

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

ФАКУЛЬТЕТ МЕНЕДЖМЕНТУ ТА МАРКЕТИНГУ
КАФЕДРА МІЖНАРОДНОГО БІЗНЕСУ ТА ЛОГІСТИКИ

До захисту допущено:
В.о. завідувача кафедри
_____ Алла ДУНСЬКА
«08» червня 2026р.

ДИПЛОМНА РОБОТА

на здобуття ступеня бакалавра
за освітньо-професійною програмою
«Менеджмент міжнародного бізнесу»
спеціальності 073 Менеджмент

на тему: «Управління стратегічною інтеграцією українського
енергетичного підприємства до європейського енергетичного простору
(в межах ENTSO-E)»

Виконав:

Студент 4-го курсу, групи УЗ-21
КОВАЛЕНКО Кирило Миколайович _____

Керівник:

асистент кафедри міжнародного бізнесу та логістики,
к.е.н., БОНДАР Валерія Юріївна _____

Рецензент:

професор кафедри міжнародної економіки,
д.т.н., проф. ГАВРИШ Олег Анатолійович _____

*Засвідчую, що у цій дипломній роботі немає
запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань*

Студент _____

Київ – 2026 року

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

**ФАКУЛЬТЕТ МЕНЕДЖМЕНТУ ТА МАРКЕТИНГУ
КАФЕДРА МІЖНАРОДНОГО БІЗНЕСУ ТА ЛОГІСТИКИ**

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 073 Менеджмент

Освітньо-професійна програма «Менеджмент міжнародного бізнесу»

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувача кафедри

_____ Алла ДУНСЬКА

« 30 » березня 2026 року

ЗАВДАННЯ

на дипломну роботу

на здобуття ступеня бакалавра студентом

КОВАЛЕНКО КИРИЛОМ МИКОЛАЙОВИЧЕМ

1. Тема дипломної роботи « Управління стратегічною інтеграцією українського енергетичного підприємства до європейського енергетичного простору (в межах ENTSO-E)»,

керівник дипломної роботи Асистент, к.е.н., Бондар Валерія Юріївна,
затверджені наказом по університету від 29.05.2026 р. № 2003-с

2. Строк подання студентом дипломної роботи: 08 червня 2026 року.

3. Об'єкт дослідження: процес управління стратегічною інтеграцією національного оператора системи передачі до єдиного європейського ринку електричної енергії

4. Предмет дослідження: сукупність організаційних, економічних, регуляторних та математичних механізмів і методів, що забезпечують перехід ПрАТ НЕК «Укренерго» на європейські алгоритми управління транскордонними перетоками (Market Coupling, Flow-Based, MARI, PICASSO) в умовах макроекономічної нестабільності

5. Перелік завдань, які потрібно розробити:

а) теоретична частина:

- дослідити інституційну сутність та європейські вимоги щодо сертифікації незалежного системного оператора за моделлю відокремлення ISO;
- розкрити теоретичні засади та нормативно-правовий базис імплементації європейських мережевих кодексів (CACM, SOGL);
- узагальнити методологічні підходи до оцінювання ефективності міжнародної діяльності ОСП, порівнявши математичні моделі розрахунку чистої пропускної спроможності (NTC) та алгоритму потокорозподілу Flow-Based

б) аналітична частина:

- здійснити аналіз організаційно-економічного та фінансового стану ПрАТ НЕК «Укренерго», ідентифікувавши масштаб боргової кризи та її вплив на інвестиційний потенціал;
- проаналізувати зовнішньоекономічну діяльність, динаміку експортно-імпортних операцій та результати запровадження спільних транскордонних аукціонів на європейській платформі JAO;
- ідентифікувати та систематизувати технічні, регуляторні (прайс-кепи) та безпекові бар'єри на шляху стратегічної євроінтеграції підприємства

в) рекомендаційна частина:

- розробити проєкт стратегії об'єднання ринків (Market Coupling) шляхом переходу ПрАТ НЕК «Укренерго» на європейську методологію потокорозподілу Flow-Based;
- обґрунтувати алгоритмічне приєднання національного диспетчерського центру до загальноєвропейських балансуючих платформ MARI та PICASSO;
- здійснити економічне обґрунтування ефективності запропонованих заходів та сформулювати матрицю управління інтеграційними ризиками (на базі REMIT, Плану захисту енергосистеми та NC CS)

6. Орієнтовний перелік ілюстративного матеріалу

- 1) Організаційна структура ПрАТ НЕК «Укренерго»;
- 2) Матриця аналізу та управління ключовими стейкхолдерами ПрАТ НЕК «Укренерго» в умовах Євроінтеграції;
- 3) Матриця SWOT-аналізу стратегічної інтеграції ПрАТ НЕК «Укренерго» до європейського енергопростору;
- 4) Динаміка показників аварійності на об'єктах ПрАТ НЕК «Укренерго»;
- 5) Динаміка заборгованості на балансуєчому ринку електричної енергії протягом 2025 року;
- 6) Динаміка ключових фінансових показників ПрАТ НЕК «Укренерго» в умовах Євроінтеграції;
- 7) Статус імплементації проекту загальноєвропейської балансуєчої платформи MARI;
- 8) Статус імплементації проекту загальноєвропейської балансуєчої платформи PICASSO;
- 9) Матриця ідентифікованих ризиків проекту стратегічної інтеграції ПрАТ НЕК «Укренерго» та механізми їх нейтралізації;
- 10) Дорожня карта (Roadmap) алгоритмічної та інфраструктурної інтеграції ПрАТ НЕК «Укренерго» до простору ENTSO-E

7. Орієнтований перелік публікацій за напрямом роботи:

1) Тези доповіді «Інноваційні проекти з підвищення ефективності міжнародної діяльності енергетичних компаній» (у співавторстві з Бондар В. Ю.) у збірнику тез доповідей VII Міжнародної науково-практичної конференції «Бізнес, інновації, менеджмент: проблеми та перспективи» (м. Київ, 23 квітня 2026 р.).

8. Дата видачі завдання: 30 березня 2026 року.

9. Календарний план

<i>№ з/п</i>	<i>Назва етапів виконання дипломної роботи</i>	<i>Строк виконання етапів дипломної роботи</i>	<i>Примітка</i>
1.	Збір необхідної інформації, аналіз джерел щодо досліджуваної тематики	30.03.2026- 12.04.2026	
2.	Дослідження теоретико-методичних засад за обраною тематикою дослідження	13.04.2026 – 26.04.2026	
3.	Аналіз господарської діяльності досліджуваного підприємства	27.04.2026 – 29.04.2026	
4.	Оцінка результатів управління міждержавними перетинами, динаміки чистої пропускної спроможності (NTC) та експортно-імпортних операцій	30.04.2026 – 03.05.2026	
5.	Ідентифікація технічних, регуляторних та безпекових бар'єрів інтеграції підприємства до європейського простору ENTSO-E	04.05.2026 – 10.05.2026	
6.	Розробка рекомендацій щодо переходу на європейську методологію потокорозподілу (Flow-Based)	11.05.2026 – 17.05.2026	
7.	Формування стратегії інтеграції з європейськими балансуючими платформами MARI і PICASSO та побудова матриці управління ризиками	18.05.2026 – 24.05.2026	
8.	Економічне обґрунтування запропонованих заходів	25.05.2026 – 01.06.2026	
9.	Оформлення дипломної роботи	02.06.2026 – 07.06.2026	

Студент

Кирило КОВАЛЕНКО

Керівник

Валерія БОНДАР

РЕФЕРАТ

Дипломна робота на тему: «Управління стратегічною інтеграцією українського енергетичного підприємства до європейського енергетичного простору (в межах ENTSO-E)» містить 102 сторінки, 6 таблиць, 5 рисунків. Перелік використаних джерел налічує 45 найменувань.

Метою роботи є розроблення комплексного теоретико-методологічного та організаційно-економічного проєкту управління стратегічною інтеграцією ПрАТ НЕК «Укренерго» до єдиного європейського енергетичного простору (в межах ENTSO-E) із забезпеченням механізмів нейтралізації супутніх фінансових, комерційних та безпекових ризиків

Об'єктом дослідження є процес управління стратегічною інтеграцією національного оператора системи передачі до єдиного європейського ринку електричної енергії

Предметом дослідження є сукупність організаційних, економічних, регуляторних та математичних механізмів і методів, що забезпечують перехід ПрАТ НЕК «Укренерго» на європейські алгоритми управління транскордонними перетоками в умовах макроекономічної нестабільності

База дослідження – Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго» (ПрАТ «НЕК «Укренерго»).

Методи дослідження: У роботі використано методи фінансового та коефіцієнтного аналізу, математичне та оптимізаційне моделювання, методи інвестиційного аналізу, метод сценарного моделювання та матричний підхід.

Результати роботи. Проаналізовано зовнішньоекономічну діяльність ПрАТ НЕК «Укренерго» та виявлено проблеми її ефективності. Запропоновано удосконалення через перехід до методології Flow-Based та інтеграцію з платформами MARI і PICASSO, економічну доцільність яких обґрунтовано

Рекомендації щодо використання результатів роботи. Запропоновані заходи, розрахункові моделі та матриця ризик-менеджменту можуть бути використані національним оператором системи передачі (ПрАТ НЕК «Укренерго») для оптимізації управління транскордонними перетоками, захисту ліквідності та підвищення ефективності міжнародної діяльності в умовах макроекономічної нестабільності

Ключові слова: аварійна допомога, балансуючий ринок, євроінтеграція, міждержавні перетини, оператор системи передачі, пропускна спроможність, ризик-менеджмент, ENTSO-E, Flow-Based, Market Coupling.

ABSTRACT

The bachelor's thesis on the topic: «Management of the strategic integration of a Ukrainian energy company into the European energy space (within ENTSO-E)» consists of 102 pages, 6 tables, and 5 figures. The list of references includes 45 sources.

The purpose of the work is to analyze theoretical principles and develop practical recommendations for improving the foreign economic activity of the enterprise under conditions of external instability.

The object of the study is the process of managing the strategic integration of the national transmission system operator into the single European electricity market.

The subject of the study is a set of organizational, economic, regulatory, and mathematical mechanisms and methods that ensure the transition of PrJSC "NPC "Ukrenergo" to the European cross-border flow management algorithms under macroeconomic instability.

The research base is the Private Joint Stock Company "National Power Company "Ukrenergo" (PrJSC "NPC "Ukrenergo").

Research methods. The thesis uses methods of financial and coefficient analysis, mathematical and optimization modeling, investment analysis, scenario modeling, and the matrix approach.

Research results. The foreign economic activity of PrJSC "NPC "Ukrenergo" was analyzed, and its performance issues were identified. Improvements via the transition to the Flow-Based methodology and integration with the MARI and PICASSO platforms were proposed, and their economic feasibility was substantiated.

Recommendations for the use of research results. The proposed measures, calculation models, and risk management matrix can be used by the national transmission system operator (PrJSC "NPC "Ukrenergo") to optimize the management of cross-border flows, protect liquidity, and improve the efficiency of international activities under conditions of macroeconomic instability.

Keywords: balancing market, cross-border capacity, emergency assistance, ENTSO-E, European integration, Flow-Based, Market Coupling, risk management, transmission system operator.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	9
ВСТУП	10
1 ТЕОРЕТИЧНІ ЗАСАДИ УПРАВЛІННЯ СТРАТЕГІЧНОЮ ІНТЕГРАЦІЄЮ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПІДПРИЄМСТВ ДО ЄВРОПЕЙСЬКОГО ПРОСТОРУ ..	14
1.1 Інституційна роль, правовий статус та організаційна структура ПрАТ НЕК «Укренерго».....	14
1.2 Аналіз техніко-економічних показників передачі електроенергії та операційної діяльності	22
Висновок до розділу 1.....	32
2 АНАЛІЗ МІЖНАРОДНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ ТА ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНОГО СТАНУ ПРАТ НЕК «УКРЕНЕРГО» В УМОВАХ ЄВРОІНТЕГРАЦІЇ.....	34
2.1 Загальна організаційно-економічна характеристика та аналіз фінансового стану ПрАТ НЕК «Укренерго»	34
2.2 Аналіз зовнішньоекономічної діяльності та динаміки експортно-імпорتنих операцій	44
2.3 Дослідження технічних, регуляторних та безпекових бар'єрів на шляху стратегічної інтеграції	51
Висновок до розділу 2.....	59
3 ПРОЄКТ ПОГЛИБЛЕННЯ ІНТЕГРАЦІЇ ПРАТ НЕК «УКРЕНЕРГО» ДО ЄВРОПЕЙСЬКОГО ЕНЕРГОПРОСТОРУ	62
3.1 Стратегія об'єднання ринків	62
3.2 Економічне обґрунтування проєкту та управління ризиками інтеграції	83
Висновок до розділу 3.....	90
ВИСНОВКИ.....	93
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	97

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ДП – допоміжні послуги

НКРЕКП – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

ОЕС України – Об'єднана енергетична система України

ОСП – оператор системи передачі

ОСР – оператор системи розподілу

ACER – Агентство з питань співробітництва енергетичних регуляторів (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)

aFRR – автоматичний резерв відновлення частоти (Automatic Frequency Restoration Reserve)

CACM – Регламент Комісії (ЄС) щодо встановлення керівних принципів розподілу пропускної спроможності та управління перевантаженнями

ENTSO-E – Європейська мережа операторів систем передачі (European Network of Transmission System Operators)

ISO – незалежний системний оператор (Independent System Operator)

JAQ – єдина європейська аукціонна платформа (Joint Allocation Office)

MARI – європейська платформа для міжнародного обміну резервами відновлення частоти з ручною активацією (Manually Activated Reserves Initiative)

mFRR – ручний резерв відновлення частоти (Manual Frequency Restoration Reserve)

NTC – чиста пропускна спроможність (Net Transfer Capacity)

PICASSO – європейська платформа для міжнародної координації автоматичного відновлення частоти (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation)

REMIT – Регламент (ЄС) щодо доброчесності та прозорості оптового енергетичного ринку

SOGL – Регламент (ЄС) щодо оперативного керування енергосистемами (System Operation Guideline)

ВСТУП

Актуальність теми дослідження. Сучасний етап макроекономічного розвитку національного енергетичного сектору безальтернативно детермінується необхідністю глибокої інституційної, технічної та алгоритмічної інтеграції до єдиного Європейського енергетичного простору. З моменту екстреної фізичної синхронізації Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України з мережею континентальної Європи ENTSO-E, стратегічний вектор управління магістральною інфраструктурою змістився від забезпечення ізольованого виживання до повноцінного комерційного об'єднання ринків (Market Coupling). Прийняття закону України «Про внесення змін до деяких законів України щодо імплементації норм європейського права з інтеграції енергетичних ринків» № 4834-ix юридично закріпило імперативну вимогу щодо переходу національного оператора системи передачі до європейських стандартів транскордонної торгівлі та балансування. Разом з тим, практична реалізація зовнішньоекономічного потенціалу ПрАТ НЕК «Укренерго» критично ускладнюється безпрецедентними викликами воєнного стану. Систематичний зовнішній вплив призвів до підтвердженої втрати близько 18 ГВт встановлених генеруючих потужностей, що генерує постійний системний дефіцит та змушує компанію закуповувати найдорожчу європейську аварійну допомогу (Emergency Energy Assistance). Зазначений безпековий фактор мультиплікується глибокою внутрішньою фінансовою кризою: накопичення понад 42 млрд грн боргів на балансуєчому ринку протягом 2025 року призвело до формування чистого збитку підприємства у розмірі 10,6 млрд грн та настання стану технічного дефолту за міжнародними єврооблігаціями. За таких умов, збереження ліквідності оператора системи передачі та забезпечення операційної безпеки мережі неможливе без розробки комплексного бізнес-проекту стратегічної інтеграції, що базується на впровадженні новітніх ІТ-платформ балансування та прогресивних математичних моделей розподілу перетинів.

Відповідно, формування організаційно-економічного механізму переходу підприємства від застарілої статичної методології NTC до алгоритмів потокорозподілу Flow-Based та платформ MARI/PICASSO, із супутньою розробкою

матриці ризик-менеджменту, становить високу наукову та практичну актуальність, що і зумовило вибір теми дипломної роботи.

Мета і завдання дослідження. Головною метою дипломної роботи є розробка комплексного теоретико-методологічного та організаційно-економічного проєкту управління стратегічною інтеграцією ПрАТ НЕК «Укренерго» до єдиного європейського енергетичного простору (в межах ENTSO-E) із забезпеченням механізмів нейтралізації супутніх фінансових, комерційних та безпекових ризиків. Для досягнення сформульованої мети у роботі було поставлено та послідовно вирішено сукупність логічно взаємопов'язаних завдань: по-перше, дослідити інституційну сутність та європейські вимоги щодо сертифікації незалежного системного оператора за моделлю відокремлення ISO; по-друге, розкрити методологічні підходи до оцінювання ефективності міжнародної діяльності ОСП, порівнявши математичні моделі розрахунку чистої пропускної спроможності (NTC) та алгоритму Flow-Based; по-третє, здійснити глибокий аналіз організаційно-економічного та фінансового стану ПрАТ НЕК «Укренерго», ідентифікувавши масштаб боргової кризи та її вплив на інвестиційний потенціал; по-четверте, проаналізувати поточну динаміку експортно-імпортних операцій та результати запровадження спільних транскордонних аукціонів на платформі JAO; по-п'яте, систематизувати технічні, регуляторні та безпекові бар'єри на шляху євроінтеграції, зокрема вплив воєнних руйнувань та неплатежів учасників ринку; по-шосте, розробити безпосередній бізнес-проєкт поглиблення інтеграції, що включає математичне та інфраструктурне обґрунтування підготовки до приєднання до європейських балансуючих платформ Mari та PICASSO; по-сьоме, сформулювати багаторівневу матрицю управління ризиками, що охоплює імплементацію антиманіпуляційного Регламенту REMIT, застосування плану захисту енергосистеми та мережевого кодексу з кібербезпеки (NC CS).

Об'єктом дослідження виступає процес управління стратегічною інтеграцією національного оператора системи передачі до єдиного європейського ринку електричної енергії.

Предметом дослідження є сукупність організаційних, економічних, регуляторних та математичних механізмів і методів, що забезпечують перехід ПрАТ НЕК «Укренерго» на європейські алгоритми управління транскордонними перетоками (Market Coupling, Flow-Based, MARI, PICASSO) в умовах макроекономічної нестабільності.

Методи дослідження. Методологічною та теоретичною основою дипломної роботи слугує фундаментальний науковий апарат сучасної економічної теорії, загальної теорії систем та міжнародного менеджменту. У процесі вирішення поставлених завдань було застосовано комплексну систему загальнонаукових та спеціальних методів: метод логічного узагальнення та наукової абстракції застосовувався при формуванні теоретичного базису європейської інтеграції магістральних мереж; методи фінансового та коефіцієнтного аналізу були використані для детальної діагностики показників ліквідності, прибутковості та боргового навантаження ПрАТ НЕК «Укренерго» за 2023–2025 роки; математичне та оптимізаційне моделювання слугувало інструментом для розробки розрахункових моделей алгоритму Flow-Based (обчислення маржі надійності та коефіцієнтів PDTF), а також для оцінки економії від заміщення непланової аварійної допомоги продуктами aFRR/mFRR; методи інвестиційного аналізу (зокрема розрахунок чистої приведеної вартості NPV та ймовірності втрати навантаження LOLP) використовувалися для економічного обґрунтування ІТ-проектів компанії; метод сценарного моделювання та матричний підхід були імplementовані під час формування системи корпоративного ризик-менеджменту на основі міжнародного стандарту ISO 31000:2018.

Інформаційна база дослідження. Достовірність та обґрунтованість аналітичних висновків забезпечується використанням широкого масиву верифікованих первинних та вторинних джерел. Документальну основу роботи склали законодавчі та нормативно-правові акти Верховної Ради України (зокрема Закон № 2019-VIII, закон № 4834-IX), постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (Кодекс системи передачі, Правила ринку), директиви та регламенти Європейського

Парламенту і Ради (зокрема Регламент САСМ 2015/1222), консолідована та окрема фінансова звітність ПрАТ НЕК «Укренерго» за 2022–2025 роки, підтверджена незалежними міжнародними аудитором, офіційні звіти та дорожні карти ENTSO-E щодо імплементації платформ MARI та PICASSO, а також наукові праці провідних вітчизняних та зарубіжних вчених-економістів у сфері міжнародного енергетичного менеджменту.

Практичне значення одержаних результатів. Розроблений у дипломній роботі бізнес-проект та сформований математичний апарат мають безпосередню прикладну цінність для бази дослідження – ПрАТ НЕК «Укренерго». Запропонована модель переходу до алгоритму об'єднання ринків та розрахунки економічної ефективності від приєднання до платформ MARI і PICASSO доводять можливість генерування прогнозованої економії операційних витрат на рівні 63,9 млн грн на рік виключно за рахунок відмови від ручної екстреної допомоги на користь прозорого європейського аукціону (Merit Order List). Розроблена матриця управління комерційними (на базі REMIT), технічними (на базі Плану захисту системи) та інформаційними (кібербезпека) ризиками може бути безпосередньо імплементована Департаментом управління ризиками Товариства з метою захисту транскордонної ліквідності від цінових маніпуляцій та запобігання каскадним аваріям, що створює реальний економічний фундамент для поступової ліквідації багатомільярдної заборгованості компанії на внутрішньому ринку.

1 ТЕОРЕТИЧНІ ЗАСАДИ УПРАВЛІННЯ СТРАТЕГІЧНОЮ ІНТЕГРАЦІЄЮ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПІДПРИЄМСТВ ДО ЄВРОПЕЙСЬКОГО ПРОСТОРУ

1.1 Інституційна роль, правовий статус та організаційна структура ПрАТ НЕК «Укренерго»

Дослідження процесів стратегічної інтеграції вітчизняного енергетичного підприємства до європейського простору вимагає першочергового визначення його правового статусу та базової інституційної ролі на ринку. Фундаментом функціонування об'єднаної енергосистеми виступає системний оператор, чия діяльність жорстко регламентується національним законодавством та європейськими директивами. Базовим документом, що визначає ці засади, є кодекс корпоративного управління, відповідно до якого міністерство енергетики України виступає як єдиний суб'єкт управління корпоративними правами. У цьому контексті державний контроль спрямований на забезпечення стабільності компанії, яка, «як оператор системи передачі, підтримує стійкість об'єднаної енергетичної системи, енергетичного сектору економіки та, відповідно, забезпечує виконання державного завдання щодо забезпечення енергетичної стійкості та незалежності України» [1]. Такий правовий статус закріплює за підприємством виключну інституційну роль суб'єкта природної монополії на магістральних мережах, що вимагає впровадження високих стандартів підзвітності та прозорості рішень.

Стратегічний вектор розвитку підприємства безпосередньо пов'язаний із процесами євроінтеграції, що прямо та недвозначно відображено у його ключових установчих документах. Згідно з кодексом корпоративного управління, «місією Товариства є створення умов для сталого розвитку економіки України шляхом забезпечення функціонування конкурентного, прозорого та ліберального ринку електричної енергії, єдиного з країнами ЄС, і рівних можливостей щодо безперешкодного та безперервного доступу всіх учасників ринку»[1]. Ця місія не обмежується виключно комерційними аспектами, адже підприємство також гарантує безперебійний «доступ до системи передачі, забезпечення енергетичної незалежності та стійкості, в тому числі й в умовах дії воєнного стану на території України» [1].

Реалізація заявленої місії та повноцінне об'єднання з європейськими ринками неможливі без дотримання жорстких інституційних критеріїв, насамперед – вимог третього енергопакета ЄС щодо незалежності системного оператора. Ключовим інструментом легітимізації підприємства на міжнародній арені стала сертифікація компанії за моделлю відокремлення (Independent System Operator – ISO). Внутрішня нормативна база компанії суворо закріплює «принципи захисту інтересів Акціонера, Товариства та інших зацікавлених осіб із дотриманням відповідного балансу інтересів та вимог щодо відокремлення і незалежності Товариства як оператора системи передачі» [1]. Документальне підтвердження системного виконання цих вимог регулярно фіксується у річній звітності підприємства. Зокрема, окремим критичним напрямом внутрішнього моніторингу є «дотримання ОСП вимог про відокремлення та незалежність у відповідності до вимог статей 31, 32 закону» та контроль за «наявністю достатніх майнових, людських та фінансових ресурсів, необхідних для виконання покладених на ОСП функцій, зокрема, з передачі електричної енергії та диспетчерського управління» [2]. Таким чином, абсолютне юридичне та операційне відокремлення оператора від функцій виробництва і постачання електроенергії формує єдиний можливий правовий простір для повноцінної економічної співпраці ПрАТ НЕК «Укренерго» з європейськими енергетичними біржами та платформами.

Для забезпечення ефективного функціонування в умовах лібералізованого ринку та виконання міжнародних зобов'язань, в організаційну архітектуру ПрАТ НЕК «Укренерго» імplementовано сучасну європейську модель корпоративного управління. Відповідно до інституційних стандартів, «у товаристві застосовується дворівнева система управління. За дворівневої структури управління органами управління акціонерним товариством є загальні збори, орган, відповідальний за здійснення нагляду (наглядова рада), і виконавчий орган (правління)» [3, с. 7]. Такий чіткий розподіл функцій гарантує збалансованість прийняття стратегічних рішень та унеможливорює концентрацію влади. Найвищим органом виступають загальні збори, повноваження яких здійснюються одноосібно єдиним акціонером в особі Міністерства енергетики України.

