

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

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**КРУЦЯК МИХАЙЛО ОРЕСТОВИЧ**

УДК 338.2:620.9](043.3)

**ДИСЕРТАЦІЯ**  
**ТРАНСФОРМАЦІЯ ПІДПРИЄМСТВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ В**  
**УМОВАХ ЄВРОІНТЕГРАЦІЇ**

05 – соціальні та поведінкові науки

051 – економіка

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,  
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

\_\_\_\_\_ М. О. Круцяк

Науковий керівник:

Войтко Сергій Васильович, д.е.н., професор

Київ – 2023

## АНОТАЦІЯ

*Круцяк М. О.* Трансформація підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 051 Економіка» (освітньо-наукова програма «Міжнародна економіка»). – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Київ, 2023.

Дисертація присвячена розв'язанню наукових завдань, які полягають у поглибленні теоретико-методичних підходів і науково-практичних рекомендацій щодо трансформації підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції.

Дослідження поняття «трансформація» надало можливість виявити принципово різні його трактування в економічній літературі. На підставі результатів критичного аналізу підходів до визначення поняття «трансформація підприємств» аргументовано об'єктивну необхідність розширення предметної області дослідження у зв'язку з плином євроінтеграційних процесів і пов'язаними з цим трансформаціями всього середовища функціонування підприємств. Запропоновано трактувати трансформацію підприємств як таку економічну категорію, яка пов'язана з економічною сферою, притаманною різним суб'єктам господарювання, і відображає складний процес взаємодії об'єкта трансформації із середовищем його функціонування, що здійснюється одночасно у часі і просторі. Це обумовило доцільність виокремлення характерних особливостей процесу трансформації, його чинників, умов, напрямів та ефектів із застосуванням процесного підходу.

На основі аналізу науково-методичних підходів до оцінювання трансформації обґрунтовано застосування комплексного, динамічного підходу до дослідження трансформації підприємства, яка тісно пов'язана з розвитком підприємства та формуванням стратегії його розвитку. Передбачено, що такий підхід має застосовуватися в кілька етапів, що полягають у порівнянні стану підприємства до початку впливу трансформаційних чинників зі станом після їх впливу, водночас впливи різних чинників не завжди співпадають у часі і також характеризуються етапністю. Також відзначено, що планування розвитку підприємства пов'язане з

формуванням та вирішенням оптимізаційних задач, чому має передувати формування цільової функції, системи обмежень та умов. Спираючись на результати низки досліджень, вдалося виокремити цільові функції розвитку підприємства шляхом його трансформації, а за результатами аналізу наявних євроінтеграційних трендів також виокремлено обмеження і шляхи розвитку підприємств електроенергетики.

Водночас доведено неспроможність одного методичного підходу до дослідження оцінювання з використанням якісних і кількісних показників трансформації підприємств разом із середовищем його функціонування, що також зазначає перманентних змін. Тому, розроблено комплексний синтезований методичний підхід, котрий надає можливість поєднати переваги підходів, покладених в його основу. Такий синтезований підхід передбачає можливість поєднання результатів комплексного кількісно-якісного аналізу на основі фактичних даних щодо функціонування підприємства електроенергетики та результатів кількісного економіко-математичного моделювання функціонування і розвитку такого підприємства та його середовища у перспективі з подальшим застосуванням компаративного аналізу з метою оцінювання трансформації підприємства.

У ході формування економіко-математичної моделі відповідно до цілей та мети дослідження окреслено проблеми адекватного економіко-математичного моделювання функціонування і розвитку підприємств електроенергетики, а також розроблено відповідні шляхи їх вирішення. У цьому контексті запропоновано: використовувати комплексну цільову функцію, яка б характеризувала потоки грошових коштів ( $NPV$ ) на підприємстві, включно з усіма основними видами витрат (зокрема інвестиційними) і водночас, з одного боку, слугувала б комплексною характеристикою розвитку підприємства внаслідок його трансформації, а з іншого, надавала б можливість, оцінити таку трансформацію з використанням бінарного показника економічної життєздатності підприємства (як показника результативності трансформації); використовувати удосконалений підхід до формування динамічної цінової пропозиції на ринку підприємствами, які провадять діяльність із виробництва електричної енергії (з урахуванням необхідності відшкодування всіх витрат та отримання прибутку); використовувати динамічну співоптимізацію (підприємства

