії Оптовим постачальником здійснюється виходячи із результатів відбору блоків таких виробників до графіка навантаження за найдешевішою розрахунковою заявленою ціною заявою. При профіциті заявлених генеруючих потужностей, Розпорядник системи розрахунків (далі – РСР), на основі упорядкування блоків на розрахунковий період очікуваного максимального покриття електричного навантаження від найдешевшого до найдорожчого, може не включити до графіка електричного навантаження блоки виробників, що працюють за ціновими заявками з найбільшими розрахунковими заявленими ціновими заявками, тобто відмовити таким виробникам у закупівлі в них електричної енергії (розділ 5 Правил ОРЕ).»

При цьому, заявлена виробником максимальна робоча потужність блоку в період Start – End впливає на розрахунок заявленого максимального обсягу виробітку блоку в розрахунковий період і, як наслідок, на розрахунок розрахункової заявленої ціни блоку і відповідно, його розташування в ранжуванні, за яким здійснюється вибір складу обладнання ДП «Енергоринок» у роботу згідно із підпунктом 5.2.2 Правил ОРЕ.

Також у разі виникнення несумісного режиму під час розрахунку графіка навантаження, на вибір складу обладнання ДП «Енергоринок» у роботу впливають заявлені виробником ознаки згоди на відключення блоку (корпусу) у випадку розвантаження станції нижче мінімально допустимого складу обладнання у разі виникнення несумісного режиму протягом усіх розрахункових періодів доби (пункт 2 підпункту 5.2.2 Правил ОРЕ).

Крім того, згідно з підпунктом 5.2.4 Правил ОРЕ ДП «Енергоринок» повинен здійснити вибір складу обладнання на розрахунковий період мінімального покриття зі складу, визначеного згідно з пунктами 5.2.1 і 5.2.2, з відключенням маневрених блоків (корпусів), з ознакою пуск/зупинки $M_{\sigma p}=1$, у тому числі блоків (корпусів), зупинка яких призводить до роботи відповідної станції нижче мінімально допустимого складу обладнання, у порядку від найдорожчого до найдешевшого за їх питомою економією витрат між вартістю роботи на заявленому мінімальному навантаженні в період End – Start.

При цьому $M_{\sigma p}=1$ - заявлена виробником ознака маневреності блоку.

У разі відключення маневрених блоків (корпусів), яке призводить до роботи відповідної станції нижче мінімально допустимого складу обладнання, Розпорядник системи розрахунків попередньо погоджує режим роботи такої станції з ДП «НЕК «Укренерго».

Також згідно з підпунктом 5.2.5 Правил ОРЕ Розпорядник системи розрахунків повинен здійснити вибір складу обладнання у всіх інших розрахункових періодах зі складу, визначеного згідно з пунктами 5.2.1 і 5.2.2, з перевіркою на можливість послідовного відключення в кожному розрахунковому періоді маневрених блоків (корпусів), що мають ознаку маневреності, виходячи з їх упорядкування в ранжирі, та з урахуванням наявності маневрених блоків (корпусів), зупинка яких призводить до роботи відповідної станції нижче мінімально допустимого складу обладнання.

Складений ДП «Енергоринок» заданий графік навантаження погоджується з диспетчерським центром ДП «НЕК «Укренерго» та доводиться до всіх виробників і диспетчерського центру.

Отже, згідно зі складеним на основі заявок постачальників прогнозним покриттям для кожного розрахункового періоду ДП «Енергоринок» планує погодинне навантаження щодо кожному енергоблоку кожного виробника електричної енергії. При цьому, всі виробники електричної енергії незалежно від виду ціноутворення шляхом подання відповідних заявок конкурують між собою за обсягами проданої в ОРЕ електричної енергії і таким чином прагнуть до максимізації власних прибутків.

У разі неподання виробником, що працює за цінними заявками, та/або виробником, що працює не за цінними заявками, відповідної заявки, якою він декларує свою готовність продавати електричну енергію в ОРЕ, ДП «Енергоринок» не може включити такого виробника до заданого графіка навантаження. У такому разі ДП «Енергоринок» вживатиме заходів, щодо покриття відповідного обсягу попиту на електричну енергію за рахунок включення до графіка інших виробників електричної енергії та/або імпорту.

Зазначене твердження підтверджується висновками всеукраїнської громадської організації «Енергетична асоціація України» листом від 14.08.2015 № 02-704/1 (вх. від 20.08.2015 № 8-01/7533):

«За обсяг відпуску електроенергії на ОРЕ конкурують між собою всі виробники.

«...»

В частині конкуренції за обсяги відпуску є обмеження (п.5.4 Правил ОРЕ) - пріоритетне включення виробників з відновлювальних джерел енергії (ВДЕ), ГЕС (за нормативами роботи каскадів), АЕС (за умови збалансованості графіка навантаження в кожену годину, ТЕЦ (як правило за тепловим графіком). Для ГК ТЕС враховуються мінімальний склад обладнання, мережеві та інші обмеження (п.5.7 Правил ринку).

Усі виробники можуть змінювати (збільшувати) свою пропозицію виробництва (наприклад, через виконання організаційних та технічних заходів із підвищення готовності та збільшення робочої потужності) і таким чином впливати на свій графік та в умовах заданого прогнозного навантаження - на графік інших виробників.

При цьому збільшення в певних межах виробництва електроенергії виробниками, для яких тариф встановлюється НКРЕКП, відповідно до методології Комісії не є обов'язковою підставою для перегляду їх тарифу в сторону зменшення. Таким чином стимули у цих виробників для отримання переваг за рахунок збільшення виробництва існують.

«...»

Всі ГК ТЕС знаходяться в однакових умовах з точки зору однакових правил включення до графіку та правил ціноутворення. Всі вони можуть впливати на свою максимальну та мінімальну потужність, інші техніко-економічні характеристики обладнання та його готовність, у т.ч. для роботи в режимах пуск-зупинка.

Вибір конкурентної стратегії ГК ТЕС визначається не лише можливими платежами за маневреність та потужність, і вартістю заходів з надання (збільшення) пропозиції з цих послуг, але й ризиками (ймовірністю) ненадання цих послуг та вартістю відповідних санкцій (зменшенням платежів за порушення режиму роботи).

На включення до графіка енергоблоків ТЕС суттєво впливає структура і вартість палива. Менша вартість палива збільшує вірогідність попадання до графіку і збільшення відпуску електроенергії, а також можливість надання послуг із маневреності. Відсутність палива суттєво обмежує пропозицію потужності, оскільки такі блоки не включаються до роботи. Таким чином, умови доступу до ринку палива суттєво впливають на можливість конкуренції ГК ТЕС на ринку електроенергії.

На рівень конкуренції між ГК ТЕС на ОРЕ суттєво впливає також рівень попиту на електроенергію. За низького споживання та значної долі виробників з пріоритетним навантаженням (АЕС тощо), фактичний склад обладнання ТЕС є мінімально допустимим або навіть нижчим. За високого рівня споживання та/або обмеженого з будь-яких причин навантаження виробників з пріоритетним навантаженням (ремонт тощо), фактичний склад обладнання ТЕС є максимальним (все обладнання включається до роботи). В обох цих випадках конкуренція за обсяги виробництва між ГК ТЕС практично відсутня, і переваги в частині різних умов доступу до ринків палива в певній мірі нівелюються.»

ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго», ТОВ «ДТЕК Східенерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго» (заява від 24.06.2015 № 17/1358, зареєстрована у Комітеті 24.06.2015 за № 8-01/69-АМ), зазначають, що «на оптовому ринку електричної енергії України всі виробники електричної енергії (незалежно від способу її генерації) перебувають у стані конкуренції та відчувають значну конкуренцію з боку один одного, яка полягає у намаганні кожного виробника електричної енергії зберегти або збільшити обсяг виробництва та реалізації на оптовий ринок електроенергії, оскільки в іншому випадку знижується рентабельність виробництва та фінансові показники господарської діяльності такого виробника.»

Третій та остаточний етап процесу збалансування виробництва/споживання електричної енергії в ОЕС України відбувається в режимі реального часу в поточній добі та здійснюється диспетчерським центром ДП «НЕК «Укренерго».

Згідно з поясненнями ДП «Енергоринок» (лист від 13.08.2015 № 01/31-9506, зареєстрований в Комітеті 14.08.2015 за № 8-128/7350) відповідно до пункту 6.1.2 розділу 6 Правил ОРЕ виробники, оператори зовнішніх перетоків, оператор магістральних та міждержавних електромереж та постачальники зобов'язані виконувати заданий графік навантаження, що був складений ДП «Енергоринок» та погоджений диспетчерським центром ДП «НЕК «Укренерго», або команди диспетчера.

Відповідно до статті 14 Закону України «Про електроенергетику» в електроенергетиці України діє єдина централізована диспетчерська система оперативного-технологічного управління виробництвом, передачею, розподілом та постачанням електричної енергії. Функції централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління об'єднаною енергетичною системою України та організацію паралельної роботи з енергетичними системами інших держав виконує державне підприємство, яке визначається центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику в електроенергетичному комплексі. Централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління поширюється на суб'єкти господарської діяльності, об'єкти електроенергетики, яких підключені до ОЕС України.

Усі оперативні команди і розпорядження державного підприємства, що здійснює централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління відповідно до законодавства України, підлягають беззаперечному виконанню всіма суб'єктами господарської діяльності, об'єкти електроенергетики яких підключені до об'єднаної енергетичної системи України. Втручання в централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління об'єднаною енергетичною системою України з боку державних органів, політичних партій і рухів та інших громадських організацій не допускається, крім випадків, передбачених законодавством України.

ГКД 34.20.507-2003 «Правила. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж» передбачено правила технічної експлуатації станцій та мереж, у тому числі в частині здійснення централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України. Зазначені правила є обов'язковими до виконання як ДП «НЕК «Укренерго», так і виробниками електричної енергії.

Відповідно до пункту 13.2.5 ГКД 34.20.507-2003 складені ДП «Енергоринок» відповідно до правил оптового ринку електричної енергії України добові погодинні графіки активного навантаження та резерву потужності ОЕС України, ЕЕС, електростанцій і окремих енергоустановок затверджуються керівництвом ДП «Енергоринок» і керівництвом ДП НЕК «Укренерго» і доводяться до відповідних диспетчерських служб. При цьому енергогенеруючі компанії зобов'язані подавати цінові заявки на всі енергоблоки, що знаходяться в роботі й резерві.

Відповідно до пункту 13.3.1 ГКД 34.20.507-2003 основним документом, що визначає роботу в ОЕС України всіх суб'єктів електроенергетики, є добовий диспетчерський графік навантаження з погодинним розподілом. Усі суб'єкти підприємницької діяльності незалежно від їхніх форм власності і відомчої належності зобов'язані суворо дотримуватись добового диспетчерського графіка навантаження і встановленого графіка споживання, вживаючи відповідно всіх необхідних заходів до їх виконання.

Відповідно до пункту 13.3.2 ГКД 34.20.507-2003 у випадку вимушеного відхилення, з технічних причин, від диспетчерського графіка навантаження начальник зміни електростанції повинен негайно повідомити чергового диспетчера диспетчера ДП НЕК «Укренерго» про відхилення і причини, що його спричинили. Начальник зміни станції зобов'язаний вжити усіх необхідних заходів для входження у заданий графік.

Відповідно до пункту 13.3.3 ГКД 34.20.507-2003 у випадку дозволу розвантаження добовий графік електростанції, енергоблока оперативно коригується диспетчером ДП НЕК «Укренерго» з відповідним оформленням у встановленому в ДП НЕК «Укренерго» і ДП «Енергоринок» порядку.

Відповідно до пункту 13.3.4 ГКД 34.20.507-2003 для запобігання і ліквідації технологічних порушень в ОЕС України черговий диспетчер ДП НЕК «Укренерго» має право змінити графік навантаження електростанції. При цьому електростанції зобов'язані за розпорядженням чергового диспетчера ЕЕС, виходячи з умов безпечної роботи ОЕС України, негайно підвищувати навантаження до повної робочої потужності або знижувати її до технічного мінімуму зі швидкістю, яка визначається відповідними інструкціями.

При цьому відповідно до листа ДП «НЕК «Укренерго» від 14.08.2015 № 02-2/02-2-1-2/9356 (вх. від 20.08.2015 № 8-128/7562):

«Виробники електричної енергії самостійно на власний розсуд збільшувати та/або зменшувати навантаження генеруючого обладнання не можуть.

«...»

Самостійні дії виробника електричної енергії щодо збільшення та/або зменшення навантаження генеруючого обладнання (без попереднього погодження з ДП «НЕК «Укренерго» та ДП «Енергоринок») можуть призвести до розбалансування ОЕС України та виникнення несумісного режиму на загальносистемному та/або регіональному рівні. Тому Правилами ОРЕ (в розділах 7.1 та 8.3.) передбачено зменшення платежу електростанціям за порушення режиму роботи блоку.»

На сьогодні між ДП «НЕК «Укренерго» та виробниками електричної енергії відсутні двосторонні договори, якими було б урегульовано права та обов'язки зазначених суб'єктів господарювання в частині надання ДП «НЕК «Укренерго» оперативних команд і розпоряджень з метою забезпечення здійснення централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління та їх виконання відповідними виробниками.

Одночасно, відповідно до умов укладених між ДП «Енергоринок» та виробниками електричної енергії договорів:

1. Відповідний виробник електричної енергії зобов'язаний:

- здійснювати виробництво та продаж ДП «Енергоринок» електроенергії в необхідних обсягах та належної якості з дотриманням оптимального режиму (графіка навантаження електростанцій такого виробника), який розраховано згідно з Правилами ОРЕ;

- виконувати команди диспетчера ДП «НЕК «Укренерго» згідно з оперативно-диспетчерськими інструкціями.

2. Відповідний виробник електричної енергії несе відповідальність, зокрема, за:

- невиконання або неналежне виконання команд диспетчера ДП «НЕК «Укренерго»;

- невиконання графіка навантаження, який ДП «Енергоринок» надає такому виробнику за погодженням з ДП «НЕК «Укренерго».

(Зазначений висновок зроблено, зокрема, на основі договорів між ДП «Енергоринок» з ТОВ «ДТЕК Східенерго» (від 01.04.2002 № 1034/01), ПАТ «Центренерго» (від 07.09.1999 № 71/01-ЕР), з ПАТ «Донбасенерго» (від 31.08.1999 № 70/01-ЕР), з ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго» від 30.08.1999 № 69/01-ЕР, з ПАТ «ДТЕК Західенерго» від 17.08.1999 № 62/01-ЕР, з ДП «НАЕК «Енергоатом» від 18.05.2001 № 698/05-НАЕК/640/01, з ПАТ «Укргідроенерго» від 31.01.2006 № 3304/01, з ДПЗД «Укрінтеренерго» від 31.10.2008 № 4297/02 та з ТОВ «Дунайська СЕС-1» від 19.10.2015 № 9000/2).

Отже, усі виробники електричної енергії незалежно від виду ціноутворення, подаючи відповідні заявки до ДП «Енергоринок», декларують свою готовність виробляти електричну енергію у відповідних задекларованих ними в таких заявках обсягах.

При цьому між такими виробниками існує конкуренція, яка полягає у намаганнях кожного з виробників максимізувати обсяг отриманого прибутку шляхом збільшення обсягів продажу відповідної товарної продукції.

Разом з тим, вказана конкуренція обмежується значним адміністративним впливом з боку Міністерства енергетики України, ДП «Енергоринок» та ДП «НЕК «Укренерго», який полягає у плануванні та оперативному диспетчерському управлінні ресурсним наповненням ринку.

При цьому, виробники електричної енергії відповідно до умов двосторонніх договорів з ДП «Енергоринок», Правил ОРЕ та Закону України «Про електроенергетику» зобов'язані виконувати команди диспетчера ДП «НЕК «Укренерго» згідно з оперативно-диспетчерськими інструкціями. Крім цього, відповідний виробник електричної енергії несе відповідальність, зокрема, за невиконання або неналежне виконання команд диспетчера ДП «НЕК «Укренерго».

Отже, незалежно від структури складених ДП «Енергоринок» відповідно з поданих виробниками електричної енергії (що працюють за ціновими заявками та які працюють не за ціновими заявками) заданих графіків навантаження, обсяги виробництва електричної енергії (та відповідно її продажу в ОРЕ) будь-якого з виробників можуть бути скориговані ДП «НЕК «Укренерго» під час здійснення централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України, а виробники електричної енергії не можуть на власний розсуд змінювати навантаження генеруючого обладнання від затверджених ДП «НЕК «Укренерго» і ДП «Енергоринок» диспетчерських графіків навантаження.

Отже, технологічні характеристики генеруючого обладнання є одними з визначальних факторів що впливають на включення кожного з блоку електростанції до роботи в конкретний період доби. При цьому попит на електричну енергію є динамічною величиною, яка коливається залежно від часу доби, пори року, погодних умов тощо.

Це у свою чергу обумовлює формування базисного рівня попиту, покриття якого забезпечується переважно АЕС, «зеленими» виробниками, які мають привілеї, визначені законом, а також частково ТЕС та ТЕЦ.

Натомість ГЕС та ГАЕС у зв'язку з високим маневровим потенціалом та низькою собівартістю електроенергії залучаються до покриття пікового навантаження.

Генеруючі компанії ТЕС включаються до графіка за принципом замикаючої решти та можуть працювати як у базовому так і в змінному режимі. Разом з тим, для покриття маневрового навантаження їх роль в ОЕС України є визначальною.

7. ЦІНОВЕ РЕГУЛЮВАННЯ НА ЗАГАЛЬНОДЕРЖАВНОМУ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ЯКА КУПУЄТЬСЯ ДП «ЕНЕРГОРИНОК» З МЕТОЮ ЗДІЙСНЕННЯ ДІЯЛЬНОСТІ З ОПТОВОГО ПОСТАЧАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ОПТОВОМУ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

Ціноутворення на ОРЕ має певні, обумовлені відповідними нормативно-правовими актами, особливості.

Відповідно до умов укладених двосторонніх договорів з **виробниками електричної енергії, що працюють не за ціновими заявками**, тариф на електроенергію, яку відповідний виробник продає ДП «Енергоринок», затверджується постановою НКРЕКП (НКРЕ). При цьому такий тариф встановлюється на наступний розрахунковий період, а виробник, відпускаючи електричну енергію в ОРЕ, може розрахувати розмір прогнозованого прибутку.

Вартість електричної енергії, купленої ДП «Енергоринок» у відповідного виробника визначаються на підставі тарифу, затвердженого НКРЕКП (НКРЕ) та фактичних обсягів електричної енергії купленої ДП «Енергоринок» у відповідного виробника.

(Висновок наведено на підставі аналізу та узагальнення, зокрема, норм договорів укладених ДП «Енергоринок» з ДП «НАЕК «Енергоатом» від 18.05.2001 № 698/05-НАЕК/640/01, з ПАТ «Укргідроенерго» від 31.01.2006 № 3304/01, з ДПЗД «Укрінтеренерго» від 31.10.2008 № 4297/02 та з ТОВ «Дунайська СЕС-1» від 19.10.2015 № 9000/2).

Рада ОРЕ листом від 02.09.2015 № 645 (вх. від 03.09.2015 № 8-128/8005) повідомила:

«Органом державного регулювання діяльності в електроенергетиці є Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – «НКРЕКП»). Основними завданнями НКРЕКП є забезпечення проведення цінової та тарифної політики в електроенергетиці в межах повноважень, визначених законодавством.

НКРЕКП створена система цінового регулювання, яка включає ряд нормативно-правових актів, що забезпечують контроль за ціноутворенням на кожному етапі формування тарифів на електроенергію - на етапах виробництва, передачі та постачання електричної енергії.

НКРЕКП затверджує тарифи на відпуск електричної енергії для виробників електроенергії, що не працюють за ціновими заявками на оптовому ринку електричної енергії (ОРЕ) (ДП «НАЕК «Енергоатом», ТЕЦ, ГЕС, ГАЕС, ВДЕ) і затверджує тарифи на передачу та постачання електроенергії суб'єктами підприємницької діяльності. Крім того, НКРЕКП регулює діяльність виробників електричної енергії, що працюють за ціновими заявками, шляхом затвердження прогнозованої оптової ринкової ціни, обмеження граничної ціни системи та інших показників, які впливають на формування кінцевої ціни виробленого товару – електричної енергії.