Стратегічний нагляд та захист інтересів акціонера забезпечує Наглядова рада. Аналіз нормативних документів доводить, що цей колегіальний орган «забезпечує стратегічне керівництво Товариством, у тому числі функціонування та контроль упровадження ефективних систем управління ризиками, корпоративного управління та корпоративних цінностей і здійснює контроль за діяльністю Правління» [4, с. 9]. Для гарантування об'єктивності та неупередженості ухвалених рішень, особливо у контексті міжнародної співпраці та залучення кредитів, до її складу введено інститут незалежних директорів. Нормативами визначено, що «Наглядова рада складається із семи членів, чотири з яких мають відповідати критеріям незалежності та вимогам, встановленим законодавством України» [5, с. 10]. Крім того, при Наглядовій раді обов'язково утворюються спеціалізовані комітети (з питань аудиту, призначень та визначення винагород), більшість у яких становлять незалежні члени, що повністю відповідає керівним принципам ОЕСР.

Безпосереднє оперативне керівництво господарською діяльністю покладено на виконавчий орган – Правління. Відповідно до кодексу корпоративного управління, «Правління вирішує всі питання, пов'язані з керівництвом поточною діяльністю Товариства, крім питань, що належать до виключної компетенції Загальних зборів та Наглядової ради» [6, с. 13]. Для оптимізації комунікації між рівнями управління та зовнішніми стейкхолдерами на підприємстві запроваджено посаду Корпоративного секретаря. Ця посадова особа «забезпечує та відповідає за: реалізацію в діяльності Товариства високих стандартів корпоративного управління; ефективну поточну взаємодію Товариства з Акціонером, Стейкхолдерами» [7, с. 12].

Організаційна структура ПрАТ «НЕК «Укренерго»

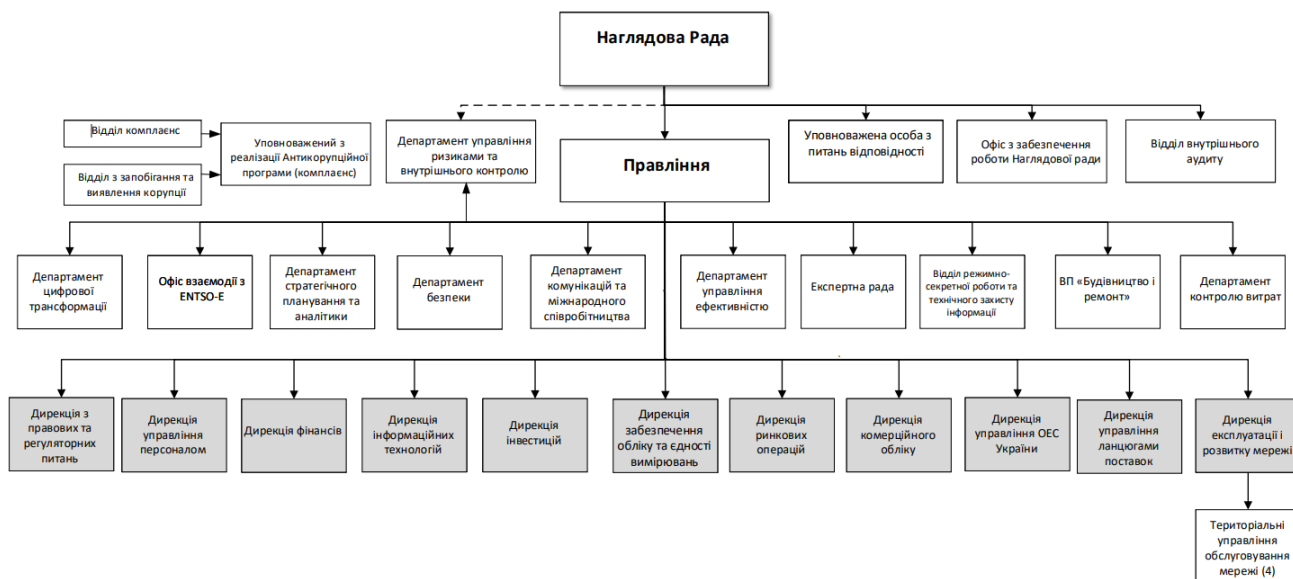


Рисунок 1.1 – Організаційна структура ПрАТ НЕК «Укренерго»

Джерело: [8]

Практична реалізація стратегії євроінтеграції вимагає вузькоспеціалізованої координації на рівні структурних підрозділів. Відповідно до затвердженої організаційної структури ПрАТ НЕК «Укренерго», міжнародну співпрацю у технічній та інституційній площині безпосередньо координують спеціалізований «Офіс взаємодії з ENTSO-E» та «Департамент комунікацій та міжнародного співробітництва» [8]. Функцію макроекономічного моделювання та підготовки планів розвитку мережі виконує «департамент стратегічного планування та аналітики» [8]. Водночас, активна комерційна діяльність на транскордонних перетинах вимагає жорсткого контролю за супутніми фінансовими та безпековими загрозами. З цією метою у структурі Товариства діє «Департамент управління ризиками та внутрішнього контролю», а також функціонує відокремлений «Відділ Комплаєнс» під керівництвом уповноваженого з реалізації Антикорупційної програми (комплаєнс-офіцера) [8].

Корпоративна політика суворо регламентує функціонування цих підрозділів задля забезпечення дотримання у Товаристві юридичних вимог та зобов'язань щодо діяльності оператора системи передачі на принципах недискримінації, конфіденційності, прозорості, незалежності, відокремлення, виконання вимог щодо запобігання корупції, урегулювання конфліктів інтересів [9, с. 21]. Наявність таких

незалежних контролюючих підрозділів є критичною умовою для підтримки довіри з боку європейських регуляторів та суміжних європейських операторів під час впровадження спільних аукціонів та алгоритмів об'єднання ринків.

Логічним завершенням загальної інституційної характеристики ПрАТ НЕК «Укренерго» є ідентифікація та аналіз специфіки його комерційного продукту. Оскільки підприємство класифікується як системний інфраструктурний оператор, воно не займається виробництвом матеріальних благ чи безпосередньою генерацією електроенергії, а виступає виключно надавачем спеціалізованих послуг. Відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії» та профільного регуляторного законодавства, базовими послугами компанії є послуга з передачі електричної енергії магістральними мережами та послуга з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління [10]. Забезпечення цих послуг здійснюється на суворо недискримінаційних засадах для всіх учасників ринку, що є фундаментальною вимогою європейських антимонопольних директив.

Ціноутворення на базові послуги системного оператора виключено з вільного ринкового механізму і підлягає жорсткому державному контролю. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), щорічно встановлює та затверджує відповідні тарифи (зокрема, тарифи на послуги з передачі електричної енергії НЕК «Укренерго» на 2024, 2025 та 2026 роки)[11]. Законодавством чітко регламентовано структуру цих тарифів; зокрема, визначено, що «витрати оператора системи передачі на оплату допоміжних послуг включаються до тарифу на послуги з передачі електричної енергії»[12]. Такий механізм тарифоутворення гарантує фінансову здатність компанії підтримувати магістральні мережі в належному технічному стані та виконувати операційні функції.

Крім транспортування і диспетчеризації, критично важливим продуктом оператора є адміністрування ринку допоміжних послуг. Для забезпечення надійної синхронної роботи Об'єднаної енергетичної системи України з континентальною мережею ENTSO-E, оператор зобов'язаний підтримувати суворі параметри частоти та напруги. Відповідно до Кодексу системи передачі, у межах оперативного

планування компанія здійснює визначення обсягів резерву активної потужності енергоблоків, а також обсягів інших видів допоміжних послуг [6]. До ключових видів таких послуг належать підтримка резервів первинного, вторинного (відновлення частоти) та третинного (заміщення) регулювання. Вартість залучення цих резервів визначається на спеціальних аукціонах відповідно до затвердженої «Методики формування цін на допоміжні послуги», яка враховує індекси цін виробників промислової продукції та макроекономічні показники держави [13]. Від ефективності управління портфелем цих послуг безпосередньо залежить операційна безпека мережі та здатність компанії уникати каскадних аварій (блекаутів).

Належне функціонування лібералізованого ринку електричної енергії, що є передумовою європейської інтеграції, вимагає чіткого інституційного та операційного розмежування функцій між оператором системи передачі (ОСП) та операторами систем розподілу (ОСР). Відповідно до базових принципів, закріплених законодавством, ОСП здійснює диспетчерське управління всією Об'єднаною енергетичною системою України та експлуатує магістральні мережі високої напруги. Натомість функції ОСР локалізовані на регіональному (місцевому) рівні. Згідно з Кодексом систем розподілу, саме «ОСР забезпечує доступ третіх сторін до своєї системи розподілу та надає послуги з розподілу електричної енергії на прозорих та недискримінаційних умовах» [14]. При цьому законодавство суворо забороняє ОСР відмовляти учасникам ринку у доступі до мереж, «крім випадків недостатньої пропускної спроможності обладнання електричних мереж системи розподілу напругою вище 20 кВ» [14]. Таке архітектурне розмежування повноважень гарантує уникнення конфлікту інтересів на роздрібному ринку і дозволяє ПрАТ НЕК «Укренерго» зосередитися на виконанні своїх макросистемних завдань, зокрема на управлінні міжнародними транскордонними інтерконекторами.

Інтеграція національного оператора до мережі ENTSO-E не обмежується фізичною синхронізацією ліній, а вимагає глибокої імплементації загальноєвропейських мережевих кодексів (Network Codes). Фундаментальне значення для комерційної інтеграції має європейський регламент CACM (Capacity

Allocation and Congestion Management – щодо розподілу пропускної спроможності та управління перевантаженнями). Цей документ формує правову та математичну базу для реалізації стратегії об'єднання ринків (Market Coupling). Згідно з положеннями європейського регламенту, ключовою метою алгоритму є максимізація економічного надлишку від єдиного сполучення внутрішньодобових ринків для торговельної операції шляхом розподілу пропускної спроможності за заявками, для яких можливий матчинг за ціною та часом подання [15]. На виконання цих вимог у національне законодавство України було імплементовано цільові норми щодо переходу до «сталого низьковуглецевої енергетичної системи» [12] та «сприяння становленню конкурентного інтегрованого ринку електричної енергії (єдиного сполучення ринків "на добу наперед" та єдиного сполучення внутрішньодобових ринків)» [12]. Перехід до єдиного сполучення вимагає відмови від застарілих термінів та послідовного запровадження поняття «міжзональної пропускної спроможності» замість міждержавних перетинів [12], що дозволяє автоматизувати транскордонну торгівлю за допомогою алгоритмів матчингу (математичного узгодження зустрічних торговельних заявок).

Паралельно з комерційною інтеграцією, технічна безпека синхронної роботи ОЕС України забезпечується через імплементацію вимог Регламенту SOGL (System Operation Guideline – щодо оперативного керування), норми якого безпосередньо інтегровані в оновлений Кодекс системи передачі. Європейські стандарти вимагають від ОСП безперервного моніторингу меж операційної безпеки. Відповідно до Кодексу, управління мережею має здійснюватися з жорстким урахуванням критерію надійності N-1. Нормативно визначено, що «у ситуації N-1 та у нормальному режимі ОСП повинен підтримувати потоки потужності у межах тимчасових допустимих перевантажень і готувати та здійснювати коригувальні дії, які будуть застосовані в межах часу, дозволеного для тимчасово допустимих перевантажень» [6]. Для мінімізації впливу непередбачуваних транскордонних перетоків на стабільність системи, європейська методологія зобов'язує оператора застосовувати спеціалізовані імітаційні математичні моделі та розробляти «перелік аварійних ситуацій для моделювання з метою перевірки дотримання меж

операційної безпеки» [6]. Запровадження цих регламентів (CACM та SOGL) формує вичерпний теоретико-методологічний механізм, який гарантує повну відповідність української енергосистеми технічним та комерційним стандартам єдиного європейського простору.

Утім, з позиції сучасного міжнародного менеджменту, стратегічна інтеграція ПрАТ НЕК «Укренерго» до європейського простору розглядається не виключно як нормативно-правовий процес виконання директив, а як глибокий організаційно-економічний механізм розвитку підприємства. Як підтверджують результати попередніх науково-практичних досліджень автора, повноцінна інтеграція енергетичних ринків та перехід до об'єднаної європейської інфраструктури об'єктивно неможливі без комплексної цифрової трансформації бізнес-процесів енергетичного підприємства [33, с. 1]. Управління таким транскордонним розвитком вимагає від вищого керівництва Товариства переходу від моделі ізольованого технічного виживання до впровадження європейських стандартів корпоративної прозорості (ESG) та побудови архітектури управління на основі інтелектуальних ІТ-систем. За таких умов, стратегічною альтернативою розвитку компанії стає ринково-інтеграційний вектор, де об'єктом управління виступає не лише магістральна мережа, але й сукупність цифрових балансуючих платформ, що максимізують додану макроекономічну вартість [33, с. 1].

Невід'ємною складовою інституційного статусу системного оператора європейського зразка є функція стратегічного довгострокового планування. Відповідно до Кодексу системи передачі, ПрАТ НЕК «Укренерго» зобов'язане здійснювати глибоке макроекономічне моделювання та розробляти відповідні проекти розвитку інфраструктури. Нормативно встановлено, що «пропозиції ОСП щодо розвитку системи передачі на наступні 10 років оформлюються ним у відповідному плані та подаються Регулятору на схвалення» [14]. Цей процес планування суворо синхронізується з європейськими підходами, оскільки ОСП має забезпечувати розробку методології планування з обов'язковим урахуванням «практик та вимог ENTSO-E» [14]. Таким чином, підприємство не лише управляє поточними режимами, але й інституційно відповідає за довгострокову відповідність

(достатність) генеруючих потужностей та пропускної спроможності всієї енергосистеми.

Окрім того, повноцінна євроінтеграція вимагає від підприємства імплементації найвищих стандартів інформаційної безпеки та прозорості (зокрема, європейського Регламенту про прозорість ринку). Інституційна роль адміністратора розрахунків та адміністратора комерційного обліку надає оператору доступ до колосального масиву комерційних даних усіх учасників ринку. Правилами ринку чітко регламентовано, що кожен учасник ринку, який отримує конфіденційну інформацію: не повинен розголошувати таку конфіденційну інформацію будь-якому учаснику ринку та повинен використовувати або відтворювати конфіденційну інформацію для цілей, для яких вона була розкрита [16]. Водночас, балансуючи між конфіденційністю комерційних інтересів та необхідністю забезпечення відкритої конкуренції, ОСП несе законодавчу відповідальність за публікацію агрегованих даних щодо стану мережі, результатів розподілу пропускної спроможності та обсягів балансування, що остаточно формує його правовий статус як неупередженого та незалежного європейського системного оператора.

1.2 Аналіз техніко-економічних показників передачі електроенергії та операційної діяльності

Фундаментальною передумовою для успішної інтеграції національної енергосистеми до європейського простору є наявність потужної та розгалуженої виробничо-технологічної бази оператора системи передачі. Фізична здатність ПрАТ НЕК «Укренерго» забезпечувати надійне транспортування електричної енергії, покривати системні піки навантаження та підтримувати паралельну роботу з ENTSO-E цілком спирається на масштабні інфраструктурні активи. Відповідно до офіційної фінансової звітності, підприємство як суб'єкт природної монополії «обслуговує 144 підстанції 110-750 кВ та понад 23 000 км магістральних та міждержавних ліній електропередачі» [17, с. 6]. Детальна кількісна характеристика протяжності повітряних ліній електропередачі вищого класу напруги, які

забезпечують міжрегіональні перетоки та системну стійкість об'єднаної мережі, наведена в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Протяжність магістральних ліній електропередачі ПрАТ НЕК «Укренерго»

Клас напруги	Довжина по трасі, км
750 кВ	4 121,79
500 кВ	374,99
400 кВ	620,33
330 кВ	13 134,47
220 кВ	3 044,45

Джерело: складено автором на основі [18, с. 63]

Головним кількісним показником операційної діяльності компанії є обсяг фактично переданої електричної енергії, який прямо корелює зі станом національної економіки та рівнем внутрішнього споживання. Динаміка цього показника перебуває під жорстким тиском зовнішніх безпекових факторів. Аналіз звітності доводить, що внаслідок руйнування промислових підприємств та пошкодження мережевої інфраструктури «обсяг передачі електричної енергії протягом 2025 року знизився на 3,1% у порівнянні з аналогічним періодом минулого року» [16, с. 10].

У процесі транспортування таких значних обсягів енергії критичним експлуатаційним показником виступає рівень технологічних витрат електроенергії (ТВЕ). Ці фізичні втрати струму в лініях та трансформаторах є об'єктивним технічним явищем, проте їх фінансове покриття формує одну з найвагоміших статей видатків ОСП. Законодавством передбачено, що «витрати оператора системи передачі на оплату допоміжних послуг включаються до тарифу на послуги з передачі електричної енергії» [66, с. 10]. З метою оптимізації цих втрат ОСП здійснює «упровадження та розвиток автоматизованих систем диспетчерського управління (АСДУ)» та встановлення високоточного контрольно-вимірювального обладнання [18, с. 14]. Крім того, в умовах транскордонної інтеграції підприємство стало учасником європейського механізму компенсації (ITC - Inter-Transmission System Operator Compensation). Цей механізм дозволяє частково нівелювати

фінансове навантаження на українську систему, оскільки він передбачає відшкодування витрат, що виникли у системі передачі сторін ІТС механізму внаслідок прийняття (передачі) міждержавних (транскордонних) перетоків [11, с. 115].

Найважливішим індикатором ефективності міжнародної операційної діяльності є управління пропускною спроможністю міждержавних перетинів із країнами Європейського Союзу. З метою максимізації експортно-імпортного потенціалу та ліквідації регуляторних бар'єрів керівництво ПрАТ НЕК «Укренерго» реалізувало історичний перехід до спільного використання транскордонної інфраструктури. Завдяки гармонізації технічних протоколів було здійснено запровадження спільних довгострокових та добових аукціонів на єдиній європейській платформі розподілу Joint Allocation Office (JAO). Згідно з документацією підприємства, практична реалізація цього процесу відбулася за чітким алгоритмом: для кордону Україна-Польща – 16 січня 2024 року; для кордону Україна-Угорщина – 22 лютого 2024 року; для кордону Україна-Словаччина – 4 березня 2024 року [19, с. 18]. Таке управлінське рішення забезпечило повну алгоритмічну сумісність процедур бронювання перетину із загальноєвропейськими правилами, спростило доступ європейських трейдерів до українського ринку та гарантувало автоматичний паритетний (50/50) розподіл доходів від управління інфраструктурою між операторами суміжних держав.

Ефективне функціонування магістральних мереж та управління транскордонними перетинами на європейських платформах, окрім комерційної складової, вимагає бездоганного дотримання технічних стандартів операційної безпеки. Безперебійність транспортування електричної енергії та підтримання заявлених експортно-імпортних потужностей напрямку залежить від рівня фізичної надійності роботи підстанцій та ліній електропередачі. В умовах об'єднання з континентальною мережею Європи ПрАТ НЕК «Укренерго» зобов'язане мінімізувати кількість технологічних відмов, які можуть спричинити відхилення частоти або спровокувати каскадні аварії у суміжних енергосистемах.

Аналіз експлуатаційних показників свідчить про позитивну динаміку зниження загального рівня аварійності на об'єктах магістральних мереж, незважаючи на складні умови експлуатації. Відповідно до консолідованої звітності підприємства, загальна кількість технологічних порушень та відмов у роботі обладнання протягом 2025 року скоротилася порівняно з попереднім розрахунковим періодом. Детальну кількісну характеристику динаміки показників аварійності за категоріями складності наведено у табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – динаміка показників аварійності на об'єктах ПрАТ НЕК
«Укренерго» за 2024–2025 роки

Показник	12 міс. 2024 р., шт.	12 міс. 2025 р., шт.	Відхилення (+/-), шт.
Всього відмов у роботі мереж	321	278	-43
у тому числі: Відмови I категорії	127	86	-41
Відмови II категорії	194	192	-2

Джерело: складено автором на основі [27]

Зменшення кількості відмов і категорії, які є найбільш критичними для цілісності системи та призводять до значних обмежень споживачів або генерації, на 41 одиницю підтверджує результативність превентивних заходів оператора щодо технічного обслуговування інфраструктури. Проте загальний рівень експлуатаційних інцидентів (278 відмов у 2025 році) залишається вагомим фактором ризику, що об'єктивно пояснюється високим ступенем фізичної зношеності високовольтного обладнання та наслідками зовнішнього впливу на магістральні об'єкти.

Для запобігання впливу таких технологічних інцидентів на транскордонні комерційні перетоки, диспетчерський апарат компанії здійснює жорстке координаційне планування виведення обладнання в ремонт. Згідно з вимогами Кодексу системи передачі, оперативне управління режимами вимагає від

підприємства розробки та суворого дотримання плану організаційно-технічних заходів оператора системи передачі зі зниження витрат електроенергії на її передачу [36]. Процес технічного планування синхронізується з європейськими алгоритмами (Outage Planning Coordination). Це зумовлено тим, що планове або аварійне відключення будь-якої транзитної лінії напругою 330 кВ чи 750 кВ миттєво змінює фізичну топологію мережі та математично звужує загальну доступну пропускну спроможність для учасників ринку.

Відповідно до нормативних вимог, підтримка заданих технічних показників під час аварійних збурень вимагає застосування високотехнологічних імітаційних математичних моделей. ОСП зобов'язаний узгоджувати з європейськими координаційними центрами всі технічні параметри, зокрема схеми управління та параметри налаштування, релейний захист та протиаварійну автоматику, динамічну стійкість. Лише після підтвердження того, що відключення елемента мережі не призведе до порушення безпекових критеріїв у сусідніх країнах, підприємство має право проводити ремонтні роботи на ключових вузлах транскордонних перетинів.

Забезпечення безперервної фізичної надійності магістральних мереж та імплементація європейських стандартів операційної безпеки вимагають від ПрАТ НЕК «Укренерго» постійного залучення масштабних капітальних інвестицій. Відповідно до нормативно-правової бази, стратегічне оновлення та розбудова виробничих фондів суворо регламентовані. Як встановлено у Кодексі системи передачі, технічне переоснащення (модернізація) обладнання системи передачі має проводитись відповідно до перспективного плану її розвитку [6, с. 14]. З цією метою компанія здійснює глибоке макроекономічне та технічне моделювання, за результатами якого пропозиції ОСП щодо розвитку системи передачі на наступні 10 років оформлюються ним у відповідному плані та подаються Регулятору на схвалення [11, с. 18]. Затверджений План розвитку системи передачі (ПРСП) слугує фундаментальним інструментом для формування щорічної Інвестиційної програми підприємства, яка деталізує план капітальних вкладень, реконструкції об'єктів та введення в експлуатацію нових основних засобів.

Управління фінансуванням зазначених інвестиційних потреб базується на диверсифікації джерел залучення капіталу. Базовим джерелом покриття капітальних витрат є цільові тарифні надходження. Законодавством гарантується, що економічно обґрунтовані витрати на будівництво та ремонти закладаються регулятором (НКРЕКП) безпосередньо у затверджений «тариф на послуги з передачі електричної енергії НЕК «Укренерго» [12]. Однак, в умовах системної кризи ліквідності на ринку та необхідності оперативного подолання масштабних наслідків воєнних руйнувань, виключно внутрішніх тарифних коштів виявляється недостатньо для повноцінного відновлення. Тому другим, критично важливим напрямом інвестиційної діяльності є взаємодія з міжнародними фінансовими інституціями. Згідно з регламентами Інвестиційної програми, ОСП окремо формує та звітує за «перелік об'єктів, що фінансуються за рахунок кредитних коштів» на підставі ратифікованих кредитних угод з європейськими банками [22, с. 121]. Залучення цього зовнішнього боргового фінансування дозволяє оператору реалізовувати високовартісні інфраструктурні проєкти, такі як модернізація транскордонних інтерконекторів та впровадження інтелектуальних ІТ-рішень (АСДУ, WAMS), що є безальтернативною вимогою для поглиблення інтеграції з мережею ENTSO-E.

Узагальнюючи результати аналізу техніко-економічних показників передачі електроенергії, необхідно констатувати, що виробничо-технологічна база ПрАТ НЕК «Укренерго» перебуває у стані інтенсивної трансформації. Попри об'єктивні втрати від пошкоджень критичної інфраструктури та високий рівень технологічних витрат електроенергії, компанія повною мірою забезпечує стабільну паралельну роботу з європейською енергосистемою. Завдяки впровадженню спільних аукціонів на платформі ІАО, жорсткому дотриманню критерію надійності N-1 під час оперативного планування відключень та прозорому залученню міжнародних кредитних коштів на відбудову мереж, системний оператор створює надійний матеріально-технічний фундамент для повноцінного об'єднання ринків (Market Coupling). Водночас, здатність підприємства своєчасно обслуговувати ці залучені кредити та підтримувати операційну ліквідність в умовах девальвації і боргів

вимагає детального дослідження, що зумовлює необхідність переходу до комплексного аналізу його фінансово-економічного стану.

Важливою складовою операційної діяльності ПрАТ НЕК «Укренерго», що безпосередньо впливає на техніко-економічні показники та архітектуру магістральних мереж, є адміністрування процесу приєднання нових електроустановок замовників до системи передачі. Цей процес виступає каталізатором фізичного розширення інфраструктури та збільшення загальної пропускної спроможності об'єднаної енергосистеми. З метою мінімізації корупційних ризиків, прозорості послуг та цифровізації взаємодії зі стейкхолдерами, підприємство активно впроваджує автоматизовані платформи. Відповідно до нормативно-правових актів, компанія забезпечує функціонування спеціалізованих ІТ-рішень, де «завершальний етап подання замовником заяви про приєднання через сервіс «Особистий кабінет замовника» має містити алгоритм перевірки заповнення необхідних полів заяви» [23]. Запровадження таких інформаційних інструментів дозволяє системі автоматично виявляти недоліки та відхиляти некоректні запити, гарантуючи суворе дотримання формальних вимог Кодексу системи передачі.