електроенергетики можуть як надавати послуги з резервування потужності, так і виробляти теплову та/або електричну енергію); використовувати балансовий метод, оскільки відсутність балансу (між попитом і пропозицією) призводить до невиконання безпосередніх функцій підприємствами, що провадять діяльність з передачі електричної енергії і ставить під загрозу безпеку постачання електричної енергії, енергетичну та національну безпеку; здійснювати моделювання роботи підприємств у зрізі сегментів ринку, які виникли внаслідок зміни моделі ринку електричної енергії; враховувати і моделювати вплив стохастичних подій; передбачити використання штрафних функцій з метою забезпечення розв'язку оптимізаційної задачі, які представлені такими показниками як *VoRS* (англ. *Value of Reserve Shortage*) та *VoLL* (англ. *Value of Loss Load*), що, з одного боку, визначають пріоритетність надання послуг перед виробництвом товарів (надання резервів перед виробництвом електричної енергії тощо), а з іншого характеризуватимуть собою граничні ціни на певні види товарів і послуг на ринку, за яких кінцеві споживачі (у зрізі їх видів) вже не будуть їх придбавати.

Окреслено виклики й проблеми, з якими стикаються підприємства електроенергетики, а також можливості їх вирішення шляхом зміни моделі ринку електричної енергії, що надало можливість охарактеризувати прийняту в Україні модель як найбільш сприятливу для розвитку конкуренції. Втім, результати аналізу роботи сегментів ринку електричної енергії за оновленої моделі, надали можливість виокремити певні недоліки чинної моделі (або ж її реалізації): ціни на електричну енергію в Україні формуються, в основному, не під дією конкуренції, а завдяки адміністративним ціновим обмеженням (зокрема, досліджено відповідні механізми формування цін для різних груп споживачів); вітчизняний ринок електричної енергії характеризується низькою ліквідністю (з рисами позитивної динаміки) тощо.

На основі результатів комплексного аналізу (зокрема, за фінансовими показниками, *SWOT*-аналізу) обґрунтовано напрями підвищення рівня ефективності діяльності підприємств вітчизняної електроенергетики внаслідок їх трансформації та трансформації середовища їх функціонування. Результати такого аналізу вказують на те, що досліджувані підприємства електроенергетики характеризуються різними як

сильними, так і слабкими сторонами, а також різними загрозами та можливостями. Однак, попри наявність певних особливостей у функціонуванні окремих підприємств, специфіки їх товарної продукції (послуг) і ринкового становища, вдалося виділити кілька спільних рис, а саме: високий рівень енергетичної, екологічної та експлуатаційної безпеки, ефективна співпраця з міжнародними організаціями та установами, низький вплив на навколишнє середовище, високий запас міцності обладнання, потенціал до збільшення обсягів виробництва та, відповідно, прибутковості. Поряд з цим виявлено резерви підприємств для покращення прибутковості, які спираються на посилення слабких сторін (серед яких, перш за все, слід зазначити: фізичну та моральну зношеність обладнання, імпортозалежність, значний рівень залежності від регуляторної політики та інші).

З метою отримання коректних результатів моделювання функціонування та розвитку підприємств електроенергетики із застосуванням розробленої математичної моделі на базі методів машинного навчання (з використанням напівкерованої рекурентної нейронної мережі п'ятишарового персептрона) здійснено прогнозування попиту на електричну енергію (у зрізі сегментів ринку електричної енергії з годинною деталізацією). Результати використання такої математичної моделі спираються на наявні прогнози економічного та соціального розвитку України Міністерства економіки України, а також динаміку та профілі попиту на електричну енергію різними секторами економіки, що надає можливість моделювати роботу ринку та його учасників з годинною дискретизацією.

У результаті моделювання функціонування та розвитку підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції виокремлено комплекс чинників, що мають вагомий вплив:

1. Збільшення диспропорції між конкурентними та неконкурентними сегментами ринку (перш за все, пов'язане зі збільшення обсягів виробництва з ВДЕ).