...
Тарифи, затверджені НКРЕКП (НКРЕ) для виробників, використовуються ДП «Енергоринок» для розрахунків вартості електричної енергії, що продається виробниками в ОРЕ».

Щодо формування ціни закупівлі електричної енергії у виробників, що працюють не за ціновими заявками ДП «Енергоринок» зазначає наступне (лист від 13.08.2015 № 01/31-9506, зареєстрований в Комітеті 14.08.2015 за № 8-128/7350):

«Відповідно до пунктів 8.12.3, 8.12.4, 8.19.10 та 8.19.11 Правил ОРЕ фактична ціна, за якою ДП «Енергоринок» здійснює закупівлю електричної енергії у будь-якого виробника електричної енергії, що не працює за ціновими заявками, в певний період часу (годину, добу, місяць, квартал, рік), визначається тарифами, що встановлюються постановами НКРЕКП.

Встановлені НКРЕКП тарифи продажу електричної енергії в ОРЕ можуть бути одноставочними або двоставочними. Для виробників електричної енергії на гідроелектростанціях (ГЕС) та гідроакмулюючих станціях (крім малих ГЕС) встановлюються двоставочні тарифи, які застосовуються відповідно до пунктів 8.12.4 та 8.19.11 Правил ОРЕ. Для інших виробників встановлюються одноставочні тарифи, які застосовуються відповідно до пунктів 8.12.3 та 8.19.10 Правил ОРЕ.»

Одночасно ДП «Енергоринок» (лист від 13.08.2015 № 01/31-9506, зареєстрований в Комітеті 14.08.2015 за № 8-128/7350) зазначає, що *«включення генеруючих потужностей таких виробників до графіку навантаження (виробництва електроенергії) здійснюється за Правилами ОРЕ без урахування величин самих тарифів».*

При цьому, виробники електричної енергії, що працюють не за ціновими заявками, щодо порядку їх ціноутворення зазначають (на прикладі інформації наданої ПАТ «Укргазвидобування» в листі від 29.07.2015 № 2/2-01/4323, зареєстрованому в Комітеті 31.07.2015 за № 8-128/6747):

«Відповідно до ЗУ «Про електроенергетику» від 16.10.1997 № 574/97-ВР та Указу Президента України від 10.09.2014 № 715/2014 «Про затвердження Положення про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», а також Постанов Національної Комісії регулювання електроенергетики України від 12.10.2005 р. № 896 «Про «Затвердження Порядку розрахунку тарифів на електричну енергію та теплову енергію, що виробляється на ТЕЦ, ТЕС, АЕС а на установках з використанням нетрадиційних або поновлювальних джерел енергії», від 12.10.2005 р., № 896 «Про затвердження процедури перегляду та затвердження тарифів для ліцензіатів з виробництва електричної та теплової енергії» на відпуск електричної енергії встановлюється Національною комісією з регулювання електроенергетики та комунальних послуг.»

Розрахунки за продану **виробниками електричної енергії, що працюють за ціновими заявками**, в Оптовий ринок електричної енергії України електричну енергію здійснюються за тарифами затвердженими НКРЕКП.

Так, умовами договорів укладених між ДП «Енергоринок» та виробниками, що працюють за ціновими заявками (з ТОВ «ДТЕК Східенерго» (від 01.04.2002 № 1034/01), ПАТ «Центренерго» (від 07.09.1999 № 71/01-ЕР), з ПАТ «Донбасенерго» (від 31.08.1999 № 70/01-ЕР), з ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго» (від 30.08.1999 №69/01-ЕР), з ПАТ «ДТЕК Західенерго» (від 17.08.1999 № 62/01-ЕР)), передбачено зокрема, що:

1. Відповідний виробник зобов'язується продавати, а ДП «Енергоринок» зобов'язується купувати електроенергію, вироблену виробником, та здійснювати її оплату відповідно до умов таких договорів (у розділі «Предмет договору» кожного з вказаних договорів);

2. Ціни за якими відповідний виробник щоденно продає електроенергію ДП «Енергоринок», визначаються відповідно до Правил ОРЕ (у розділі «Загальні умови договору» кожного з вказаних договорів);

3. Розрахунок за куплену ДП «Енергоринок» електроенергію здійснюється грошовими коштами, що перераховуються на поточний рахунок відповідного виробника (для розрахунків за куплену електроенергію) та на поточний рахунок зі спеціальним режимом

використання (для розрахунків з податку на додану вартість), та, за згодою сторін іншими формами, що передбачені чинним законодавством України. Платіж на поточний рахунок зі спеціальним режимом використання є невід'ємною частиною розрахунку за куплену ДП «Енергоринок» електроенергію (у розділі «Порядок розрахунків» кожного з вказаних договорів).

Тариф для виробників електричної енергії, що працюють за ціновими заявками, встановлюється на рівні середньозважених цін продажу електроенергії в ОРЕ кожним з таких виробників, які розраховуються ДП «Енергоринок».

Середньозважені ціни продажу електроенергії в ОРЕ розраховуються ДП «Енергоринок» за Правилами ОРЕ на підставі даних щоденних погодинних фізичних балансів електроенергії та результатів щоденних розрахунків платежів виробниками електричної енергії, що працюють за ціновими заявками, наростаючим підсумком за звітний місяць.

Погодинні фізичні баланси електроенергії визначаються на підставі показань відповідних приладів обліку електричної енергії.

Щодо **платежів**, що нараховуються виробникам електричної енергії, що працюють за ціновими заявками, то їх можна розділити на дві категорії:

- фіксовані платежі, обсяг яких встановлюється НКРЕКП;
- змінні платежі, обсяг яких залежить від безпосередньої діяльності кожного з виробників на ОРЕ.

Застосування **фіксованих платежів**, передбачено підрозділом 8.8 Правил ОРЕ, згідно з яким відповідно до встановлених постановами НКРЕКП місячних величин відповідних платежів, для виробників, що працюють за ціновими заявками, визначаються погодинні значення наступних платежів:

- додатковий платіж на реконструкцію та модернізацію енергетичного обладнання виробника;
- додатковий платіж на виконання законодавчих актів та урядових рішень, погашення безнадійного боргу;
- додатковий платіж на вирішення будь-якого спірного питання, у зв'язку із уточненням вимірів або іншим узгодженим коригуванням;
- додатковий платіж на будівництво блоків виробникам, які працюють за ціновими заявками;
- додатковий платіж на зменшення платежу виробнику, який працює за ціновими заявками, за користування додатково отриманими коштами;
- зменшення платежу виробнику за порушення Порядку реалізації плану реконструкції та модернізації теплових електростанцій.

Методика розрахунку обсягів **змінних платежів** передбачена підрозділами 8.1-8.7 Правил ОРЕ. При цьому, до таких відносяться:

- платіж за відпущену в ОРЕ електричну енергію;
- платіж за відхилення фактичного виробітку від заданого графіка для створення резерву і виконання вимог системи;
- платіж за робочу потужність;
- платіж за маневреність;
- платіж за пуск блоку (корпусу);
- платіж за розвантаження нижче мінімально допустимого складу обладнання станції;
- зменшення платежу блоку за порушення режиму роботи;
- зменшення платежу за недотримання планових термінів капітального, середнього та поточного ремонтів.

Виробник, що працює за ціновими заявками, здатний впливати на обсяг таких платежів, зокрема шляхом корегування обсягів власного виробітку електричної енергії та її відпуску в ОРЕ.

Правилами ОРЕ передбачено наступний алгоритм формування середньозваженої ціни продажу електроенергії в ОРЕ, для виробників що працюють за ціновими заявками.

Перший етап – складення прогнозу необхідного покриття ОЕС України.

ДП «Енергоринок» готує погодинний прогноз електроспоживання ОЕС України на наступну добу. При цьому, ДП «Енергоринок» враховує, зокрема:

- 1) дані електроспоживання у попередні періоди;
- 2) прогноз метеорологічних умов на наступну добу;
- 3) поточні та ретроспективні погодні умови;
- 4) погодинний прогноз споживання на наступну добу, наданий ПРТ;
- 5) усі інші фактори, які можуть впливати на споживання.

При цьому, ПРТ щоденно надають до ДП «Енергоринок» погодинні заявки на наступну добу, які включають:

- 1) обсяг купівлі електроенергії на ОРЕ;
- 2) обсяг поставок електроенергії ПНТ споживачам, що знаходяться на території ПРТ;
- 3) обсяг виробництва електроенергії генеруючими джерелами, що не здійснюють продаж електроенергії в ОРЕ та знаходяться на території ПРТ.

Одночасно, ПНТ щомісячно надає до ДП «Енергоринок» погоджене з відповідним ПРТ повідомлення на заявлений обсяг купівлі електричної енергії на ОРЕ.

Другий етап – складення заданого графіку навантаження.

Відповідно до розділу 3 Правил ОРЕ підставою для включення будь-якого блоку у роботу є заявка відповідного виробника щодо наявної робочої потужності блоків, які є роботоспроможними та можуть бути включені у роботу. При цьому, згідно пунктом 3.3.3 розділу 3 Правил ОРЕ саме виробники мають право кінцево визначати чи буде блок заявлений як роботоспроможний та несуть відповідальність за відповідність заявлених робочих потужностей фактичному стану обладнання та запасам палива на електростанції.

Під час складення добового графіку навантаження ДП «Енергоринок» враховує інформацію, надану Мінпаливенерго, а саме:

- 1) затверджені річні та місячні графіки ремонту обладнання виробників, що працюють за ціновими заявками, АЕС та ТЕЦ, ГЕС;
- 2) прогнозний баланс електричної енергії ОЕС України та прогнозні обсяги відпуску електроенергії в Оптовий ринок на розрахунковий місяць.

При цьому, існує певна черговість включення енергогенеруючого обладнання окремих видів виробників до заданого графіку навантаження:

- в першу чергу до заданого графіку навантаження включаються потужності виробників, що працюють не за ціновими заявками;
- включення до графіку навантаження виробників, що працюють за ціновими заявками, здійснюється за залишковим принципом.

Так, розпорядник системи розрахунків (ДП «Енергоринок») забезпечує пріоритетне включення до диспетчерського графіка генеруючих потужностей електростанцій виробників, які виробляють електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії (крім

доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії - вироблену лише малими гідроелектростанціями), а також заявлені потужності гідроакмулюючих станцій та крупних гідроелектростанцій з урахуванням вимог щодо роботи Дніпровського та Дністровського каскадів.

Виходячи із заявленої максимальної та мінімальної робочої потужності гідроелектростанцій на наступну добу, а також заданих диспетчерським центром добових та режимних обмежень на використання гідроресурсів, вимог до резерву потужності на цих станціях, Розпорядник системи розрахунків визначає навантаження по кожній гідроелектростанції в кожному розрахунковому періоді шляхом створення максимального енергетичного ефекту щодо сприятливих режимів роботи для інших електростанцій.

Заявлена потужність атомних електростанцій включається до диспетчерського графіка за умови збалансованості графіка навантаження в кожному розрахунковому періоді.

Включення до заданого графіка навантаження заявлених потужностей теплоелектроцентралей, які не працюють за ціновими заявками, як правило, повинно здійснюватись відповідно до наданих теплоелектроцентралями заявок робочої потужності. У разі неможливості забезпечення виконання вимог щодо наявності необхідного резерву потужності, визначеного диспетчерським центром, та збалансованості у кожному розрахунковому періоді, Розпорядник системи розрахунків при розробці заданого графіка навантаження може залучати теплоелектроцентралі до регулювання заданого графіка навантаження за письмовою згодою теплоелектроцентралі або на вимогу диспетчерського центру, та повинен ураховувати при визначенні договірних обсягів продажу електричної енергії в Оптовий ринок цих виробників у розрахунковому місяці фактичне збільшення обсягу відпуску електроенергії, що пов'язане з виконанням такого графіка навантаження.

Порядок включення обладнання виробників електричної енергії, що працюють за ціновими заявками проводиться на конкурентній основі для покриття «замикаючої» решти навантаження.

Виробники, які працюють за ціновими заявками, додатково до вищевказаного подають ДП «Енергоринок» **цінову заявку**, яка відповідно до пункту 3.1.1. Правил ОРЕ має відображати рівень цін, за якими такий виробник електроенергії спроможний відпускати електроенергію в ОРЕ. Цінові заявки розраховуються відповідно до положень додатка Б Правил ОРЕ, виходячи із цін натурального палива (вугілля, газ, мазут) з урахуванням витрат на його транспортування, що є сировиною для виробництва електричної енергії для виробників, що працюють за ціновими заявками.

Відповідно до пояснень ПАТ «Донбасенерго» (лист від 22.07.2015 № 01-1.1/02757, зареєстрований в АМКУ 22.07.2015 за № 8-128/6323) існують наступні особливості, що впливають на вибір складу обладнання яке пропонується виробниками, що працюють за ціновими заявками, до включення заданого графіку навантаження:

- *ремонтні обмеження (у випадку виводу енергоблоку у ремонт його робоча потужність дорівнює «0»);*
- *зовнішні, мережеві обмеження (вивід у ремонт міжсистемних ліній електропередачі, систем шин, автотрансформаторів зв'язку на розподільчих підстанціях);*
- *технологічні обмеження (на відпуск тепла споживачам під час опалювального сезону, а також на підтримку власних парових потреб відбувається відбір пару). Сезонні обмеження (пов'язані з сезонним змінням температури зовнішнього повітря, що призводить у літні місяці до зниження робочої потужності; крім того підвищення температури охолоджуючої води веде до погіршення вакууму і також знижує робочу потужність;)*
- *технічні обмеження (пов'язанні з старінням обладнання під час його експлуатації - зниження ККД механізмів, порушення щільності газоходів).*

- мінімально допустимий склад обладнання (залежить від температури зовнішнього повітря);

- час від подачі команди диспетчера до включення енергоблоку у мережу.

Сукупність цих обмежень впливає на вибір складу обладнання, що пропонується до диспетчерського графіку навантажень».

Цінова заявка, яка надається виробниками, що працюють за ціновими заявками щодня не пізніше 10-00 до ДП «Енергоринок», та відповідно до пункту 3.1.2 Правил ОРЕ містить інформацію (для кожного блоку кожної станції), зокрема щодо:

- монотонно зростаючих прирощених заявлених цін на електроенергію, що може бути відпущена в оптовий ринок, та відповідні їм опорні потужності блоку, які визначають ті рівні генерації, при яких відповідні заявлені ціни можуть бути застосовані, в тому числі для двокорпусних блоків та корпусів двокорпусних блоків;

- вартості пусків моноблока з резерву та вартості пуску корпусів двокорпусних блоків (для відповідних тривалостей простою;

- ціну холостого ходу блоків ;

- максимальну робочу потужність (та мінімальну робочу потужність блоків);

- мінімальну тривалість роботи між послідовними циклами зупинки блоку та мінімальну тривалість простою між послідовними циклами роботи блоку;

- мінімальну кількість блоків, які повинні знаходитись у роботі за станційними обмеженнями;

- структуру використання палива (вугілля, газу, мазуту);

- плановий відпуск теплової енергії;

- ознаку маневреності для кожного розрахункового періоду наступної доби за ознакою пуску/зупинки;

- обов'язкової роботи блоку для проведення випробувань після капітального та середнього ремонтів;

- ознаку знаходження блоку поза резервом за відсутністю палива;

- ознаку згоди на відключення блоку (корпусу) у випадку необхідності роботи станції нижче мінімально допустимого складу обладнання у разі виникнення несумісного режиму протягом всіх розрахункових періодів доби;

- ознаку пропозиції виробника відключити блок, що знаходився в роботі менше 72 годин, замість іншого на ТЕС, що був включений в роботу раніше;

- ознаку обов'язкової роботи блоку для проведення випробувань після будівництва, реконструкції та модернізації, при цьому період роботи збудованих, реконструйованих та модернізованих блоків має бути погодженим з Мінпаливенерго.

При цьому, пунктом 3.7. Правил ОРЕ передбачено, що ДП «Енергоринок» здійснює **перевірку** даних, що містяться в заявках виробників на відповідність вимогам Правил ОРЕ.

На підставі наданих заявок виробниками, що працюють за ціновими заявками, ДП «Енергоринок» здійснює **упорядкування блоків** на розрахунковий період очікуваного максимального покриття електричного навантаження від найдешевшого блоку до найдорожчого блоку за розрахунковою заявленою ціною, розрахованою згідно з ціновими заявками за умови роботи блоку в період Start - End на максимальній заявленій робочій потужності.

Якщо енергоблок не пройшов відбір за розрахунковою заявленою ціною на розрахунковий період максимального покриття, розрахованого згідно з ціновими заявками за умови роботи блоку в період Start - End на максимальній заявленій робочій потужності, то його обсяг електричної енергії Оптовим постачальником не закуповується.

При цьому, ДП «Енергоринок» (лист від 13.08.2015 № 01/31-9506, зареєстрований в Комітеті 14.08.2015 за № 8-128/7350) зазначає:

«Технічні особливості генеруючого обладнання виробника електричної енергії, зокрема можливість зміни робочої потужності та діапазону регулювання, впливають на вибір складу обладнання в роботу в диспетчерський графік навантаження.

Основним критерієм вибору складу обладнання є розрахункова заявлена ціна кожного енергоблока на годину максимального покриття, яка визначається відповідно до формули обчислення, визначеною Правилами ОРЕ.

Так, згідно зазначеної формули обчислення, розрахункова заявлена ціна, в тому числі, залежить від заявленої максимальної робочої потужності. Тому, зміна в сторону зменшення або збільшення, заявленої максимальної робочої потужності може призвести до зміни позиції енергоблока у ранжуванні (упорядкуванні), і як наслідок, до включення або не включення цього енергоблока в роботу в графік навантаження, а також може призвести до включення до графіка навантаження додаткового обладнання цього або інших виробників.

Крім того, якщо Розпорядник системи розрахунків не в змозі розробити збалансований графік навантаження на наступну розрахункову добу або на добу, наступну за розрахунковою, то він має право замінити в графіку навантаження неманеврене обладнання на маневрене за ознакою пуску/зупинки блока (корпуса).»

На підставі розробленого заданого графіку навантаження ДП «Енергоринок» визначає для виробників, які працюють за ціновими заявками, граничну ціну системи, ціну робочої потужності та ціни за маневреність за наступними принципами:

1) Гранична ціна системи (ГЦС) відповідно до пункту 5.7.1. Правил ОРЕ визначається ціною найдорожчого із включених до заданого графіка навантаження маневрених блоків виробників, які працюють за ціновими заявками, у кожному розрахунковому періоді доби. ГЦС є ціною, за якою нараховується платіж за відпущену електроенергію усім блокам виробників, які працюють за ціновими заявками.

При цьому, для недопущення зростання платежів за електроенергію для генеруючих компаній ТЕС пункту 5.7.2. Правил ОРЕ передбачено застосування обмеження ГЦС (К_{НКРЕ}).

У разі, якщо ціна блока, розрахована відповідно до пункту 5.7.1 Правил ОРЕ, перевищує рівень К_{НКРЕ}, то ДП «Енергоринок» повинен відповідно, обмежити ціну блока до рівня К_{НКРЕ} (пункту 5.7.2 Правил ОРЕ). У такому випадку гранична ціна системи дорівнює величині К_{НКРЕ}.

Тобто, якщо ціна найдорожчого блоку, включеного до графіка навантаження, перевищує величину обмеження ГЦС, платіж за відпущену електроенергію зазначеним блокам визначається величиною встановленою НКРЕКП - обмеженням ГЦС.

Разом з тим, порядок та/або методика, за якою НКРЕКП обчислює та встановлює обмеження граничної ціни системи (К_{НКРЕ}) на даний час не затверджена.