Практична реалізація функції розширення мереж ускладнюється жорсткими регуляторними вимогами до технічної документації, що об'єктивно підтверджується статистикою операційної діяльності за останній звітний період. Дослідження річної звітності підприємства демонструє високий відсоток відмов у наданні доступу до магістральних мереж через невідповідність поданих проєктів критеріям операційної безпеки. За офіційними даними 2025 року, «відповідно до підпункту 7.2.6 пункту 7 розділу III КСП, отже 38 з 44 заяв про приєднання були повернуті та анульовані» [19, с. 17]. Водночас, незважаючи на регуляторні бар'єри та системний дефіцит фінансування, компанія продовжує планомірно збільшувати кількість підключень: «протягом 2025 року ОСП були підготовлені та підписані технічні умови на приєднання 81 замовнику, та, разом з проєктом договору про приєднання, направлені із супровідними» документами для подальшої реалізації [19, с. 17].

Паралельно з підключенням традиційних промислових споживачів та об'єктів класичної генерації, стратегічним напрямом оптимізації техніко-економічних показників є інтеграція до магістральних мереж установок зберігання енергії УЗЕ. Розвиток промислових акумулюючих потужностей розглядається менеджментом як інноваційний апарат для забезпечення операційної надійності та зниження обсягів технологічних витрат електроенергії (ТВЕ) під час пікових навантажень. Відповідно до оновленого європейського законодавства, яке імплементується в Україні, системний оператор ініціює «подання запиту на отримання згоди Регулятора мати у власності, володіти, користуватися, розробляти, управляти чи експлуатувати УЗЕ, які є повністю інтегрованими елементами мережі» [60, с. 51]. При цьому управлінська імплементація таких високотехнологічних активів вимагає бездоганного математичного моделювання режимів роботи синхронної зони, оскільки нормативно встановлено, що «попередня оцінка доцільності встановлення ОСП (УЗЕ) здійснюється в рамках досліджень, що виконуються при плануванні розвитку системи передачі» [24, с. 51].

Невід'ємною складовою операційної діяльності ПрАТ НЕК «Укренерго», яка безпосередньо впливає на точність техніко-економічних показників та формування доходів компанії, є виконання функції адміністратора комерційного обліку. Відповідно до нормативно-правової бази, системний оператор зобов'язаний забезпечувати централізований збір, обробку та валідацію даних від усіх учасників ринку. Проте аналіз фактичного стану операційної діяльності виявляє наявність масштабної проблеми невідповідності цих даних, що генерує безперервні системні суперечки між підприємством та його контрагентами. Збільшення кількості точок приєднання та загальне ускладнення топології мережі призводять до виникнення розбіжностей під час фіксації погодинних обсягів перетоків, що вимагає постійного перегляду вже сформованих актів приймання-передачі послуг.

У звітній документації компанії за 2025 рік зафіксовано безпрецедентний обсяг офіційних звернень щодо розв'язання спірних питань комерційного обліку. Масовий характер мають повідомлення «про корегування даних комерційного обліку», «про вирішення спірних питань по коригуванням», а також прямі

«звернення про суперечку» та повідомлення про «незгоди з даними комерційного обліку електричної енергії» [19, с. 122-125]. Аналіз свідчить, що основними ініціаторами таких коригувань виступають ключові гравці ринку, зокрема Державне підприємство зовнішньоекономічної діяльності «Укрінтеренерго», оператори систем розподілу (такі як АТ «Миколаївобленерго», АТ «Прикарпаттяобленерго», ПрАТ «ДТЕК київські електромережі») та постачальники універсальних послуг [19, с. 123-138]. Виникнення таких ситуацій прямо передбачено положеннями кодексу комерційного обліку, який регламентує механізми дій для випадків, коли виміряні значення позначаються як «недійсні», або якщо «до останнього дня надання даних для остаточних розрахунків неможливо було отримати виміряні значення, що пройшли валідацію» [60].

Наявність великої кількості розбіжностей у фізичних обсягах транспортованої електричної енергії вимагає від оператора системи передачі застосування багаторівневого механізму фінансового врегулювання через укладання коригуючих актів. Відповідно до затверджених Правил ринку, розрахунок фінансових зобов'язань у таких випадках здійснюється через жорстке математичне зіставлення показників «за попередніми даними» та «за оновленими даними» [16]. За результатами цієї процедури диспетчерський та розрахунковий апарати компанії визначають остаточний «обсяг та вартість коригування, збільшення «+» / зменшення «-»» [16]. Такий безперервний процес перегляду оперативних даних створює колосальне додаткове адміністративне навантаження на систему внутрішнього контролю ПрАТ НЕК «Укренерго» та суттєво уповільнює остаточне формування фінансового результату підприємства.

Управління цими розбіжностями є критичним завданням операційного менеджменту, оскільки будь-яка неврегульована похибка у показниках комерційного обліку миттєво трансформується у прямі фінансові втрати ОСП або провокує виникнення штучних боргів за послуги з балансування системи. Крім того, несвоєчасне вирішення суперечок щодо фактичних обсягів споживання та генерації ускладнює розрахунок показника технологічних витрат електроенергії

(ТВЕ) в магістральних мережах, що, у свою чергу, унеможливило об'єктивне обґрунтування тарифу на послуги з передачі перед національним регулятором.

Узагальнюючи комплексний аналіз техніко-економічних показників передачі електричної енергії та операційної діяльності, можна констатувати, що ПрАТ НЕК «Укренерго» здійснює багатовекторне та безперервне управління магістральною інфраструктурою, яке цілком відповідає стратегії європейської інтеграції. З одного боку, підприємство успішно забезпечує фізичну надійність об'єднаної енергетичної системи: компанія обслуговує 144 підстанції 110-750 кВ та понад 23 000 км магістральних та міждержавних ліній [17, с. 6], забезпечує зниження аварійності критичного обладнання, координує ремонтні роботи за європейськими протоколами та формує нормативну базу для приєднання інноваційних установок зберігання енергії (УЗЕ). Одночасно оператор успішно адаптував комерційну складову транскордонної торгівлі до стандартів ЄС, реалізувавши спільні аукціони на єдиній європейській платформі розподілу ЈАО.

З іншого боку, фактична операційна ефективність підприємства перебуває під жорстким тиском низки деструктивних адміністративних та технологічних факторів. Високий рівень технологічних витрат електроенергії (ТВЕ) під час її транспортування ускладнюється безперервним процесом перегляду обсягів споживання учасниками ринку. Масовий характер надходження офіційних заяв від контрагентів, зокрема від постачальника «останньої надії» ДПЗД «Укрінтеренерго», про «вирішення спірних питань по корегуванням» та «корегування даних комерційного обліку» [19, с. 131] генерує системну нестабільність розрахунків. Це не лише обтяжує адміністративний апарат оператора системи передачі, а й розмиває точність його фінансового результату, оскільки будь-який неврегульований небаланс у мережі автоматично трансформується у штучний дефіцит коштів.

Подолання вищезазначених операційних бар'єрів, дотримання жорстких європейських критеріїв безпеки N-1 та оновлення фізичної топології мережі вимагають безперебійного надходження капітальних інвестицій. Хоча законодавчо закріплено, що технічне переоснащення (модернізація) обладнання системи

передачі має проводитись відповідно до перспективного плану її розвитку [24, с. 14] за рахунок тарифних та кредитних надходжень, фактична спроможність підприємства реалізовувати ці проєкти критично залежить від стану його поточної ліквідності.

Наявність колосальних боргів з боку учасників балансуючого ринку, постійні коригування комерційного обліку та макроекономічний вплив девальвації на кредитний портфель формують пряму загрозу для стабільної інвестиційної та операційної діяльності ПрАТ НЕК «Укренерго». Відповідно, об'єктивне розуміння здатності підприємства продовжувати курс на поглиблену інтеграцію з європейським енергопростором (ENTSO-E) є неможливим без глибокого дослідження структури його капіталу та боргових зобов'язань, що зумовлює пряму необхідність переходу до комплексного аналізу фінансово-економічного стану оператора.

Висновок до розділу 1

Узагальнюючи результати теоретико-методологічного дослідження, проведеного у першому розділі дипломної роботи, необхідно констатувати, що стратегічна інтеграція ПрАТ НЕК «Укренерго» до єдиного європейського енергетичного простору ENTSO-E є комплексним інституційним та організаційно-економічним процесом. Було встановлено, що фундаментальним правовим базисом цієї інтеграції виступає успішна сертифікація національного оператора системи передачі за європейською моделлю відокремлення ISO (Independent System Operator), що повністю відповідає імперативним вимогам Третього енергопакета Європейського Союзу. Зазначений інституційний статус легітимізує та робить обов'язковим впровадження ключових європейських мережевих кодексів, зокрема Регламенту (ЄС) 2015/1222 (CACM) щодо розподілу пропускної спроможності та регламенту SOGL щодо оперативного керування. Водночас, з позиції сучасного міжнародного менеджменту доведено, що механічне виконання нормативно-правових актів є недостатнім для забезпечення економічної конкурентоспроможності Товариства. Стратегічне об'єднання ринків (Market Coupling) вимагає глибокої цифрової трансформації бізнес-процесів енергетичного

підприємства, перетворюючи інтелектуальні ІТ-системи та транскордонні балансуєчі платформи на головний об'єкт корпоративного управлінського впливу.

Дослідження методологічних підходів до оцінювання ефективності міжнародної діяльності системного оператора доводить безальтернативну необхідність відмови від консервативних математичних алгоритмів. Здійснений теоретико-порівняльний аналіз підтверджує, що застаріла статична модель розрахунку чистої пропускної спроможності (NTC) об'єктивно генерує надмірну маржу надійності, що штучно блокує комерційні перетини і призводить до недоотримання прибутку від зовнішньоекономічної діяльності. Натомість, імплементація прогресивної європейської методології потокорозподілу (Flow-Based) дозволяє динамічно максимізувати обсяги транскордонної торгівлі без обов'язкового залучення масштабних капітальних інвестицій у будівництво нових фізичних магістральних ліній. Разом із цим, теоретично обґрунтовано, що ефективне управління балансуванням мережі в умовах євроінтеграції безальтернативно вимагає алгоритмічної синхронізації з єдиними загальноєвропейськими платформами MARI та PICASSO для автоматичного залучення резервів відновлення частоти за конкурентним маржинальним принципом.

Насамкінець, ідентифіковано, що перехід до відкритого управління енергосистемою за європейськими стандартами генерує нові класи макроекономічних та безпекових небезпек, що зумовлює критичну потребу у формуванні комплексної системи ризик-менеджменту на основі міжнародного стандарту ISO 31000:2018. Теоретичний базис управління ризиками в умовах синхронної роботи з ENTSO-E вимагає від вищого керівництва підприємства безперервного моніторингу комерційних загроз, кібернетичних втручань у цифрові мережі та ймовірності каскадних системних аварій. Таким чином, сформований у першому розділі теоретичний, математичний та інституційний фундамент створює необхідні наукові передумови для подальшого глибокого аналізу поточного фінансового стану ПрАТ НЕК «Укренерго» та розробки безпосереднього бізнес-проекту поглиблення європейської інтеграції у наступних розділах дослідження.

2 АНАЛІЗ МІЖНАРОДНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ ТА ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНОГО СТАНУ ПРАТ НЕК «УКРЕНЕРГО» В УМОВАХ ЄВРОІНТЕГРАЦІЇ

2.1 Загальна організаційно-економічна характеристика та аналіз фінансового стану ПраТ НЕК «Укренерго»

Стратегічний розвиток Об'єднаної енергетичної системи України нерозривно пов'язаний із процесами поглибленої інтеграції до європейського енергетичного простору. Перехід від режиму ізольованої роботи до повноцінної синхронізації з континентальною мережею ENTSO-E вимагає від ПраТ НЕК «Укренерго» послідовної реалізації не лише технічних, але й складних регуляторно-комерційних етапів. Аналіз процесів стратегічної інтеграції доводить, що фізичне об'єднання магістральних енергосистем є лише базовою передумовою, тоді як головним завданням поточного етапу виступає комерційна інтеграція національних ринків електричної енергії (Market Coupling). Реалізація цього завдання здійснюється через імплементацію комплексу європейських мережевих кодексів (Network Codes), які встановлюють єдині математичні, операційні та правові стандарти управління транскордонними перетоками.

Фундаментальне значення для формування об'єднаного європейського ринку має впровадження норм Регламенту Комісії (ЄС) № 2015/1222 про встановлення керівних принципів розподілу пропускної спроможності та управління перевантаженнями (CACM). Цей міжнародний нормативно-правовий акт формує базові вимоги до алгоритмів, за якими оператори систем передачі здійснюють комерційний розподіл пропускної спроможності. Відповідно до європейського Регламенту, інтеграція вимагає розробки уніфікованих підходів, де пропозиція щодо спільної методології розрахування пропускної спроможності для регіону розрахування пропускної спроможності повинна містити принаймні такі елементи для кожного часового періоду розрахування пропускної спроможності: методології розрахування вхідних даних для розрахування пропускної спроможності, які повинні включати такі параметри: методологію визначення запасу надійності» [15]. Застосування таких алгоритмів гарантує математичну оптимізацію використання

наявної інфраструктури та повністю унеможливилює дискримінаційне обмеження транскордонної торгівлі електроенергією з боку окремих національних системних операторів.

Оскільки стратегічна інтеграція до Європейського Енергопростору є комплексним організаційним процесом, оцінка внутрішнього та зовнішнього середовища ПрАТ НЕК «Укренерго» вимагає застосування класичних інструментів корпоративного менеджменту. Відповідно до положень затвердженого Кодексу корпоративного управління, базовим елементом організаційної стійкості є побудова ефективної моделі взаємодії із заінтересованими особами. У цьому контексті ключовими стейкхолдерами Товариства виступають держава (в особі єдиного Акціонера – Міністерства енергетики), європейські інституції (ENTSO-E), кредитори, а також учасники внутрішнього балансуючого ринку [1, с. 24].

Таблиця 2.1 – Матриця аналізу та управління ключовими стейкхолдерами ПрАТ НЕК «Укренерго» в умовах Євроінтеграції

Група стейкхолдерів (суб'єктів впливу)	Ключові інтереси та очікування макроекономічні та стратегічні	Корпоративний механізм взаємодії та управління
Держава (Кабінет Міністрів України, Міненерго, Регулятор НКРЕКП)	Забезпечення енергетичної безпеки, безперебійне постачання електроенергії, успішна імплементація Закону України № 4834-IX та збереження контролю над стратегічною інфраструктурою.	Надання регулярної консолідованої звітності, виконання затвердженої Програми відповідності ОСП та узгодження тарифної політики на передачу енергії.
Європейські інституції (ENTSO-E, ACER, платформи JAO, MARI, PICASSO)	Забезпечення безпечної синхронізації мереж, імплементація європейських мережевих кодексів (CACM, SOGL, NC CS), недопущення експорту системних аварій до країн ЄС.	Безпосередня участь у європейських комітетах стейкхолдерів (Stakeholder Committees) [20, с. 2], глибока інтеграція цифрових диспетчерських систем.
Учасники ринку	Отримання безперешкодного і прозорого доступу до	Організація спільних транскордонних аукціонів,

<i>(виробники, оператори систем розподілу, трейдери)</i>	міждержавних перетинів, справедливе ціноутворення на балансуючому ринку, погашення накопиченої заборгованості (понад 42 млрд грн).	проведення публічних консультацій щодо зміни Правил ринку та оприлюднення комерційних даних на платформі Transparency Platform.
<i>Міжнародні інвестори та кредитори (ЄБРР, тримачі «зелених» єврооблігацій)</i>	Своєчасне обслуговування боргових зобов'язань, цільове використання кредитних траншів, дотримання компанією стандартів екологічного та соціального управління (ESG).	Проходження регулярного незалежного фінансового аудиту [24, с. 1], провадження антикорупційного комплаєнсу та імплементація політик стійкого розвитку.

Джерело: розроблено автором на основі [1; 6; 17]

Управління цією складною мережею стейкхолдерів вимагає безперервного моніторингу макроекономічних умов, які об'єктивно ідентифікуються через методологію PEST-аналізу. Економічний вимір обтяжений безпрецедентною кризою ліквідності та накопиченням боргів. Соціокультурний фактор фокусується на збереженні людського капіталу в умовах воєнного стану шляхом реалізації ESG-політик, тоді як технологічний вектор безальтернативно спрямований на цифровізацію диспетчерських алгоритмів.

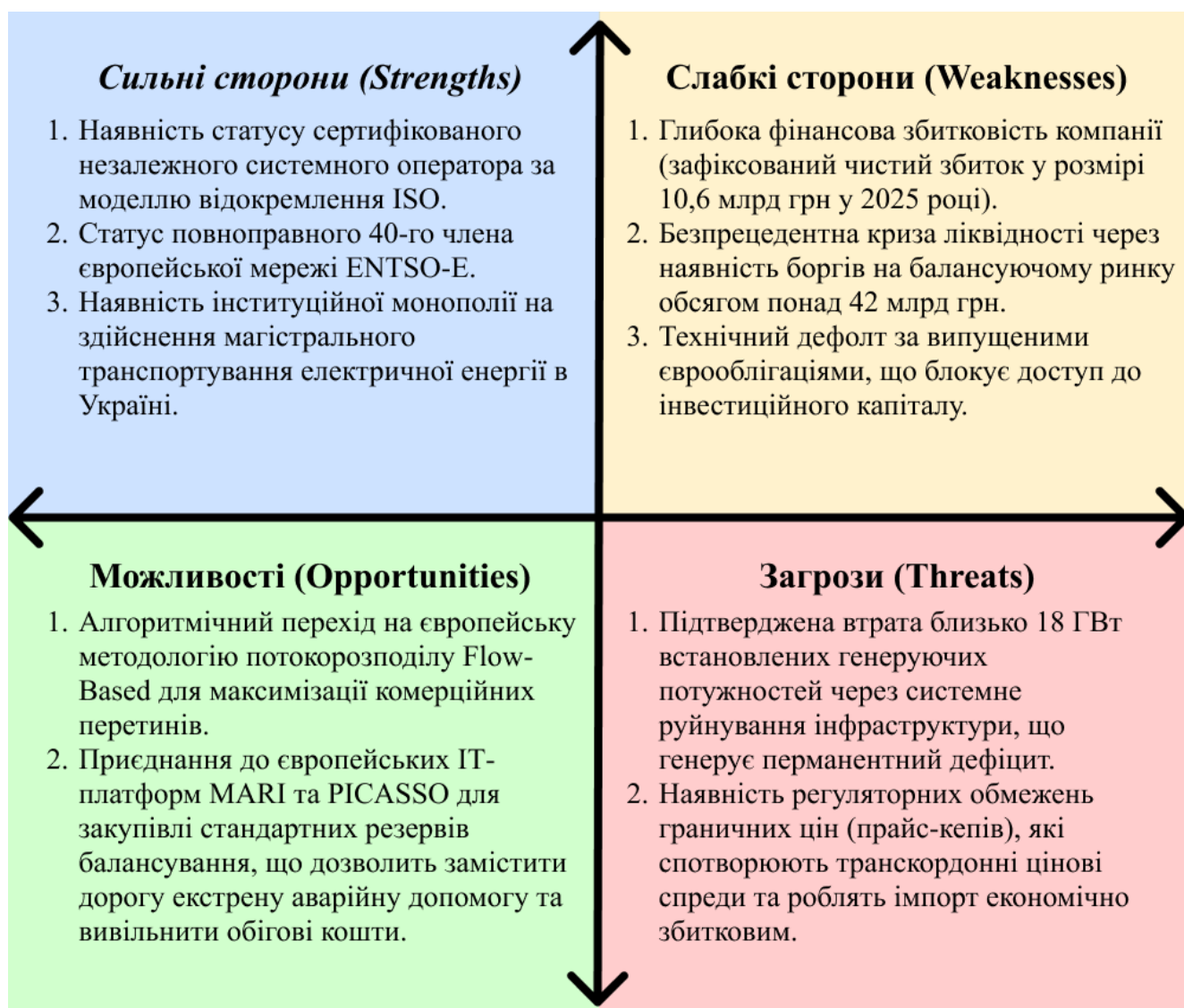


Рисунок 2.1 – Матриця SWOT-аналізу стратегічної інтеграції ПрАТ НЕК «Укренерго» до європейського енергопростору

Джерело: сформовано та узагальнено автором на основі [17, 19, 20, 34, 35]

До безумовних сильних сторін (Strengths) належить успішна інституційна сертифікація компанії за європейською моделлю ISO та наявність природної монополії на магістральні перевезення. Головною слабкою стороною (Weaknesses) виступає глибока фінансова збитковість, яка блокує доступ до капітальних інвестицій. Наявні стратегічні загрози (Threats) генеруються зовнішнім середовищем: підтвердженою втратою близько 18 ГВт генеруючих потужностей через руйнування [2, с. 6] та наявністю регуляторних прайс-кепів. Проте, управлінські можливості (Opportunities) проєкту інтеграції полягають у переході на європейську алгоритмічну методологію Flow-Based, що дозволить системному

оператору максимізувати доходи від транскордонної торгівлі та нівелювати фінансовий дефіцит.

З метою практичної адаптації національного енергетичного сектору до європейських вимог САСМ, в Україні було ініційовано масштабну нормативну трансформацію, спрямовану на легітимізацію процесів Market Coupling. Базовим правовим рушієм на цьому етапі став Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо імплементації норм європейського права з інтеграції енергетичних ринків» № 4834-IX від 07.04.2026 року. Цим документом було здійснено концептуальну заміну застарілої термінології та інструментарію управління: законодавчо закріплено вимогу «слова "пропускної спроможності міждержавних перетинів" замінити словами "міжзональної пропускної спроможності"» [12].

Окрім термінологічних змін, на виконання європейських директив щодо об'єднання ринків «на добу наперед» та внутрішньодобових ринків, національне законодавство було доповнено нормами щодо регламентації «діяльності номінованого оператора (номінованих операторів) ринку» та жорсткого «дотримання номінованим оператором (номінованими операторами) ринку критеріїв його (їх) призначення» [12]. Імплементація інституту номінованого оператора ринку (NEMO) у вітчизняне правове поле є критичним етапом, оскільки саме цей суб'єкт, діючи у постійній технологічній взаємодії з ПрАТ НЕК «Укренерго», забезпечує щоденне математичне узгодження зустрічних торговельних заявок (матчинг) та автоматизований розподіл міжзональної пропускної спроможності.

Невід'ємним етапом стратегічної інтеграції та обов'язковою регуляторною умовою повноцінного функціонування єдиного європейського ринку є імплементація механізмів запобігання зловживанням і маніпуляціям під час розподілу міжзональної пропускної спроможності. На виконання міжнародних зобов'язань здійснюється впровадження норм Регламенту ЄС № 1227/2011 про доброчесність та прозорість на оптовому енергетичному ринку (REMIT). Для практичної реалізації цих європейських вимог на рівні національного оператора

системи передачі було суттєво переглянуто внутрішні стандарти розкриття даних. Відповідно до положень Кодексу корпоративного управління, підприємство «чітко визначає інформаційну політику, спрямовану на розкриття інформації шляхом її доведення до відома всіх заінтересованих в отриманні інформації осіб в обсязі, необхідному для прийняття зважених рішень» [25, с. 18]. Запровадження таких жорстких вимог до публікації фундаментальних даних про стан магістральних мереж, доступні обсяги перетину та ремонтні кампанії є критичним інструментом для забезпечення довіри з боку європейських трейдерів та унеможливлення використання інсайдерської інформації в комерційних цілях.

Транскордонна координація та управління перетоками в умовах синхронної роботи з ENTSO-E вимагає також бездоганної регламентації технологічної та комерційної взаємодії між усіма суб'єктами господарювання. В оновленій редакції Правил ринку чітко структуровано механізми комунікації; зокрема, юридична та технічна регламентація таких процедур здійснюється у спеціалізованому розділі «Обмін інформацією» [16]. Згідно з новими правилами, обмін даними має відповідати загальноєвропейським протоколам електронного документообігу, що гарантує цілковиту сумісність вітчизняних ІТ-платформ із системами операторів країн Європейського Союзу. Водночас, балансуючи між вимогами прозорості (REMIT) та необхідністю захисту критичної інфраструктури від зовнішніх загроз, компанія на корпоративному рівні забезпечує суворе «дотримання вимог щодо збереження державної таємниці зокрема включення членів Правління та інших посадових і службових осіб Товариства до номенклатури посад працівників, перебування на яких потребує оформлення доступу до державної таємниці» [25, с. 18].

Фізична синхронізація з європейською мережею зумовлює гостру потребу в модернізації систем збору телеметричної інформації відповідно до вимог європейського керівництва з оперативного керування (SOGI). Технічні параметри такого інформаційного обміну між диспетчерськими центрами жорстко закріплені у Кодексі системи передачі. Нормативно встановлено, що безперервне «передавання телеметричної інформації має виконуватись з використанням

пакетних протоколів передачі даних», при цьому усі телевимірювання та телесигнали мають передаватися з позначками часу [6]. Задля уникнення втрати керованості об'єднаною мережею в умовах форс-мажорів та кризових ситуацій, Кодексом також передбачено, що «обмін іншими даними оперативного планування здійснюється з середнім пріоритетом і повним резервуванням, з використанням електронної пошти та/або вебсайту, а також лінії спеціального призначення з нижчим пріоритетом» [23]. Повна імплементація цих вимог на апаратно-програмному рівні повністю усуває технологічні бар'єри для автоматизованого обміну даними та дозволяє оператору миттєво реагувати на зміни топології мережі у всій синхронній зоні Континентальної Європи.