2. Збільшення обсягів обмежень на виробництво на недиспетчеризованих (ВЕС і СЕС) і слабкодиспетчеризованих (АЕС) об'єктах виробництва електричної енергії, що призводить до зростання витрат на підтримання роботи енергосистеми без збільшення корисного відпуску електричної енергії.

3. Низька зацікавленість з боку учасників ринку на зростаючому ринку допоміжних послуг (викликаний збільшенням частки ВДЕ у загальній структурі), що ускладнює виконання своїх функцій оператором системи передачі (з підтримання перманентного балансу) та має негативний вплив на безпеку постачання та енергетичну безпеку країни.

4. Дефіцити резервів підтримання частоти, відновлення частоти, резервів заміщення, що призводить до зниження рівня безпеки постачання.

За окреслених чинників трансформування підприємств електроенергетики та середовища їх функціонування, розроблено рекомендації щодо ефективного трансформування вітчизняних підприємств електроенергетики в умовах європейської інтеграції, що надають можливість забезпечити їхню економічну життєздатність і, водночас, покращити безпеку постачання електричної енергії та рівень енергетичної безпеки країни, й спираються на:

1. Техніко-економічне обґрунтування поетапного заміщення для ДП «НАЕК «Енергоатом» після вичерпання граничних проєктних строків експлуатації наявних реакторів типу ВВР-1000 на нові реактори типу ММР-160 та подібні (очікуваний економічний ефект за увесь період експлуатації нових реакторів становитиме не менше 13,2 млрд грн).

2. Техніко-економічне обґрунтування для ПрАТ «Укргідроенерго» поетапного заміщення неманеврових ГАЕС на нові маневрові (очікуваний економічний ефект за увесь період експлуатації модернізованих ГАЕС становитиме не менше 12,9 млрд грн).

3. Техніко-економічне обґрунтування залучення виробників електричної енергії з ВДЕ для ПрАТ «Укренерго» до надання резервів відновлення частоти на розвантаження (очікуваний економічний ефект становить 8,45 млрд грн щорічно впродовж наступних 20 років); економічну доцільність підтримки поетапного розвитку ВДЕ, що надасть можливість суттєво збільшити обсяги передачі електричної енергії міждержавними та магістральними ЛЕП в Україні (очікуваний економічний ефект становить 3,2 млрд грн щорічно); техніко-економічне обґрунтування

будівництва та експлуатації акумуляторних батарей та інших систем накопичення енергії (очікуваний економічний ефект становить 4,12 млрд грн щорічно).

4. Обґрунтування запровадження нової допоміжної послуги на ринку електричної енергії – послуги з надання стратегічного резерву (для цілей забезпечення постачання електричної енергії).

**Ключові слова:** трансформація, підприємства, електроенергетика, євроінтеграція, *ENTSO-E*, ринок електричної енергії, безпека постачання, енергетична безпека.

## SUMMARY

*Krutsyak M. O.* Transformation of electric power companies in the European integration conditions. – Qualifying scientific work on the rights of manuscripts.

Thesis for the degree of Doctor of Philosophy, specialty 051 – Economics). – National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic University of Ukraine», Kyiv, 2023.

The dissertation is devoted to the solution of scientific tasks, which consist of the deepening of theoretical and methodological approaches and scientific and practical recommendations regarding the transformation of electric power enterprises in the conditions of European integration.

The study of the concept of "transformation" provided an opportunity to reveal fundamentally different interpretations of it in the economic literature. Based on the results of a critical analysis of approaches to the definition of the concept of "transformation of enterprises", the objective necessity of expanding the subject area of research in connection with the course of European integration processes and related transformations of the entire environment of the functioning of enterprises is argued. It is proposed to interpret the transformation of enterprises as such an economic category, which is related to the economic sphere inherent in various economic entities and reflects the complex process of interaction of the object of transformation with the environment of its functioning, which is carried out simultaneously in time and space. This determined the expediency of distinguishing the characteristic features of the transformation process, its factors, conditions, directions, and effects using the process approach.