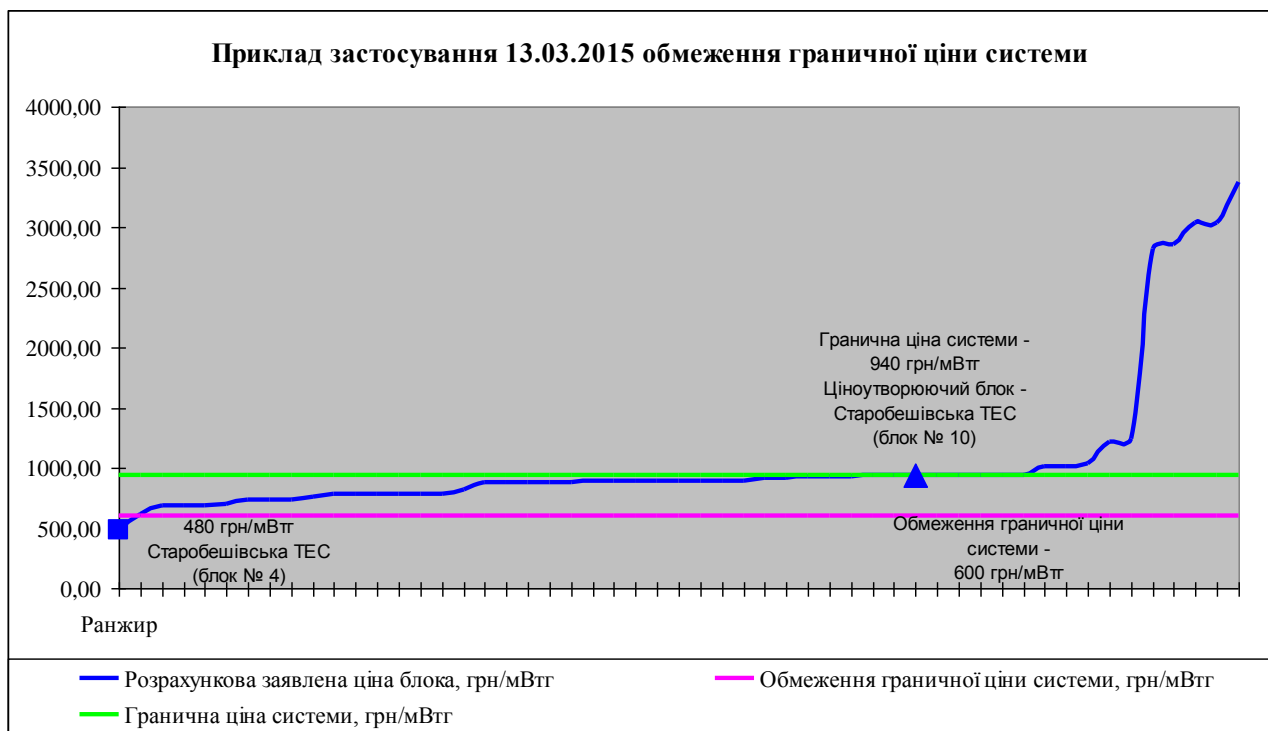
Рада ОРЕ (лист від 02.09.2015 № 645, зареєстрований в Комітеті 03.09.2015 за № 8-128/8005) зазначає, що *«як показує практика величина обмеження граничної ціни системи (К_{НКРЕ}) є визначальною при визначенні граничної ціни системи та нарахуванні платежу за відпущену в Оптовий ринок електричну енергію. Величина обмеження граничної ціни системи (К_{НКРЕ}) встановлюється НКРЕ, НКРЕКП на рівні, який не дозволяє блокам ТЕС бути ціноутворюючими і гранична ціна системи в перод Start-End завжди відповідає рівню К_{НКРЕ}.»*

Як приклад застосування НКРЕКП обмеження ГЦС зазначаємо, що відповідно до інформації, наведеної в заяві ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго», ТОВ «ДТЕК Східенерго» та ПАТ «ДТЕК Західенерго» від 24.06.2015 № 17/1358 (вх. від 24.06.2015 № 8-01/69-АМ) 13 березня 2015 року всього до роботи було заявлено 54 блоки ТЕС (при цьому один блок (блок № 3 Запорізької ТЕС) було включено до графіку на обов'язковій основі.

Ціна найдорожчого блоку (який мав бути ціноутворюючим блоком відповідно до Правил ОРЕ), включеного в роботу 13.03. 2015 - це блок № 10 Старобешівської ТЕС

(ПАТ «Донбасенерго»), отже, максимальна ціна електроенергії на цю годину має дорівнювати 940 грн./МВт·год. Проте, гранична ціна системи обмежена коефіцієнтом обмеження граничної ціни системи становила - 600 грн./МВт·год. Таким чином, на годину максимального покриття 13 березня 2015 року ціна енергоблокам за відпущену електроенергію виявилася нижче ринкової на 30 відсотків.

Обмеження ціни коефіцієнтом обмеження, встановленим НКРЕКП, в цей день призвело до того, що на годину максимального покриття всі енергоблоки, включені в роботу (40 блоків), за винятком блока № 4 Старобешівської ТЕС (ПАТ «Донбасенерго»), виявилися дорожчими, ніж встановлене НКРЕКП обмеження.



Варто підкреслити, що гранична ціна системи, визначена з урахуванням ціни найдорожчого із включених до заданого графіка навантаження маневрених блоків виробників та величини обмеження ГЦС, відповідно до Правил ОРЕ не є ціною за якою виробник, що працює за ціновими заявками, продає електричну енергію ДП «Енергоринок». Разом з тим, гранична ціна системи та обсяг відпущеної в ОРЕ електричної енергії, є визначальним при розрахунку платежу, який буде нараховано виробнику, що працює за ціновими заявками, за відпущену електроенергію (такий платіж є однією з невід'ємних складових середньозваженої ціни продажу електричної енергії в ринок на підставі якої затверджується тариф для ТЕС).

2) **Ціна робочої потужності** розраховується ДП «Енергоринок» по групах робочої потужності окремо для блоків, які працюють в «острові Бурштинської ТЕС», та блоків, які працюють в іншій частині ОЕС України. Віднесення блоків Виробників до певних груп робочої потужності здійснюється відповідно до пункту 5.8.1 Правил ОРЕ та залежить від того чи включений блок до графіка навантаження, мобільних характеристик блока (норм тривалості пуску блока з різних теплових станів) та забезпеченості блоків паливом. Ціна робочої потужності по групах робочої потужності розраховується ДП «Енергоринок» відповідно до пунктів 5.8.2 –5.8.3 Правил ОРЕ.

При цьому, визначальними при розрахунку ціни робочої потужності є:

- заданий ДП «Енергоринок» для кожного конкретного блоку графік навантаження;
- технічний мінімум навантаження кожного блоку кожної станції, заявлений виробником;

- максимальна робоча потужність блоку, заявлена виробником;
- тривалість пуску блоку від надання команди диспетчера до набору максимального навантаження;
- величина необхідного оперативного резерву (затверджується НКРЕКП);
- ціни 1 МВт оперативного резерву потужності другої та третьої групи блоків затверджуються Радою ОРЕ та погоджуються НКРЕКП;
- регулюючий коефіцієнт, що визначається ДП «Енергоринок» відповідно до додатка Д до Правил ОРЕ та може варіюватись в залежності від розміру встановленої НКРЕКП прогнозованої ОРЦ;
- максимальне значення необхідного покриття в період Start-End;
- величина покриття поточного розрахункового періоду;
- ступінь залежності погодинної ціни робочої потужності від нерівномірності графіка необхідного покриття, що затверджується Радою ОРЕ та погоджується НКРЕКП.

3) **Ціна за маневреність** розраховується ДП «Енергоринок» на кожний розрахунковий період доби, для блоків, які включені в роботу, окремо для «острова Бурштинської ТЕС» та іншої частини ОЕС України, відповідно до пункту 5.9 Правил ОРЕ та залежить від загального діапазону регулювання блоків, які включені до заданого графіка навантаження, нерівномірності прогнозного графіка необхідного покриття та показників, які використовуються для розрахунку цін за маневреність визначених ДП «Енергоринок» відповідно до Додатка Д Правил ОРЕ.

При цьому, визначальними при розрахунку ціни за маневреність є:

- нерівномірність графіка необхідного покриття (різниця між величиною покриття на годину максимального навантаження та величиною покриття поточного розрахункового періоду);
- коефіцієнт маневреності, який визначає максимальну ціну за маневреність та розраховується ДП «Енергоринок», та може варіюватись в залежності від розміру встановленої НКРЕКП прогнозованої ОРЦ;
- коефіцієнт маневреності, який визначає мінімальну ціну за маневреність – затверджується Радою Ринку та погоджується НКРЕКП;
- коефіцієнти обмеження, які характеризують співвідношення початково заявленого діапазону регулювання виробниками, які працюють за ціновими заявками до нерівномірності графіка покриття (визначаються ДП «Енергоринок»);
- суми прогнозованих ДП «Енергоринок» середніх погодинних діапазонів регулювання генеруючого обладнання, що планується в роботу за циклом "робота впродовж розрахункового періоду максимального покриття минулої доби – зупинка в резерв – робота в розрахунковій добі на вимогу системи" та середніх погодинних діапазонів регулювання іншого генеруючого обладнання, що планується в роботу;
- заявлений виробником діапазон регулювання блоків.

Наступного дня після дня диспетчеризації, ДП «Енергоринок» здійснює розрахунок складових платежів по виробниках, які працюють за ціновими заявками (розділ 8 Правил ОРЕ), та надає результати розрахунків платежів на Оптовому ринку відповідним сторонам ДЧОРЕ.

ДП «Енергоринок» при визначенні сумарного платежу за розрахункову добу для виробника, який працює за ціновими заявками, визначає такі його складові:

1) **Платіж за електричну енергію**, відпущену в Оптовий ринок, (для кожного розрахункового періоду добового графіка, для кожного блоку такого виробника згідно з пунктом 8.1.1 Правил ОРЕ визначається розрахунковий платіж за відпущену електроенергію, який використовується для визначення погодинної середньозваженої ціни за відпущену електроенергію для кожної станції виробника, який працює за ціновими заявками згідно з

пунктом 8.1.2 Правил ОРЕ. На підставі визначеної середньозваженої ціни та фактичного відпуску електричної енергії станцією, згідно з пунктом 8.1.3 Правил ОРЕ визначається платіж за відпущену електричну енергію станцією виробника, який працює за ціновими заявками).

Під час визначення розміру платежу за відпущену електричну енергію для кожного блока кожної електростанції ДП «Енергоринок» враховуються, зокрема:

- гранична ціна системи (розрахована з урахуванням встановлених НКРЕКП обмежень);
- обсяг фактичного відпуску електричної енергії в ОРЕ відповідним блоком відповідної станції;
- коригуючий коефіцієнт до платежів виробників, які працюють за ціновими заявками (відповідно до пункту 8.1.3 дорівнює одиниці, при цьому, НКРЕКП (НКРЕ) може затверджувати інші корегуючі коефіцієнти);
- розрахункові платежі блоків відповідної станції за відпущену електроенергію;
- чи було встановлено факт заниження або завищення цінових заявок;
- фактична ціна блоку;
- коефіцієнт корисного відпуску блоку (зазначається виробником при наданні цінової заявки);
- заявлені витрати на холостий хід блоку та ціни на холостий хід блоку, опорні точки потужності, заявлені прирощені ціни блоку, технічний мінімум навантаження, максимальна заявлена робоча потужність;
- середньозважені ціни умовного палива на виробництво електроенергії та прирости витрат умовного палива на зміну потужності блоку;
- фактичний виробіток блоку;
- допустиме відхилення рівня цінових заявок (затверджується Радою ОРЕ та погоджується НКРЕКП (НКРЕ)).

2) Платіж за відхилення фактичного виробітку від заданого графіка для створення резерву і виконання вимог системи (визначається згідно з пунктом 8.2 Правил ОРЕ для кожного розрахункового періоду добового графіка для всіх блоків, що не підключені до системи автоматичного регулювання частоти і потужності (АРЧП), диспетчерський графік навантаження яких відрізняється від виробітку блоку згідно з заданим графіком). Під час визначення розміру платежу за відхилення фактичного виробітку від заданого графіка для створення резерву і виконання вимог системи для кожного блока кожної електростанції ДП «Енергоринок» враховуються, зокрема:

- чи було встановлено ознаку вимушеної роботи блоку (чи працював блок за вимогою диспетчера, а не за заявкою);
- чи виконував блок диспетчерський графік;
- фактичний виробіток блоку;
- допустиме відхилення виробництва блоком;
- обсяг недовиробництва електроенергії блоком, який пов'язаний із зміною режиму системи, фактична ціна блоку, розрахункова ціна блоку;
- заданий графік виробництва електроенергії блоком;
- коефіцієнт корисного відпуску блоку;
- фактична ціна блоку (у тому числі, витрати на холостий хід блоку, опорні точки потужності, розрахункова заявлена ціна, визначена на розрахунковий період максимального покриття за умови роботи блоку в період Start – End на максимальній заявленій робочій потужності, відповідно до контрольної заявки, розрахункова заявлена ціна, визначена на розрахунковий період максимального покриття за умови роботи блоку в період Start – End на максимальній заявленій робочій потужності, середньозважена ціна умовного палива на виробництво електричної енергії, прирости витрат умовного палива на зміну потужності моноблоку);

- коригуючий коефіцієнт до платежів виробників, які працюють за ціновими заявками (відповідно до пункту 8.1.3 дорівнює одиниці, при цьому, НКРЕКП (НКРЕ) може затверджувати інші корегуючі коефіцієнти).

3) **Зменшення платежу блоку за порушення режиму роботи** (визначається для кожного розрахункового періоду добового графіка в разі встановлення ДП «Енергоринок» ознаки порушення блоком виробника, який працює за ціновими заявками, диспетчерського графіка виробітку згідно з пункту 8.3.1 Правил ОРЕ. Ознака порушення встановлюється для розрахункового періоду за результатами аналізу ряду відповідних параметрів згідно з пунктом 7.1.5 Правил ОРЕ).). Під час визначення розміру зменшення платежу блоку за порушення режиму роботи для кожного блока кожної електростанції ДП «Енергоринок» враховуються, зокрема:

- чи було встановлено ознаку невиконання блоком диспетчерського графіка (у разі якщо блок перевищив встановлене Правилами ОРЕ або Радою ОРЕ та погоджене НКРЕКП (НКРЕ) допустиме відхилення виробництва блоком);
- виробіток електричної енергії, який заданий диспетчером,
- фактичний виробіток електроенергії блоком;
- гранична ціна системи;
- коефіцієнт штрафу;
- коригуючий коефіцієнт до платежів виробників, які працюють за ціновими заявками (відповідно до пункту 8.1.3 дорівнює одиниці, при цьому, НКРЕКП (НКРЕ) може затверджувати інші корегуючі коефіцієнти);
- заявлений коефіцієнт корисного відпуску блоку.

4) **Зменшення платежу за недотримання планових термінів капітального, середнього та поточного ремонтів** (визначається для кожного розрахункового періоду добового графіка в разі встановлення ДП «Енергоринок» ознаки порушення блоком виробника, який працює за ціновими заявками, затверджених термінів планових ремонтів згідно з пунктом 8.3.2 Правил ОРЕ. Ознака порушення встановлюється для розрахункового періоду, в якому блок виробника, що працює за ціновими заявками знаходився в плановому ремонті понад терміни, затверджені Мінпаливенерго в місячному графіку ремонту обладнання виробників, що працюють за ціновими заявками, АЕС та ТЕЦ, ГЕС, крім блоків, включення яких призведе до виникнення несумісного режиму (пункт 7.1.7 Правил ОРЕ)).

5) **Платіж за робочу потужність** (визначається для кожного розрахункового періоду добового графіка згідно з п.8.4 Правил ОРЕ окремо для блоків, які працюють в «острові Бурштинської ТЕС» та в іншій частині ОЕС України, відповідно до належності блока виробника, який працює за ціновими заявками, до однієї з чотирьох фактичних груп робочої потужності (п.7.3 Правил ОРЕ) та ціни робочої потужності для відповідної групи (п.5.8 Правил ОРЕ), які розраховуються РСР). Під час визначення розміру платежу за робочу потужність для кожного блока кожної електростанції ДП «Енергоринок» враховуються, зокрема:

- фактична робоча потужність блоку;
- коефіцієнт корисного відпуску блоку;
- ціна робочої потужності (визначається ДП «Енергоринок, зокрема, в залежності від величини необхідного оперативного резерву (затверджується НКРЕКП), ціни 1 МВт оперативного резерву потужності другої та третьої групи блоків (затверджуються Радою ОРЕ та погоджуються НКРЕКП), регулюючого коефіцієнту (визначається ДП «Енергоринок» відповідно до додатка Д до Правил ОРЕ та може корегуватись ДП «Енергоринок» в залежності від розміру встановленої НКРЕКП прогнозованої ОРЦ), ступені залежності погодинної ціни робочої потужності від нерівномірності графіка необхідного покриття (затверджується Радою ОРЕ та погоджується НКРЕКП));

- коригуючий коефіцієнт до платежів виробників, які працюють за ціновими заявками (відповідно до пункту 8.1.3 дорівнює одиниці, при цьому, НКРЕКП (НКРЕ) може затверджувати інші корегуючі коефіцієнти).

б) Платіж за маневреність (визначається для кожного розрахункового періоду добового графіка згідно з пунктом 8.5 Правил ОРЕ окремо для блоків, які працюють в «острові Бурштинської ТЕС» та в іншій частині ОЕС України, відповідно до фактичного діапазону регулювання блоку (пункт 7.4 Правил ОРЕ) та ціни за маневреність (пункт 5.9 Правил ОРЕ), які розраховуються ДП «Енергоринок». Для блоків, що здійснювали регулювання за циклом «робота впродовж розрахункового періоду максимального покриття минулої доби – зупинка в резерв – робота в розрахунковій добі на вимогу системи» нараховується подвійне значення платежу за маневреність). Під час визначення розміру платежу за маневреність для кожного блока кожної електростанції ДП «Енергоринок» враховуються, зокрема:

- ціна за маневреність (визначається ДП «Енергоринок, зокрема, коефіцієнту маневреності, який визначає максимальну ціну за маневреність (розраховується ДП «Енергоринок» та може корегуватись ДП «Енергоринок» в залежності від розміру встановленої НКРЕКП прогнозованої ОРЦ), коефіцієнту маневреності, який визначає мінімальну ціну за маневреність (затверджується Радою Ринку та погоджується НКРЕКП), коефіцієнтів обмеження, які характеризують співвідношення початково заявленого діапазону регулювання виробниками, які працюють за ціновими заявками до нерівномірності графіка покриття (визначаються ДП «Енергоринок»), суми прогнозованих ДП «Енергоринок» середніх погодинних діапазонів регулювання генеруючого обладнання, що планується в роботу за циклом "робота впродовж розрахункового періоду максимального покриття минулої доби – зупинка в резерв – робота в розрахунковій добі на вимогу системи" та середніх погодинних діапазонів регулювання іншого генеруючого обладнання, що планується в роботу, заявленого виробником діапазону регулювання блоків);

- фактичний регулюючий діапазон блоку;
- коефіцієнт корисного відпуску блоку;
- коригуючий коефіцієнт до платежів виробників, які працюють за ціновими заявками (відповідно до пункту 8.1.3 дорівнює одиниці, при цьому, НКРЕКП (НКРЕ) може затверджувати інші коригуючі коефіцієнти).

7) Платіж за пуск блоку (корпусу) (визначається для кожного розрахункового періоду добового графіка згідно з пунктом 8.6 Правил ОРЕ за результатами аналізу ряду відповідних параметрів). Під час визначення розміру платежу за пуск блоку для кожного блока кожної електростанції ДП «Енергоринок» враховуються, зокрема:

- підстави для включення блоку до добового графіку навантаження;
- розрахункова вартість пуску блоку;
- тривалість простою блоку;
- коригуючий коефіцієнт до платежів виробників, які працюють за ціновими заявками (відповідно до пункту 8.1.3 дорівнює одиниці, при цьому, НКРЕКП (НКРЕ) може затверджувати інші коригуючі коефіцієнти).