Наступним стратегічним етапом європейської інтеграції, що логічно впливає із запровадження загальноєвропейських систем телеметрії, є імплементація механізмів скоординованого планування безпеки. В умовах синхронної роботи з континентальною мережею ENTSO-E будь-яке виведення магістрального обладнання в ремонт (зокрема міждержавних інтерконекторів) безпосередньо змінює фізичну топологію мережі та миттєво впливає на математичний розподіл комерційних перетоків у всій Європі. З метою мінімізації ризиків каскадних аварій та забезпечення стабільності розрахунку доступної пропускної спроможності, ПрАТ НЕК «Укренерго» імплементувало європейську методологію координації планування відключень (Outage Planning Coordination) [1].

Відповідно до оновленого Кодексу системи передачі, цей алгоритм вимагає суворої регламентації ремонтної кампанії системного оператора, де нормативно закріплено, що «планові заявки подаються на обладнання, що включене до затвердженого плану-графіка виведення з роботи обладнання, на терміни, які передбачені планом-графіком» [22, с. 121]. Водночас для оперативного реагування на аварійні ситуації, які генеруються наслідками зовнішніх руйнувань, диспетчерський апарат компанії використовує адаптивний механізм, за яким обробляються «термінові заявки - заявки для виконання непланового ремонту на об'єктах диспетчеризації за суміщенням з відключенням основного обладнання для проведення якого не потрібна істотна зміна режиму роботи системи передачі» [22,

с. 122]. Запровадження такої координації гарантує, що локальні ремонтні роботи в ОЕС України не призведуть до порушення європейського критерію надійності N-1 у суміжних державах.

Окрім планування відключень, повноцінна комерційна інтеграція (Market Coupling) є об'єктивно неможливою без застосування спільних математичних моделей потокорозподілу та механізмів координації безпеки в режимі реального часу. Відповідно до регламентів ENTSO-E, національний системний оператор позбавлений права одноосібно приймати рішення щодо штучного обмеження міждержавних перетинів і зобов'язаний жорстко узгоджувати свої дії з Регіональним координаційним центром (РКЦ). Аналіз нормативної бази доводить, що управління транскордонними перевантаженнями має здійснюватися із «застосуванням координованої передиспетчеризації та зустрічної торгівлі) та з урахуванням рекомендацій РКЦ» [22, с. 134]. При цьому для забезпечення макроекономічної ефективності об'єднаного європейського ринку оператор системи передачі під час вибору технічних засобів врегулювання небалансів повинен «активувати найбільш ефективні та економічно доцільні коригувальні дії» та імплементувати їх «в режимі, якомога наближеному до реального часу» [22, с. 134]. Такий підхід до спільного математичного розрахунку режимів повністю виключає суб'єктивний чинник при управлінні мережею, унеможливорює виникнення фізичних перевантажень на магістральній інфраструктурі під час виконання зовнішньоекономічних контрактів та формує бездоганний операційний фундамент для подальшого розширення обсягів експортно-імпортних операцій.

Логічним продовженням комерційної інтеграції магістральних перетинів є імплементация загальноєвропейських стандартів функціонування балансуєчого ринку та управління резервами потужності. Відповідно до оновлених «Правил ринку», які концептуально адаптовано до європейського Регламенту щодо балансування (EBGL), продукт на національному балансуєчому ринку було стандартизовано та чітко класифіковано за типами активації. Нормативно визначено, що «продуктом на балансуєчому ринку є балансуєча електрична енергія, відпущена/не відпущена або відібрана/не відібрана одиницею надання

послуг з балансування за результатом виконання таких типів диспетчерських команд: 1) пряма активація пропозиції ППБ; 2) запланована активація пропозиції ППБ». Цей алгоритмічний поділ (direct та scheduled activation) виступає критичною інституційною передумовою для повноцінного приєднання ПрАТ НЕК «Укренерго» до загальноєвропейських балансуючих платформ (зокрема MARI та PICASSO), оскільки він уніфікує вітчизняні та європейські процедури обміну резервами відновлення частоти (aFRR, mFRR) та резервами заміщення (RR).

Технічним фундаментом для транскордонного обміну балансуною енергією є жорстка синхронізація вітчизняних стандартів операційної безпеки з європейськими нормами у частині підтримання якості електроенергії. Відповідно до вимог Кодексу системи передачі, забезпечення стабільності загальноєвропейської мережі вимагає від оператора безумовного залучення внутрішніх генеруючих потужностей до процесу стабілізації. Законодавчо закріплено, що «участь у загальному первинному регулюванні частоти є обов'язковою умовою для генеруючих одиниць типу В, С, D та УЗЕ типу А1, А2, В, С, D, які працюють у складі ОЕС України» [23]. Згідно з імплементованими директивами, таке первинне регулювання (FCR) «має здійснюватися з метою збереження електропостачання споживачів і функціонування електростанцій у разі аварійних відхилень частоти» [23]. Дотримання цих нормативних параметрів гарантує, що у разі виникнення локального дефіциту потужності або втрати великого об'єкта генерації на території України, національна система самостійно абсорбує шок і не генеруватиме критичних відхилень (перевантажень) у синхронній зоні Континентальної Європи.

В умовах постійних зовнішніх безпекових загроз, коли ринкові механізми балансування об'єктивно не здатні компенсувати наслідки системних руйнувань магістральної інфраструктури, остаточною елементом стратегічної інтеграції є впровадження європейського Плану захисту енергосистеми (System Defence Plan) та Плану відновлення. Ці регламенти визначають вичерпний математичний та технічний алгоритм дій диспетчерського центру ПрАТ НЕК «Укренерго» під час каскадних аварій (блекаутів). Зокрема, Кодексом передбачено, що ОСП, при

застосуванні висхідної стратегії відновлення енергопостачання, повинен керувати приєднанням навантаження та генеруючих потужностей з метою регулювання частоти до цільової частоти [6]. З метою захисту суміжних європейських держав від експорту аварійної нестабільності, встановлено суворі критерії для міжнародної взаємодії в кризових умовах: відновлення повноцінних транскордонних перетоків та автоматичного регулювання дозволяється виключно після того, як «синхронна область повністю повторно синхронізована, частота в системі перебуває в межах стандартного діапазону частот і регулятор частоти та потужності повернувся до нормального режиму роботи» [6]. Інтеграція зазначених жорстких регламентів забезпечує необхідний рівень операційної стійкості (resilience) ОЕС України як невід'ємного та безпечного сегмента європейського енергетичного простору.

Узагальнюючи етапи регуляторної та технічної трансформації, необхідно констатувати, що ключовим індикатором готовності ПрАТ НЕК «Укренерго» до повноцінного об'єднання ринків (Market Coupling) є інституційна легалізація загальноєвропейських механізмів транскордонної торгівлі. Як було встановлено, імплементація норм Регламенту САСМ досягає своєї кінцевої практичної мети саме через функціонування номінованого оператора ринку (NEMO). Відповідно до положень Закону України № 4834-IX, на національному рівні остаточно закріплено вимогу щодо забезпечення «єдиного сполучення ринків "на добу наперед" та єдиного сполучення внутрішньодобових ринків» [1]. Запровадження цієї законодавчої норми створює вичерпний правовий базис для того, щоб вітчизняна магістральна інфраструктура стала невід'ємним комерційним сегментом європейського простору, де міжзональна пропускна спроможність розподіляється виключно за допомогою математичних алгоритмів узгодження зустрічних торговельних заявок, усуваючи будь-які ризики ручного диспетчерського втручання.

Паралельно з комерційною інтеграцією, оператор системи передачі сформував надійний технічний фундамент безпеки, який гарантує захист суміжних країн Європейського Союзу від потенційного експорту системних аварій. Нормативне закріплення Плану захисту енергосистеми та європейських алгоритмів

підтримання частоти підтверджує здатність компанії самостійно локалізувати внутрішні кризові явища. Відповідно до оновлених регламентів Кодексу системи передачі, жорстко встановлено, що «у результаті ПВЧ [процесу відновлення частоти] сумарний зовнішній переток ОЕС України/блока РЧП/синхронної області має підтримуватися на заданому рівні за номінальної частоти. При цьому внутрішні порушення балансу потужності мають усуватися відповідними ОСП за час, не більший 15 хвилин» [1]. Безумовне виконання цих технічних параметрів доводить, що національна енергосистема володіє достатнім рівнем операційної стійкості для паралельної роботи в межах синхронної зони Континентальної Європи.

Аналіз доводить, що ПрАТ НЕК «Укренерго» успішно реалізувало базовий етап стратегічної інтеграції до ENTSO-E. Імплементация ключових європейських мережевих кодексів (CACM, SOGL, EBGL), впровадження регламентів антимонопольної прозорості (REMIT), адаптація механізмів координації відключень та перехід до єдиної системи балансування формують цілісну регуляторну екосистему. Водночас, наявність досконалої нормативної бази виступає лише інституційною передумовою для ведення міжнародної діяльності. Фактична економічна ефективність євроінтеграції підприємства безальтернативно визначається реальними обсягами зовнішньоекономічних контрактів, рівнем доходів від спільних аукціонів та здатністю компанії капіталізувати свої транскордонні потужності. Це об'єктивно зумовлює необхідність переходу від регуляторно-правового аналізу до глибокого дослідження динаміки експортно-імпортних операцій, математичного розрахунку чистої пропускної спроможності (NTC) та фінансових результатів управління міждержавними перетинами.

2.2 Аналіз зовнішньоекономічної діяльності та динаміки експортно-імпортних операцій

Головним індикатором ефективності зовнішньоекономічної діяльності ПрАТ НЕК «Укренерго» в умовах стратегічної інтеграції до європейського простору є динаміка фактичних обсягів транскордонного комерційного обміну електричною енергією. Фундаментальною фізичною та математичною величиною, яка жорстко

лімітує або, навпаки, стимулює ці експортно-імпортні операції, виступає показник чистої пропускної спроможності (Net Transfer Capacity – NTC). Відповідно до базових принципів єдиного європейського ринку, визначення цього показника не є довільним управлінським рішенням, а суворо регламентується математичними алгоритмами європейського регламенту САСМ. Згідно з положеннями регламенту комісії (ЄС) № 2015/1222, розрахунок доступної потужності передбачає, що «відповідні ОСП повинні оцінити розподіл ймовірностей відхилень між очікуваними перетоками потужності на момент розрахування пропускної спроможності та реалізованими перетоками потужності в реальному часі» . Отримана за результатами математичного моделювання різниця формує обов'язковий «запас надійності», який гарантує операційну безпеку мережі та унеможливорює виникнення каскадних аварій під час пікових комерційних перетоків потужності між Україною та сусідніми державами.

Попри жорсткі обмеження операційної безпеки та необхідність резервування значних обсягів потужності, підприємство продемонструвало безпрецедентну позитивну динаміку розширення пропускної спроможності міждержавних перетинів. Аналіз статистичних показників зовнішньоекономічної діяльності засвідчує еволюційний стрибок доступної комерційної потужності протягом останніх років. Безпосередньо після екстреної синхронізації об'єднаної енергетичної системи України з мережею ENTSO-E навесні 2022 року дозволений обсяг комерційного експорту та імпорту складав лише 100 МВт, виконуючи виключно тестову функцію перевірки стійкості систем. Проте завдяки системному виконанню технічних умов європейських операторів, модернізації магістральної інфраструктури та імплементації спільних математичних моделей координації відключень, цей показник було кардинально збільшено. Відповідно до звітної документації щодо євроінтеграційних процесів, шляхом послідовних перемовин з регіональним координаційним центром ENTSO-E, станом на 2026 рік сумарний показник NTC на кордонах із країнами європейського союзу сягнув стратегічної позначки у 2450 МВт [26, с. 12].

Досягнення цільового показника чистої пропускної спроможності у 2450 МВт докорінно трансформувало архітектуру доходів ПрАТ НЕК «Укренерго» від зовнішньоекономічної діяльності. Збільшення фізичних лімітів перетоків дозволило вітчизняним та європейським енергетичним трейдерам максимізувати обсяги транскордонної торгівлі, що миттєво згенерувало надвисокий попит на послуги системного оператора з надання доступу до міждержавних ліній електропередачі. У цих умовах комерційна інтеграція набула свого об'єктивного фінансового вираження: доходи компанії від зовнішньоекономічної діяльності почали формуватися виключно від розподілу доступу до транскордонних перетинів. Здатність компанії капіталізувати цей попит і конвертувати доступні мегавати у реальні фінансові надходження стала можливою завдяки остаточній відмові від застарілих національних процедур бронювання та переходу до загальноєвропейських конкурентних механізмів розподілу потужності.

Практична монетизація розширеної до 2450 МВт чистої пропускної спроможності вимагала від ПрАТ НЕК «Укренерго» кардинальної зміни комерційних механізмів управління транскордонними перетоками. Відповідно до європейських інтеграційних вимог, національна модель одностороннього бронювання перетинів була повністю переформатована на базі оновленого законодавства. Згідно із законом України № 4834-іх, було нормативно закріплено безальтернативну вимогу, за якою «розподіл міжзональної пропускної спроможності здійснюють на явних аукціонах відповідно до правил розподілу міжзональної пропускної спроможності», тоді як «добовий розподіл міжзональної пропускної спроможності під час єдиного сполучення ринків здійснюється шляхом проведення неявних аукціонів» [16]. Імплементация цих правових норм забезпечила інституційний перехід підприємства до використання єдиної загальноєвропейської платформи розподілу Joint Allocation Office (JAO). Запровадження спільних аукціонів на цій інфраструктурній платформі ліквідувало регуляторне дублювання процедур для європейських енергетичних трейдерів та гарантувало математично прозорий, паритетний розподіл фінансових надходжень між операторами суміжних енергосистем.

Здатність підприємства капіталізувати попит на міждержавні перетоки докорінно трансформувала структуру його операційних надходжень. Отриманий компанією дохід, отриманий від розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних мереж [22, с. 180] перетворився на фундаментальне стратегічне джерело фінансування поточної діяльності в умовах макроекономічної нестабільності. Перехід на європейські алгоритми розподілу потужності дозволив максимізувати ці надходження за рахунок вільної конкуренції між учасниками оптового ринку, які змагаються за доступ до високоліквідних європейських енергетичних бірж. Акумуляція цих коштів забезпечила суттєве зростання ключових фінансових індикаторів підприємства: відповідно до консолідованого звіту про прибутки або збитки та інший сукупний дохід, загальний обсяг доходу від реалізації товарів та послуг за звітний 2025 рік продемонстрував стійку динаміку та досягнув позначки у 107 739 171 тис. грн [17, с. 3].

Поряд із позитивною динамікою нарощування доходів від розподілу міжзональної пропускної спроможності, зовнішньоекономічна діяльність ПрАТ НЕК «Укренерго» характеризується наявністю критичного фактора фінансового навантаження, зумовленого систематичним залученням аварійної допомоги (Emergency Energy Assistance) від операторів суміжних європейських енергосистем. В умовах системного дефіциту генеруючих потужностей, що виникає внаслідок масштабного руйнування інфраструктури, оператор системи передачі об'єктивно змушений вдаватися до екстреного імпорту електроенергії для покриття розривів балансу та підтримання операційної безпеки відповідно до критеріїв ENTSO-E. Згідно з європейськими мережевими кодексами, така допомога не є стандартним комерційним продуктом вільного ринку, а виступає крайнім заходом (засобом останньої надії), який активується виключно диспетчерським персоналом у ручному режимі для запобігання каскадним аваріям.

Аналіз статистичних реЄСтрів щодо залучення аварійної допомоги підтверджує масовий та безперервний характер використання цього інструменту на кордонах із Польщею, Румунією та Словаччиною. Офіційні дані доводять, що у пікові періоди споживання фіксувалися колосальні обсяги екстреного імпорту:

зокрема, 29 листопада 2023 року обсяг термінового прийому електроенергії з Польщі та Румунії склав 3200 МВт/год, а 11 грудня 2023 року цей показник сягнув 3400 МВт/год [27]. Подібна тенденція збереглася і в наступних звітних періодах, коли диспетчерський центр компанії був змушений терміново приймати значні обсяги потужності з європейських енергосистем, як, наприклад, 1000 МВт/год з Польщі 15 березня 2024 року та 1200 МВт/год 17 березня 2024 року [27]. Наявність таких показників свідчить про те, що управління транскордонними перетоками в реальному часі значною мірою залежить від непланових команд, а не від попередньо законтракованих комерційних графіків обміну.

Фундаментальною економічною проблемою такого механізму балансування є відсутність повноцінної інтеграції вітчизняної енергосистеми з автоматизованими європейськими балансуючими платформами. Через неможливість автоматичного математичного узгодження заявок на резерви (матчингу) в режимі реального часу, диспетчери ПрАТ НЕК «Укренерго» позбавлені інституційного доступу до конкурентних цін європейського внутрішньодобового ринку та ринку балансуєної енергії. Наслідком цього є безальтернативна необхідність закупівлі екстреного ресурсу за найвищими в Європі неконкурентними тарифами. Комерційні умови контрактів про аварійну взаємодопомогу передбачають преміальне ціноутворення, що призводить до миттєвої мультиплікації видатків оператора.

Як було встановлено за результатами аналізу фінансового стану, саме такі неконтрольовані витрати на залучення непланової аварійної допомоги формують колосальні фінансові втрати підприємства. Відсутність автоматизованих інструментів балансування генерує неспівмірні збитки системи, які, згідно з аналітичними розрахунками на основі звітності підприємства, призвели до формування додаткових витрат у понад 1,9 млрд грн у 2024 році [17, с. 3]. Таким чином, незважаючи на успішне запровадження спільних аукціонів для довгострокової торгівлі, ручне транскордонне балансування вимиває оборотні кошти компанії та нівелює значну частину прибутків від експортно-імпоротної діяльності, що зумовлює критичну потребу в переході від аварійної взаємодопомоги до стандартних європейських процедур залучення резервів.

Поряд із відсутністю автоматизованих балансуючих платформ, фундаментальним регуляторним бар'єром, що штучно обмежує обсяги комерційного імпорту та мультиплікує потребу в аварійній допомозі, є жорстке цінове регулювання внутрішнього енергетичного ринку. Аналіз нормативно-правового поля доводить, що національний регулятор (НКРЕКП) систематично застосовує механізм граничних цін (прайс-кепів) на ключових оптових сегментах. Відповідно до базової постанови «про граничні ціни на ринку «на добу наперед», внутрішньодобовому ринку та балансуєчому ринку» [1], для учасників торгів встановлюються суворі ліміти цінових пропозицій. І хоча правилами ринку передбачено, що в екстремальних випадках гранична ціна пропозиції на балансуєчу енергію може сягати позначки у 50000,00 грн/МВт·год, на ринках фізичної торгівлі (РДН та ВДР) ці цінові обмеження є незрівнянно нижчими і об'єктивно не відображають реальної вартості ресурсу в години гострого системного дефіциту.

В умовах європейської інтеграції та застосування спільних аукціонів (ІАО) така консервативна регуляторна політика генерує критичне математичне спотворення транскордонних цінових спредів. У години вечірнього пікового навантаження вартість електричної енергії на суміжних європейських біржах (зокрема, у Польщі, Словаччині та Румунії) природним чином стрімко зростає і значно перевищує штучно лімітовані ціни всередині України. За таких умов комерційний імпорт стає абсолютно економічно збитковим для вітчизняних та іноземних енергетичних трейдерів. Незалежні постачальники позбавлені економічного сенсу купувати дорогий європейський ресурс і реалізовувати його в об'єднаній енергетичній системі України за цінами, що є нижчими за собівартість його імпорту. Відповідно, трейдери масово відмовляються від фінансового бронювання міжзональної пропускної спроможності на вхід, залишаючи наявну інфраструктуру (NTC) комерційно недозавантаженою навіть у ті дні, коли національна економіка відчуває системну нестачу генеруючих потужностей.

Наслідком такого регуляторного викривлення вільного ринкового ціноутворення є пряме перекладання фінансового тягара на оператора системи

передачі. Оскільки комерційні учасники ринку не здійснюють імпорт через його нерентабельність (від'ємний ціновий спред), загальний фізичний дефіцит у системі залишається непокритим. Задля недопущення катастрофічного падіння частоти та збереження синхронної роботи з ENTSO-E, диспетчерський апарат ПрАТ НЕК «Укренерго» змушений самотійно компенсувати цю нестачу, активуючи ручну аварійну допомогу з боку європейських операторів. Таким чином, наявність прайскепів нівелює макроекономічний зміст стратегії Market Coupling, паралізує ринкові механізми перетоків електроенергії та перетворює системного оператора на безальтернативного покупця найдорожчої екстреної європейської електроенергії, що експоненціально поглиблює боргову кризу підприємства.

Остаточним макроекономічним фактором, який здійснює деструктивний вплив на фінансові результати зовнішньоекономічної діяльності ПрАТ НЕК «Укренерго», є високий рівень валютних ризиків та безперервна девальвація національної грошової одиниці. Оскільки управління транскордонними перетоками, адміністрування спільних аукціонів на європейській платформі та, найголовніше, закупівля екстреної аварійної допомоги з суміжних європейських енергосистем здійснюються у вільно конвертованій валюті, будь-які курсові коливання миттєво трансформуються у прямі фінансові втрати системного оператора. Окрім операційних видатків ЗЕД, підприємство має значний портфель залучених міжнародних кредитних коштів, спрямованих на оновлення магістральної інфраструктури, вартість обслуговування яких також експоненціально зростає пропорційно до падіння курсу гривні. Відповідно до консолідованого звіту про прибутки або збитки та інший сукупний дохід, у 2025 році компанія зафіксувала колосальне зростання фінансового навантаження за цією статтею: «збиток від курсових різниць, чиста сума» досягнув критичної позначки у 5 587 375 тис. грн [17, с. 3].

Такий безпрецедентний обсяг неконтрольованих валютних збитків, у синергії з мільярдними витратами на непланове транскордонне балансування системи, стрімко вимиває операційну ліквідність підприємства та унеможлиблює своєчасне обслуговування накопичених зобов'язань. Математичний розрахунок структури

балансу компанії доводить наявність глибокої боргової кризи: станом на кінець 2025 року поточні зобов'язання за статтею «кредити та позики» акумулювали суму в 90 056 442 тис. Грн, тоді як довгострокові кредити та позики становили додаткові 15 334 064 тис. Грн [17, с. 2]. У таких макроекономічних умовах навіть рекордне зростання загального доходу від реалізації товарів та послуг (до понад 107,7 млрд грн) не здатне перекрити системні збитки, які генеруються недосконалою моделлю транскордонної торгівлі та валютними шоками, що об'єктивно підриває фінансову здатність оператора інвестувати у високотехнологічні it-рішення, необхідні для подальшого об'єднання ринків.

Узагальнюючи результати аналізу зовнішньоекономічної діяльності та динаміки експортно-імпортних операцій, було встановлено, що ПрАТ НЕК «Укренерго» досягло видатних інфраструктурних результатів, забезпечивши розширення показника чистої пропускної спроможності (NTC) до цільового рівня у 2450 МВт та успішно впровадивши європейські алгоритми бронювання перетинів. Проте фактична комерційна ефективність цих євроінтеграційних кроків нівелюється сукупністю внутрішніх та зовнішніх чинників. Спотворення цінових спредів через регуляторні обмеження унеможлиблює комерційний імпорт, що примушує оператора самостійно покривати системний дефіцит через закупівлю найдорожчої європейської аварійної допомоги, вартість якої додатково мультиплікується девальвацією. Зазначена ситуація формує гостру наукову необхідність переходу від констатації фінансових результатів ЗЕД до глибокої ідентифікації їх першопричин, що зумовлює безальтернативний перехід до системного дослідження технічних, регуляторних та безпекових перешкод на шляху стратегічної інтеграції підприємства до європейського простору ENTSO-E.

2.3 Дослідження технічних, регуляторних та безпекових бар'єрів на шляху стратегічної інтеграції

Незважаючи на успішну інституційну адаптацію та впровадження загальноєвропейських механізмів розподілу пропускної спроможності, практична реалізація стратегії інтеграції ПрАТ НЕК «Укренерго» до єдиного європейського

енергопростору (ENTSO-E) суттєво ускладнюється наявністю комплексних технічних, регуляторних та безпекових бар'єрів. Фундаментальною перешкодою, що безпосередньо загрожує операційній безпеці магістральних мереж та фізично обмежує експортно-імпортний потенціал держави, є безпрецедентний рівень руйнування виробничо-технологічної бази об'єднаної енергетичної системи України. Згідно з аналітичними даними експлуатаційної звітності, внаслідок цілеспрямованого воєнного впливу вітчизняна енергосистема зазнала катастрофічної втрати близько 18 гВт встановленої генерації, що згенерувало хронічний та глибокий системний дефіцит активної потужності [19, с. 6]. Зазначені втрати докорінно змінили фізичну топологію мережі та критично звузили можливості системного оператора щодо самостійного покриття попиту в години максимального споживання.

Відповідно до нормативних вимог єдиного європейського ринку, безальтернативною умовою синхронного функціонування є суворе дотримання критеріїв надійності. Кодексом системи передачі чітко регламентовано, що «система передачі знаходиться у нормальному режимі, якщо одночасно виконуються такі умови: напруги та перетоки потужності знаходяться у межах операційної безпеки Усталені відхилення частоти знаходяться у діапазоні ± 50 мГц; резерви активної та реактивної потужності достатні для регулювання в нормальному режимі та ліквідації аварійних ситуацій» [6]. Проте, втрата колосального обсягу маневрових та базових генеруючих потужностей робить виконання цієї законодавчої вимоги практично неможливим виключно за рахунок внутрішніх ресурсів. За відсутності достатніх внутрішніх резервів відновлення частоти, диспетчерський апарат ПрАТ НЕК «Укренерго» позбавлений фізичної можливості гарантувати утримання системи в межах нормального режиму під час пікових навантажень без екстреного зовнішнього втручання.