Based on the analysis of scientific and methodological approaches to the assessment of transformation, the application of a complex, dynamic approach to the study of enterprise transformation, which is closely related to the development of the enterprise and the formation of its development strategy, is substantiated. It is envisaged that such an approach should be applied in several stages, consisting of comparing the state of the enterprise before the beginning of the impact of transformational factors with the state after their impact, at the same time, the effects of different factors do not always coincide in time and are also characterized by stages. It was also noted that enterprise development planning is related to



the formation and solution of optimization problems, which should be preceded by the formation of a target function, a system of restrictions and conditions. Based on the results of many studies, it was possible to single out the target functions of the enterprise's development through its transformation, and based on the results of the analysis of existing European integration trends, the limitations and ways of development of electric power enterprises were also singled out.

At the same time, the inability of one methodical approach to research evaluation using qualitative and quantitative indicators of the transformation of enterprises together with the environment of its functioning, which also indicates permanent changes, has been proved. Therefore, a complex synthesized methodical approach has been developed, which provides an opportunity to combine the advantages of the approaches based on it. Such a synthesized approach provides for the possibility of combining the results of a comprehensive quantitative and qualitative analysis based on actual data on the operation of an electric power enterprise and the results of quantitative economic-mathematical modeling of the operation and development of such an enterprise and its environment in the future with the further application of comparative analysis to evaluate the transformation of the enterprise.

During the formation of the economic-mathematical model following the goals and purpose of the study, the problems of adequate economic-mathematical modeling of the functioning and development of electric power enterprises were outlined, and appropriate ways of solving them were developed. In this context, it is proposed: to use a complex objective function that would characterize the cash flows (NPV) at the enterprise, including all the main types of expenses (in particular, investment ones) and at the same time, on the one hand, would serve as a comprehensive characteristic of the development of the enterprise due to its transformation, and on the other hand, it would provide an opportunity to evaluate such a transformation using a binary indicator of the economic viability of the enterprise (as an indicator of the effectiveness of the transformation); use an improved approach to the formation of a dynamic price offer on the market by enterprises engaged in the production of electric energy (taking into account the need to reimburse all costs and obtain a profit); use dynamic co-optimization (power companies can both provide different types of reserves and produce thermal and/or electrical energy); use the balance method,

since the lack of balance (between supply and demand) leads to non-fulfillment of direct functions by enterprises engaged in the transmission of electric energy and endangers the security of electric energy supply, energy and national security; carry out modeling of the work of enterprises in a cross-section of market segments that arose as a result of a change in the electricity market model; take into account and model the impact of stochastic events; to provide for the use of penalty functions in order to ensure the solution of the optimization problem, which are represented by such indicators as VoRS (Value of Reserve Shortage) and VoLL (Value of Loss Load), which, on the one hand, determine the priority of providing services before production goods (provision of reserves before the production of electrical energy, etc.), and on the other hand, they will characterize the marginal prices for certain types of goods and services on the market, at which end consumers (in a cross-section of their types) will no longer purchase them.

The challenges and problems faced by electric power enterprises are outlined, as well as the possibilities of solving them by changing the model of the electric energy market, which made it possible to characterize the model adopted in Ukraine as the most favorable for the development of competition. However, the results of the analysis of the operation of the electricity market segments under the updated model made it possible to single out certain shortcomings of the current model (or its implementation): prices for electricity in Ukraine are formed mainly not under the influence of competition, but thanks to administrative price restrictions (in particular, relevant price formation mechanisms for different groups of consumers were investigated); the domestic electricity market is characterized by low liquidity (with features of positive dynamics), etc.

Based on the results of a comprehensive analysis (in particular, according to financial indicators, SWOT-analysis), directions for increasing the level of efficiency of domestic electric power enterprises as a result of their transformation and the transformation of the environment of their operation are substantiated. The results of such an analysis indicate that the studied electric power enterprises are characterized by various strengths and weaknesses, as well as various threats and opportunities. However, despite the presence of certain features in the functioning of individual enterprises, the specifics of their products (services), and market position, it was possible to identify several common features, namely:

a high level of energy, environmental and operational safety, effective cooperation with international organizations and institutions, low impact on the environment, a high safety margin of equipment, the potential to increase production volumes and, accordingly, profitability. Along with this, the reserves of enterprises for improving profitability, which is based on strengthening weaknesses (among which, first of all, it should be noted: physical and moral wear and tear of equipment, import dependence, a significant level of dependence on regulatory policy, and others) were identified.