8) Платіж за розвантаження нижче мінімально допустимого складу обладнання станції (визначається для кожного розрахункового періоду добового графіка блоку, який фактично був зупинений або працював в однокорпусному режимі у випадку необхідності роботи станції нижче мінімально допустимого складу обладнання в разі виникнення несумісного режиму або для виконання вимог системи за умови, що таке розвантаження не було передбачене в заданому графіку навантаження, крім випадків розвантаження нижче мінімально допустимого складу обладнання станції за циклом «робота впродовж розрахункового періоду максимального покриття минулої доби – зупинка в резерв – робота в

розрахунковій добі за вимогою системи» згідно з п.8.7 Правил ОРЕ). Під час визначення розміру платежу за пуск блоку для кожного блока кожної електростанції ДП «Енергоринок» враховуються, зокрема:

- фактичний виробіток блоку;
- ціна 1 МВт розвантаження нижче мінімально допустимого складу обладнання станції, яка визначається Розпорядником системи розрахунків з урахуванням встановленого НКРЕКП (НКРЕ) тарифу на електричну енергію атомним електростанціям, очікуваних обсягів відпуску електроенергії в ОРЕ блоками на період прогнозування, обсяги коштів, що можуть бути нараховані блокам на період прогнозування, визначені ДП «Енергоринок», з урахуванням прогнозованих витрат на паливо та прогнозованих умовно-постійних витрат блоків (при цьому, ціна 1 МВт розвантаження нижче мінімально допустимого складу обладнання станції може може коригуватись ДП «Енергоринок» в залежності від розміру встановленої НКРЕКП прогнозованої ОРЦ);
- мінімальна заявлена робоча потужність блоку;
- коефіцієнт корисного відпуску блоку;
- коригуючий коефіцієнт до платежів виробників, які працюють за ціновими заявками (відповідно до пункту 8.1.3 дорівнює одиниці, при цьому, НКРЕКП (НКРЕ) може затверджувати інші коригуючі коефіцієнти).

9) **Додатковий платіж на реконструкцію та модернізацію** енергетичного обладнання виробника (визначається для кожного розрахункового періоду добового графіка відповідно до місячної величини, встановленої рішенням НКРЕКП (пункт 8.8.1 Правил ОРЕ)).

10) **Додатковий платіж на виконання законодавчих актів та урядових рішень**, погашення безнадійного боргу (визначається для кожного розрахункового періоду добового графіка відповідно до місячної величини, встановленої рішенням НКРЕКП (пункт 8.8.1 Правил ОРЕ)).

11) **Додатковий платіж на вирішення будь-якого спірного питання**, у зв'язку із уточненням вимірів або іншим узгодженим коригуванням (визначається для кожного розрахункового періоду добового графіка відповідно до місячної величини, встановленої рішенням Ради ринку, погодженим НКРЕКП (пункт 8.8.1 Правил ОРЕ)).

12) **Додатковий платіж на будівництво блоків виробникам**, які працюють за ціновими заявками (визначається для кожного розрахункового періоду добового графіка відповідно до місячної величини, встановленої рішенням НКРЕКП (пункт 8.8.1 Правил ОРЕ)).

13) **Додатковий платіж на зменшення платежу виробнику**, який працює за ціновими заявками, за користування додатково отриманими коштами (визначається для кожного розрахункового періоду добового графіка відповідно до місячної величини, встановленої рішенням Ради ринку (на основі подання ДП «Енергоринок»), погодженим НКРЕКП (пункт 8.8.1 Правил ОРЕ)).

14) **Зменшення платежу виробнику за порушення Порядку реалізації плану реконструкції та модернізації** теплових електростанцій (визначається для кожного розрахункового періоду добового графіка відповідно до місячної величини, встановленої рішенням НКРЕКП (пункт 8.8.2 Правил ОРЕ)).

ДП «Енергоринок» згідно з пунктом 8.9 Правил ОРЕ визначає сумарний платіж за розрахункову добу, що сплачується виробнику, який працює за ціновими заявками і є платою за електричну енергію, як товарну продукцію.

ДП «Енергоринок» щоденно проводить розрахунки відхилення фактичного значення оптової ринкової ціни наростаючим підсумком з початку місяця від її прогнозного значення, затвердженого НКРЕКП на відповідний розрахунковий місяць. У разі виявлення факту відхилення фактичної оптової ринкової ціни від прогнозованої оптової ринкової ціни, затвердженої НКРЕКП на відповідний розрахунковий місяць (з урахуванням допустимого відхилення прогнозованої оптової ринкової ціни для кожної доби у період прогнозування від затвердженої НКРЕКП – ΔЦ, що затверджується Радою ОРЕ та погоджується НКРЕКП)

більш ніж на 0,5 %, РСР здійснює перерахунок показників, які використовуються для розрахунку цін за робочу потужність блоків першої групи та маневреність.

ДП «Енергоринок» щоденно проводить розрахунки співвідношення фактичних платежів блокам, які працюють в «острові Бурштинської ТЕС» та в іншій частині ОЕС України, з початку розрахункового місяця та в разі його відхилення відносно співвідношення обсягу коштів, що можуть бути нараховані блокам, які працюють в «острові Бурштинської ТЕС», та блокам, які працюють в іншій частині ОЕС України на величину більш ніж на 5%, здійснює перерахунок показників, які використовуються для розрахунку цін за робочу потужність блоків першої групи та маневреність.

За підсумками розрахункового місяця за оперативними даними відхилення, фактичної оптової ринкової ціни від прогнозної, затвердженої НКРЕКП на відповідний розрахунковий місяць, не повинно перевищувати 0,015%. З цією метою, ДП «Енергоринок» має право останніми 5 днями розрахункового місяця провести перерахунок показників, які використовуються для розрахунку цін за робочу потужність блоків першої групи та маневреність, а також ціни 1 МВт розвантаження нижче мінімально допустимого складу обладнання станції по фактичних оперативних даних розрахункового місяця.

ДП «Енергоринок» визначає для кожного виробника, який працює за ціновими заявками, середньозважену ціну згідно з результатами щоденних розрахунків платежів наростаючим підсумком за звітний місяць (пп.8.19.1 Правил ОРЕ), яку надає до НКРЕКП для затвердження на звітний місяць тарифів на електричну енергію, продану в Оптовий ринок електричної енергії України виробниками електричної енергії, які працюють за ціновими заявками.

ДП «Енергоринок» на підставі затверджених НКРЕКП на звітний місяць тарифів на електричну енергію, продану в Оптовий ринок електричної енергії України виробниками електричної енергії, які працюють за ціновими заявками, та отриманих від Головного оператора Системи комерційного обліку Оптового ринку звітних даних лічильників щодо обсягів виробництва, споживання та купівлі-продажу електричної енергії, визначає згідно з пунктом 8.19.10 Правил ОРЕ фактичний платіж звітний місяць для таких виробників.

Враховуючи вищезазначене, існує значний адміністративний вплив на ціноутворення на ОРЕ з боку НКРЕКП, зокрема:

1) НКРЕКП встановлює тарифи для виробників, що працюють не за ціновими заявками;
2) НКРЕКП встановлює ціну купівлі Оптовим постачальником імпортованої електричної енергії;

3) НКРЕКП встановлює тарифи для виробників, що працюють за ціновими заявками, які розраховуються ДП «Енергоринок» відповідно до обсягів відпущеної в ОРЕ кожним з таких виробників електричної енергії та нарахованих їх погодинних платежів за звітний період (за відпущену електричну енергію, маневреність потужність, тощо). При цьому, НКРЕКП впливає на обсяг таких платежів шляхом погодження/затвердження/встановлення ряду показників, зокрема:

- допустиме відхилення рівня цінових заявок - затверджується Радою ринку та погоджується НКРЕКП;

- ступінь залежності погодинної ціни робочої потужності від нерівномірності графіка необхідного покриття - затверджується Радою ринку та погоджується НКРЕКП;

- граничний відносний діапазон регулювання - встановлюється Радою ринку за погодженням НКРЕКП;

- граничну ціну системи при відсутності ціноутворюючих блоків - встановлюється НКРЕКП;

- коефіцієнт маневреності, який визначає мінімальну ціну за маневреність - затверджується Радою ринку та погоджується НКРЕКП;

- ціна 1 МВт оперативного резерву блоків - затверджується Радою ринку та погоджується НКРЕКП;

- ціна 1 МВт резерву потужності блоків - затверджується Радою ринку та погоджується НКРЕКП;
- частка коштів, що може бути нарахована за першу групу робочої потужності виробникам, які працюють за ціновими заявками - затверджується Радою ринку та погоджується НКРЕКП;
- прогнозована оптова ринкова ціна - затверджується НКРЕКП;
- допустиме відхилення прогнозованої оптової ринкової ціни для кожної доби у період прогнозування від затвердженої НКРЕ прогнозованої оптової ринкової ціни - затверджується Радою ринку та погоджується НКРЕКП.

Одночасно, ДП «Енергоринок» під час здійснення розрахунків платежів, які нараховуються виробникам, що працюють за ціновими заявками, використовує ряд показників (коефіцієнтів), які розраховуються ДП «Енергоринок» на підставі усереднених значених та/або відповідності роботи такого виробника встановленим у Правилах ОРЕ вимогам.

Таким чином, обсяг коштів, що буде отримано генеруючими компаніями, в значній мірі залежить від прийнятих НКРЕКП рішень щодо встановлення розмірів тарифів, цін, коефіцієнтів тощо, що за певних умов може призводити до викривлення ринкових механізмів ціноутворення та спотворення цінової конкуренції між суб'єктами Оптового ринку електричної енергії України.

Для прикладу, наводимо інформацію щодо динаміки цін та тарифів, що мали місце на Оптовому ринку електричної енергії України протягом I півріччя 2015 року.

Так, ОРЦ протягом I півріччя 2015 року збільшилась на 13,56 відсотків.

При цьому, спостерігалось значне зростання тарифів для окремих виробників електричної енергії, а саме:

- для виробників, що здійснюють виробництво електричної енергії із застосуванням ВДЕ, на 178,86 відсотків;
- для ГЕС на 145,99 відсотки;
- для АЕС на 31,44 відсотки;

Разом з тим, тарифи на відпуск електроенергії суб'єктам, що працюють за ціновими заявками, протягом I півріччя 2015 року змінювались наступним чином:

1. Для ПАТ «Центренерго» – зменшились на 14 відсотків порівняно з січнем 2015 року
2. Для ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго» – зменшились на 4 відсотки порівняно з січнем 2015 року
3. Для ПАТ «Донбасенерго» – зросли на 5 відсотків порівняно з січнем 2015 року
4. Для ТОВ «ДТЕК Східенерго» – зросли на 6 відсотків порівняно з січнем 2015 року
5. Для ПАТ «ДТЕК Західенерго» (без урахування Ладжинської ГЕС) – зросли на 6 відсотків порівняно з січнем 2015 року.

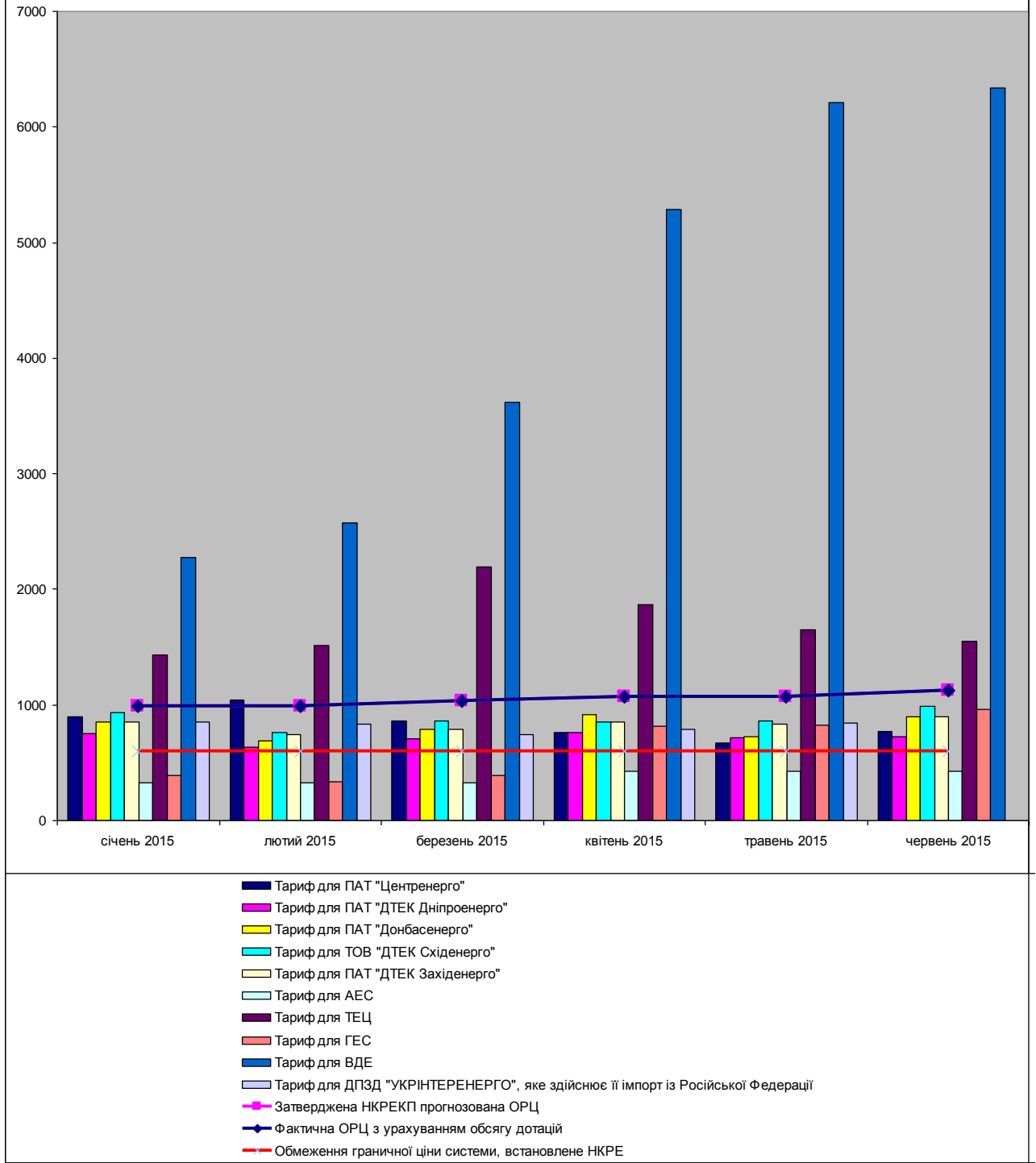
При цьому, варто відзначити, що відповідно до зібраної Комітетом інформації витрати генеруючих компаній теплових електростанцій на закупівлю палива зростали.

Варто зазначити, що Рада ОРЕ листом від 02.09.2015 № 645 (вх. від 03.09.2015 № 8-128/8005) повідомила, що в структурі ціни електроенергії АЕС паливна складова досягає 30 відсотків, на вугільних ТЕС та газувугільних ТЕЦ – до 80 відсотків, на газомазутних ТЕС та ТЕЦ – до 95 відсотків.

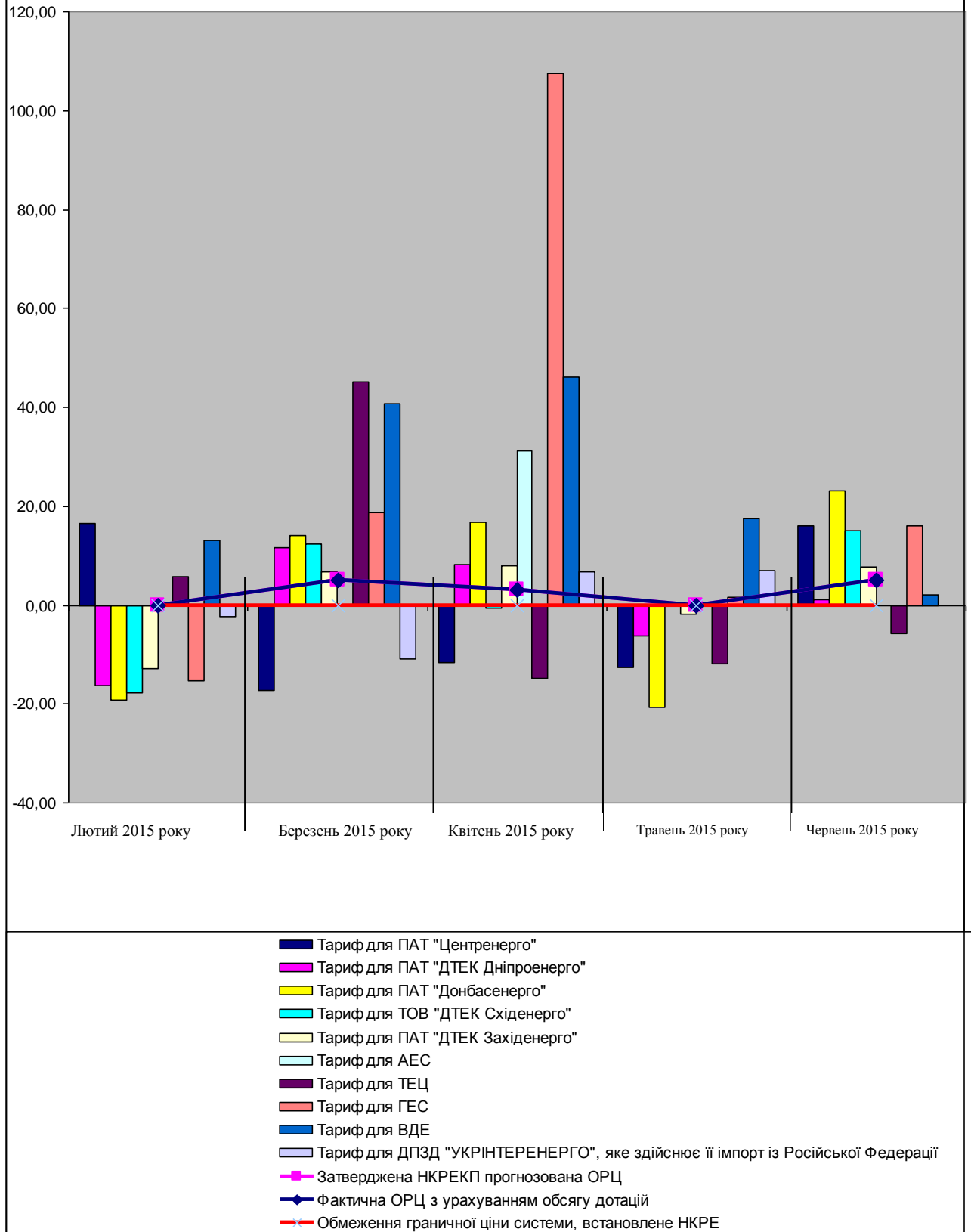
Інформація щодо динаміки цін та тарифів на Оптовому ринку електричної енергії України у I півріччі 2015 року