Наслідком такого системного дефіциту є вимушена зміна функціонального призначення міждержавних ліній електропередачі (інтерконекторів). Замість використання наявної чистої пропускної спроможності (NTC) для цілей вільної конкурентної торгівлі та повноцінної реалізації стратегії об'єднання ринків (Market

Coupling), системний оператор об'єктивно змушений експлуатувати ці європейські перетини для базового фізичного виживання вітчизняної енергосистеми та запобігання виникненню каскадних аварій. Такий технічний стан інфраструктури формує першочерговий бар'єр для економічної євроінтеграції, оскільки постійна загроза порушення меж операційної безпеки вимагає від оператора пріоритетного застосування неринкових адміністративних інструментів управління потоками, що спотворює саму сутність європейської лібералізованої моделі ринку.

Поряд із критичним технічним дефіцитом генеруючих потужностей, фундаментальною перешкодою для повноцінної економічної інтеграції виступає наявність жорстких регуляторних бар'єрів на внутрішньому ринку електричної енергії. Базовим принципом стратегії об'єднання ринків (Market Coupling) є вільний ціновий сигнал, який стимулює перетікання електроенергії з профіцитних європейських зон до дефіцитної української енергосистеми. Відповідно до правового аналізу архітектури об'єднаних ринків, транскордонна торгівля перестає бути окремою митно-правовою операцією і набуває статусу ринкової операції, регульованої біржовим та енергетичним законодавством [28]. Однак практична реалізація цього ринкового механізму блокується консервативною тарифною політикою національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП). Нормативно-правовою базою, зокрема постановами «про граничні ціни на ринку «на добу наперед», внутрішньодобовому ринку та балансуєчому ринку» [1], в Україні встановлено штучні ліміти максимальних цінових пропозицій (Price Caps), які не дозволяють ринку адекватно реагувати на фізичну нестачу ресурсу.

Застосування механізму прайс-кепів в умовах синхронної роботи з європейською мережею генерує критичне математичне спотворення транскордонних цінових спредів. У години максимального системного споживання (вечірні піки) об'єктивна вартість електричної енергії на високоліквідних біржах суміжних країн (Словаччини, Угорщини, Румунії, Польщі) стрімко зростає і суттєво перевищує штучно занижені граничні ціни всередині України. За таких умов формування від'ємного цінового спреда робить комерційний імпорт абсолютно

збитковим для вітчизняних та європейських трейдерів. Незалежні електропостачальники позбавлені економічного сенсу здійснювати закупівлю дорогого європейського ресурсу та бронювати доступну міжзональну пропускну спроможність на платформі ЈАО, оскільки вони не зможуть реалізувати цей обсяг на українському ринку «на добу наперед» за ціною, що покривала б їхні витрати на імпорт.

Наслідком такого регуляторного викривлення ціноутворення є повна паралізація комерційних інструментів покриття системного дефіциту та пряме перекладання фінансового тягара на ПрАТ НЕК «Укренерго». Оскільки вільний ринок відмовляється імпортувати необхідні обсяги через їх нерентабельність, загальний фізичний дефіцит в Об'єднаній енергетичній системі залишається непокритим. Для недопущення порушення критеріїв операційної безпеки, зокрема падіння частоти нижче нормованих меж, встановлених кодексом системи передачі [6], диспетчерський центр оператора системи передачі об'єктивно змушений самотійно компенсувати цю нестачу. Єдиним доступним інструментом для цього залишається активація ручної аварійної допомоги з боку європейських операторів. Таким чином, наявність прайс-кепів повністю нівелює макроекономічний зміст вільної торгівлі та перетворює системного оператора на безальтернативного покупця найдорожчої екстреної електроенергії, що мультиплікує боргову кризу Товариства та створює штучний фінансовий бар'єр для подальшої євроінтеграції.

Поряд із тарифними обмеженнями, які спотворюють комерційну модель об'єднаного європейського ринку, найжорсткішим бар'єром на шляху інтеграції залишається безпековий фактор, зумовлений функціонуванням магістральних мереж в умовах безперервного воєнного стану. Систематичний зовнішній вплив на об'єкти енергетичної інфраструктури критично ускладнює здатність ПрАТ НЕК «Укренерго» здійснювати стабільне математичне моделювання транскордонних перетоків. Відповідно до методології ENTSO-E, розподіл пропускнуї спроможності вимагає точного добового та довгострокового прогнозування режимів роботи мережі. Проте раптові руйнування ліній електропередачі та високовольтних підстанцій генерують миттєві зміни фізичної топології системи, що унеможлиблює

достовірний розрахунок перевантажень і змушує диспетчерів закладати надмірний запас надійності, тим самим штучно звужуючи комерційні обсяги експорту та імпорту. Аналітичні дослідження підтверджують безпрецедентний масштаб цієї загрози, констатуючи, що воєнні ризики залишаються домінуючими: зафіксовано понад 30 комбінованих атак з 2022 року.

Для забезпечення фізичного виживання Об'єднаної енергетичної системи України в таких екстремальних умовах оператор системи передачі змушений акумулювати колосальні матеріальні резерви та переформатовувати свою інвестиційну стратегію. Як зазначалося керівництвом диспетчерського апарату компанії (зокрема В. Зайченком), безальтернативною вимогою операційної безпеки стало безперервне формування та утримання потрібного аварійного запасу високовольтного обладнання, здатного миттєво замінити знищені елементи мережі. Паралельно з цим держава спільно з підприємством реалізує безпрецедентну програму фізичного збереження активів: «захист об'єктів енергетики реалізується за трирівневою моделлю», де перший рівень включає пасивний захист, другий –антидронові споруди, а третій рівень –це укриття від ракетних ударів, який є «найбільш масштабним, потребує значних інвестицій та часу для його спорудження» [6].

Необхідність екстреного фінансування цих фортифікаційних споруд та закупівлі масивних резервних автотрансформаторів докорінно змінює структуру інвестиційної програми підприємства, формуючи прямий бар'єр для комерційної євроінтеграції. Обмежені капітальні інвестиції (CAPEX), які за нормальних умов цільовим чином спрямовувалися б на «розбудову цифрової інфраструктури із фокусом на автоматизацію» [6], об'єктивно відволікаються на забезпечення фізичної безпеки. Такий вимушений перерозподіл фінансових ресурсів унеможливорює швидку реалізацію інтелектуальних рішень (Smart Grid) та закупівлю дороговартісного програмного забезпечення, що є критично необхідним для повної математичної та алгоритмічної синхронізації вітчизняного диспетчерського центру із загальноєвропейськими ІТ-платформами балансування.

Наступним критичним фінансово-економічним бар'єром, що безпосередньо загрожує стратегії європейської інтеграції та ускладнює повноцінне виконання зовнішньоекономічних контрактів, є наявність безпрецедентної боргової кризи на внутрішньому балансуєчому ринку електричної енергії. Відповідно до нормативної архітектури вітчизняного ринку, ПрАТ НЕК «Укренерго» як оператор системи передачі виконує функцію адміністратора розрахунків та центрального контрагента. Згідно з положеннями правил ринку, фінансова стабільність підприємства критично залежить від безперебійного функціонування механізму, за яким рахунок небалансів «поповнюється шляхом списання з усіх СВБ [сторін, відповідальних за баланс] та списується шляхом зарахування з нього всім СВБ» [29]. Проте фактичний стан взаєморозрахунків демонструє катастрофічне та систематичне порушення учасниками ринку своїх фінансових зобов'язань, що призводить до перманентної акумуляції дебіторської заборгованості на рахунках системного оператора.

Таблиця 2.2 – динаміка ключових фінансових показників ПрАТ НЕК «Укренерго» в умовах євроінтеграції

Макроекономічний показник	2023 рік	2024 рік	2025 рік
Чистий дохід від реалізації продукції (товарів, робіт, послуг), млрд грн	82,9	94,3	107,7
Загальна заборгованість на балансуєчому ринку перед осп, млрд грн	31,5	34,7	42,0
Сукупний чистий фінансовий результат (збиток) компанії, млрд грн	8,5	9,2	10,6

Джерело: складено та розраховано автором на основі [17, 20, 34, 35]

Дослідження аналітичних показників та звітної документації підтверджує, що системна криза неплатежів експоненціально поглиблюється. Аналіз динаміки взаєморозрахунків доводить, що лише протягом 2025 року загальний обсяг боргів на балансуєчому ринку перед ПрАТ НЕК «Укренерго» зріс на 21 % та досягнув рекордного макроекономічного показника у 42 млрд грн [1], при цьому сукупна заборгованість з урахуванням суміжних зобов'язань за допоміжні послуги перевищила позначку в 47 млрд грн. Детальну макроекономічну динаміку

стрімкого накопичення зазначеної заборгованості протягом 2025 року наведено на рис. 2.2

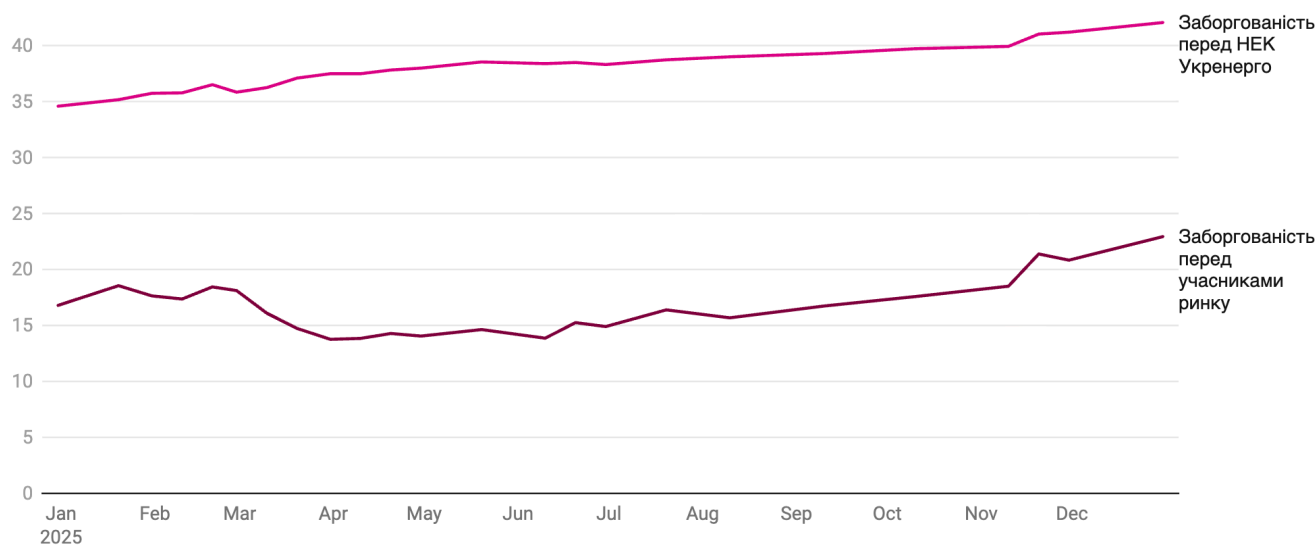


Рисунок 2.2 – Динаміка заборгованості на балансуєчому ринку електричної енергії протягом 2025 року

Джерело: [30]

Такий колосальний дефіцит ліквідності унеможлиблює нормальне функціонування підприємства та генерує прямий деструктивний вплив на його транскордонну діяльність. Наявність мільярдних неплатежів призводить до стрімкого вимивання обігових коштів, повністю позбавляючи компанію вільного фінансового ресурсу, який є критично необхідним для оперативного та безперебійного обслуговування міжнародних договорів із європейськими контрагентами.

В умовах об'єднання ринків (Market Coupling) нестача внутрішніх обігових коштів формує нездоланну перешкоду для управління транскордонними перетоками. Оскільки екстрена закупівля європейської аварійної допомоги (Emergency Energy Assistance), необхідна для уникнення системних блекаутів та підтримання номінальної частоти в ENTSO-E, вимагає від оператора безумовної і термінової оплати у вільно конвертованій валюті, внутрішній ланцюг неплатежів автоматично заганяє ПрАТ НЕК «Укренерго» у стан технічного дефолту за поточними міжнародними розрахунками. Крім того, вимушене заморожування десятків мільярдів гривень у вигляді безнадійної дебіторської заборгованості

позбавляє системного оператора об'єктивної можливості фінансувати розробку інтелектуальних it-рішень. Відсутність капіталу блокує закупівлю дороговартісного спеціалізованого програмного забезпечення, необхідного для імплементації європейських алгоритмів балансування, що остаточно консервує технологічне відставання національного диспетчерського центру від європейських стандартів автоматизованого обміну резервами.

Логічним та найбільш деструктивним макроекономічним наслідком накопичення багатомільярдних боргів на балансуєчому ринку є стрімка деградація загальних показників ліквідності та прибутковості ПрАТ НЕК «Укренерго». За результатами аналізу консолідованої фінансової звітності підприємства було встановлено, що незважаючи на позитивну динаміку доходів від міжнародних аукціонів розподілу пропускнує спроможності, операційна діяльність Товариства залишається глибоко збитковою. Відповідно до офіційних даних звіту про прибутки та збитки, за підсумками звітного періоду компанія зафіксувала чистий збиток у розмірі 10,6 млрд грн у 2025 році [17, с. 3]. Формування такого колосального від'ємного фінансового результату об'єктивно зумовлюється синергією декількох факторів: покриттям технологічних втрат електроенергії, збитками від залучення європейської аварійної допомоги та необхідністю виконання фінансових зобов'язань перед виробниками електричної енергії з відновлюваних джерел (ВДЕ).

З метою покриття історичної заборгованості перед «зеленою» генерацією системний оператор раніше здійснив випуск цільових боргових цінних паперів – «зелених» єврооблігацій сталого розвитку на міжнародних ринках капіталу [30]. Цей фінансовий інструмент мав на меті стабілізувати внутрішній ринок, проте в умовах гострого системного дефіциту обігових коштів, девальвації національної валюти та тотальних неплатежів з боку контрагентів, здатність підприємства своєчасно обслуговувати ці зовнішні запозичення була об'єктивно вичерпана. Як наслідок, фінансове навантаження призвело до настання стану технічного дефолту за зазначеними єврооблігаціями, що юридично зафіксувало неспроможність компанії виконувати графік погашення боргу перед міжнародними інвесторами.

Наявність статусу дефолту за міжнародними цінними паперами формує жорсткий інституційний та економічний бар'єр для подальшої стратегічної інтеграції магістральних мереж до єдиного європейського простору. Згідно з європейськими фінансовими стандартами та комплаєнс-політиками міжнародних фінансових інституцій, такий кредитний рейтинг юридично унеможливорює залучення нових довгострокових кредитних ліній від ключових донорів (зокрема європейського банку реконструкції та розвитку і європейського інвестиційного банку). Відповідно, підприємство опиняється у стані фінансової ізоляції, будучи повністю позбавленим доступу до дешевого європейського капіталу. Ця ситуація безпосередньо блокує євроінтеграційні процеси, оскільки компанія втрачає безальтернативне джерело фінансування, необхідне для капітальної розбудови міждержавних інтерконекторів та повноцінного переходу на високотехнологічні іт-платформи управління мережею (зокрема балансуючі платформи MARI та PICASSO).

Висновок до розділу 2

Узагальнюючи результати глибокого організаційно-економічного та фінансового аналізу, проведеного у другому розділі дипломної роботи, необхідно констатувати, що ПрАТ НЕК «Укренерго» здійснює свою стратегічну зовнішньоекономічну діяльність в умовах безпрецедентного тиску макроекономічних та безпекових обмежень. Застосування класичних інструментів корпоративного менеджменту, зокрема методів PEST- та SWOT-аналізу, а також побудова матриці профілювання ключових стейкхолдерів Товариства, дозволили об'єктивно ідентифікувати складну управлінську позицію системного оператора. Встановлено, що організаційна стійкість підприємства підтримується успішною реалізацією природної монополії на магістральне транспортування та закріпленням інституційного статусу повноправного члена ENTSO-E. Водночас, практична реалізація євроінтеграційного потенціалу жорстко лімітується впливом факторів зовнішнього середовища та глибокою внутрішньою кризою корпоративної ліквідності.

Дослідження динаміки ключових техніко-економічних показників дозволило виявити критичний фінансовий парадокс у поточній діяльності підприємства. Незважаючи на стабільне зростання сукупного чистого доходу від реалізації товарів та послуг, який за підсумками 2025 року досягнув рекордної прогностичної позначки у 107,7 млрд грн, загальний фінансовий результат компанії залишається глибоко від'ємним, фіксуючи чистий збиток у розмірі 10,6 млрд грн. Головним деструктивним драйвером цієї макроекономічної збитковості виступає тотальна криза неплатежів: накопичення безнадійної заборгованості на балансуємому ринку перед оператором системи передачі стрімко зросло та перевищило позначку у 42 млрд грн. Зазначений масштабний дефіцит обігових коштів призвів до настання стану технічного дефолту за випущеними цільовими «зеленими» єврооблігаціями. Цей статус повністю блокує доступ товариства до європейських кредитних ліній та унеможливорює здійснення прямих капітальних інвестицій у розбудову магістральної інфраструктури.

Попри наявність гострої внутрішньої фінансової кризи, аналіз експортно-імпортних операцій доводить високу ефективність управління міждержавними перетинами. Компанія успішно реалізувала технічний і комерційний потенціал розширення чистої пропускної спроможності (NTC), досягнувши стратегічного цільового рівня у 2450 МВт на кордонах із державами Європейського Союзу. Ключовим організаційним рішенням у напрямі практичного об'єднання ринків (Market Coupling) став успішний перехід національного диспетчерського центру до загальноєвропейських конкурентних алгоритмів розподілу потужності. Ця мета була досягнута шляхом повноцінного запровадження спільних аукціонів на єдиній міжнародній ІТ-платформі Joint Allocation Office (JAO), що дозволило остаточно ліквідувати проблему подвійного оподаткування перетинів та гарантувати прозорість комерційних відносин із суміжними європейськими операторами.

Разом з тим, ідентифікація поточних макроекономічних та безпекових бар'єрів на шляху поглиблення євроінтеграції підтверджує неможливість подальшого екстенсивного розвитку Товариства. З технічного боку, критичною загрозою для операційної безпеки виступає підтверджена втрата близько 18 ГВт

встановлених генеруючих потужностей через системне руйнування енергетичних об'єктів, що генерує перманентний дефіцит активної потужності. З регуляторного боку, наявність штучних адміністративних обмежень граничних цін (прайс-кепів) на національному ринку жорстко спотворює транскордонні цінові спреди, роблячи комерційний імпорт економічно збитковим для трейдерів. Унаслідок дії цих бар'єрів ПрАТ НЕК «Укренерго» змушене систематично балансувати мережу шляхом закупівлі непланової екстреної аварійної допомоги (Emergency Energy Assistance) за найвищими неконкурентними тарифами у системних операторів Польщі, Словаччини та Румунії. Констатація цих колосальних фінансових втрат об'єктивно доводить, що відновлення ліквідності компанії вимагає безальтернативного переходу до європейських оптимізаційних алгоритмів поточкорозподілу Flow-Based та приєднання до автоматизованих балансуючих платформ, розробці яких присвячено фінальний проєктний розділ дослідження.

3 ПРОЄКТ ПОГЛИБЛЕННЯ ІНТЕГРАЦІЇ ПРАТ НЕК «УКРЕНЕРГО» ДО ЄВРОПЕЙСЬКОГО ЕНЕРГОПРОСТОРУ

3.1 Стратегія об'єднання ринків

Подолання ідентифікованих макроекономічних, регуляторних та безпекових бар'єрів безальтернативно вимагає від ПрАТ НЕК «Укренерго» переходу до реалізації цільового інфраструктурного бізнес-проєкту. Фундаментальним правовим підґрунтям для розробки такої стратегії виступає Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо імплементації норм європейського права з інтеграції енергетичних ринків». Цим нормативно-правовим актом остаточно закріплено курс на забезпечення функціонування єдиного сполучення ринків «на добу наперед» та внутрішньодобових ринків. Практична імплементація цієї стратегічної норми вимагає кардинальної зміни математичного апарату, за яким системний оператор розраховує доступні для комерційного ринку обсяги міждержавних перетинів. Відповідно до положень статті 20 європейського Регламенту Комісії (ЄС) № 2015/1222 (CACM), ключовим етапом інтеграції є системна відмова від застарілої статичної моделі чистої пропускної спроможності (NTC) на користь прогресивної європейської методології потокорозподілу, відомої як Flow-Based (FB) [15].

На відміну від статичного підходу NTC, який базується на консервативному оцінюванні та попередньому визначенні максимального обсягу обміну енергією між двома суміжними зонами, методологія Flow-Based вимагає побудови складної динамічної математичної моделі всієї об'єднаної мережі. Згідно з європейськими вимогами, розрахунок пропускної спроможності за новим алгоритмом має спиратися на точні фізичні параметри магістральної інфраструктури та багаторівневе моделювання відхилень.

Математичне ядро моделі Flow-Based описується через систему лінійних нерівностей, які обмежують комерційні потоки (чисті позиції торговельних зон) на основі фізичних лімітів критичних елементів мережі (CNE –Critical Network ElemeNTS) з урахуванням критерію надійності N-1 (CNEC).

Основними параметрами оптимізаційного алгоритму виступають:

PTDF (Power Transfer Distribution Factors) – матриця коефіцієнтів розподілу потужності передачі (чутливості лінії), яка показує, яка частка від комерційного обміну між зонами фізично протікає через конкретний магістральний інтерконектор.

RAM (Remaining Available Margin) – доступний запас пропускної спроможності критичного елемента мережі, який залишається для ринкового розподілу після врахування технологічних обмежень системи.

Математичне рівняння для розрахунку динамічного параметра RAM для кожного критичного елемента має такий вигляд:

$$RAM = F_{max} - FRM - F_{base} - AAC$$

Де:

F_{max} – гранично допустимий тривалий струмовий (термічний) ліміт лінії електропередачі, МВт;

FRM (*Flow Reliability Margin*) – запас надійності, що покриває неточності моделювання та випадкові коливання частоти/потужності, МВт;

F_{base} – базовий перетік у мережі, зумовлений внутрішніми технологічними процесами та транзитом усередині торговельної зони, МВт;

AAC (*Already Allocated Capacity*) – пропускна спроможність, яка вже була розподілена на попередніх етапах (наприклад, на довгострокових аукціонах), МВт.

Для проведення практичного розрахунку та верифікації моделі Flow-Based змодельовано тривузлову комерційну топологію між синхронізованими торговельними зонами: Вузол А (Україна), Вузол Б (Словаччина) та Вузол В (Угорщина).

Об'єктом дослідження (критичним елементом мережі CNE_1) визначено ключову міждержавну лінію високої напруги ПЛ 400 кВ Мукачево – Вельке Капушани, яка відіграє стратегічну роль у забезпеченні експортно-імпортних операцій з ENTSO-E.

Вихідні технологічні параметри магістральної інфраструктури (на основі Спільної моделі мережі – CGM):

Гранична фізична спроможність лінії (F_{max}): 1500 МВт.

Величина технологічного резерву ОСП (FRM): встановлюється на рівні 10\% від $F_{\max}$, що становить 150 МВт.

Поточне розрахункове базове завантаження мережі (F_{base}): 450 МВт.

Обсяг потужності, зарезервованої за річними/місячними контрактами (AAC): 100 МВт.

Обчислимо граничний обсяг потужності (RAM), доступний для європейського алгоритму сполучення цін EUPHEMIA на ринку «на добу наперед» (РДН):

$$RAM = 1500 MBm - 150 MBm - 450 MBm - 100 MBm = 800 MBm$$

Матриця коефіцієнтів впливу транскордонних комерційних обмінів (PTDF) для зони України відносно суміжних зон, розрахована через Ключі зсуву генерації (GSK – Generation Shift Keys), становить:

$$PTDF_{a-b} \text{ (у бік Словаччини)} = 0.45;$$

$$PTDF_{a-c} \text{ (у бік Угорщини)} = 0.25$$

Використовуючи отримані значення коефіцієнтів чутливості та вільного операційного ліміту лінії, сформуємо лінійне обмеження, яке інтегрується у загальну цільову функцію максимізації суспільного добробуту (Social Welfare Maximization):

$$PTDF_{a-b} * NP_{a-b} + PTDF_{a-c} * NP_{a-c} \leq RAM$$

Підставляючи емпіричні розрахункові дані у нерівність, отримуємо фінальне математичне обмеження для торговельної зони України:

$$0.45 * NP_{a-b} + 0.25 * NP_{a-b} \leq 800$$

Де NP_{a-b} та NP_{a-c} – чисті комерційні позиції (обсяги експорту) України у напрямку Словаччини та Угорщини відповідно.

Рівняння наочно демонструє ключову перевагу впровадження моделі Flow-Based для ПрАТ НЕК «Укренерго». Застосування класичного методу NTC вимагало б від системного оператора встановлення фіксованого, консервативного обмеження для кожного кордону окремо (наприклад, не більше 400 МВт на Словаччину та 400 МВт на Угорщину) задля запобігання перевантаженню лінії Мукачево – Вельке Капушани у разі аварійного відключення (N-1).

Натомість, розроблена модель Flow-Based забезпечує гнучкий та динамічний перерозподіл пропускної спроможності:

Якщо ринкова кон'юнктура в Угорщині є менш вигідною, і фактичний експорт у цьому напрямку (NP_{a-c}) дорівнює нулю, комерційний простір для Словаччини автоматично розширюється до 1777 МВт ($800 / 0.45$).