To obtain correct results of modeling the functioning and development of electric power enterprises using a developed mathematical model based on machine learning methods (using a semi-controlled recurrent neural network of a five-layer perceptron), forecasting electricity demand forecasts was carried out (in a cross-section of electric energy market segments with hourly detail ). The results of using such a mathematical model are based on the available forecasts of the economic and social development of Ukraine of the Ministry of Economy of Ukraine, as well as the dynamics and profiles of demand for electric energy by various sectors of the economy, which provides an opportunity to model the operation of the market and its participants with hourly discretization.

As a result of modeling the functioning and development of electric power enterprises in the conditions of European integration, a complex of factors with a significant influence was identified:

1. An increase in the disparity between competitive and non-competitive market segments (first of all, related to the increase in production volumes from RES).
2. An increase in production restrictions at non-dispatchable (wind turbines and SES) and weakly-dispatchable (nuclear power plants) electricity production facilities, which leads to an increase in the costs of maintaining the power system without increasing the useful release of electric energy.
3. Low interest on the part of market participants in the growing market of auxiliary services (caused by an increase in the share of RES in the overall structure), which makes it difficult for the transmission system operator to perform its functions (maintaining a permanent balance) and harms the security of supply and energy security of the country.

4. Deficits of frequency maintenance reserves, frequency restoration, and replacement reserves, which leads to a decrease in the level of security of supply.

Based on the outlined factors of the transformation of electric power enterprises and their functioning environment, recommendations have been developed for the effective transformation of domestic electric power enterprises in the conditions of European integration, which provide an opportunity to ensure their economic viability and, at the same time, improve the security of electric power supply and the level of energy security of the country, and are based on:

1. Technical and economic substantiation for SE "NNEGC "Energoatom" of the phased replacement of reactors of the VVR-1000 type with new reactors of the MMP-160 type and similar ones (the expected economic effect for the entire period of operation of the new reactors will be at least UAH 13.2 billion).

2. Technical and economic justification for PJSC "Ukrhydroenergo" to gradually replace non-maneuverable gas power plants with new shunting ones (the expected economic effect for the entire period of operation of modernized gas power plants will be at least UAH 12.9 billion).

3. Technical and economic substantiation of the involvement of renewable energy producers for PJSC "NPC "Ukrenergo" to provide frequency restoration reserves for unloading (the expected economic effect is UAH 8.45 billion annually over the next 20 years); the economic feasibility of supporting the phased development of RES, which will provide an opportunity to significantly increase the volume of electric energy transmission by interstate and trunk power lines in Ukraine (the expected economic effect is UAH 3.2 billion annually); technical and economic justification for the construction and operation of storage batteries and other energy storage systems (the expected economic effect is UAH 4.12 billion annually).

4. Justification of the introduction of a new auxiliary service on the electric energy market – services for providing a strategic reserve (to ensure the supply of electric energy).

**Keywords:** transformation, enterprises, electric power industry, European integration, ENTSO-E, electricity market, security of supply, energy security.

## СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

### Статті у наукових фахових виданнях України

1. Круцяк М. О. Проблеми та шляхи забезпечення стабільного функціонування ринку електричної енергії в Україні з урахуванням європейського досвіду. *Науковий вісник Чернівецького національного університету імені Юрія Федьковича. Серія: економіка*. 2018. Вип. 797. С. 63-67.

2. Круцяк М. О. Кореляційний аналіз динаміки валового внутрішнього продукту і показників функціонування електроенергетики України. *Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського*. 2018. Вип. 6 (113). С. 9-14 (DOI: 10.30929/1995-0519.2018.6.9-14).

3. Круцяк М. О. Прогнозування попиту на вітчизняному ринку електричної енергії на основі результатів аналізу динаміки соціально-економічних показників // *Економічний аналіз: зб. наук. праць / Економічний аналіз*. Тернопіль, 2018. Том 28. № 3. С. 37-46.

4. Krutsyak M. Evaluation of EV market expansion on the perspectives of electric power engineering development in Ukraine. *Вісник економіки транспорту і промисловості*. 2018. № 64. С. 151-159 (DOI 10.18664/338.47:338.45.v0i64.144728).