№ з/п	Показник	січень	лютий	березень	квітень	травень	червень	Приріст порівняно з січнем 2015 року, %
1	Оптова ринкова ціна наведена в Прогнозному балансі електроенергії, палива та витрат генеруючих компаній ТЕС на 2015 рік, затвердженим Міненерговугіллям України (грн за 1 МВт×год)	988	987,8	1038,5	1067,5	1068,6	1213,4	22,81
2	Прогнозована оптова ринкова ціна затверджена НКРЕКП (грн за 1 МВт×год (без ПДВ))	988,03	988,03	1037,43	1068,55	1068,55	1121,98	13,56
3	Фактична оптова ринкова ціна з урахуванням обсягу дотацій (грн за 1 МВт×год (без ПДВ))	988,03	988,03	1037,43	1068,55	1068,55	1121,98	13,56
4	Обмеження граничної ціни системи, встановлене НКРЕ (грн за 1 МВт×год)	600	600	600	600	600	600	0,00
5	Затверджені НКРЕКП тарифи на електричну енергію продану в ОРЕ, для виробників, які працюють за ціновими заявками (грн за 1 МВт×год (без ПДВ)), а саме:							
5 .0	Середньозважений тариф для енергогенеруючих компаній теплових електростанцій	857,32	740,08	791,44	921,23	771,86	860,53	0,37
5 .1	ПАТ "Центренерго"	898,65	1046,91	865,21	763,88	668,15	775,25	-13,73
5 .2	ПАТ "ДТЕК Дніпроенерго"	755,81	632,63	706,89	764,72	716,25	723,4	-4,29
5 .3	ПАТ "Донбасенерго"	853,53	688,98	785,06	916,52	727,62	895,52	4,92
5 .4	ТОВ "ДТЕК Східенерго"	930,34	765,17	858,89	854,18	856,98	985,1	5,89
5 .5	ПАТ "ДТЕК Західенерго" (без урахування Ладжинської ГЕС)	849,16	740,45	789,94	852,68	836,91	901,84	6,20
6	Затверджені НКРЕКП тарифи на електричну енергію продану в ОРЕ, для виробників, які працюють не за ціновими заявками (грн за 1 МВт×год (без ПДВ))							
6 .1	АЕС	322,2	322,8	323,4	423,9	424,1	423,5	31,44
6 .2	ТЕЦ	1428,2	1511,9	2196,1	1870	1647,7	1554,3	8,83
6 .3	ГЕС	390,7	331,1	393	815,7	828,9	961,1	145,99
6 .4	ВДЕ	2273,4	2572,4	3617,6	5284,5	6210,3	6339,7	178,86
6 .5	Для ДПЗД "УКРІНТЕРЕНЕРГО", яке здійснює її імпорт із Російської Федерації	850,00	830,00	740,00	790,00	845,00	x	x

Ціни та тарифи на Оптовому ринку електричної енергії України у I півріччі 2015 року

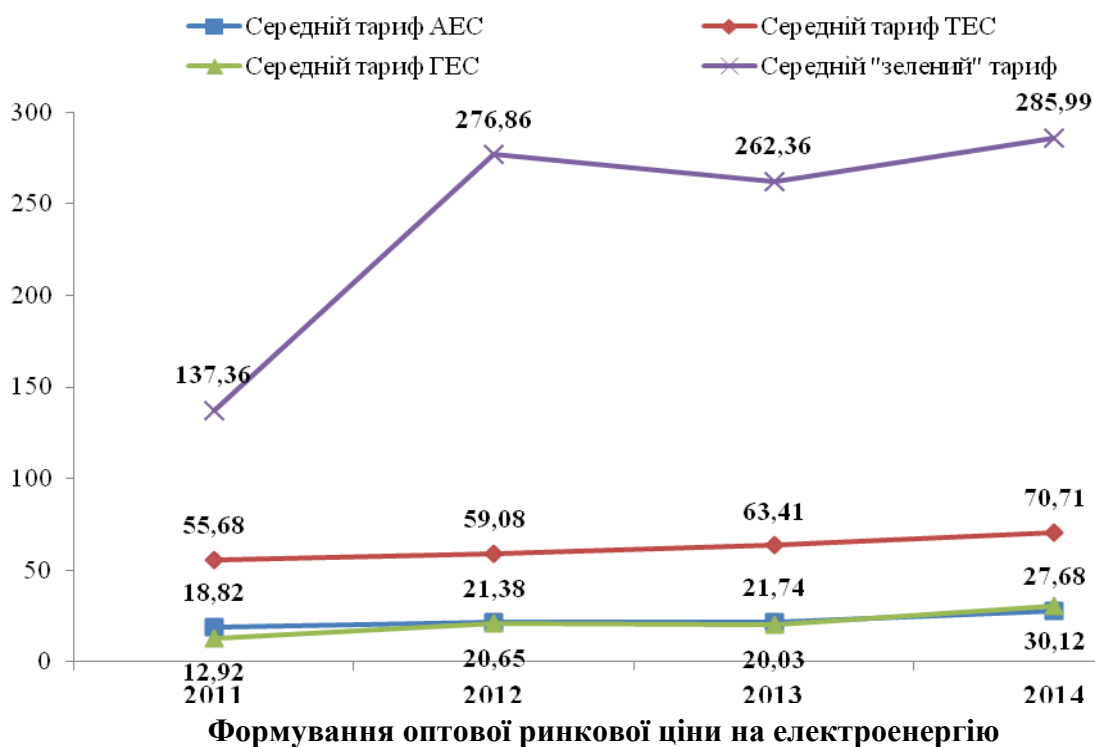


Динаміка зміни цін та тарифів на Оптовому ринку електричної енергії України у I півріччі 2015 року



Так, найвищий тариф – «зелений», у 2014 році він зріс більше ніж в 2 рази, порівняно з 2011 роком (з 137 до 286 коп./кВт*год.). Протягом 2011-2014 рр. середній тариф АЕС зріс

на 47%, з 18,8 до 27,7 коп./кВт*год. Середній тариф ГЕС за цей період зріс майже в 2,5 рази, - з 12,9 до 30,1 коп./кВт*год. Середні тарифи ТЕС з 2011 року демонструють найпомірніші темпи зростання – зростання на 27%.



У 2014 році відбулось зростання фактичної ОРЦ продажу електроенергії з ОПЕ енергопостачальним компаніям з 730,05 грн./МВт*год. у 2013 році до 829,99 грн./МВт*год. у 2014 році (на 13,7 %).

Зростання ОРЦ у 2014 році зумовлено такими факторами:

- на 43,61 % (з 4 013 млн. грн. до 5 763 млн. грн.) зросла вартість електричної енергії, що продавалася в ОПЕ виробниками електроенергії з альтернативних джерел, що обумовлено зростанням обсягу відпущеної електроенергії в ОПЕ на 31,61% (з 1 542 млн. кВт*год. до 2 029 млн. кВт*год.) та зростанням тарифу відпуску електроенергії в ОПЕ на 9,1 %;

- на 34,95 % (з 17 160 млн. грн. до 23 158 млн. грн.) зросла вартість електричної енергії, що продавалася в ОПЕ НАЕК «Енергоатом», що зумовлено зростанням тарифу відпуску електроенергії в ОПЕ НАЕК «Енергоатом». Питома вага вартості електричної енергії НАЕК «Енергоатом» у структурі ОРЦ збільшилась з 9,97 коп./кВт*год. до 14,36 коп./кВт*год.;

- на 8,7 % (з 37 577 млн. грн. до 40 825 млн. грн.) зріс обсяг дотацій для компенсації втрат енергопостачальних компаній від постачання електричної енергії за регульованим тарифом пільговим категоріям споживачів. Питома вага дотацій у структурі ОРЦ зросла з 30% до 30,5 % (з 21,83 коп./кВт*год. до 25,23 коп./кВт*год.).

Середня прогнозована оптова ринкова ціна на енергоринку України в 2011-2014 рр., грн./ МВт*год.

Місяць	2011	2012	2013	2014
Січень	527,1	645,1	693,0	748,4
Лютий	540,3	645,1	693,0	748,4
Березень	561,9	670,9	719,4	748,4
Квітень	578,0	679,4	719,4	753,7
Травень	596,5	679,4	733,8	789,9
Червень	596,5	686,2	733,8	827,8

Липень	596,5	686,2	733,8	865,8
Серпень	596,5	686,2	748,4	865,8
Вересень	596,5	686,2	748,4	900,5
Жовтень	596,5	686,2	748,4	900,5
Листопад	620,3	686,2	748,4	900,5
Грудень	620,3	686,2	748,4	941,0
Середнє	585,6	676,9	730,7	832,5

Таблиця 4.2

Структура оптової ринкової ціни на енергоринку в 2011-2014 рр., %

Виробник	2011	2012	2013	2014
Генкомпанії ТЕС	37,1%	35,6%	35,9%	32,7%
НАЕК "Енергоатом"	16,0%	15,4%	13,7%	17,3%
Генеруючі компанії ГЕС	1,3%	1,8%	2,2%	1,9%
ТЕЦ	12,0%	11,1%	9,9%	8,3%
Виробники електроенергії з альтернативних джерел	0,5%	1,9%	3,2%	4,3%
НЕК "Укренерго"	2,8%	2,9%	2,6%	2,3%
Цільова надбавка	2,1%	2,1%	2,0%	2,0%
Дотаційні сертифікати та інше	28,2%	29,3%	30,5%	31,2%

Таким чином, внаслідок значного адміністративного впливу з боку НКРЕКП фактично відсутня цінова конкуренція між виробниками електричної енергії, а ціноутворення в значній мірі залежить від прийнятих НКРЕКП рішень.

Враховуючи зазначене, з урахуванням інформації, наданої Всеукраїнською громадською організацією «Енергетична асоціація України» листом від 14.08.2015 № 02-704/1 (вх. від 20.08.2015 за № 8-01/7533), ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго», ТОВ «ДТЕК Східенерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго» (заява від 24.06.2015 № 17/1358, зареєстрована в Комітеті 24.06.2015 за № 8-01/69-АМ), Радою ОРЕ в листі від 02.09.2015 № 645 (вх. від 03.09.2015 № 8-128/8005), на Оптовому ринку електричної енергії України всі виробники електричної енергії (незалежно від способу її генерації) перебувають у стані конкуренції та відчувають значну конкуренцію з боку один одного, яка полягає у намаганні кожного виробника електричної енергії зберегти або збільшити обсяг виробництва та реалізації на оптовий ринок електроенергії, оскільки в іншому випадку знижується рентабельність виробництва та фінансові показники господарської діяльності такого виробника.

Отже, Правилами ОРЕ визначена вирішальна роль НКРЕКП на розмір платежів, що будуть нараховані виробникам, що працюють за ціновими заявками, шляхом затвердження прогнозованої ОРЦ, граничної ціни системи та коригуючих коефіцієнтів.

Таким чином, внаслідок значного адміністративного впливу з боку НКРЕКП виробники, що працюють за ціновими заявками, не встановлюють ціну на електроенергію, що продають в ринок, відтак цінова конкуренція між ними та з боку інших суб'єктів ринку фактично відсутня.

При цьому, кожен з виробників, незалежно від порядку ціноутворення, зацікавлений у збільшенні обсягів власного виробництва та відпуску електричної енергії ОРЕ, оскільки завдяки цьому збільшується розмір отриманого ними доходу (прибутку) та відповідно, ефективність діяльності в цілому.

Тобто, конкурентна боротьба на ОРЕ між виробниками електричної енергії відбувається саме у вигляді намагання максимізувати власний виробіток для покриття наявного попиту, тобто включення до заданого графіку навантаження максимального обсягу власних генеруючих потужностей.

8. ДОСТУП ДО ЕНЕРГЕТИЧНОГО ВУГІЛЛЯ ВИРОБНИКІВ, ЩО ПРАЦЮЮТЬ ЗА ЦІНОВИМИ ЗАЯВКАМИ

Географічно вугільні запаси зосереджені в п'яти областях України (Донецька, Луганська, Дніпропетровська, Львівська та Волинська області).

Викопне вугілля поділяється на

- Антрацит;
- Буре;
- Кам'яне.

Промислові класифікації викопного вугілля відображають практику їх використання, що склалася. В Україні основа традиційної промислової класифікації викопного вугілля - їх марочна приналежність. Марка вугілля - умовна назва різновидів вугілля, близьких за генетичними ознаками і основними енергетичними і технологічними властивостями.

Відповідно до ДСТУ 3472-96 «Вугілля буре, кам'яне та антрацит», марку вугілля визначають для кожного пласта. Пластові проби вугілля відбирають методами і в терміни, які передбачені ГОСТ 9815. За результатами аналізу проб визначають марку вугілля пласта. У тих випадках, коли вугілля одного пласта на окремих горизонтах, крилах, дільницях шахти чи розрізу належить до різних марок, марку вугілля визначають для кожного горизонту, крила, шахтного поля (дільниці).

За результатами аналізу проб вугілля пластів, з урахуванням планової участі кожного пласта у видобутку, обчислюють середньозважені значення цих показників і визначають марку вугілля для шахти (шахтовидачі). Марку вугілля вносять у нормативну документацію шахти.

Все буре вугілля належить до однієї марки Б, а антрацити — до марки А.

Всього виділено 17 марок, з них по одній для бурого (Б) вугілля і антрацитів (А) і 15 для кам'яного вугілля: довгополуменеве (Д), довгополуменеве газове (ДГ), газове (Г), газове жирне опіснене (ГЖО), газове жирне (ГЖ), жирне (Ж), коксове жирне (КЖ), коксівне (К), коксове опіснене (КО), коксове слабкоспікливе низькометаморфізоване (КСН), коксове слабкоспікливе (КС), опіснене спікливе (ОС), пісне спікливе (ПС), слабкоспікливе (СС) і пісне (П). Інші класифікації виділяють 16-18 марок вугілля кам'яного.

Енергетичне вугілля марок Г, ДГ, Д має показники виходу летких речовин V_{daf} в межах 35-45%, низьку температуру займання (450-500 °С) і високу реакційну здатність. Дане вугілля не потребує газо-мазутного «підсвічування», котлоагрегати мають спрощені пальники і нефутеровану нижню частину топки. Через високу реакційну здатність їх системи пилоприготування вимагають спеціальних режимів експлуатації та засобів пожежо- та вибухобезпеки.

Енергетичне вугілля марок П і А відрізняються значно нижчим виходом летких речовин ($V_{daf} < 18\%$), високою температурою займання (понад 600 °С) і низькою реакційною здатністю. Дане вугілля потребує газо-мазутного «підсвічування», котлоагрегати оснащуються спеціальними вихровими пальниками, нижня частина топки футерується. Проте, через низьку реакційну здатність, системи їх пило підготовки не вимагають спеціальних засобів пожежо- та вибухобезпеки.

Таким чином, виходячи з фізичних характеристик різних марок енергетичного вугілля, особливостей його спалювання, енергетичне вугілля можна поділити на 2 групи:

- вугілля високолетких марок Г, ДГ, Д;
- вугілля низьколетких марок П і А.

Згідно з ДСТУ 4083 «Вугілля кам'яне та антрацит для пиловидного спалювання на теплових електростанціях. Технічні умови», для забезпечення вибухобезпечності показник виходу летких речовин V_{daf} вугілля для пиловидного спалювання повинен відповідати проектним вимогам котлоагрегатів ТЕС.

Тобто, зміна використання вугілля високолетких марок на вугілля низьколетких марок і навпаки, вимагатиме суттєвих конструкційних змін в системах пилопідготовки та котлоагрегатах ТЕС.

Однак, в межах самих груп, вугілля різних марок є взаємозамінними, і може використовуватись для спалювання в котлоагрегатах ТЕС без необхідності зміни складу та режимів їх роботи.

Таким чином, вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) та низьколетких марок (А, П) не є взаємозамінними, з огляду на фізичні характеристики та принципово різні умови вибухобезпеки пилосистем, займання, горіння та підсвічування в котлоагрегатах ТЕС.

Виходячи з фізичних характеристик та неможливості зміни використання вугілля високолетких марок на вугілля низьколетких марок і, навпаки, в котлоагрегатах ТЕС, **товарними межами досліджуваних ринків є:**

- енергетичне вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д);
- енергетичне вугілля низьколетких марок (А, П)

9. ЕНЕРГЕТИЧНЕ ВУГІЛЛЯ ВИСОКОЛЕТКИХ МАРОК (Г, ДГ, Д)

Визначення часових меж ринку

Часові межі ринку визначаються як проміжок часу (як правило – рік), протягом якого відповідна сукупність товарно-грошових відносин між продавцями (постачальниками, виробниками) і споживачами утворює ринок товару із сталою структурою.

Часовими межами досліджуваного ринку є період 2013 року, 2014 року та I півріччя 2015 року.

Визначення територіальних (географічних) меж ринку

Територіальні (географічні) межі ринку певного товару визначаються шляхом встановлення мінімальної території, за межами якої, з точки зору споживача, придбання товарів, що належать до групи взаємозамінних товарів, є неможливим або недоцільним.

Під час проведення дослідження, було встановлено, що в межах території України відсутні адміністративні бар'єри на вивезення чи ввезення енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д).

Також встановлено відсутність бар'єрів стосовно переміщення попиту на енергетичне вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) в межах території України та враховано місце розташування специфічних груп споживачів.

Ступінь відкритості ринку (надалі - СВР) щодо міжнародної, міжрегіональної торгівлі оцінюється за показником, який розраховується як відсоткове співвідношення суми загального обсягу ввезення (імпорту) товару на певний ринок з територій інших регіонів держави (інших країн) до загального обсягу ринку за формулою

$$СВР = \frac{Q_v}{Q_{PT}} * 100\%$$

де Q_v - обсяг товару, ввезеного на відповідний ринок з-за меж цього ринку (для загальнодержавного - обсяг імпорту в Україну);

Q_{PT} - загальний обсяг реалізації (придбання) товару (товарної РТ групи) на ринку в певних територіальних (географічних) межах.

Для загальнодержавних ринків при:

СВР < 40 % - територія держави є територіальними (географічними) межами ринку;

СВР > 40 % - є ознакою відкритості загальнодержавного ринку і може потребувати додаткового дослідження щодо впливу закордонних продавців, постачальників, виробників на становище, яке займають суб'єкт (суб'єкти) господарювання на цьому ринку.

Показник СВР використовується для коректності визначення територіальних (географічних) меж ринку.

Інформація щодо значення показника СВР ринку енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) протягом 2013 року, 2014 року та I півріччя 2015 року, розрахованого з урахуванням інформації Державної фіскальної служби України (лист від 05.11.2015 № 1737/5/99-99-20-05-04-16ДСК), наведена у Таблиці.

Таблиця

Період	Ступінь відкритості ринку, %
2013 рік	10,55
2014 рік	14,94
I півріччя 2015 року	5,73

Тобто, протягом 2013 року, 2014 року та I півріччя 2015 року показник СВР становив менше, ніж 40 %.

Виходячи з викладеного, територіальними (географічними) межами ринку енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) є територія України.

Перелік основних споживачів

Основними споживачами енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) в Україні є теплові електростанції (надалі - ТЕС), які споживають близько 90% усього видобутого та імпортованого енергетичного вугілля цих марок.

Загалом в Україні працює 7 ТЕС, котлоагрегати яких спроектовані на використання високолетких марок вугілля (Г, ДГ, Д).

Відповідно до проектних вимог котлоагрегатів ТЕС, основними споживачами енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) є:

ПАТ «Центренерго» (Вуглегірська ТЕС)

ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго» (Запорізька ТЕС)

ТОВ «ДТЕК Східенерго» (Зуївська ТЕС, Курахівська ТЕС)

ПАТ «ДТЕК Західенерго» (Ладизинська ТЕС, Добротвірська ТЕС, Бурштинська ТЕС).

Також споживачами енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) є Теплоелектроцентралі, «Укрзалізниця», населення і комунальні господарства (вугільні котельні). Однак, їх сукупний обсяг споживання енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) менше 10% від загального обсягу.

З огляду на зазначене, обсяги споживання вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) зазначеними суб'єктами не є суттєвими порівняно з обсягами споживання вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) ТЕС.

Перелік основних продавців (постачальників)

Основними продавцями енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) протягом 2013 року – I півріччя 2015 року були:

ТОВ «ДТЕК ТРЕЙДІНГ»
 ТОВ «ІНТЕРЕНЕРГОСЕРВІС»
 ТОВ «СВЕК»
 ТОВ «ДТЕК»
 ТОВ «ЕНЕРГООПТТОРГ»
 DTEK TRADING SA
 ШУ «ОБУХІВСЬКЕ»
 ТОВ «ГДК»
 ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО»
 ВАТ «Шахта «Комсомолець Донбасу»
 ПАТ «ДТЭК ПАВЛОГРАДВУГІЛЛЯ»
 ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО»
 ДП «ВУГІЛЛЯ УКРАЇНИ»
 ТОВ «Укрвостокснабжение»

Визначення часток суб'єктів господарювання на ринку

За наявною в Комітеті інформацією, ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК ТРЕЙДІНГ», DTEK TRADING SA, ТОВ «ІНТЕРЕНЕРГОСЕРВІС», є єдиним суб'єктом господарювання у розумінні статті 1 Закону України «Про захист економічної конкуренції».