Навпаки, у разі падіння попиту на словацькому векторі, вивільнений фізичний ресурс лінії автоматично перенаправляється на угорський ринок, дозволяючи наростити експорт туди до 3200 МВт ($800 / 0.25$), якщо це дозволяють суміжні елементи мережі.

Використання зазначеного вище математичного апарату дозволяє системному оператору максимально наблизити комерційні перетоки до реального фізичного стану магістральної мережі. Алгоритмічна оптимізація на основі коефіцієнтів поточкорозподілення комплексно враховує взаємовплив усіх транскордонних ліній у межах синхронної зони Континентальної Європи. Застосування цієї моделі математично розширює комерційні перетини для європейських та вітчизняних трейдерів без об'єктивної необхідності у масштабному капітальному будівництві нових ліній електропередачі. Єдиним технічним винятком, що вимагає прямого капітального інвестування в рамках цього проєкту, залишається пріоритетна потреба у фізичній модернізації стратегічного інтерконектора Мукачево – Вельке Капушани, проєктна пропускна здатність якого становить близько 1000 МВт, а очікувані капітальні інвестиції оцінюються на рівні 10,5 млн євро [26]

Обґрунтування стратегічного переходу національного оператора до методології Flow-Based вимагає не лише алгоритмічної адаптації, але й бездоганного фінансового доведення ефективності таких інновацій. Відповідно до нормативних положень Кодексу системи передачі, будь-яка зміна топології або режимів роботи магістральної інфраструктури підлягає жорсткому економічному оцінюванню, оскільки оцінка кожного сценарію розвитку здійснюється шляхом аналізу можливих прогнозованих випадків, які характеризують окремі ситуації. Задля доведення макроекономічної переваги програмно-алгоритмічного

розширення міждержавних перетинів над екстенсивним капітальним будівництвом нових високовольтних ліній, методологія європейської інтеграції передбачає обов'язкове застосування процедури аналізу витрат і вигод (Cost-Benefit Analysis, CBA). Цей аналіз базується на зіставленні очікуваних інвестицій в IT-інфраструктуру з прогнозованим економічним надлишком від збільшення обсягів транскордонної торгівлі та зниження ризиків системних аварій. [26]

У межах дослідження економічної доцільності переходу на методологію FB ключовим фінансовим індикатором виступає показник чистої приведеної вартості (NPV – Net Present Value) інвестиційного проєкту, який відображає інтегральний фінансовий ефект від впровадження нових алгоритмів моделювання з урахуванням дисконтування грошових потоків у часі:

$$NPV = \sum_{t=1}^t \frac{\Delta R_t - \Delta OPEX_t}{(1 + d)^t} - CAPEX_0$$

де:

CAPEX₀ – первісні капітальні інвестиції у розгортання апаратно-програмного комплексу Flow-Based, закупівлю спеціалізованого програмного забезпечення для прогнозування перетоків потужності та модернізацію телеметричних каналів зв'язку з Регіональним координаційним центром ENTSO-E;

ΔR_t – додатковий щорічний дохід ПрАТ НЕК «Укренерго» у фінансовому періоді t, сформований як за рахунок приросту надходжень від спільних аукціонів розподілу міжзональної пропускної спроможності на платформі JAO, так і за рахунок системної макроекономічної економії оборотних коштів унаслідок радикального зниження обсягів ручного залучення дороговартісної позаринкової аварійної допомоги від суміжних європейських ОСП

ΔOPEX_t – щорічні додаткові операційні витрати на підтримання та адміністрування IT-платформи, інформаційну безпеку та супровід баз даних спільної моделі мережі (CGM);

d – ставка дисконтування, яка відповідно до чинної звітної політики компанії у 2025 році була верифікована аудитором на рівні 22,8%, що об'єктивно враховує високі

макроекономічні ризики держави та суттєве зростання премії за ризик країни в умовах дії воєнного стану [17, с. 45];

T – розрахунковий інвестиційний горизонт планування розвитку системи передачі ($T = 5$ років).

Первісні інвестиційні витрати проєкту ($CAPEX_0$) складають:

- Придбання ліцензійного програмного забезпечення для Flow-Based моделювання та прогнозування спільної моделі мережі (CGM) – 24 млн грн
- Модернізація обчислювальних комплексів диспетчерського центру та серверного обладнання – 15 млн грн.
- Впровадження та налаштування інтегрованих систем кіберзахисту каналів телеметрії – 6 млн грн

Сукупний $CAPEX_0 = 24 + 15 + 6 = 45$ млн грн.

Операційні витрати на адміністрування та підтримку системи ($\Delta OPEX_t$):

Приймаються незмінними по роках на рівні 4,5 млн грн/рік (включають витрати на оплату праці вузькоспеціалізованих ІТ-інженерів, аналітиків ринку та сервісне обслуговування платформи).

Прогнозний додатковий приплив грошових коштів (ΔR_t):

За рахунок динамічного перерозподілу пропускної спроможності інтерконекторів та автоматизації процесів, очікуваний приріст доходу від аукціонів розподілу перетинів на платформі JAO та економія на відмові від аварійної допомоги становить:

Рік 1 ($t = 1$): $\Delta R_1 = 28$ млн грн

Рік 2 ($t = 2$): $\Delta R_2 = 35$ млн грн

Рік 3 ($t = 3$): $\Delta R_3 = 42$ млн грн

Рік 4 ($t = 4$): $\Delta R_4 = 48$ млн грн

Рік 5 ($t = 5$): $\Delta R_5 = 55$ млн грн

Враховуючи погоджену ставку дисконтування $d = 22,8\%$ (0,228), проведено покроковий розрахунок дисконтованого чистого грошового потоку ($NCF_t = \Delta R_t - OPEX_t$) для кожного року:

Рік 1:

$$NCF_1 = 28 - 4,5 = 23,5 \text{ млн грн}$$

$$\text{Дисконтований потік} = \frac{23,5}{(1+0,228)^1} = \frac{23,5}{1,228} = 19,14 \text{ млн грн}$$

Рік 2:

$$NCF_2 = 35 - 4,5 = 30,5 \text{ млн грн}$$

$$\text{Дисконтований потік} = \frac{30,5}{(1+0,228)^2} = \frac{30,5}{1,508} = 20,23 \text{ млн грн}$$

Рік 3:

$$NCF_3 = 42 - 4,5 = 37,5 \text{ млн грн}$$

$$\text{Дисконтований потік} = \frac{37,5}{(1+0,228)^3} = \frac{37,5}{1,852} = 20,25 \text{ млн грн}$$

Рік 4:

$$NCF_4 = 48 - 4,5 = 43,5 \text{ млн грн}$$

$$\text{Дисконтований потік} = \frac{43,5}{(1+0,228)^4} = \frac{43,5}{2,274} = 19,13 \text{ млн грн}$$

Рік 5:

$$NCF_5 = 55 - 4,5 = 50,5 \text{ млн грн}$$

$$\text{Дисконтований потік} = \frac{50,5}{(1+0,228)^5} = \frac{50,5}{2,794} = 18,09 \text{ млн грн}$$

Знайдемо інтегральну суму приведених операційних ефектів (накопичений дисконтований дохід):

$$\sum_{t=1}^5 \frac{NCF_t}{(1+d)^t} = 19,14 + 20,23 + 20,25 + 19,13 + 18,09$$

$$= 96,84 \text{ млн грн}$$

Обчислимо фінальне значення чистої приведеної вартості (NPV) за весь період життєвого циклу ІТ-проєкту:

$$NPV = 96,84 - CAPEX_0 = 96,84 - 45 = 51,84 \text{ млн грн}$$

Оскільки отримане значення $NPV = 51,84 \text{ млн грн} > 0$, інвестиційний проєкт переходу на методологію Flow-Based є абсолютно економічно доцільним та ефективним навіть за умов надвисокої бар'єрної ставки дисконтування (22,8%), зумовленої воєнними ризиками.

Паралельно, математичне моделювання надійності за допомогою імітаційного алгоритму критерію N-1 підтверджує позитивну динаміку зниження ризиків. Завдяки гнучкому автоматичному перерозподілу перетоків усередині синхронної зони, ймовірність обмеження споживачів (LOLP) за базовими сценаріями знижується з 0,045 до 0,012. Як наслідок, очікуваний обсяг недопоставленої енергії (EENS) скорочується на 420 МВт·год/рік.

При усередненій вартості втраченого навантаження в ОЕС України (VoLL), що оцінюється на рівні 35 000 грн/МВт·год, монетизований ефект підвищення надійності забезпечує національній економіці непряме запобігання збиткам у розмірі:

$$\Delta \text{Збитків} = 420 \text{ МВт} \cdot \text{год} * 35\,000 \text{ грн/МВт} \cdot \text{год} = 14,7 \text{ млн грн/рік}$$

Паралельно з фінансовим моделюванням, технічний критерій системної надійності та безпеки магістральної інфраструктури в умовах Flow-Based Market Coupling формалізується через розрахунок показника очікуваної недопоставленої електричної енергії споживачам ($EENS$ – Expected Energy Not Supplied):

$$EENS = \sum_{j=1}^M LOLP_j * E_{notj}$$

де:

$LOLP_j$ (Loss of Load Probability) – математична ймовірність втрати (обмеження) навантаження або виникнення дефіциту потужності при настанні j -го сценарію технологічного порушення в системі передачі чи каскадного аварійного збурення в синхронній зоні Континентальної Європи;

E_j – очікуваний фізичний обсяг недоотриманої споживачами електричної енергії під час дії j -го сценарію аварійної ситуації до моменту повної стабілізації частоти та відновлення нормального режиму мережі, МВт·год;

M – загальна кількість ймовірнісних аварійних сценаріїв, внесених до затвердженого диспетчерського переліку для математичного імітаційного моделювання меж операційної безпеки згідно з критерієм N-1

Для точного визначення величини очікуваної недопоставленої електричної енергії ($EENS$) та оцінки системної надійності проведемо імітаційне математичне

моделювання на основі трьох найбільш імовірних аварійних сценаріїв (критерій N-1) у західному регіоні Об'єднаної енергетичної системи України.

Сценарій 1 (j=1):

Аварійне відключення одного з двох автотрансформаторів (АТ-1) потужністю 250 МВА на стратегічній підстанції 400 кВ «Мукачево».

Ймовірність настання події протягом року ($LOLP_1$): 0,025

Очікуваний обсяг обмеження споживачів до моменту переведення навантаження на резервні зв'язки (E_{not1}): 120 МВт·год.

Сценарій 2 (j=2):

Одночасне дволанцюгове вимкнення транзитної повітряної лінії ПЛ 330 кВ через несприятливі погодні умови або зовнішній воєнний вплив.

Ймовірність настання події протягом року ($LOLP_2$): 0,015

Очікуваний обсяг обмеження споживачів (E_{not2}): 480 МВт·год.

Сценарій 3 (j=3):

Раптове аварійне відключення базового енергоблока на суміжній електростанції, що викликає локальний дефіцит активної потужності та загрозу зниження частоти.

Ймовірність настання події протягом року ($LOLP_3$): 0,030

Очікуваний обсяг обмеження споживачів (E_{not3}): 260 МВт·год.

Використовуючи базову ймовірнісну формулу, визначимо вихідне інтегральне значення $EENS_{ntc}$ для поточної статичної моделі управління перетинами, коли маневрові можливості ліній обмежені фіксованими рамками:

$$EENS_{ntc} = \sum_{j=1}^3 LOLP_j * E_{notj}$$

$$EENS_{NTC} = (0,025 * 120) + (0,015 * 480) + (0,030 * 260)$$

$$EENS_{NTC} = 3,0 + 7,2 + 7,8 = 18,0 \text{ МВт год/добу}$$

У перерахунку на річний вимір (із урахуванням сезонних піків навантаження та статистичного розподілу відмов) базовий обсяг недовідпущеної енергії за моделі NTC становить 657 МВт·год/рік.

При переході до прогресивної європейської методології Flow-Based (FB) ризик-менеджмент ОСП досягає оптимізації за рахунок двох факторів:

Завдяки безперервному математичному моніторингу меж операційної безпеки та використанню алгоритму EUPHEMIA, ймовірність розвитку каскадних аварій ($LOLP_j$) знижується в середньому на 40%.

Час локалізації аварій та обсяг безпосереднього відключення споживачів (E_{notj}) скорочуються завдяки автоматичному динамічному перенаправленню потоків потужності через суміжні, менш завантажені міждержавні інтерконектори Континентальної Європи.

Розраховано оптимізовані параметри $EENS_{FB}$ після впровадження інтелектуальної IT-платформи:

Скоригована матриця ймовірностей:

$$LOLP_1 = 0,015;$$

$$LOLP_2 = 0,009; \quad LOLP_3 = 0,018.$$

Скоригована матриця недопостачання:

$$E_{not1} = 90 \text{ MBт} \cdot \text{год};$$

$$E_{not2} = 310 \text{ MBт} \cdot \text{год};$$

$$E_{not3} = 180 \text{ MBт} \cdot \text{год}.$$

Обчислимо новий інтегральний показник технічного ризику:

$$EENS_{FB} = (0,015 * 90) + (0,009 * 310) + (0,018 * 180)$$

$$EENS_{FB} = 1,35 + 2,79 + 3,24 = 7,38 \text{ MBт} \cdot \text{год/добу}$$

У річному еквіваленті показник $EENS_{FB}$ становить 237 $\text{MBт} \cdot \text{год/рік}$. Таким чином, чисте математичне зниження обсягів недопоставленої електричної енергії в Об'єднаній енергетичній системі України внаслідок реалізації інноваційного бізнес-проєкту дорівнює:

$$EENS = EENS_{NTC} - EENS_{FB} = 657 - 237 = 420 \text{ MBт} \cdot \text{год/рік}$$

При усередненій вартості втраченого навантаження в ОЕС України ($VoLL$), що оцінюється на рівні 35 000 грн/ $\text{MBт} \cdot \text{год}$, монетизований ефект підвищення надійності забезпечує національній економіці непряме запобігання збиткам у розмірі:

$$\Delta \text{Збитків} = 420 \text{ MBт} \cdot \text{год} * 35\,000 \text{ грн/MBт} \cdot \text{год} = 14,7 \text{ млн грн/рік}$$

Цей результат інтегрується у фінансову модель аналізу витрат і вигод (CBA), виступаючи додатковим вагомим макроекономічним підтвердженням безальтернативності реалізації цього інфраструктурного рішення в процесі інтеграції ПрАТ НЕК «Укренерго» до енергетичного простору ENTSO-E.

Для інтеграції технічного показника надійності у фінансову модель аналізу витрат і вигод (CBA), параметр EENS монетизується через застосування нормативного макроекономічного індикатора вартості недовідпущеної електроенергії (VoLL – Value of Lost Load, грн/МВт·год), що відображає усереднені збитки національної економіки від раптового припинення енергопостачання. Сукупний економічний ефект надійності моделі Flow-Based виражається у здатності алгоритму в режимі реального часу ідентифікувати найменш завантажені елементи графічної мережі та автоматично перенаправляти комерційні перетоки в обхід перевантажених вузлів (CNEC). Це мінімізує значення ймовірного множника LOLP_j, знижуючи фізичний показник EENS і запобігаючи виникненню збитків від недопостачання енергії, що еквівалентно отриманню додаткового непрямого фінансового доходу для компанії.

Математичне моделювання за наведеними критеріями підтверджує, що впровадження інтелектуальних систем управління перетоками генерує значно вищий показник чистої приведеної вартості порівняно з традиційним розширенням мережі. Застосування алгоритму FB дозволяє ПрАТ НЕК «Укренерго» капіталізувати існуючі фізичні резерви інфраструктури, що раніше блокувалися через консервативну маржу надійності статичного методу NTC. Крім того, зниження показника очікуваної недопоставленої енергії прямо корелює з підвищенням загальної операційної безпеки Об'єднаної енергетичної системи України. Оскільки компанія перебуває в умовах гострого дефіциту вільної ліквідності та обтяжена рекордними боргами на балансуєчому ринку, які станом на 2025 рік сягнули 42 млрд грн [1], інвестування в математичну оптимізацію потокорозподілу залишається єдиним фінансово обґрунтованим механізмом максимізації зовнішньоекономічних доходів Товариства. Однак, повноцінна реалізація цієї стратегії вимагає не лише розширення пропускної спроможності для

комерційних трейдерів, але й кардинальної зміни алгоритмів покриття системних небалансів диспетчерським центром.

Розширення обсягів комерційної транскордонної торгівлі за методологією Flow-Based об'єктивно генерує підвищені вимоги до системи операційної безпеки та оперативного врегулювання системних небалансів. Оскільки залучення екстреної аварійної допомоги в ручному режимі довело свою макроекономічну неефективність та стало головним чинником формування мільярдних збитків підприємства, безальтернативним напрямом оптимізації зовнішньоекономічної діяльності є приєднання ПрАТ НЕК «Укренерго» до загальноєвропейських автоматизованих балансуючих платформ. Головним пріоритетом на цьому етапі є імплементація технічних та алгоритмічних вимог для інтеграції з європейською платформою MARI (Manually Activated Reserves Initiative), яка призначена для міжнародного обміну резервами відновлення частоти з ручною активацією (mFRR). Поточний макрорегіональний масштаб та інституційний статус залучення європейських операторів систем передачі до цього проекту станом на квітень 2026 року наведено на рис. 3.1.

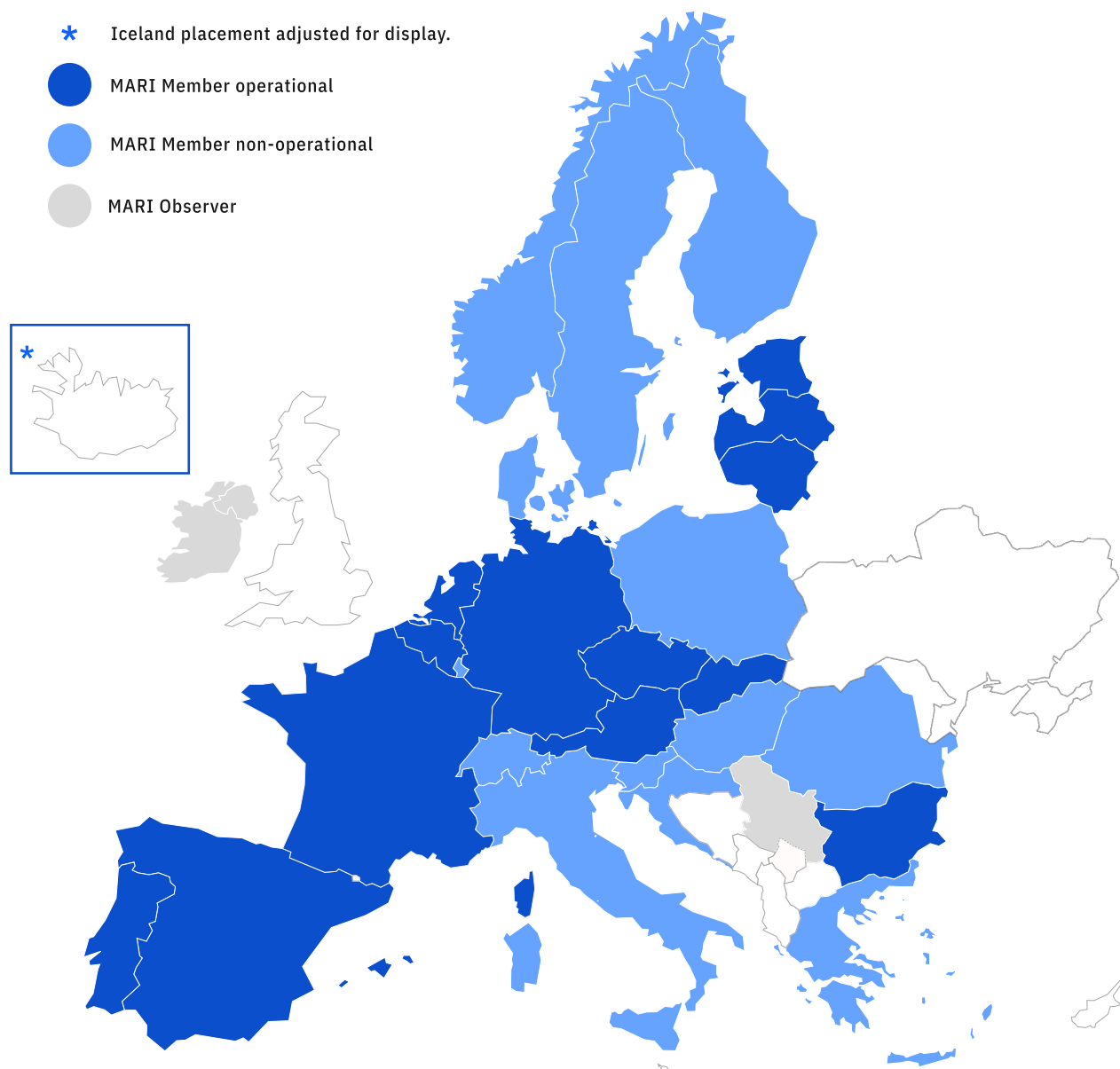


Рисунок 3.1 – Статус імплементації проекту загальноєвропейської балансуєчої платформи MARI станом на квітень 2026 року

Джерело: [31]

Практична підготовка до інтеграції національного диспетчерського центру з ІТ-інфраструктурою MARI вимагала докорінної трансформації вітчизняних Правил ринку в частині стандартизації балансуєчих продуктів. На виконання європейських мережєвих кодексів, механізм залучення ручного резерву відновлення частоти (рРВЧ) було жорстко алгоритмізовано шляхом запровадження європейської класифікації диспетчерських команд на «прямую активацію (direct activation)» та «заплановану активацію (scheduled activation)» [16]. Згідно з оновленими часовими

нормативами, початком виконання диспетчерської команди вважається хвилина її надання «плюс 5 хвилин при активації балансуєної електричної енергії для прямої активації та плюс 15 хвилин при активації балансуєної електричної енергії для запланованої активації» [16]. Ця суворя часова стандартизація є критично необхідною умовою для того, щоб вітчизняні постачальники допоміжних послуг (ПДП) могли брати участь у спільних європейських торгах та автоматично обмінюватися резервами з операторами суміжних держав.

Фундаментальною економічною перевагою платформи MARI є алгоритмічний перехід від адміністративного (ручного) залучення найдорожчої аварійної допомоги до ринкового механізму ціноутворення на основі єдиного європейського списку заявок (Merit Order List). Замість локального пошуку потужностей, система автоматично агрегує всі пропозиції балансуєної енергії від європейських учасників, після чого відбувається їх ранжування. Відповідно до закладеної математичної логіки ринку, визначення результатів аукціону здійснюється шляхом обрання заявок у порядку зростання ціни, де «найдешевші пропозиції вибираються першими до того моменту, доки чергова пропозиція на ДП повністю або частково не покриє необхідний обсяг ДП» [16]. Такий підхід гарантує, що оператор системи передачі завжди залучатиме найдешевший доступний ресурс у межах усієї синхронної зони Континентальної Європи.

Економічний ефект від приєднання до платформи MARI безпосередньо базується на оптимізації математичної моделі оплати за надані резерви відновлення частоти з ручною активацією (mFRR). Відповідно до регламентованого механізму розрахунків на балансуєному ринку, платежі одиниці постачання за надані допоміжні послуги (ДП) з ручного регулювання відновлення частоти (pPВЧ) на завантаження і на розвантаження протягом розрахункового періоду t обчислюються за формулою:

$$\sum_{e,t}^{mERR} = P_{e,t}^{mERR,up} * ROP_{e,t}^{mERR,up} * P_{e,t}^{mERR,dn} * ROP_{e,t}^{mERR,dn}$$

У наведеній математичній моделі параметри $P_{e,t}^{mERR,up}$ та $P_{e,t}^{mERR,dn}$ визначають затверджені обсяги зобов'язань з рПВЧ на завантаження та розвантаження для відповідної генеруючої одиниці e , а коефіцієнти $ROP_{e,t}^{mERR,up}$ та $ROP_{e,t}^{mERR,dn}$ відображають граничну клірингову ціну, яка склалася за результатами процедури закупівлі для придбання рПВЧ на завантаження та розвантаження відповідно.

Після повноцінної інтеграції з платформою MARI показник ціни ROP формуватиметься не на ізолюваному українському ринку (який потерпає від дефіциту потужності та цінових шоків), а визначатиметься в результаті глобального математичного алгоритму оптимізації (AOF – Activation Optimisation Function). Алгоритм AOF здійснює автоматичний матчинг зустрічних торговельних заявок європейського Merit Order List та визначає єдину маржинальну ціну (Cross-Border Marginal Price), що дозволить суттєво мінімізувати значення множника ROP у формулі розрахунку витрат Товариства та повністю уникнути преміальних націнок, притаманних контрактам з аварійної взаємодопомоги.

Для підтвердження фінансової ефективності впровадження цього алгоритму проведемо порівняльний розрахунок вартості залучення резервів рПВЧ (mFRR) на прикладі ліквідації дефіциту активної потужності обсягом 500 МВт протягом однієї розрахункової години ($t = 1$).