5. Круцяк М. О. Економіко-математична модель сезонної електрогенерації з використанням технологій негарантованої генерації. *Актуальні проблеми економіки*. 2018/2. № 10. - С. 105-120.

6. Круцяк М. О. Композиція оптимізаційної економіко-математичної моделі покриття графіка електричного навантаження за сучасних умов функціонування. *Підприємництво та інновації*. 2018. № 5. С. 140-149.

### Статті в інших наукових виданнях

7. Круцяк М. О. Оцінювання впливу динаміки добового споживання електричної енергії на економічну доцільність перетворень в електроенергетиці України. *Актуальні проблеми економіки та управління*. 2019. № 13. С. 140-149.

8. KRUTSYAK, Mykhailo Orest. Forecasting demand on the Ukrainian electricity market using socio-economic variables. *Economics, Management and Sustainability*, [S.l.], v. 4, n. 1, p. 46-57, apr. 2019. ISSN 2520-6303. Available at:

<https://jems.sciview.net/index.php/jems/article/view/73>. Date accessed: 25 oct. 2021 (DOI: <https://doi.org/10.14254/jems.2019.4-1.5>).

### **Праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації**

9. Круцяк, М. О. Техніко-економічне планування на основі сценарних прогнозів у галузі електроенергетики / Круцяк М. О. // Міжнародне науково-технічне співробітництво: принципи, механізми, ефективність : збірник праць XIV Всеукраїнської науково-практичної конференції, 15-16 березня 2018 року, м. Київ / КПІ ім. Ігоря Сікорського, ФММ, КМЕ. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. – С. 12.

10. Krutsyak M. Нейронні мережі як інструмент прогнозування попиту на ринку електричної енергії. // *Стратегії та політика розвитку територій : міжнародні, національні, регіональні та локальні виклики* : Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції, 10-12 травня 2018 р., Чернівці (Україна) – Сучава (Румунія). – Чернівці : Чернівецький нац. ун-т, 2018. – С. 139-141.

11. Круцяк М. О. Особливості розрахунків інвестиційних проєктів зеленої енергетики // Комплексне забезпечення якості технологічних процесів та систем (КЗЯТПС – 2018) : матеріали тез доповідей VIII міжнародної науково-практичної конференції (м. Чернігів , 10–12 травня 2018 р.) : у 2-х т. / Чернігівський національний технологічний університет [та ін.]; відп. за вип.: Єрошенко Андрій Михайлович [та ін.]. – Чернігів : ЧНТУ, 2018. – Т. 2. – С. 244–245.

12. Krutsyak Mykhailo. Alternative variants of development of electric power industry of Ukraine taking into account european experience / Mykhailo Krutsyak // Міжнародне науково-технічне співробітництво: принципи, механізми, ефективність : збірник наукових праць XV (XXVII) Міжнародної науково-практичної конференції (м. Київ, 14–15 березня 2019 р.). – Київ, 2019. – С. 22-23.

13. Круцяк М.О. Міжнародна співпраця в частині обміну електричною енергією та резервними потужностями // Міжнародне науково-технічне співробітництво: принципи, механізми, ефективність : зб. наук. пр. XVI (XXVIII) Міжнар. наук.-практ.

конф., 12-13 берез. 2020 р. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2020. — С. 176-179.

14. Круцяк М.О. Проблемні питання визначення резервних потужностей у великих енергетичних системах відповідно до методологій ENTSO-E/ЄС // Міжнародне науково-технічне співробітництво: принципи, механізми, ефективність : зб. наук. пр. XVII (XXIX) Міжнар. наук.-практ. конф., 11-12 берез. 2021 р. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. — С. 13-14.