Відповідно до пункту 4.3 Методики визначення монопольного (домінуючого) становища суб'єктів господарювання на ринку, затверджених розпорядженням Комітету від 05.03.2002 № 49-р, зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 01.04.2002 р. за № 317/6605, не розглядаються як товар проміжні результати діяльності суб'єктів господарювання, що не реалізуються на ринку, а споживаються у технологічному процесі їх власного виробництва.

2013 рік. Обсяг ринку .

У 2013 році тепловими електростанціями було придбано 18 332,54 тис. тонн енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д), з яких:

ПАТ «Центренерго» – 881 тис. тонн (що становить 4,8%)
 ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго» - 2 591,99 тис. тонн (що становить 14,13%)
 ТОВ «ДТЕК Східенерго» - 6 743,16 тис. тонн (що становить 36,78%)
 ПАТ «ДТЕК Західенерго» - 8 116,39 тис. тонн (що становить 44,27%)

При цьому, суб'єктом господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО» було придбано та спожито 17 451, 54 тис. тонн енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д), що становить 95,19 % від загального обсягу енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д), придбаного в Україні у 2013 році.

Основними постачальниками енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) суб'єкта господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО», у 2013 році, були:

1. ТОВ «ДТЕК ТРЕЙДІНГ» - 17 405,67 тис. тонн (що становить 99,74 % від загального обсягу його придбання)
2. ТОВ «ІНТЕРЕНЕРГОСЕРВІС» - 40,82 тис. тонн (що становить 0,23% від загального обсягу його придбання)
3. ТОВ «ЕНЕРГООПТТОРГ» - 5,05 тис. тонн (що становить 0,03% від загального обсягу його придбання).

Тобто, суб'єкт господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО» протягом 2013 року 99,97 % енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) придбавало у суб'єктів господарювання пов'язаних з ними відносинами контролю.

Отже, обсяг ринку енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) у 2013 році формувався з:

- обсягу придбання ПАТ «Центренерго» вугілля зазначених марок;
- обсягу імпорту вугілля зазначених марок в Україну;
- обсягу придбання ПАТ «ДТЕК ДНПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО» вугілля зазначених марок у суб'єктів, не пов'язаних з ними відносинами контролю у розумінні статті 1 Закону України «Про захист економічної конкуренції».

Обсяг придбання ПАТ «Центренерго» вугілля, тис. тонн	Імпорт вугілля в Україну, тис тонн	Обсяги придбання ПАТ «ДТЕК ДНПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО» у суб'єктів, не пов'язаних з ними відносинами контролю
881	1 934,5	ТОВ «ЕНЕРГООПТТОРГ» - 5,05 тис. тонн

Отже, обсяг ринку енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) у 2013 році становив близько 2 820,55 тис. тонн.

Основними продавцями енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) у 2013 році були:

1. ДП «Вугілля України» 162,71 тис. тонн (що становить 5,76 %)
2. ТОВ «Укрвостокснабжение» 718,29 тис. тонн (що становить 25,46 %)

2014 рік. Обсяг ринку

У 2014 році тепловими електростанціями було придбано 17 934 тис. тонн енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д), з яких:

- ПАТ «Центренерго» – 1 469,67 (що становить 8,19 %)
- ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго» - 3 267,19 (що становить 18,21 %)
- ТОВ «ДТЕК Східенерго» - 5 035,02 (що становить 28,07 %)
- ПАТ «ДТЕК Західенерго» - 8 162,12 (що становить 45,51 %)

При цьому, суб'єктом господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО» було придбано та спожито 16 464,33 тис. тонн енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д), що становить 91,8 % від загального обсягу енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д), спожитого в Україні у 2014 році.

Основними постачальниками енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) суб'єкта господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО» у 2014 році, були:

1. ТОВ «ДТЕК ТРЕЙДІНГ» - 15 671,35 тис. тонн (що становить 95,2 % від загального обсягу його придбання);
2. ДТЕК TRADING SA – 504, 44 тис. тонн (що становить 3,06 % від загального обсягу його придбання);
3. ТОВ «ЕНЕРГООПТТОРГ» - 139,77 тис. тонн (що становить 0,85 % від загального обсягу його придбання);

4. ТОВ «СВЕК» - 123,59 тис. тонн (що становить 0,75 % від загального обсягу його придбання);
5. ШУ «ОБУХІВСЬКЕ» - 25,11 тис. тонн (що становить 0,15 % від загального обсягу його придбання);
6. ТОВ «ГДК» - 0,07 тис. тонн (що становить 0,0004 % від загального обсягу його придбання).

Тобто, суб'єкт господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО» протягом 2014 року 98,26 % енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) придбавало у суб'єктів господарювання пов'язаних з ними відносинами контролю.

Отже, обсяг ринку енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) у 2014 році формувався з:

- обсягу придбання ПАТ «Центрэнерго» вугілля зазначених марок;
- обсягу імпорту вугілля зазначених марок в Україну;
- обсягу придбання ПАТ «ДТЕК ДНПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО» вугілля зазначених марок у суб'єктів, не пов'язаних з ними відносинами контролю у розумінні статті 1 Закону України «Про захист економічної конкуренції».

Обсяг спожитого ПАТ «Центрэнерго» вугілля, тис. тонн	Імпорт вугілля в Україну, тис тонн	Обсяги продажу енергетичного вугілля суб'єкту господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО» продавцями не пов'язаними відносинами контролю
1 469,67	2 347,7	ТОВ «СВЕК» - 123,59 тис. тонн ШУ «ОБУХІВСЬКЕ» - 25,11 тис. тонн ТОВ «ГДК» - 0,07 тис. тонн ТОВ «ЕНЕРГООПТТОРГ» - 139,77 тис. тонн

Отже, обсяг ринку енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) у 2014 році становив близько 4105,91 тис. тонн.

Основними продавцями енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) у 2014 році були:

1. ДП «Вугілля України» - 1 155,66 тис. тонн (що становить 28,14%)
2. ТОВ «Укрвостокснабжение» 314 тис. тонн (що становить 7,64%)

Оскільки, більша частина енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) у 2014 році була реалізована через ДП «Вугілля України» на ПАТ «Центрэнерго» (щодо якого Міністерство енергетики та вугільної промисловості України здійснює повноваження з управління корпоративними правами держави), придбання ПАТ «Центрэнерго» протягом 2014 року енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) також здійснювалося в межах вертикально-інтегрованої структури.

З огляду на те, що вугілля високолетких марок протягом 2014 року придбавалося кожним із споживачів – теплових станцій в межах суб'єктів господарювання, пов'язаних відносинами контролю, ринок енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) був відсутній.

I півріччя 2015 року

У I півріччі 2015 року тепловими електростанціями було спожито 9 157,91 тис. тонн енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д), з яких:

ПАТ «Центренерго» – 977,1 (що становить 10,66%)

ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго» - 1749,71 (що становить 19,10%)

ТОВ «ДТЕК Східенерго» - 2 067,49 (що становить 22,57%)

ПАТ «ДТЕК Західенерго» - 4 363,61 (що становить 47,64%)

Тобто суб'єктом господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО» було придбано та спожито 8 180,81 тис. тонн енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д), що становить 89,33% від загального спожитого в Україні у I півріччі 2015 року.

Основними постачальниками енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) суб'єкта господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО», у I півріччі 2015 року, були:

1. ТОВ «ДТЕК ТРЕЙДІНГ» - 7 863,5 тис. тонн (що становить 96,12%)
2. ДТЕК TRADING SA – 147,94 тис. тонн (що становить 1,8%)
3. ТОВ «СВЕК» - 76,69 тис. тонн (що становить 0,93%)
4. ТОВ «ДТЕК Східенерго» - 92,69 тис. тонн (що становить 1,13%)

Отже, обсяг ринку енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) у I півріччі 2015 року формувався з:

- закупленого вугілля ПАТ «Центренерго»;
- імпорту вугілля зазначених марок в Україну протягом I півріччя 2015 року;
- обсягу придбання ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО» вугілля зазначених марок у суб'єктів, не пов'язаних з ними відносинами контролю у розумінні статті 1 Закону України «Про захист економічної конкуренції».

Обсяг спожитого ПАТ «Центренерго» вугілля, тис. Тонн	Імпорт вугілля в Україну, тис тонн	Обсяги продажу енергетичного вугілля суб'єкту господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО» продавцями не пов'язаними відносинами контролю, тис тонн
977,1	524,9	ДП «Вугілля України» – 120,78 тис. тонн ТОВ «СВЕК» - 129,5 тис. тонн (ч/з ТОВ «ДТЕК Трейдінг)

Отже, обсяг ринку енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) у I півріччі 2015 року становив близько 1 752,28 тис. тонн.

Основними продавцями енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) у I півріччі 2015 року були:

2. ДП «Вугілля України» – 1049,17 тис. тонн (що становить 59,87%)
3. ТОВ «СВЕК» - 206,19 тис. тонн (що становить 11,76%)
4. ТОВ «Валея» - 31, 88 тис. тонн (що становить 1,8%)

Оскільки, більша частина енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) у 2014 році була реалізована ДП «Вугілля України» на ПАТ «Центренерго» (щодо якого Міністерство енергетики та вугільної промисловості України здійснює повноваження з управління корпоративними правами держави), а обсяги енергетичного вугілля, що реалізовувалось суб'єкту господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО» іншими суб'єктами господарювання становить менше 1%, то можна зробити висновок, що у I півріччі 2015 року ринок енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) був відсутній.

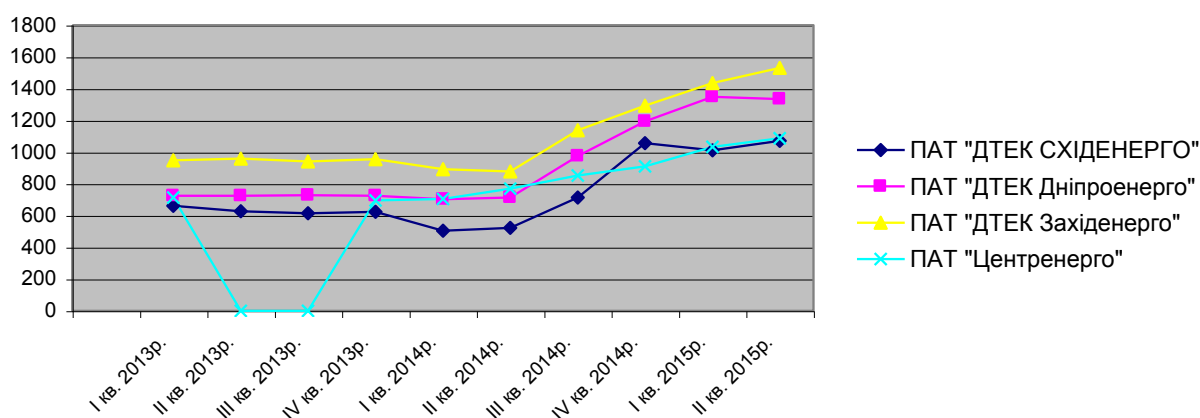
Ціновий аналіз енергетичного вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) у 2013р, 2014р. та I півріччі 2015 року.

Протягом досліджуваного періоду, ціни на енергетичне вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) поступово збільшувались.

Так, ціна закупівлі 1 тонни енергетичного вугілля високолетких марок (Г,ДГ,Д) для суб'єкта господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО» становила:

Рік	Квартал	ПАТ «ДТЕК Східенерго»	ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго»	ПАТ «ДТЕК Західенерго»
		Ціна 1 тонни , грн без ПДВ	Ціна 1 тонни, грн без ПДВ	Ціна 1 тонни, грн без ПДВ
2013	I	661,27	725,51	948,76
	II	626,85	725,81	958,62
	III	614,77	727,99	940,85
	IV	623,44	724,56	956,74
2014	I	504,18	704,01	892,81
	II	523,49	714,85	878,93
	III	714,37	976,09	1 138,75
	IV	1 056,68	1 193,94	1 292,83
2015	I	1 011,36	1 349,49	1 435,90
	II	1 071,49	1 334,10	1 531,51

Динаміка рівня цін на вугілля високолетких марок (Г,ДГ,Д), що закуповувалось ТЕС У 2013 - I півріччі 2015 року (поквартально), грн. за 1 тону (без ПДВ)



Різке падіння графіка цін ПАТ «Центренерго» у II – III кварталах 2013 року зумовлено тим, що вугілля високолетких марок (Г, ДГ, Д) в цей період не придбавалось.

10. ЕНЕРГЕТИЧНЕ ВУГІЛЛЯ НИЗЬКОЛЕТКИХ МАРОК (А, П)

Визначення часових меж ринку

Часові межі ринку визначаються як проміжок часу (як правило – рік), протягом якого відповідна сукупність товарно-грошових відносин між продавцями (постачальниками,

виробниками) і споживачами утворює ринок товару із сталою структурою.

Часовими межами досліджуваного ринку є період 2013 року, 2014 року та I півріччя 2015 року.

Визначення територіальних (географічних) меж ринку.

Територіальні (географічні) межі ринку певного товару визначаються шляхом встановлення мінімальної території, за межами якої, з точки зору споживача, придбання товарів, що належать до групи взаємозамінних товарів, є неможливим або недоцільним.

Під час проведення дослідження, було встановлено, що в межах території України відсутні адміністративні бар'єри на ввезення енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П).

Також встановлено відсутність бар'єрів стосовно переміщення попиту на енергетичне вугілля низьколетких марок (А, П) територією України та враховано місце розташування специфічних груп споживачів.

Ступінь відкритості ринку (надалі - СВР) щодо міжнародної, міжрегіональної торгівлі оцінюється за показником, який розраховується як відсоткове співвідношення суми загального обсягу ввезення (імпорту) товару на певний ринок з територій інших регіонів держави (інших країн) до загального обсягу ринку за формулою

$$СВР = \frac{Q_v}{Q_{PT}} * 100\%$$

де Q_v - обсяг товару, ввезеного на відповідний ринок з-за меж цього ринку (для загальнодержавного - обсяг імпорту в Україну);

Q_{PT} - загальний обсяг реалізації (придбання) товару (товарної РТ групи) на ринку в певних територіальних (географічних) межах.

Для загальнодержавних ринків при:

$СВР < 40\%$ - територія держави є територіальними (географічними) межами ринку;

$СВР > 40\%$ - є ознакою відкритості загальнодержавного ринку і може потребувати додаткового дослідження щодо впливу закордонних продавців, постачальників, виробників на становище, яке займають суб'єкт (суб'єкти) господарювання на цьому ринку.

Інформація щодо значення показника СВР ринку енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) протягом 2013 року, 2014 року та I півріччя 2015 року, розрахованого з урахуванням інформації Державної фіскальної служби України (лист від 05.11.2015 № 1737/5/99-99-20-05-04-16ДСК), наведена у Таблиці 2.

Таблиця 2

Період	Ступінь відкритості ринку, %
2013 рік	0,26
2014 рік	22,01
I півріччя 2015 року	17,78

Виходячи з викладеного, територіальними (географічними) межами ринку енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) є територія України

Основні споживачі

Основними споживачами енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) в Україні є теплові електростанції (надалі - ТЕС), які споживають близько 90% усього видобутого та імпортованого енергетичного вугілля цих марок.

Загалом в Україні працює 7 ТЕС, котлоагрегати яких спроектовані на використання низьколетких марок вугілля (А, П).

Відповідно до проектних вимог котлоагрегатів ТЕС, основними споживачами енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) є:

ПАТ «Центренерго» (Трипільська ТЕС, Зміївська ТЕС)

ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго» (Придніпровська ТЕС, Криворізька ТЕС)

ПАТ «Донбасенерго» (Старобешівська ТЕС, Слов'янська ТЕС)

ТОВ «ДТЕК Східенерго» (Луганська ТЕС)

Перелік основних продавців (постачальників).

Основними продавцями енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) протягом 2013р. – I півріччя 2015 року були:

ДП «Вугілля України»

ТОВ «Траст Інвест»

ТОВ «Енергоінвест трейдінг»

ПАТ ОП «Шахта «Жданівська»

ДП «Макіїввугілля»

ДП «Шахтарськантрацит»

ДП «Сніжнеантрацит»

ДП «Горезантрацит»

ТОВ «Астор Металл»

ТОВ «ТД «Енергоальянс»

ТОВ «ДТЕК Трейдінг»

ОАО «Шахта «Комсомолец Донбасса»

ТОВ «ДТЕК»

ШУ «Обухівське»

ТОВ «Енергооптторг»

ПАТ «ДТЭК Павлоградвугілля»

ТОВ «Укрвостокснабжение»

Визначення часток суб'єктів господарювання на ринку

За інформацією ПАТ «Донбасенерго», наданою листом від 22.07.2015 № 01-1,1/02/757, ПАТ «Донбасенерго» пов'язані відносинами контролю з ТОВ «ЕНЕРГОІНВЕСТ ТРЕЙДІНГ».

За наявною в Комітеті інформацією, ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО» є єдиним суб'єктом господарювання у розумінні статті 1 Закону України «Про захист економічної конкуренції» (далі – суб'єкт господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО»).

ТОВ «ДТЕК ТРЕЙДІНГ», DTEK TRADING SA, ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО» також є єдиним суб'єктом господарювання у розумінні статті 1 Закону України «Про захист економічної конкуренції»

Тобто ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО» та ПАТ «Донбасенерго» споживають вугілля у суб'єктів господарювання пов'язаних з ними відносинами контролю.

Відповідно до пункту 4.3 Методики визначення монопольного (домінуючого) становища суб'єктів господарювання на ринку, затверджено розпорядженням Комітету від 05.03.2002 № 49-р, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 01.04.2002 р. за № 317/6605, не розглядаються як товар проміжні результати діяльності суб'єктів господарювання, що не реалізуються на ринку, а споживаються у технологічному процесі їх власного виробництва.

Отже, при розрахунку обсягу ринку енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) не будуть враховуватись поставки вугілля між ТОВ «ДТЕК ТРЕЙДІНГ», DTEK TRADING SA, ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО» та ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО», а також між ПАТ «Донбасенерго» та ТОВ «ЕНЕРГОІНВЕСТ ТРЕЙДІНГ»

2013 рік. Обсяг ринку

У 2013 році тепловими електростанціями було закуплено 16 827,65 тис. тонн енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П), з яких:

- ПАТ «Центренерго» – 5 345,01 тис. тонн (що становить 31, 76%)
- ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго» - 4 884, 49 тис. тонн (що становить 29,02%)
- ТОВ «ДТЕК Східенерго» - 2 195,07 тис. тонн (що становить 13,04%)
- ПАТ «Донбасенерго» - 4 403,08 тис. тонн (що становить 26,16%)

Тобто, суб'єктом господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО» було придбано та спожито 7 079,56 тис. тонн енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П), що становить 42,07% від загального спожитого в Україні у 2013 році.

Основними постачальниками енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», у 2013 році, були:

1. ТОВ «ДТЕК ТРЕЙДІНГ» - 5430, 87 тис. тонн (що становить 76,12 %)
2. ТОВ «ДТЕК» – 1 034,77 тис. тонн (що становить 14,61%)
3. ТОВ «ЕНЕРГООПТТОРГ» - 589, 85 тис. тонн (що становить 8,33%)
4. ВАТ «Шахта «Комсомолець Донбасу» – 16, 59 (що становить 0,23%)
5. ШУ «ОБУХІВСЬКЕ» – 7, 48 тис. тонн (що становить 0,1 %)

Основними постачальниками енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) ПАТ «Донбасенерго», у 2013 році, були:

1. ТОВ «ТРАСТ ІНВЕСТ» – 2825,81 (що становить 64,18 %)
2. ДП «ВУГІЛЛЯ УКРАЇНИ» – 1517,53 (що становить 34,47%)
3. ТОВ «ЕНЕРГОІНВЕСТ ТРЕЙДІНГ» – 59, 74 тис.тонн (що становить 1,36%)

Основними постачальниками енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) ПАТ «Центренерго», у 2013 році, були:

1. ДП «Вугілля України» – 3323,11 тис. тонн (що становить 62,17%)
2. ТОВ «Укрвостокснабжение» – 2021,9 тис. тонн (що становить 37,83%)

Отже, обсяг ринку енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) у 2013 році складався з:

- обсягу закупленого вугілля ПАТ «Центренерго»;
- імпорту вугілля зазначених марок в Україну;
- обсягів вугілля придбаних суб'єктом господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», а також ПАТ «Донбасенерго» у осіб, не пов'язаних з ними відносинами контролю у розумінні статті 1 Закону України «Про захист економічної конкуренції».