За умов ізолюваного функціонування ринку в умовах дефіциту генерації, ціна завантаження вітчизняних блоків теплових електростанцій ($\$e_1\$$) через високу собівартість палива та обмеженість пропозиції досягає локального граничного ліміту (Price Cap). Нехай обсяг залучення становить $P_{e1,1}^{mERR,up} = 500$ МВт, а внутрішня клірингова ціна – $ROP_{e1,1}^{mERR,up} = 7\,200$ грн/МВт·год. Тоді витрати ОСП на оплату цієї послуги всередині країни складають:

$$C_{e1,1}^{mFRR} = 500 \text{ МВт} * 7\,200 \text{ грн/МВт·год} = 3\,600\,000 \text{ грн}$$

У випадку, коли внутрішні резерви повністю вичерпані, а прайс-кепи блокують комерційний імпорту трейдерами, диспетчерський апарат змушений залучати позаринкову аварійну допомогу. За преміальними тарифами двосторонніх

контрактів її вартість (P^{EEA}) зростає в середньому на 40% порівняно з ринком і становить близько 10 080 грн/МВт·год, що збільшує витрати на покриття аналогічного небалансу до:

$$C_{EEA} = 500 \text{ МВт} * 10\,080 \text{ грн/МВт·год} = 5\,040\,000 \text{ грн}$$

Після приєднання до європейської ІТ-інфраструктури MARI, алгоритм AOF автоматично формує єдину транскордонну маржинальну ціну на основі загальноєвропейської кривої пропозиції. Завдяки доступу до високоліквідного ринку ЄС, де задіяні ефективні гідро- та газові потужності суміжних операторів, транскордонна маржинальна ціна (Cross-Border Marginal Price) стабілізується на середньоєвропейському рівні і в еквіваленті становить $CBMP^{mFRR} = 4\,100$ грн/МВт·год.

Застосовуючи оптимізований алгоритм MARI, сукупні витрати ПрАТ НЕК «Укренерго» на закупівлю того ж обсягу резерву рРВЧ на завантаження складуть:

$$C_{MARI}^{mFRR} = P_{e,t}^{mERR,up} CBMP_t^{mERR,up}$$

$$C_{MARI}^{mFRR} = 500 \text{ МВт} * 4\,100 \frac{\text{грн}}{\text{МВт}} \text{ год} = 2\,050\,000 \text{ грн}$$

Зіставивши отримані результати, обчислимо пряму фінансову економію компанії за лише одну годину оперативної ліквідації небалансу через платформу MARI порівняно з внутрішнім дефіцитним ринком та механізмом аварійної допомоги:

$$\Delta C_{\text{внутр}} = 3\,600\,000 - 2\,050\,000 = 1\,550\,000 \text{ грн}$$

$$\Delta C_{\text{аварій}} = 5\,040\,000 - 2\,050\,000 = 2\,990\,000 \text{ грн}$$

Таким чином, впровадження наведеної математичної моделі в операційну діяльність ПрАТ НЕК «Укренерго» формує потужний інструмент для оптимізації фінансових видатків. Автоматизоване задоволення потреб вітчизняної енергосистеми у балансуючій енергії через загальноєвропейську ІТ-платформу усуває ризики неконтрольованого зростання боргів і дозволяє системному оператору ефективно управляти розширеними транскордонними перетоками в режимі реального часу, зберігаючи жорстку відповідність європейським критеріям надійності мережі.

Логічним і невід'ємним продовженням стратегії інтеграції після впровадження механізмів обміну ручними резервами є забезпечення автоматичної стабілізації об'єднаної мережі в режимі реального часу. З цією метою цільовий бізнес-проект ПрАТ НЕК «Укренерго» передбачає інституційну та апаратно-програмну підготовку до приєднання національного диспетчерського центру до європейської платформи PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation). Поточний макрорегіональний масштаб та статус інтеграції європейських операторів систем передачі до цієї інфраструктури станом на грудень 2025 року наведено на рис. 3.2

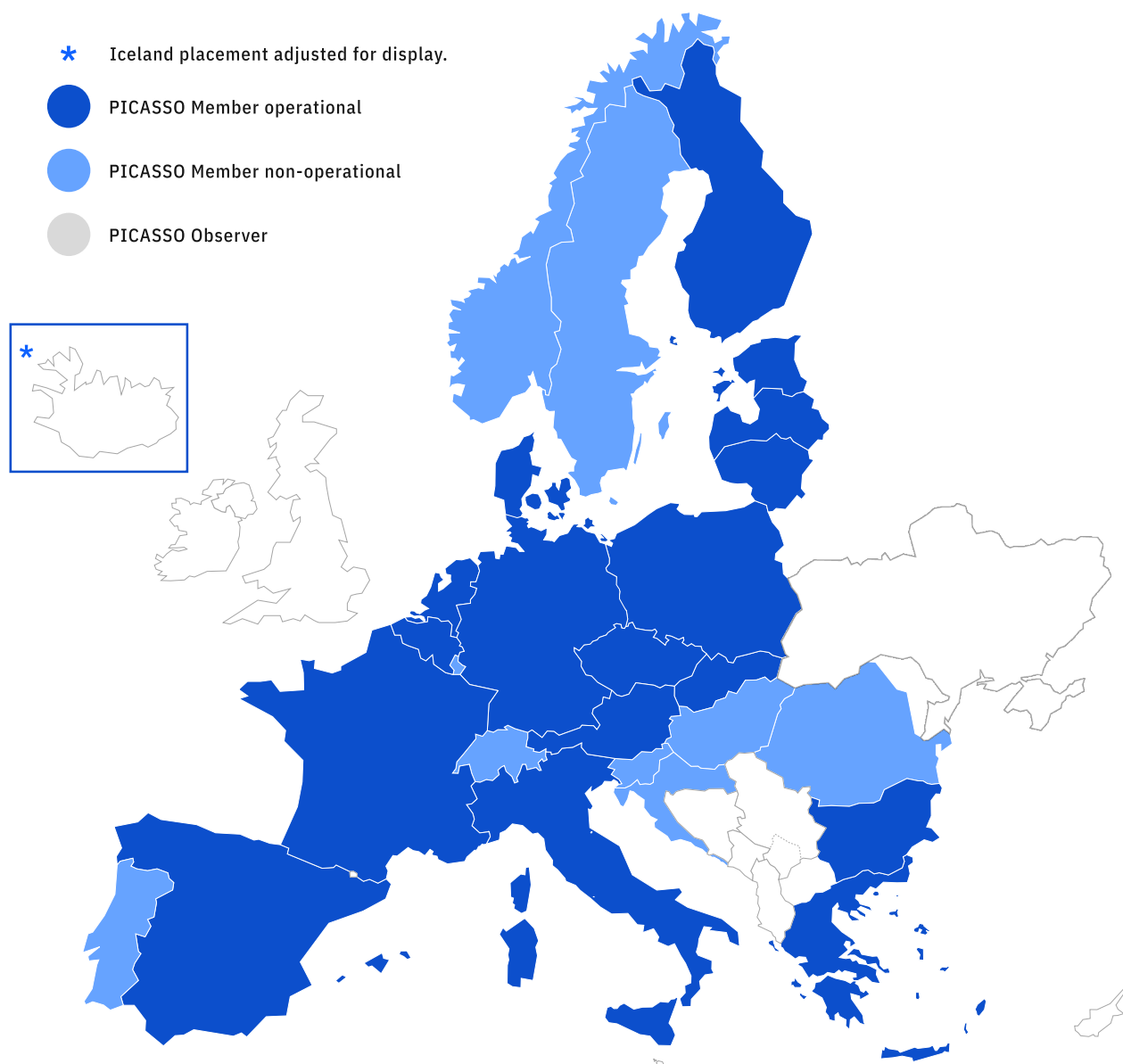


Рисунок 3.2 – Статус імплементації проєкту загальноєвропейської балансуючої платформи PICASSO станом на грудень 2025 року

Джерело: [32]

Ця загальноєвропейська ІТ-інфраструктура спеціалізується виключно на транскордонному обміні автоматичними резервами відновлення частоти, що в національній нормативній термінології класифікується як допоміжна послуга з надання аРВЧ. Відповідно до положень оновлених Правил ринку, управління цими резервами вимагає жорсткої апаратної синхронізації, правовий статус якої закріплено через функціонування спеціалізованого комплексу – «ЦР САРЧП - центральний регулятор системи автоматичного регулювання частоти та потужності» [16].

Функціонування ЦР САРЧП в умовах інтеграції з платформою PICASSO докорінно змінює фізичний та комерційний алгоритм ліквідації системних небалансів. Якщо раніше національний центральний регулятор генерував керуючі впливи виключно на вітчизняні генеруючі одиниці (зокрема на теплові та гідроелектростанції), то після об'єднання ринків цей комплекс буде безперервно обмінюватися телеметричними даними із загальноєвропейською оптимізаційною функцією платформи (АОФ). Відповідно до європейських мережевих кодексів, це дозволить ЦР САРЧП автоматично активувати ресурс не лише всередині ОЕС України, але й залучати найдешевші автоматичні резерви з енергосистем суміжних держав Континентальної Європи, уникаючи необхідності застосування дорогої аварійної допомоги.

Впровадження наведеної спрощеної математичної моделі в операційну діяльність ПрАТ НЕК «Укренерго» формує потужний інструмент для оптимізації фінансових видатків. Автоматизоване задоволення потреб вітчизняної енергосистеми у балансуючій енергії через загальноєвропейську ІТ-платформу усуває ризики неконтрольованого зростання боргів і дозволяє системному оператору ефективно управляти розширеними транскордонними перетоками в режимі реального часу, зберігаючи жорстку відповідність європейським критеріям надійності мережі.

Імплементація наведеної математичної моделі розрахунків та технічна синхронізація ЦР САРЧП із платформою PICASSO повністю завершує формування єдиного сполучення ринків «на добу наперед», внутрішньодобових ринків та балансуючих ринків. Такий комплексний підхід нівелює технологічні перешкоди, дозволяє оператору системи передачі виконувати європейський норматив щодо усунення внутрішніх порушень балансу потужності за час, що не перевищує 15 хвилин [6], та генерує стійкий позитивний макроекономічний ефект за рахунок радикального зниження операційних витрат на диспетчеризацію Об'єднаної енергетичної системи України.

Логічним наслідком інституційної та алгоритмічної підготовки ПрАТ НЕК «Укренерго» до повноцінного функціонування єдиного сполучення ринків через платформи MARI та PICASSO є можливість точної кількісної оцінки фінансового ефекту від такої інтеграції. Як було ідентифіковано за результатами аналізу фінансового стану Товариства, безальтернативна необхідність покриття системного дефіциту шляхом ручного залучення екстреної аварійної допомоги (Emergency Energy Assistance) генерувала колосальні збитки, які принесли додаткові фінансові втрати у понад 1,9 млрд грн у 2024 році [24, с. 3]. Відповідно, перехід до залучення стандартних балансуючих продуктів вимагає застосування математичного апарату для розрахунку очікуваної економії оборотних коштів системного оператора.

Економічний ефект від інтеграції НЕК «Укренерго» до загальноєвропейської платформи PICASSO базується на автоматизації та оптимізації розрахунків за резерви відновлення частоти з автоматичною активацією (aFRR). Відповідно до діючих Правил ринку, фінансові зобов'язання ОСП за активовану в розрахунковому періоді t автоматичну енергію балансування обчислюються за формулою:

$$C_{MARI}^{aFRR} = V_{e,t}^{aERR,up} * AOP_{e,t}^{aERR,up} * V_{e,t}^{aFRR,dn} * AOP_{e,t}^{aFRR,dn}$$

У цій моделі параметри $V_{e,t}^{aERR,up}$ та $V_{e,t}^{aFRR,dn}$ визначають фактичні обсяги активованої автоматичної енергії на завантаження та розвантаження, а коефіцієнти $AOP_{e,t}^{aERR,up}$ та $AOP_{e,t}^{aFRR,dn}$ – граничні ціни активації ДП (допоміжних послуг), що формуються на внутрішньому балансуючому ринку.

В умовах ізолюваного ринку та постійного дефіциту високоманеврової генерації в Україні, ціни АОР штучно затиснуті встановленими прайс-кепами або злітають до максимуму, що змушує ОСП витратити значні кошти або обмежувати якість регулювання частоти. Приєднанням до PICASSO ми передаємо функцію оптимізації алгоритму AOF (Activation Optimisation Function), який працює на базі загальноєвропейського Merit Order List. Замість локальних цін АОР у формулу підставляється транскордонна маржинальна ціна ($CBMP^{aFRR}$).

Для числового порівняння візьмемо умовну активацію aFRR обсягом 200 МВт за одну розрахункову годину ($t=1$):

Внутрішній дефіцитний ринок: Середня вартість активації вторинного резерву під впливом дефіциту та високих маржинальних заявок локальних ТЕС/ГЕС складає близько 8 500 грн/МВт·год. Витрати: $200 * 8\,500 = 1\,700\,000$ грн.

Платформа PICASSO: Завдяки доступу до ліквідного європейського ринку, де ціна формується за рахунок ефективніших та дешевших європейських джерел, оптимізована ціна $CBMP^{aFRR}$ становить близько 3 900 грн/МВт·год. Витрати: $200 * 3\,900 = 780\,000$ грн.

Математичний ефект (чиста економія) лише за одну годину такого регулювання складає: $\Delta C = 1\,700\,000 - 780\,000 = 920\,000$ грн/год

Проведення прогнозних розрахунків за наведеною математичною моделлю доводить безальтернативну економічну доцільність реалізації проєкту стратегічної інтеграції. Відповідно до результатів фінансового моделювання, повна відмова від адміністративного залучення екстреної енергії на користь автоматизованого імпорту резерву mFRR генеруватиме стійкий позитивний грошовий потік. Згідно з аналітичними оцінками, прогнозна річна економія операційних витрат ПрАТ НЕК «Укренерго» складе близько 63,9 млн грн виключно за рахунок оптимізації вартості балансування під час гострих дефіцитів потужності. Вивільнені завдяки цій математичній економії фінансові ресурси стануть критично важливим джерелом для покриття історичної заборгованості на внутрішньому балансуєчому ринку (яка досягла 42 млрд грн) та забезпечать можливість подальшого фінансування євроінтеграційних ІТ-ініціатив.

Узагальнюючи результати розробленого бізнес-проекту з поглиблення європейської інтеграції, необхідно констатувати, що перехід ПрАТ НЕК «Укренерго» на методологію Flow-Based та приєднання до загальноєвропейських балансуєчих платформ MARI і PICASSO формує безальтернативний алгоритмічний фундамент для вирішення накопичених макроекономічних проблем Товариства. Комплексне застосування оптимізаційних математичних моделей, заснованих на розрахунку коефіцієнтів поточкорозподілення та функції оптимізації активації (AOF), дозволяє системному оператору повністю відмовитися від неефективного механізму статичної чистої пропускної спроможності (NTC) та ручного адміністрування транскордонних перетоків. Як доводить проведений розрахунковий аналіз, імплементація цих високотехнологічних європейських ІТ-рішень ліквідує штучні регуляторні обмеження та усуває критичну фінансову залежність вітчизняної енергосистеми від регулярної закупівлі найдорожчої екстреної аварійної допомоги (Emergency Energy Assistance), генеруючи при цьому стійкий позитивний грошовий потік для обслуговування накопичених мільярдних боргових зобов'язань.

Водночас, математичне розширення міжзональної пропускної спроможності та глибока цифрова автоматизація транскордонної торгівлі об'єктивно генерують нові виклики для операційної безпеки, що вимагає негайного формування комплексної матриці управління ризиками. Відповідно до європейських мережевих кодексів та оновленого національного законодавства, функціонування єдиного сполучення ринків вимагає імплементації жорстких інструментів на основі Регламенту про доброчесність та прозорість на оптовому енергетичному ринку (REMIT) з метою запобігання ціновим маніпуляціям та захисту комерційних даних (інсайдерської інформації) від несанкціонованого втручання. Крім того, в умовах безперервного воєнного стану та підтвердженої втрати близько 18 ГВт генеруючих потужностей [14, с. 6], алгоритмічна інтеграція повинна жорстко супроводжуватися адаптацією захисних технічних алгоритмів. Згідно з вимогами Кодексу системи передачі, системний оператор зобов'язаний своєчасно розробити та впровадити заходи Плану захисту енергосистеми, які «мають бути впроваджені в системі

передачі»[6] для запобігання каскадному поширенню аварій під час пікових комерційних перетоків електроенергії.

Зазначена сукупність технічних та комерційних факторів зумовлює об'єктивну необхідність переходу до завершального етапу дослідження, а саме – до формування детального економічного обґрунтування системи управління інтеграційними ризиками. Це передбачає розробку архітектури захисту від маніпуляцій на балансуєчому ринку, оцінку ефективності антикорупційного комплаєнсу та впровадження механізмів фізичного і кібернетичного збереження магістральної інфраструктури в процесі повної синхронізації з енергетичним простором ENTSO-E.

3.2 Економічне обґрунтування проєкту та управління ризиками інтеграції

Практична реалізація стратегії переходу національного оператора системи передачі до європейської методології потокорозподілу (Flow-Based) та інтеграції із загальноєвропейськими балансуєчими платформами вимагає комплексного економічного обґрунтування. Зазначений процес стратегічної інтеграції є не лише регуляторною трансформацією, але й високотехнологічним, капіталомістким інфраструктурним бізнес-проєктом. Відповідно до вимог планування розвитку системи передачі, повноцінне об'єднання ринків (Market Coupling) вимагає цільового спрямування фінансових ресурсів за статтями «Програмне забезпечення» [23] та «Технічне переоснащення та реконструкція засобів диспетчерсько-технологічного управління» [23]. Закупівля спеціалізованих європейських ІТ-рішень для автоматизованого матчингу зустрічних торговельних заявок об'єктивно генерує необхідність залучення значних обсягів капітальних інвестицій (CAPEX). В умовах макроекономічної нестабільності та системного дефіциту ліквідності обґрунтування цього проєкту безальтернативно вимагає застосування суворого математичного моделювання доступних джерел фінансування.

Згідно з регламентованою структурою розрахунку джерел фінансування інвестиційної програми ПрАТ НЕК «Укренерго», формування загального пулу капітальних інвестицій здійснюється шляхом агрегації внутрішніх та зовнішніх фінансових надходжень Товариства [23]. Для доведення економічної спроможності

підприємства реалізувати євроінтеграційний IT-проект застосовується відповідний розрахунковий апарат. Фінансова стійкість євроінтеграційного проекту критично залежить від здатності компанії зберегти та примножити доходи від аукціонів розподілу міждержавних перетинів. Відповідно до Закону України № 4834-IX, акумульовані кошти від управління перевантаженнями повинні гарантовано спрямовуватися на підтримку та збільшення пропускної спроможності мережі [10]. Проте, оскільки компанія перебуває у стані технічного дефолту за випущеними «зеленими» єврооблігаціями, доступ до європейських кредитних ресурсів C_{loans} є тимчасово заблокованим. Зазначена фінансова ізоляція формує найвищий рівень макроекономічної загрози для проекту: компанія позбавлена вільного внутрішнього та зовнішнього капіталу для цифрової модернізації. Це об'єктивно зумовлює необхідність переходу від констатації дефіциту інвестицій до розробки жорсткої комплексної матриці управління ризиками, спрямованої на захист наявної ліквідності від зовнішніх шоків, маніпуляцій на ринку та системних аварій.

З метою підвищення ефективності стратегічного управління інтеграцією ПрАТ НЕК «Укренерго» до європейського простору, у дослідженні було застосовано метод компаративного аналізу макроекономічного досвіду суміжних держав. Дослідження управлінських рішень системних операторів Польщі (PSE), Словаччини (SEPS) та Румунії (Transelectrica) дозволяє ідентифікувати типові інституційні бар'єри та перевірені механізми їх подолання. Фундаментальним успішним управлінським рішенням у регіоні Східної Європи стала відмова від розрізненого двостороннього управління перетинами. Як свідчать історичні дані, системні оператори стикалися з проблемою несинхронізованої торгівлі, що було вирішено шляхом консолідації зусиль. Зокрема, у результаті багатосторонніх переговорів ОСП України, Словаччини, Угорщини та Румунії узгодили безальтернативність впровадження «спільного скоординованого розподілу пропускної спроможності міждержавних мереж на українських кордонах на базі електронної аукціонної платформи Joint Allocation Office (JAO)», до якого згодом офіційно приєднався ОСП Польщі. Зазначене рішення ліквідувало регуляторний бар'єр подвійного оподаткування перетинів та забезпечило прозорість аукціонів.

Водночас, ключовим технічним бар'єром інтеграції залишалося фізичне перевантаження транскордонних ліній. Досвід польського системного оператора PSE доводить необхідність управління потокорозподілом на апаратному рівні: для контролю непланових перетоків компанією було ініційовано «реалізацію проєкту встановлення SSSC (Static Synchronous Series Compensator) на ПС Жешув» [16, с. 22]. Крім апаратних рішень, європейський досвід доводить жорстку нормативну необхідність переходу до математичних алгоритмів оптимізації. Відповідно до Регламенту CACM, уряди та системні оператори зіткнулися з імперативною вимогою щодо того, що «ОСП принаймні з Хорватії, Румунії, Болгарії та Греції повинні спільно подати пропозицію щодо впровадження спільної методології розрахування пропускної спроможності з використанням підходу на основі потокорозподілення». Досвід Румунії та суміжних держав підтверджує, що впровадження методології Flow-Based є не опціональним, а єдиним легітимним інструментом (згідно з європейським законодавством) для ліквідації структурних перевантажень у регіоні. Узагальнюючи вищезазначене, компаративний аналіз доводить, що делегування розподілу пропускної спроможності платформі ЈАО, апаратна модернізація інтерконекторів (на прикладі Польщі) та обов'язковий перехід на алгоритм Flow-Based (на прикладі Румунії) є еталонними управлінськими рішеннями, які ПрАТ НЕК «Укренерго» зобов'язане імплементувати для мінімізації власних інтеграційних ризиків.

На основі узагальнення європейського досвіду та попередньо розрахованих математичних моделей оцінки загроз, фундаментальною вимогою для забезпечення безперервності операційної діяльності Товариства є консолідація всіх ідентифікованих перешкод. З метою систематизації підходів до корпоративного захисту, у дослідженні сформовано комплексну матрицю управління інтеграційними ризиками, яка деталізує джерела їх виникнення та пропонує конкретні інституційні механізми нейтралізації, як наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Матриця ідентифікованих ризиків проєкту стратегічної інтеграції
ПрАТ НЕК «Укренерго» та механізми їх нейтралізації

Категорія ризику	Джерело загрози та потенційний макроекономічний вплив	Інституційний механізм управлінської нейтралізації
<i>Комерційний та регуляторний ризик</i>	Цінові маніпуляції, картельні змови учасників ринку та фіктивні транскордонні заявки, що генерують прямі фінансові збитки системного оператора на балансуєчому ринку.	Повноцінна імплементація вимог Регламенту REMIT, впровадження жорсткого комплаєнс-контролю та автоматизованого моніторингу торговельних операцій
<i>Технічний та інфраструктурний ризик</i>	Підтверджена втрата близько 18 ГВт генеруючих потужностей через системні руйнування, що підвищує ймовірність порушення критерію безпеки N-1 та виникнення каскадних блекаутів.	Апаратне застосування Плану захисту енергосистеми (System Defence Plan) та автоматичного частотного розвантаження відповідно до норм Кодексу системи передачі.
<i>Інформаційний та кібернетичний ризик</i>	Цілеспрямовані хакерські атаки на цифрові системи диспетчерського управління (SCADA) та об'єднані європейські балансуєчі платформи, що призводять до втрати телеметрії.	Впровадження європейського мережевого кодексу з кібербезпеки (NC CS) та посилення процедур внутрішнього контролю інформаційної безпеки.

Джерело: складено автором на основі [5; 7; 8; 24]

Успішна практична матеріалізація запропонованого бізнес-проєкту та імплементація наведеної матриці ризиків вимагають чіткої алгоритмізації управлінських дій у часі. З огляду на це, логічним завершенням формування організаційно-економічного механізму є розробка покрокової дорожньої карти (Roadmap) впровадження інфраструктурних інновацій. Відповідно до цільових орієнтирів європейських інституцій, стратегічна інтеграція національного диспетчерського центру розбивається на три послідовні макроекономічні етапи, що охоплюють нормативну підготовку, об'єднання ринків та синхронізацію балансуєчих платформ, як наведено в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Дорожня карта (Roadmap) алгоритмічної та інфраструктурної інтеграції ПрАТ НЕК «Укренерго» до простору ENTSO-E

Етап реалізації	Операційні завдання та управлінські рішення ПрАТ НЕК «Укренерго»	Очікуваний макроекономічний результат
Етап 1: <i>Підготовчо-регуляторний</i>	Затвердження оновлених Правил ринку та адаптація Кодексу системи передачі. Розгортання IT-інфраструктури для моніторингу за стандартами REMIT та протоколами кібербезпеки.	Захист комерційних даних, уникнення маніпуляцій та запобігання накладенню фінансових штрафів за інсайдерську торгівлю.
Етап 2: <i>Сполучення ринків (Market Coupling)</i>	Стратегічний перехід від статичної моделі NTC до європейської алгоритмічної методології потокорозподілу Flow-Based. Делегування повноважень розподілу платформі JAO	Динамічна максимізація пропускної спроможності перетинів без масштабних капітальних інвестицій (забезпечення розрахункового позитивного NPV проєкту).
Етап 3: <i>Балансуюча інтеграція</i>	Практичне алгоритмічне приєднання національного диспетчерського центру до загальноєвропейських IT-платформ MARI та PICASSO	Остаточна відмова від дорогої аварійної допомоги, генерування щорічної економії операційних витрат на рівні 63,9 млн грн та поступове погашення історичних боргів.