Обсяг закупленого ПАТ «Центренерго» вугілля, тис. тонн	Імпорт вугілля в Україну, тис тонн	Обсяги продажу енергетичного вугілля суб'єкту господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО» та ПАТ «Донбасенерго» іншими продавцями
5345,01	44,9	ТОВ «ТРАСТ ІНВЕСТ» – 2825,81 тис ДП «ВУГІЛЛЯ УКРАЇНИ» – 1517,53 ТОВ «ЕНЕРГООПТТОРГ» - 589, 85 тис. тонн ШУ «ОБУХІВСЬКЕ» – 7, 48 тис. тонн

Отже, обсяг ринку енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) у 2013 році становив приблизно 10 330,58 тис. тонн.

Основними продавцями енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) у 2013 році були:

1. ДП «Вугілля України» – 4840,64 тис. тонн (що становить 46,85%)
2. ТОВ «ТРАСТ ІНВЕСТ» – 2825,81 тис (що становить 27,35%)
3. ТОВ «Укрвостокснабжение» – 2021,9 тис. тонн (що становить 19,57%)
4. ТОВ «ЕНЕРГООПТТОРГ» - 589, 85 тис. тонн (що становить 5,7%)

Виходячи з зазначеного, ДП «Вугілля України» займало монопольне (домінуюче) становище на ринку енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) у 2013 році з часткою 46,85 %

2014 рік. Обсяг ринку.

У 2014 році тепловими електростанціями було спожито 11 433,74 тис. тонн енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П), з яких:

- ПАТ «Центренерго – 2 943,82 (що становить 25,74 %)
- ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго» - 3 536,28 (що становить 30,92%)
- ТОВ «ДТЕК Східенерго» - 1 995,37 (що становить 14,45%)
- ПАТ «Донбасенерго» - 2 958,27 (що становить 25,87%)

Тобто, суб'єктом господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО» та ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО» було придбано та спожито 5 531,65 тис. тонн енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П), що становить 45,38% від загального спожитого в Україні у 2014 році.

Основними постачальниками енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) суб'єкта господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО» та ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО» у 2014 році були:

1. ТОВ «ДТЕК ТРЕЙДІНГ» - 4662,77 тис. тонн (що становить 84,29%)
2. ДТЕК TRADING SA – 545, 2 тис. тонн (що становить 9,86 %)
3. ТОВ «ЕНЕРГООПТТОРГ» - 7,33 тис. тонн (що становить 0,13%)
4. ТОВ «СВЕК» - 44,94 тис. тонн (що становить 0,81%)
5. ШУ «ОБУХІВСЬКЕ» - 271,41 тис. тонн (що становить 4,91 %)

Основними постачальниками енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) ПАТ «Донбасенерго» у 2014 році були:

1. ТОВ «ЕНЕРГОІНВЕСТ ТРЕЙДІНГ» – 1277,55 тис. тонн (що становить 43,19%)
2. ДП «ВУГІЛЛЯ УКРАЇНИ» – 1135,61 тис. тонн (що становить 38,39%)

3. Інші (7 суб'єктів) – 545,11 (що становить 18,42%)

Основними постачальниками енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) ПАТ «Центрэнерго», у 2014 році, були:

1. ДП «Вугілля України» – 2417,07 тис. тонн (що становить 82,11 %)
2. ТОВ «Укрвостокснабжение» – 276,6 тис. тонн (що становить 9,4 %)
3. ТОВ «Краснобродський» – 101,3 тис. тонн (що становить 3,44)
4. ПАТ «Донбасенерго» – 79, 25 тис. тонн (що становить 2,69%)
5. Інші (6 суб'єктів) – 69,57 тис тонн (що становить 2,36%)

Отже, обсяг ринку енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) у 2014 році складається з:

- обсягу закупленого вугілля ПАТ «Центрэнерго»;
- імпорту вугілля зазначених марок в Україну;
- обсягів вугілля придбаних суб'єктом господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», а також ПАТ «Донбасенерго» у осіб не пов'язаних з ними відносинами контролю у розумінні статті 1 Закону України «Про захист економічної конкуренції».

Обсяг закупленого ПАТ «Центрэнерго» вугілля, тис. тонн	Імпорт вугілля в Україну, тис тонн	Обсяги продажу енергетичного вугілля суб'єкту господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО» та ПАТ «Донбасенерго» іншими продавцями
2 943,82	2517,1	ДП «Вугілля України» – 1135,61 тис. тонн (7 суб'єктів) – 545,11 тис. тонн ТОВ «ЕНЕРГООПТТОРГ» - 7,33 тис. тонн ТОВ «СВЕК» - 44,94 тис. тонн ШУ «ОБУХІВСЬКЕ» - 271,41 тис. тонн

Отже, обсяг ринку енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) у 2014 році становив приблизно 7465,32 тис. тонн.

Основними продавцями енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) у 2014 році були:

1. ДП «ВУГІЛЛЯ УКРАЇНИ» – 3552,68 тис. тонн (що становить 47,58 %)
2. ШУ «ОБУХІВСЬКЕ» - 271,41 тис. тонн (що становить 3,63 %)
3. ТОВ «Укрвостокснабжение» – 276,6 тис. тонн (що становить 3,7 %)

Перше півріччя 2015 року

У першому півріччі 2015 року тепловими електростанціями було спожито 3261,36 тис. тонн енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П), з яких:

- ПАТ «Центрэнерго» – 725,6 тис. тонн (що становить 22, 24%)
- ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго» 538,31 тис. тонн (що становить 16,5%)
- ТОВ «ДТЕК Східенерго» - 816, 95 тис. тонн (що становить 25,04%)
- ПАТ «Донбасенерго» - 1180,5 тис. тонн (що становить 36,19%)

Тобто, суб'єктом господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО» та ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО» було придбано та спожито 1 355,26 тис. тонн енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П), що становить 41,55% від загального спожитого в Україні у першому півріччі 2015 року.

Основними постачальниками енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) суб'єкта господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО» у першому півріччі 2015 року були:

1. ТОВ «ДТЕК ТРЕЙДІНГ» - 511,41 тис. тонн (що становить 37,47 %)
2. ПАТ «ДТЭК ПАВЛОГРАДВУГІЛЛЯ» – 664,86 тис. тонн (що становить 49%)
3. ТОВ «СВЕК» – 26,38 тис. тонн (що становить 1,95%)
4. DTEK TRADING SA – 73,17 тис. тонн (що становить 5,4%)
5. ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО» - 7, 29 тис. тонн (що становить 0,54%)
6. ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО» - 72,15 тис. тонн (що становить 5,32%)

Основними постачальниками енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) ПАТ «Донбасенерго» у першому півріччі 2015 року були:

1. ТОВ «ЕНЕРГОІНВЕСТ ТРЕЙДІНГ» – 477, 43 тис. тонн (що становить 40,44%)
2. ДП «МАКІЇВВУГІЛЛЯ» – 226, 13 тис. тонн (що становить 19,16%)
3. ДП «ШАХТАРСЬКАНТРАЦИТ» – 162, 91 тис. тонн (що становить 13,8%)
4. ДП «СНІЖНЕ АНТРАЦИТ» – 152,53 тис. тонн (що становить 12,92%)
5. ДП «ТОРЕЗАНТРАЦИТ» – 160,6 тис. тонн (що становить 13,6 %)
6. Інші (2 суб'єкта) – 0,89 тис. тонн (що становить 0,08%)

Основними постачальниками енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) ПАТ «Центренерго» у першому півріччі 2015 року були:

1. ТОВ «ШУ Донбас» – 327,14 тис тонн (що становить 45,09%)
2. ДП «ШАХТА ІМ.К.І.Кисельова» - 109,2 тис. тонн (що становить 15,04%)
3. ТОВ «Краснобродський» – 87,4 тис. тонн (що становить 12,05%)
4. ТОВ «ЕЗК Донбасвуглепереробка» – 86,72 тис. тонн (що становить 11,95%)
5. Інші (12 суб'єктів) – 115,1 тис. тонн (що становить 15,87%)

Отже, обсяг ринку енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) у I півріччі 2015 року складався з:

- обсягу закупленого вугілля ПАТ «Центренерго»;
- імпорту вугілля зазначених марок в Україну;
- обсягів вугілля придбаних суб'єктом господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», а також ПАТ «Донбасенерго» у осіб не пов'язаних з ними відносинами контролю у розумінні статті 1 Закону України «Про захист економічної конкуренції».

Обсяг закупленого ПАТ «Центренерго» вугілля, тис. тонн	Імпорт вугілля в Україну, тис тонн	Обсяги продажу енергетичного вугілля суб'єкту господарювання в особі ПАТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», ТОВ «ДТЕК СХІДЕНЕРГО», ПАТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО» та ПАТ «Донбасенерго» іншими продавцями
725,6	579,9	ДП "МАКІЇВВУГІЛЛЯ" – 226, 13 тис. тонн ДП "ШАХТАРСЬКАНТРАЦИТ" – 162, 91 тис. тонн ДП "СНІЖНЕАНТРАЦИТ" – 152,53 тис. тонн ДП "ТОРЕЗАНТРАЦИТ" – 160,6 тис. тонн ТОВ "СВЕК" – 26,38 тис. тонн

Отже, обсяг ринку енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) у I півріччі 2015 року становив приблизно 2034,05 тис. тонн.

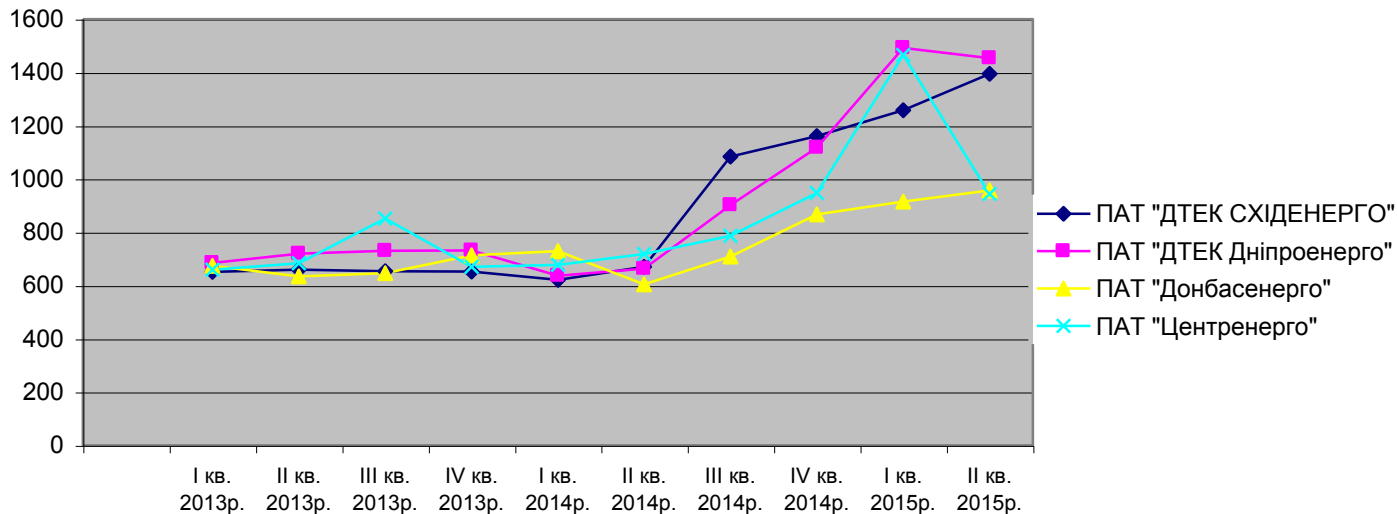
Основними продавцями енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) у I півріччі 2015 року були:

1. ДП «Макіїввугілля» – 226, 13 тис. тонн (що становить 11,11%)
2. ДП «Шахтарськантрацит» – 162, 91 тис. тонн (що становить 8,0%)
3. ДП «Сніжне антрацит» – 152,53 тис. тонн (що становить 7,49%)
4. ДП «Горезантрацит» – 160,6 тис. тонн (що становить 7,89 %)
5. ТОВ «ШУ Донбас» – 327,14 тис тонн (що становить 16,08%)
6. ДП «Шахта ім.К.І.Кисельова» - 109,2 тис.тонн (що становить 5,36%)

Ціновий аналіз енергетичного вугілля низьколетких марок (А,П) у 2013р, 2014р та I півріччі 2015 року.

Рік	Квартал	ПАТ "ДТЕК Східенерго"	ПАТ "ДТЕК Дніпроенерго"	ПАТ "Донбасенерго"	ПАТ "Центренерго"
2013	I	651,44	685,19	674,13	659,83
	II	659,08	720,08	634,60	684,15
	III	653,80	731,02	646,61	852,16
	IV	652,22	731,51	714,09	670,18
2014	I	621,74	636,64	729,25	677,61
	II	670,57	663,06	604,89	718,47
	III	1 083,67	902,45	708,45	787,14
	IV	1 161,47	1 118,34	866,59	946,93
2015	I	1 257,76	1 491,81	915,12	1 465,14
	II	1 394,48	1 453,84	957,02	944,36

Динаміка рівня цін на низьколетке енергетичне вугілля марок (А, П) у 2013 - I півріччі 2015 року (поквартально), грн. за 1 тону (без ПДВ)



11. ВИЗНАЧЕННЯ БАР'ЄРІВ НА ЗАГАЛЬНОДЕРЖАВНОМУ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ЯКА КУПУЄТЬСЯ ДП «ЕНЕРГОРИНОК» З МЕТОЮ ЗДІЙСНЕННЯ ДІЯЛЬНОСТІ З ОПТОВОГО ПОСТАЧАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ОПТОВОМУ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

На сьогодні існує ряд чинників, що стримує розвиток конкуренції на ринку електричної енергії, яка купується ДП «Енергоринок» з метою здійснення діяльності з оптового постачання електричної енергії на Оптовому ринку електричної енергії України, у тому числі вступу нових суб'єктів на нього.

Технічні бар'єри

1. Можливість виробництва електроенергії та її відпуску в ОРЕ обмежується установленою потужністю електроустановок, технічним станом генеруючого обладнання, пропускною спроможністю електричних мереж, до яких приєднана відповідна електроустановка, наявністю первинних енергоносіїв (наприклад запасів вугілля на складах, достатнього рівня води в акваторіях гідроелектростанцій тощо).

2. Можливість імпорту електричної енергії обмежується пропускною спроможністю міждержавних електричних мереж, яка становить **5 750 МВт за годину**.

Визначення потенційної ступені відкритості ринку щодо міжнародної торгівлі визначалось, як відсоткове співвідношення потенційної можливості імпорту електричної енергії в Україну (загальної максимальної потужності, що може бути передана по міждержавним перетинам до України становить 5750 МВт) до загального середньогодинного обсягу електричної енергії в ОЕС України (який визначається як сума середньогодинного обсягу виробництва та середньогодинного обсягу імпорту).

$$ПСВР_{2013\text{макс}} = 5\,750 / 22\,100 * 100 \text{ відсотків} = 26 \text{ відсотків}$$

$$ПСВР_{2014\text{макс}} = 5\,750 / 20\,844 * 100 \text{ відсотків} = 27 \text{ відсотків}$$

$$ПСВР_{2015\text{макс}} = 5\,750 / 18\,979 * 100 \text{ відсотків} = 30 \text{ відсотків}$$

При цьому, імпорт електричної енергії може покрити максимум 30 відсотків від сукупного обсягу споживання електричної енергії в Україні.

Технологічні

- визначальним фактором є вид первинного енергоносія, що використовується на відповідній електростанції;
- графік виробництва виробників електричної енергії що працюють за «зеленим» тарифом залежить, зокрема, від погодних умов (сили вітру, водного потоку, сонця тощо);
- АЕС не здатні миттєво змінювати графік виробництва;
- ступінь швидкості зміни навантаження (маневровості) енергоблоків ТЕС залежить від виду палива що використовується; у ТЕС, що використовують природний газ маневреність є вищою, а у ТЕС, що використовують енергетичне вугілля маневровість є меншою;
- електрична енергія, що виробляється на ГЕС та ГАЕС, за своєю собівартістю є порівняно дешевою, разом з тим ГАЕС потребують значної кількості часу для закачування водосховищ.

Різні види генеруючих установок забезпечують наповнення різних сегментів добового графіку виробництва/споживання ОЕС України та в окремих випадках не є взаємозамінними

Адміністративні

1. Необхідність отримання ліцензій та дозволів, необхідність вступу в ОРЕ.

2. Значний вплив держави на ціноутворення на ОРЕ.
3. Адміністративне регулювання обсягів виробництва електроенергії.
4. Недосконалість нормативно-правових актів, що регулюють діяльність суб'єктів господарювання та органів влади на ОРЕ.
5. Відсутність ринку допоміжних послуг.

6. Недосконале державне регулювання ринків енергетичного вугілля України, в тому числі державної підтримки державних вугільних підприємств.

На сьогоднішній день реалізація енергетичного вугілля на ринку здійснюється шляхом укладання прямих договорів між вугледобувними підприємствами і споживачами або через державне підприємство «Вугілля України» як оператора оптового ринку вугільної продукції.

Так, за інформацією ДП «Вугілля України» середня ціна реалізації вугілля високолетких марок у 2013 році становила – 739 грн, у 2014 році - 833 грн та у I півріччі 2015 року – 1038 грн за 1 тонну.

Середня вартість вугілля високолетких марок придбаних ДП «Вугілля України» як Оператора оптового ринку вугільної продукції України становила: за 2013 рік – 602 грн, за 2014 рік - 716 грн, за I півріччя 2015 року – 984 грн за 1 тонну. В той же час середня вартість реалізації ДП «Вугілля України» вугілля високолетких марок становила: за 2013 рік – 731,7 грн, за 2014 рік – 840,1 грн, за I півріччя 2015 року – 1044,9 грн за 1 тонну.

При цьому, середня ціна енергетичного вугілля на спотовому ринку (за даними спеціалізованих видань) у 2014 році коливалась від 66 дол. США за 1 тонну протягом жовтня – грудня 2014 року, або 854,7 грн за 1 тонну у жовтні та листопаді 2014 року та 993,3 грн за 1 тонну у грудні 2014 року, до 83 дол. США за 1 тонну у січні 2014, або 663,17 грн за 1 тонну (за курсом НБУ, що був встановлений протягом вказаного періоду).

Вартість реалізації вугілля, видобутого державними вугледобувними підприємствами, є значно нижчою від його собівартості, у зв'язку з чим державні вугледобувні підприємства отримують державну підтримку.