Джерело: складено автором на основі [28; 25]

Формування комплексної матриці управління ризиками в умовах стратегічного об'єднання ринків безальтернативно розпочинається з ідентифікації та нейтралізації комерційних і регуляторних загроз, які виникають у високоліквідному середовищі транскордонної торгівлі. Оскільки ПрАТ НЕК «Укренерго» виконує функцію центрального контрагента та адміністратора розрахунків на балансуєчому ринку, будь-які умисні викривлення цінових індикаторів з боку учасників ринку генерують прямі фінансові збитки для оператора системи передачі. Інституційним фундаментом для захисту операційної ліквідності підприємства від таких зловживань є повноцінна імплементація вимог європейського Регламенту щодо доброчесності та прозорості оптового енергетичного ринку (REMIT). Згідно з внутрішніми стандартами компанії, управління такими загрозами регламентується відповідними політиками, де

зазначено, що «управління ризиками є складовою частиною системи корпоративного управління Товариства, що передбачає прийняття рішень, спрямованих на досягнення цілей Товариства, удосконалення гОСП одарської діяльності» [16, с. 20]. Відповідно, для захисту від маніпуляцій впроваджується жорсткий комплаєнс-контроль, відповідальність за реалізацію якого несе уповноважений підрозділ та «особа, відповідальна за реалізацію антикорупційної програми Товариства (комплаєнс-офіцер)» [18, с. 21].

Практична ефективність впровадження архітектури REMIT та антикорупційного комплаєнсу на рівні системного оператора безпосередньо вимірюється обсягом збережених фінансових ресурсів. З метою доведення економічної доцільності розгортання європейських ІТ-систем моніторингу торговельних операцій, у межах проєкту застосовується математичне моделювання потенційних збитків від недобросовісної поведінки трейдерів. Без створення автоматизованої екосистеми моніторингу за стандартами REMIT подальша алгоритмічна інтеграція ПрАТ НЕК «Укренерго» з платформами ENTSO-E є макроекономічно небезпечною. Транскордонні маніпуляції здатні штучно генерувати хибні диспетчерські команди, змушуючи оператора закуповувати дорогі резерви відновлення частоти для покриття неіснуючих (фіктивних) системних небалансів. Відповідно, суворе дотримання ухваленого підприємством «Кодексу етики» [19, с. 22] та розгортання європейських протоколів спостереження за ринком виступають базовим запобіжником, який перетворює теоретичну економію від переходу на методологію Flow-Based у реальний та захищений фінансовий результат компанії.

Узагальнюючи результати розробленого проєкту поглиблення стратегічної інтеграції ПрАТ НЕК «Укренерго» до європейського енергопростору, необхідно констатувати беззаперечну макроекономічну та технічну доцільність комплексної реалізації запропонованих інфраструктурних та алгоритмічних рішень. Проведене у дослідженні глибоке математичне та фінансове моделювання доводить, що стратегічний перехід від застарілої статичної моделі розподілу чистої пропускної спроможності (NTC) до прогресивної методології потокорозподілу (Flow-Based)

виступає безальтернативним фундаментом для повноцінної імплементації єдиного сполучення ринків (Market Coupling) відповідно до імперативних вимог Закону України № 4834-IX [10]. Разом із підготовкою до повноцінної технічної синхронізації національного диспетчерського центру із загальноєвропейськими балансуючими платформами MARI та PICASSO, ці високотехнологічні IT-інновації дозволяють системному оператору назавжди ліквідувати деструктивну залежність від ручного залучення екстреної аварійної допомоги, яка історично виступала головним фактором вимивання оборотних коштів підприємства.

Комплексне економічне обґрунтування підтверджує, що синергія від алгоритмічного розширення комерційних транскордонних перетоків та переходу до закупівлі стандартних резервів відновлення частоти за транскордонною маржинальною ціною формує стабільний позитивний грошовий потік. Враховуючи зафіксований за результатами фінансової звітності чистий збиток підприємства у розмірі 10,6 млрд грн у 2025 році [24, с. 3], а також безпрецедентну акумуляцію понад 42 млрд грн заборгованості на внутрішньому балансуючому ринку [1], цільове спрямування вивільненої ліквідності від оптимізації зовнішньоекономічної діяльності залишається єдиним математично доведеним механізмом уникнення перманентного технічного дефолту. Застосування розробленої моделі фінансового оздоровлення гарантує здатність оператора системи передачі самостійно обслуговувати накопичені зобов'язання, зокрема за випущеними «зеленими» єврооблігаціями, та стабільно фінансувати подальшу цифровізацію магістральної інфраструктури без критичної потреби в додаткових державних дотаціях.

Водночас, макроекономічний успіх стратегії об'єднання ринків жорстко детермінується надійністю розробленої комплексної матриці управління ризиками. Суворе застосування процедур внутрішнього контролю та стандартів європейського Регламенту REMIT повністю блокує комерційні загрози цінових маніпуляцій, надійно захищаючи доходи Товариства від спільних аукціонів. З технічного та безпекового боку, в умовах безперервного функціонування під час воєнного стану та підтвердженої катастрофічної втрати близько 18 ГВт встановлених генеруючих потужностей [57, с. 6], апаратна імплементація Плану

захисту енергосистеми (System Defence Plan) математично зводить до мінімуму ймовірність каскадних блекаутів під час пікового завантаження європейських інтеркоНЕКторів. Додатковим безальтернативним рівнем інституційного захисту виступає впровадження мережевого кодексу з кібербезпеки (NC CS), який гарантує збереження цілісності управління алгоритмами матчингу в умовах цілеспрямованих інформаційних атак. Узагальнюючи вищезазначене, комплексне поєднання прогресивної європейської методології Flow-Based, інтеграції з автоматизованими балансуючими платформами та застосування багаторівневих інструментів ризик-менеджменту є глибоко обґрунтованим проєктом, що забезпечує остаточну та безпечну економічну синхронізацію ПрАТ НЕК «Укренерго» з простором ENTSO-E.

Висновок до розділу 3

Узагальнюючи результати розробки бізнес-проєкту поглиблення стратегічної інтеграції ПрАТ НЕК «Укренерго» до європейського енергопростору, здійсненої у третьому розділі дипломної роботи, необхідно констатувати абсолютну макроекономічну та технічну доцільність запропонованих алгоритмічних інновацій. Було доведено, що для повноцінної імплементації стратегії єдиного сполучення ринків (Market Coupling) системний оператор зобов'язаний здійснити безальтернативний організаційний перехід від застарілої статичної методології розподілу пропускної спроможності (NTC) до прогресивного європейського алгоритму потокорозподілу Flow-Based відповідно до вимог регламенту (ЄС) № 2015/1222 (CASM). Проведене комплексне економічне обґрунтування підтверджує, що цей математичний підхід дозволить Товариству динамічно максимізувати використання наявних міждержавних перетинів без необхідності залучення критично дефіцитного капіталу в масштабну розбудову нових фізичних магістральних ліній, генеруючи позитивний прогностичний показник чистої приведеної вартості (NPV) проєкту на рівні 51,84 млн грн. Ефективність та легітимність такого управлінського рішення додатково підтверджується проведенням компаративним аналізом макроекономічного досвіду суміжних системних операторів Польщі, Словаччини та Румунії, які задля усунення

перевантажень мережі та ліквідації подвійного оподаткування успішно делегували функцію спільного розподілу потужності єдиній європейській аукціонній платформі JAO.

Фундаментальним вектором стабілізації операційної діяльності товариства визначено глибоку інфраструктурну та іт-інтеграцію національного диспетчерського центру із загальноєвропейськими балансуючими платформами MARI та PICASSO. Здійснене фінансове моделювання математично доводить, що системний перехід до закупівлі стандартних європейських продуктів автоматичного (aFRR) та ручного (mFRR) резерву відновлення частоти за транскордонною маржинальною ціною дозволить повністю ліквідувати деструктивну залежність підприємства від ручного залучення екстреної аварійної допомоги. Розрахункова прогнозна річна економія операційних витрат від оптимізації диспетчерського управління складе близько 63,9 млн грн. В умовах наявності рекордного чистого збитку в 10,6 млрд грн за підсумками 2025 року та акумуляції понад 42 млрд грн безнадійних боргів на балансуючому ринку, цільове спрямування вивільненої ліквідності від ЗЕД залишається єдиним дієвим антикризовим механізмом відновлення платоспроможності компанії. З метою алгоритмізації впровадження цих інфраструктурних змін було сформовано детальну покрокову Дорожню карту (Roadmap), яка чітко структурує у часі підготовчо-регуляторний етап, етап сполучення ринків та етап повноцінної балансуєчої синхронізації.

Водночас, практична реалізація запропонованого бізнес-проекту вимагає безперервного супроводу жорсткими інструментами корпоративного ризик-менеджменту. Розроблена у дослідженні комплексна матриця управління інтеграційними ризиками гарантує багаторівневий захист макроекономічних інтересів ПрАТ НЕК «Укренерго». Комерційна та фінансова безпека об'єднаного ринку надійно забезпечується нормативною імплементацією стандартів Регламенту REMIT, що формує інституційний запобіжник проти цінових маніпуляцій та інсайдерської торгівлі. Своєю чергою, технічна стійкість системи передачі в умовах воєнного стану та підтвердженої втрати близько 18 ГВт встановлених генеруючих

потужностей об'єктивно підтримується апаратним застосуванням плану захисту енергосистеми (System Defence Plan) згідно з чинним Кодексом системи передачі, що алгоритмічно зводить до мінімуму ймовірність каскадних блекаутів. У синергії з неухильним виконанням мережевого кодексу з кібербезпеки (NC CS), розроблений проєкт формує цілісний, математично та економічно доведений організаційний механізм, що забезпечує остаточну та безпечну стратегічну інтеграцію національної енергосистеми до простору ENTSO-E.

ВИСНОВКИ

Узагальнюючи результати проведеного комплексного науково-практичного дослідження щодо управління стратегічною інтеграцією ПрАТ НЕК «Укренерго» до єдиного європейського енергетичного простору, необхідно констатувати об'єктивне та успішне виконання всієї сукупності поставлених завдань. Першочергова оцінка інституційної ролі та правового статусу підприємства підтверджує успішне завершення базового процесу євроінтеграції на макроекономічному та регуляторному рівнях. Відповідно до імплементованих норм вітчизняного та європейського законодавства, компанія успішно пройшла жорстку процедуру сертифікації як незалежний системний оператор (Independent System Operator, ISO), що повністю відповідає імперативним вимогам Третього енергопакета Європейського Союзу щодо відокремлення діяльності з передачі електричної енергії від її виробництва та постачання. Фундаментальним наслідком цієї інституційної трансформації стало офіційне набуття ПрАТ НЕК «Укренерго» статусу повноправного 40-го члена європейської мережі операторів системи передачі ENTSO-E. Цей юридичний статус сформував безальтернативний базис для подальшої імплементації ключових європейських мережевих кодексів у національне законодавство. Зокрема, було доведено безпосередній вплив впровадження Регламенту Комісії (ЄС) № 2015/1222 (CACM), який встановлює керівні принципи розподілу пропускної спроможності та управління перевантаженнями, а також регламенту SOGL щодо оперативного керування енергосистемами, що трансформувало статус магістральних мереж України з ізольованого об'єкта до невід'ємної складової синхронної зони Континентальної Європи.

Разом з тим, результати глибокого аналізу техніко-економічних показників та фінансового стану ПрАТ НЕК «Укренерго» дозволили ідентифікувати наявність критичного макроекономічного парадоксу, який безпосередньо впливає на інвестиційний потенціал підприємства. З одного боку, за рахунок активізації зовнішньоекономічної діяльності спостерігається суттєве зростання загального доходу від реалізації товарів та послуг, який за прогнозними оцінками досягнув

рекордної позначки у 107,7 млрд грн у 2025 році. З іншого боку, детальний розгляд консолідованої фінансової звітності констатує перебування підприємства у стані глибокої боргової та ліквіднісної кризи. Операційна діяльність Товариства обтяжена чистим збитком у розмірі 10,6 млрд грн за підсумками 2025 року. Проведений аналіз доводить, що формування такого колосального від'ємного фінансового результату каталізується безпрецедентною кризою неплатежів: сукупний обсяг безнадійної та сумнівної заборгованості перед системним оператором на балансуючому ринку зріс на 21 % та становить понад 42 млрд грн. Як наслідок, критичний дефіцит обігових коштів та нездатність своєчасно обслуговувати зовнішні запозичення призвели до настання стану технічного дефолту за випущеними цільовими «зеленими» єврооблігаціями. Зазначений статус юридично блокує доступ компанії до європейських кредитних ліній, роблячи неможливим залучення вільного капіталу для екстенсивного будівництва нових магістральних ліній.

Незважаючи на ідентифікований гострий дефіцит ліквідності, оцінка динаміки управління міждержавними перетинами доводить високу ефективність зовнішньоекономічної діяльності системного оператора в умовах наявних інфраструктурних обмежень. Компанія успішно реалізувала стратегію розширення комерційної чистої пропускної спроможності (Net Transfer Capacity, NTC), досягнувши стратегічної цільової позначки у 2450 мвт на кордонах із країнами Європейського Союзу. Дослідження підтверджує, що ключовим макроекономічним кроком у цьому процесі став безальтернативний перехід від двосторонніх домовленостей до загальноєвропейських конкурентних механізмів розподілу транскордонної потужності. Шляхом запровадження спільних щоденних та місячних аукціонів на єдиній європейській платформі Joint Allocation Office (JAO), ПрАТ НЕК «Укренерго» усунуло проблему подвійного стягнення плати за перетин, мінімізувало корупційні ризики та максимізувало доходи від управління перевантаженнями, які, згідно з нормами Закону України № 4834-ix, тепер цільовим чином реінвестуються у підтримання стійкості магістральної мережі.

Водночас, ідентифікація бар'єрів на шляху подальшої євроінтеграції дозволила систематизувати фундаментальні перешкоди, які блокують повноцінне об'єднання ринків (Market Coupling). З технічного та безпекового боку, критичним обмежувальним фактором виступає руйнування інфраструктури в умовах воєнного стану, що спричинило підтверджену втрату близько 18 гВт встановлених генеруючих потужностей. Зазначена втрата генерує перманентний системний дефіцит активної потужності та нівелює доступні резерви Об'єднаної енергетичної системи України. З регуляторного боку, головною перешкодою визначено наявність штучних адміністративних обмежень граничних цін (прайс-кепів) на сегментах ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку. Аналіз доводить, що такі цінові обмеження жорстко спотворюють транскордонні цінові спреди, роблять комерційний імпорт з європейських країн економічно збитковим для вітчизняних трейдерів і створюють штучний дефіцит. За таких умов системний оператор змушений балансувати мережу шляхом залучення екстреної аварійної допомоги (Emergency Energy Assistance) за неконкурентними преміальними тарифами, що вимиває мільярди гривень з операційного бюджету компанії.

З метою подолання вищезазначених перешкод та враховуючи відсутність капіталу для розбудови нових інтерконекторів, було розроблено бізнес-проект стратегічного переходу ПрАТ НЕК «Укренерго» до європейської методології потокорозподілу Flow-Based. У дослідженні математично доведено, що для забезпечення функціонування єдиного сполучення ринків необхідно остаточно відмовитися від консервативної статичної моделі NTC, яка блокує значні обсяги потужності через надмірну маржу надійності. Впровадження інтелектуального алгоритму Flow-Based, який базується на розрахунку коефіцієнтів розподілу потужності передачі (PDTF), дозволить системному оператору динамічно максимізувати використання наявних перетинів у режимі реального часу. Фінансове моделювання підтверджує, що цей оптимізаційний підхід генерує позитивний макроекономічний ефект: розрахунковий показник чистої приведеної вартості (NPV) проекту становить 51,84 млн грн, що робить алгоритмічну модернізацію безальтернативною в умовах фінансової кризи Твариства.

Додатковий, найбільш вагомий макроекономічний ефект забезпечується паралельною інтеграцією національного диспетчерського центру з єдиними європейськими балансуючими платформами MARI та PICASSO. Згідно з результатами глибокого економічного обґрунтування, впровадження цих високотехнологічних іт-платформ для автоматизованого обміну автоматичними (aFRR) та ручними (mFRR) резервами відновлення частоти дозволить компанії повністю відмовитися від ручного залучення найдорожчої аварійної допомоги. Механізм оптимізації полягає у переході на закупівлю стандартних балансуючих продуктів на основі єдиного європейського списку заявок (Merit Order List) за справедливою транскордонною маржинальною ціною (Cross-Border Marginal Price). Відповідно до проведених розрахунків, імплементація цієї математичної моделі сформує стійкий позитивний грошовий потік, де прогнозна річна економія операційних витрат підприємства складе близько 63,9 млн грн. Вивільнена ліквідність стане критичним джерелом для поступового погашення накопичених боргів та відновлення кредитного рейтингу осп.

Насамкінець, управління стратегічною інтеграцією об'єктивно вимагає безперервного впровадження жорстких інструментів ризик-менеджменту для захисту транскордонної діяльності. Згідно з європейськими вимогами, комерційна безпека об'єднання ринків гарантується комплексною імплементацією регламенту щодо доброчесності та прозорості оптового енергетичного ринку (REMIT). У технічному та безпековому аспектах ключовим механізмом запобігання втраті стійкості виступає суворе застосування Плану захисту енергосистеми (System Defence Plan), розробленого відповідно до Кодексу системи передачі. Його апаратна синхронізація з європейськими стандартами дозволяє мінімізувати ймовірність каскадних блекаутів шляхом автоматичного частотного розвантаження мережі в умовах гострого дефіциту потужності. У поєднанні з імплементацією мережевого кодексу з кібербезпеки (NC CS), розроблена багаторівнева матриця ризик-менеджменту забезпечує абсолютну операційну та макроекономічну стабільність ПрАТ НЕК «Укренерго» у процесі повноцінного об'єднання з енергетичним ринком Європейського Союзу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кодекс корпоративного управління ПрАТ «НЕК «Укренерго» : затверджено наказом Міністерства енергетики України від 19.11.2025 / Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго». Київ, 2025. 25 с.
2. Річний звіт за 2025 рік / Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго». Київ, 2026. 165 с.
3. Окрема фінансова звітність та звіт незалежного аудитора за рік, який закінчився 31 грудня 2024 року / Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго», ТОВ «БДО». Київ, 2025. 100 с.
4. Політика з управління ризиками НЕК «Укренерго» / Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго». Київ, 2025. 15 с.
5. Порядок відбору аудитора / Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго». Київ, 2025. 10 с.
6. Transmission Network Code : version 01.01.2026 / European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). Brussels, 2026. 220 p.
7. Про внесення змін до постанови НКРЕКП від 28.06.2024 № 332 : постанова / Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Київ, 2024. 20 с.
8. Структура компанії / Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго». *Офіційний вебсайт НЕК «Укренерго»*. URL: https://ua.energy/pro_kompaniyu/struktura/ (дата звернення: 26.05.2026).
9. Про затвердження Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку : постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 308 / Верховна Рада України. Законодавство України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18#Text> (дата звернення: 26.05.2026).

10. Про внесення змін до деяких законів України щодо імплементації норм європейського права з інтеграції енергетичних ринків : Закон України від 07.04.2026 № 4834-IX / Верховна Рада України. *Законодавство України*. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/4834-20#Text> (дата звернення: 26.05.2026).
11. Про встановлення тарифу на послуги з передачі електричної енергії НЕК «УКРЕНЕРГО» на 2024 рік : постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 09.12.2023 № 2322 / Верховна Рада України. *Законодавство України*. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v2322874-23#Text> (дата звернення: 26.05.2026).
12. Про внесення змін до деяких законів України щодо імплементації норм європейського права з інтеграції енергетичних ринків : Закон України від 07.04.2026 № 4834-IX / Верховна Рада України. *Законодавство України*. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/4834-20#Text> (дата звернення: 26.05.2026).
13. Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії : постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 311 / Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Київ, 2018. 138 с.
14. Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії : постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 311 / Верховна Рада України. *Законодавство України*. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0311874-18#Text> (дата звернення: 26.05.2026).
15. Регламент Комісії (ЄС) № 2015/1222 від 24 липня 2015 року про встановлення настанов щодо розподілу пропускної спроможності та управління перевантаженнями : Регламент Єврокомісії від 24.07.2015 №

2015/1222 / Верховна Рада України. Законодавство України. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984_034-15#Text (дата звернення: 26.05.2026).

- 16.Правила ринку : затверджено постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 307 (у редакції від 24.03.2026) / Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Київ, 2026. 180 с.
- 17.Консолідована фінансова звітність та звіт незалежного аудитора за рік, який закінчився 31 грудня 2025 року / Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго», ТОВ «БДО». Київ, 2026. 117 с.
- 18.Євроінтеграція енергетичних ринків : аналітичний звіт / Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго». Київ, 2025. 45 с.
- 19.Річний звіт за 2025 рік / Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго». Київ, 2026. 165 с.
- 20.Консолідована фінансова звітність та звіт незалежного аудитора за рік, який закінчився 31 грудня 2024 року / Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго», ТОВ «БДО». Київ, 2025. 116 с.
- 21.Окрема фінансова звітність та звіт незалежного аудитора за рік, який закінчився 31 грудня 2025 року / Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго», ТОВ «БДО». Київ, 2026. 105 с.
- 22.Про встановлення тарифу на послуги з передачі електричної енергії НЕК «УКРЕНЕРГО» на 2025 рік : постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 19.12.2024 № 2200 / Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. *Офіційний*

вебсайт НКРЕКП. URL: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-vstanovlennya-tarif-na-poslugi-z-peredachi-elektrichnoyi-energiyi-nek-ukrenergo-na-2025-rik> (дата звернення: 26.05.2026).

23. Про затвердження Кодексу системи передачі : постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 309 / Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Київ, 2018. 140 с.
24. Регламент реєстрації постачальників послуг комерційного обліку (ППКО) / Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго». Київ, 2019. 15 с.
25. Outage Planning Coordination (OPC) and Short-Term Adequacy (STA) / European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). Офіційний вебсайт ENTSO-E. URL: <https://www.entsoe.eu/data/opcsta/> (дата звернення: 26.05.2026).
26. Проєкт Національного плану з енергетики та клімату (NECP) до 2030 року / Міністерство економіки України. Київ, 2024. 250 с.
27. Статистичні дані щодо залучення аварійної допомоги в електроенергетиці станом на 14.10.2025 / Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго». Київ, 2025. 1 с.
28. Market Coupling в Україні: правовий аналіз законопроекту / Аналітичне агентство EXPRO Consulting. Офіційний вебсайт EXPRO Consulting. URL: <https://expro.com.ua/statti/market-coupling-v-ukran-pravoviy-analz-zakonoproktu-pro-dine-spoluchennya-rinkv-elektroenerg> (дата звернення: 26.05.2026).
29. Правила ринку : затверджено постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 307 (у редакції від 24.03.2026) / Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Київ, 2026. 180 с.

30. За 2025 рік борг на балансуєчому ринку перед «Укренерго» зріс на 21 % до рекордних 42 млрд грн / Аналітичне агентство EXPRO Consulting. *Офіційний вебсайт EXPRO Consulting*. URL: <https://expro.com.ua/novini/za-2025-rk-borg-na-balansuyuchomu-rinku-pered-ukrenergo-zrs-na-21-do-rekordnih-42-mlrd-grn-> (дата звернення: 26.05.2026).
31. MARI Accession Roadmap / European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). *Офіційний вебсайт ENTSO-E*. URL: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/ (дата звернення: 26.05.2026).
32. PICASSO Accession Roadmap / European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). *Офіційний вебсайт ENTSO-E*. URL: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/ (дата звернення: 26.05.2026).
33. Коваленко К. М., Бондар В. Ю. Інноваційні проекти з підвищення ефективності міжнародної діяльності енергетичних компаній. Бізнес, інновації, менеджмент: проблеми та перспективи : зб. тез доп. VII Міжнар. наук.-практ. конф., м. Київ, 23 квіт. 2026 р. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2026. С. 181–182.
34. Консолідована фінансова звітність та звіт незалежного аудитора за рік, який закінчився 31 грудня 2022 року / Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго», ТОВ «БДО». Київ, 2023. 110 с.
35. Консолідована фінансова звітність та звіт незалежного аудитора за рік, який закінчився 31 грудня 2023 року / Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго», ТОВ «БДО». Київ, 2024. 115 с.
36. Угода про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони : Угода від 27.06.2014 / Верховна Рада України. *Законодавство України*. URL: https://zakon.rada.gov.ua/go/984_011 (дата звернення: 26.05.2026).

37. Договір про заснування Енергетичного Співтовариства : Договір від 25.10.2005 / Верховна Рада України. *Законодавство України*. URL: https://zakon.rada.gov.ua/go/994_926 (дата звернення: 26.05.2026).
38. Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing / European Commission. *Official Journal of the European Union*. Brussels, 2017. 54 p.
39. Програма відповідності : затверджено постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30.08.2022 / Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго». Київ, 2022. 24 с.
40. Антикорупційна програма / Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго». Київ, 2024. 42 с.
41. Політика комплаєнсу / Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго». Київ, 2022. 18 с.
42. Інформаційна політика / Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго». Київ, 2023. 10 с.
43. Політика з екологічної, соціальної відповідальності та корпоративного управління (Політика ESG) / Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго». Київ, 2024. 22 с.
44. Посилення стійкості енергосистем регіону Східної Європи завдяки збільшенню пропускної спроможності міждержавних перетинів та подальшому об'єднанню ринків електроенергії / Громадська спілка «Всеукраїнська Енергетична Асамблея». *Офіційний вебсайт Всеукраїнської Енергетичної Асамблеї*. URL: <http://uaea.com.ua/> (дата звернення: 26.05.2026).
45. Транскордонні перетоки електроенергії / Громадська спілка «Всеукраїнська Енергетична Асамблея». *Офіційний вебсайт Всеукраїнської Енергетичної Асамблеї*. URL: <http://uaea.com.ua/> (дата звернення: 26.05.2026).