За інформацією, наявною в Комітеті, державна підтримка Підприємствам (партнерам ДП «Вугілля України») становила:

Назва підприємства	Рік	Ціна фактично реалізованого вугілля, грн/тонну (без ПДВ)	Розмір державної допомоги на 1 тонну проданого вугілля, грн/тонну (без ПДВ)	Повна вартість 1 тонни вугілля з урахуванням державної допомоги, грн/тонну (без ПДВ)
Державне підприємство «Лисичанськвугілля»	2013	566,28	2679,52	3245,80
	2014	683,39	2240,19	2923,28
	I півріччя 2015	953,65	567,03	1520,68
Державне підприємство «Селидіввугілля»	2013	425	449,84	874,92
	2014	635	910,49	1545,01
	I півріччя 2015	1085	307,42	1392,06
Державне підприємство «Львіввугілля»	2013	619,64	1927,87	2547,51
	2014	713,69	1081,03	1794,72
	I півріччя 2015	1063,24	812,43	1875,68
Державне підприємство «Шахтоуправління»	2013	312,86	346,44	659,30
	2014	579,50	580,07	1159,57
	I півріччя	720	183,35	903,35

«Південно донбаське №1»	2015			
-------------------------	------	--	--	--

В той же час, за інформацією наданою ТОВ «ДТЕК Добропіллявугілля», середня повна собівартість реалізованого підприємством вугілля марки Г у 2013 році становила майже 1,5 тис. грн за 1 тонну, у 2014 році майже 1,6 тис. грн за 1 тонну, а у I півріччя 2015 року майже 2,9 тис. грн за 1 тонну.

Міністерством енергетики та вугільної промисловості України у 2013, 2014 роках та I півріччі 2015 року державна підтримка вугледобувним підприємствам надавалась, в основному, на покриття витрат із собівартості готової товарної вугільної продукції. До цього часу на законодавчому рівні не врегульовані критерії відбору підприємств, визначення обсягів та напрямів їх державної підтримки.

За інформацією, оприлюдненою на офіційному сайті Рахункової палати України, Рахунковою палатою здійснено аудит ефективності використання коштів державного бюджету, передбачених Міністерству енергетики та вугільної промисловості України на державну підтримку вугледобувних підприємств на часткове покриття витрат із собівартості готової товарної вугільної продукції.

Аудитом встановлено, що за відсутності реального реформування вугледобувної галузі дії Міненерговугілля призводили лише до збільшення обсягів бюджетного фінансування на часткове покриття витрат із собівартості готової товарної вугільної продукції. До 2014 року бюджетні видатки Міненерговугілля на такі цілі з року в рік тільки зростали. У 2012-2014 роках на ці цілі було використано 32,2 млрд. гривень. Державну підтримку отримували у 2012 і 2014 роках 20 вугледобувних підприємств, у 2013 році таких підприємств було 21.

За висновками аудитора, не зважаючи на виділення державним вугледобувним підприємствам державної допомоги, обсяги видобутку вугілля цими підприємствами зменшуються. При цьому, збитки державних підприємств, а також собівартість готової товарної вугільної продукції лише збільшується. Зменшення обсягів виробництва вітчизняної вугільної продукції призводить до збільшення його імпорту, або незабезпечення вітчизняних ТЕС вугіллям в повному об'ємі для виробництва електроенергії в обсягах, необхідних для сталого функціонування об'єднаної енергетичної системи України.

Аудитори зазначили, що використання коштів державного бюджету на часткове покриття витрат із собівартості готової товарної вугільної продукції у 2012-2014 роках відбувалося за недостатнього та недосконалого нормативно-правового забезпечення. Внаслідок зволікання Міненерговугілля з розробленням законопроекту «Про державну підтримку вугільної галузі», до цього часу на законодавчому рівні не врегульовані критерії відбору підприємств, визначення обсягів та напрямів їх державної підтримки.

За інформацією, наявною в Комітеті, протягом 2013 – I півріччя 2015 року в Україні були відсутні нормативні обмеження для імпорту енергетичного вугілля в Україну.

При цьому, підпунктом 3 п. 2 постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження переліків товарів, експорт та імпорт яких підлягає ліцензуванню, та квот на 2014 рік» від 25.12.2013 № 950 встановлено, що експорт у 2014 році антрациту (код УКТЗЕД 2701110000) підлягає ліцензуванню за погодженням з Міністерством енергетики та вугільної промисловості України. Зазначена норма набула чинності 29.11.2014.

Додатком 7 до постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження переліків товарів, експорт та імпорт яких підлягає ліцензуванню, та квот на 2015 рік» від 14.01.2014 № 1 передбачено, що експорт антрациту (код УКТЗЕД 2701110000) підлягає ліцензуванню у 2015 році.

Умови доступу до ринку енергетичного вугілля суттєво впливають на можливість конкуренції генеруючими компаніями ТЕС на Оптовому ринку електричної енергії України (надалі – ОРЕ), оскільки структура та вартість палива суттєво впливає на включення

енергоблоків ТЕС до графіку навантаження, що формується державним підприємством «Енергоринок» (надалі – ДП «Енергоринок»). Менша вартість палива збільшує вірогідність попадання до графіку навантаження і збільшення відпуску електроенергії, а також можливість надання послуг з маневреності. Відсутність палива суттєво обмежує пропозицію потужності, оскільки такі блоки не включаються до роботи.

Конкурентні відносини на ринку електроенергії передбачають для кожної компанії можливість самостійно визначати умови здійснення господарської діяльності з метою досягнення найкращих результатів, в тому числі шляхом самостійного вибору постачальників і умов постачання сировинних ресурсів.

Дії Міністерства енергетики та вугільної промисловості України, що полягають у:

- незабезпеченні рівних умов доступу до ринку енергетичного вугілля;
- відсутності визначення справедливої ринкової ціни на енергетичне вугілля, що є вкрай важливим для визначення цін на електричну енергію;
- відсутність порядку визначення обґрунтованого рівня державної підтримки державним вугледобувним підприємствам

створюють підґрунтя до спотворення конкуренції на ринку енергетичного вугілля України. Зазначене підтверджується висновками, наданими Комітетом листом Міненерговугілля від 04.09.2015 № 01/34-38П.

В зазначеному листі вказано, що неефективне використання державної підтримки, її розкрадання та її спрямування виключно на фінансування поточних видатків без фінансування технічного переоснащення та капітального будівництва в минулі роки призвели до значного скорочення видобутку, зношеності та застарілості шахтного фонду (90%) та накопичення значної кредиторської заборгованості державними вугледобувними компаніями. Протягом 2013-2014 років видобуток рядового вугілля скоротився на 12%. З урахуванням динаміки видобутку в I півріччі 2015 року таке скорочення може скласти 17% рік-до-року.

Такі негативні фактори призвели до того, що собівартість товарної вугільної продукції по перспективним шахтам за 6 місяців 2015 року склала 1743 грн/т. замість 1450 грн/т. У разі відсутності державної підтримки у 2-му півріччі 2015 року, за даними Міненерговугілля, собівартість виробництва 1 тонни товарної вугільної продукції на перспективних шахтах перевищуватиме 2 000 грн/т., а збиток від виробництва товарної вугільної продукції перевищить 4 млрд. грн.

Економічні

Входження на ринок нових виробників потребує залучення значного обсягу інвестиційного капіталу

Політичні

Зосередження генеруючих підприємств в зоні проведення Антитерористичної операції.

Зосередження вугледобувних підприємств, що здійснюють видобуток низьколетких марок вугілля (А, П) в зоні проведення Антитерористичної операції

Українські вугледобувні підприємства забезпечують потребу генеруючих компаній ТЕС України в енергетичному вугіллі лише в частині вугілля газової групи. Видобуток вугілля пісної та антрацитової групи здійснюється вугледобувними підприємствами Донецької та Луганської областей, які знаходяться на території України, яка тимчасово не контролюється українською владою. До червня 2014 року вугледобувні підприємства повністю задовольняли потреби української економіки у вугіллі. Починаючи з липня 2014 року і дотепер, потреба у вугіллі марок А і П забезпечується за рахунок вугілля, яке

надходить із зони проведення Антитерористичної операції або імпортом, але вугілля надходить у недостатніх обсягах. Слід зазначити, що у зв'язку з розташуванням основних вугледобувних підприємств, що здійснюють видобуток енергетичного вугілля низьколетких марок (А, П) в зоні проведення Антитерористичної операції протягом 2014 року – I півріччя 2015 року відбулося зменшення обсягів надходження на внутрішній ринок вугілля цих марок вітчизняного видобутку, внаслідок чого зросла потреба в імпортному ресурсі.

Це підтверджується зростаючими обсягами імпорту вугілля, зокрема, із Південно-Африканської Республіки, Австралії та Російської Федерації, який мав місце у 2014 та 2015 роках.

За інформацією Міненерго вугілля, наданою Комітету листом від 04.09.2015 № 01/34-38П, через бойові дії на Сході країни частина державних вугледобувних підприємств опинилась на тимчасово невідконтрольній території, що робить неможливим видобуток вугільної продукції на них. За даними Міненерговугілля за 7 місяців 2015 року, доля видобутку рядового вугілля державними вугледобувними компаніями, що працюють на підконтрольній території становить 20%, доля видобутку рядового вугілля компаніями, що входять до складу ДТЕК сягає 70%.

Доля видобутку вугілля державними вугледобувними підприємствами на повністю контрольованій території скорочується значними темпами з початку 2015 року, за 6 місяців 2015 року видобуток скоротився на 23%.

Нелегальний видобуток вугілля марок А, П.

За інформацією ПП «Науково-технічний центр «Психея», уже декілька років на територіях Донецької, Луганської та Дніпропетровської областей (основних вугледобувних регіонів) діють нелегальні шахти – так звані «копанки». Ця проблема виникла після закриття шахт в малих містах цих областей, де вони були містоутворюючими підприємствами, тобто єдиним місцем зайнятості населення.

Кілька років вони існували нелегально, а з 2005 року почали перетворюватись на приватні підприємства з видобутку вугілля (іншими словами – шахти недержавної форми власності). Держгірпромнагляд у Донецькій області видав понад 100 дозволів, які легалізували видобуток вугілля на недержавних підприємствах.

За інформацією ДП «Укрпромзовнішпекспертиза» обсяг нелегального видобутку енергетичного вугілля марок А, П у 2013 році становив близько 2 931 тис. тонн, а у 2014 році – 1 829 тис. тонн.

Відтак, вугілля високолетких та низьколетких марок видобувається, придбавається і споживається в межах вертикально інтегрованих компаній. Вугілля, видобуте в шахтах ДТЕК через ТОВ «ДТЕК Трейдинг» реалізується на ТЕСи ДТЕК. Державні шахти через ДП «Вугілля України» реалізують вугілля на ПАТ «Центрэнерго». Понад 90 відсотків газового вугілля від загального обсягу його споживання ТЕСами придбалася в межах суб'єктів господарювання, пов'язаних відносинами контролю.

Відтак можна констатувати, що ринкові відносини щодо енергетичного вугілля в Україні відсутні.

Разом з тим, зважаючи на дефіцит антрацитового вугілля, в тому числі в наслідок зосередження шахт в зоні АТО, протягом 2014 -2015 років імпорт цього вугілля суттєво зріс і складав понад 15 відсотків від загального обсягу його споживання ТЕСами.

Протягом 2013 - 2015 років значно змінилося співвідношення між споживанням газового та антрацитового вугілля. Так, якщо у 2013 році це співвідношення складало 50 на

50 відсотків. У 2015 році обсяг газового вугілля не перевищував 30 відсотків від загального обсягу споживання енергетичного вугілля.

При цьому, можливість доступу ТЕСів до вугілля у межах вертикально інтегрованих компаній посилює їх ринкову перевагу відносно інших учасників ринку.

12. ВИСНОВКИ

1. Єдиним товаром, що обертається на Ринку електричної енергії, яка купується ДП «Енергоринок» у виробників та імпортерів (ринок генерації) є електрична енергія, не залежно від типу електрогенеруючої станції (атомна, тепла, гідроелектростанція тощо).

Територіальними межами зазначеного ринку є територія України.

Часовими межами загальнодержавного ринку електричної енергії, яка купується ДП «Енергоринок» у виробників та імпортерів, є календарний рік.

2. ДП «Енергоринок» є єдиним суб'єктом господарювання, який протягом 2013 – 2015 років та I півріччя 2015 року купував електричну енергію на загальнодержавному ринку електричної енергії, яка купується ДП «Енергоринок» з метою здійснення діяльності з оптового постачання електричної енергії на Оптовому ринку електричної енергії України із часткою 100 відсотків. При цьому ДП «Енергоринок» не зазнавало конкуренції внаслідок відсутності жодного конкурента на цьому ринку.

3. Протягом 2013 – 2014 років та першого півріччя 2015 року загальнодержавний ринок електричної енергії, яка купується ДП «Енергоринок» з метою здійснення діяльності з оптового постачання електричної енергії на Оптовому ринку електричної енергії України є **висококонцентрованим**, про що свідчить коливання індексів Херфіндаля-Хіршмана протягом досліджуваного періоду від 2903,95 до 3718,04. При цьому, варто відзначити, рівень ринкової концентрації протягом досліджуваного періоду зріс на 28 відсотків.

4. Частка ДП «НАЕК «Енергоатом» на ринку протягом досліджуваного періоду збільшилась від 44,37 відсотків у 2013 році до 50,14 відсотків у 2014 році та до 55,56 відсотків у I півріччі 2015 року.

5. Частка групи ДТЕК (ТОВ «ДТЕК Східенерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго» та ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго», ТОВ «Вінд Пауер», ПАТ «ДТЕК Донецькобленерго» (Миронівська ТЕС), ПАТ «Київенерго») на ринку протягом досліджуваного періоду зменшилась від 30,09 відсотків у 2013 році до 28,79 відсотків у 2014 році та до 24,77 відсотків у I півріччі 2015 року.

6. Частка ПАТ «Центренерго» на ринку протягом досліджуваного періоду зменшилась від 7,14 відсотків у 2013 році до 6,84 відсотків у 2014 році та до 4,46 відсотків у I півріччі 2015 року.

7. Частка ПАТ «Укргідроенерго» на ринку протягом досліджуваного періоду зменшилась від 7,71 відсотків у 2013 році до 5,15 відсотків у 2014 році та до 4,80 відсотків у I півріччі 2015 року.

8. Частка ПАТ «Донбасенерго» на ринку протягом досліджуваного періоду зменшилась від 5,11 відсотків у 2013 році до 3,83 відсотків у 2014 році та до 3,27 відсотків у I півріччі 2015 року.

9. Сукупна частка **трьох** суб'єктів господарювання, а саме: ДП «НАЕК «Енергоатом», групи ДТЕК (до якої входять ТОВ «ДТЕК Східенерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго» та ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго», ТОВ «Вінд Пауер», ПАТ «ДТЕК Донецькобленерго» (Миронівська ТЕС), ПАТ «Київенерго») та ПАТ «Укргідроенерго» на загальнодержавному ринку електричної енергії, яка купується ДП «Енергоринок» з метою

здійснення діяльності з оптового постачання електричної енергії на Оптовому ринку електричної енергії України, складала:

1. у 2013 році – 82,17 відсотки;
2. у 2014 році – 84,08 відсотки;
3. у першому півріччі 2015 року – 85,13 відсотків.

10. Разом з тим, величина пропозиції електричної енергії (виробництва електричної енергії) пропорційно залежить від величини попиту (споживання). Оскільки попит на електроенергію коливається не тільки в різні пори року, а й протягом доби, можна виокремити базовий (незмінний) рівень попиту та маневровий (змінний) рівень попиту.

Ресурне наповнення базової частини добових графіків виробництва/споживання електроенергії в ОЕС України відбувається переважно за рахунок атомних електростанцій. В меншому обсязі – за рахунок відновлюваної енергетики, ТЕЦ, імпорту та ТЕС.

Теплові електростанції (ПАТ «Центренерго», ПАТ «Донбасенерго», ТОВ «ДТЕК Східенерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго» та ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго»), працюють в базисній частині графіка і регулюють змінну його частину (маневрову частину навантаження). Одночасно, у зв'язку з особливостями технологічного процесу виробництва електричної енергії, наявних генеруючих потужностей та імпортного потенціалу, повне покриття змінної частини попиту на електричну енергію (маневрової частини навантаження) за рахунок інших крім ТЕС, видів електростанцій та імпорту є неможливим.

При цьому, частка суб'єкта господарювання, у складі ТОВ «ДТЕК Східенерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго» та ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго», (які, в розумінні статті 1 Закону України є єдиним суб'єктом господарювання)

1. У сукупному обсязі виробництва електричної енергії генеруючими компаніями ТЕС (виробниками, що працюють за ціновими заявками) складала:

- у 2013 році – 69,50 відсотків;
- у 2014 році – 71,29 відсотків;
- у першому півріччі 2015 року – 74,30 відсотків.

2. У сукупному обсязі відпуску електричної енергії генеруючими компаніями ТЕС (виробниками, що працюють за ціновими заявками) в Оптовий ринок електричної енергії складала:

- у 2013 році – 69,64 відсотків;
- у 2014 році – 71,45 відсотків;
- у першому півріччі 2015 року – 74,39 відсотків.

ТЕС та ГАЕС (зокрема ПАТ «Укргідроенерго») працюють в піковій частині графіка, при цьому, такі електростанції мають пріоритет щодо включення в роботу, що пов'язано з високою здатністю таких електростанцій до регулювання навантаження (маневрування) та відносно незначною собівартістю виробництва електричної енергії.

11. Виходячи з особливостей експлуатаційних характеристик відповідних видів електростанцій конкуренція між ДП «НАЕК «Енергоатом», ПАТ «Укргідроенерго» та суб'єктом господарювання у складі ТОВ «ДТЕК Східенерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго» та ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго», ТОВ «Вінд Пауер», ПАТ «ДТЕК Донецькобленерго» (Миронівська ТЕС), ПАТ «Київенерго», (які, в розумінні статті 1 Закону України є єдиним суб'єктом господарювання) є незначною.

12. Оскільки частки інших суб'єктів господарювання, що здійснюють продаж електричної енергії в Оптовий ринок електричної енергії України, є порівняно незначними, ДП «НАЕК «Енергоатом», ПАТ «Укргідроенерго» та суб'єкт господарювання у складі ТОВ

«ДТЕК Східенерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго» та ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго», ТОВ «Вінд Пауер», ПАТ «ДТЕК Донецькобленерго» (Миронівська ТЕС), ПАТ «Київенерго», (які, в розумінні статті 1 Закону України є єдиним суб'єктом господарювання) не зазнають значної конкуренції на ринку.

Одночасно, внаслідок технічних та технологічних особливостей виробництва та передачі електричної енергії існують значні технічні, економічні та адміністративні бар'єри вступу на ринок потенційних конкурентів (виробників електричної енергії та імпортерів електричної енергії), які могли б конкурувати з ДП «НАЕК «Енергоатом», ПАТ «Укргідроенерго» та суб'єктом господарювання у складі ТОВ «ДТЕК Східенерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго» та ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго», ТОВ «Вінд Пауер», ПАТ «ДТЕК Донецькобленерго» (Миронівська ТЕС), ПАТ «Київенерго», (які, в розумінні статті 1 Закону України є єдиним суб'єктом господарювання).

Враховуючи зазначене, відповідно до статті 12 Закону України «Про захист економічної конкуренції», Методики визначення монопольного (домінуючого) становища суб'єктів господарювання на ринку затверджено розпорядженням Комітету від 05.03.2002 № 49-р, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 01.04.2002 р. за № 317/6605:

1. Відповідно до частини першої статті 12 Закону України «Про захист економічної конкуренції» ДП «Енергоринок» (покупець) протягом 2013 року, 2014 року та у першому півріччі 2015 року займало монопольне (домінуюче) становище на загальнодержавному ринку електричної енергії, яка купується ДП «Енергоринок» з метою здійснення діяльності з оптового постачання електричної енергії на Оптовому ринку електричної енергії України із часткою 100 відсотків.

2. Відповідно до частини п'ятої статті 12 Закону України «Про захист економічної конкуренції» протягом 2013 року - 1 півріччя 2015 року на загальнодержавному ринку електричної енергії, яка купується ДП «Енергоринок» з метою здійснення діяльності з оптового постачання електричної енергії на Оптовому ринку електричної енергії України в межах території України займали наступні суб'єкти господарювання:

- ДП «НАЕК «Енергоатом»,

- ПАТ «Укргідроенерго»,

- та суб'єкт господарювання, у складі ТОВ «ДТЕК Східенерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго» та ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго», ТОВ «Вінд Пауер», ПАТ «ДТЕК Донецькобленерго» (Миронівська ТЕС), ПАТ «Київенерго», (які, в розумінні статті 1 Закону України є єдиним суб'єктом господарювання).