## ЗМІСТ

|  |     |
|--|-----|
| Перелік умовних позначень.....   | 17  |
| ВСТУП.....   | 18  |
| Розділ 1 ТЕОРЕТИКО-МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ТРАНСФОРМУВАННЯ ПІДПРИЄМСТВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ .....                                    | 26  |
| 1.1 Розвиток парадигми трансформації підприємств в умовах інтеграції .....   | 26  |
| 1.2 Науково-методичні засади трансформації підприємств .....   | 37  |
| 1.3 Методичні підходи до оцінювання ефектів трансформації для електроенергетичних підприємств .....                        | 55  |
| Висновки до розділу 1 .....  | 79  |
| Розділ 2 СИСТЕМНО-СТРУКТУРНИЙ АНАЛІЗ СТАНУ ПІДПРИЄМСТВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ .....   | 82  |
| 2.1 Особливості євроінтеграції середовища функціонування підприємств електроенергетики.....                                | 82  |
| 2.2 Характеристика вітчизняного інституційного середовища.....   | 94  |
| 2.3 Аналіз розвитку вітчизняних підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції.....                                 | 132 |
| Висновки до розділу 2.....   | 156 |
| Розділ 3 ОБГРУНТУВАННЯ ЦІЛЕЙ ТРАНСФОРМАЦІЇ ПІДПРИЄМСТВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ В УМОВАХ ЄВРОІНТЕГРАЦІЇ .....                     | 159 |
| 3.1 Прогнозування попиту на товари і послуги підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції.....                    | 159 |
| 3.2 Обґрунтування доцільності трансформації підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції.....                     | 167 |
| 3.3 Економіко-математичне моделювання трансформацій вітчизняних підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції..... | 180 |
| Висновки до розділу 3 .....  | 201 |
| ВИСНОВКИ .....   | 203 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....   | 208 |
| ДОДАТКИ.....   | 239 |



## Перелік умовних позначень

АЕС – атомна електрична станція

БіоЕС – електрична станція на біопаливі

ВВП – валовий внутрішній продукт

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

ВЕС – вітрова електрична станція

ВЯП – відпрацьоване ядерне паливо

ГАЕС – гідроакumuлююча електрична станція

ГЕС – гідравлічна електрична станція

ЛЕП – лінія електричної передачі

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

ОЕС – об'єднана енергетична система

ОСП – оператор системи передачі

ОСР – оператор системи розподілу

ПЛ – повітряна лінія

ПС – підстанція

ПСО – покладання спеціальних обов'язків

СЕС – сонячна електрична станція

ТЕЦ – теплоелектроцентрально

ТЕС – теплова електрична станція

*EDNS* – *Expected Demand Not Served* (укр. очікуваний (імовірний) дефіцит потужності)

*EENS* – *Expected Energy Not Served* (укр. критерій очікуваної непоставленої енергії)

*ENTSO-E* – *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (укр. європейська мережа системних операторів)

*LOLE* – *Loss Of Load Expected* (укр. критерій ймовірності втрати навантаження)

*LOLP* – *Loss Of Load Probability* (укр. імовірність втрати навантаження)

## ВСТУП

**Актуальність теми.** В умовах євроінтеграції функціонування електроенергетики характеризується переходом до ринкових принципів регулювання її діяльності. Господарська та юридична незалежність підприємств електроенергетики на додачу до турбулентних змін у глобальному економічному середовищі їхнього функціонування суттєво ускладнює розвиток галузі та підприємств у цілому не тільки на довгострокову перспективу, а й навіть на середньострокову. У зв'язку із цим виникає необхідність дослідження та вдосконалення теоретичних і методологічних засад трансформації підприємств електроенергетики в умовах європейської інтеграції, а також формування наукових інструментів економічного оцінювання ефективності трансформації та визначення науково-обґрунтованих напрямів трансформації таких підприємств за означених умов.

Лібералізація ринку електричної енергії, що наразі проходить в Україні, перехід від моделі єдиного покупця до моделі сегментованого конкурентного ринку, виконання вимог Третього та Четвертого енергетичних пакетів ЄС, інтеграція до *ENTSO-E*, анбандлінг державних електроенергетичних підприємств висувають нові вимоги до електроенергетичних підприємств, а саме: забезпечення рівного, не дискримінаційного доступу до електричних мереж та енергії; обґрунтований та своєчасний розвиток мережевого господарства та генеруючих потужностей відповідно до потреб економіки та до прийнятих Україною все більш жорстких екологічних зобов'язань, нестаціонарного попиту на ринку; відсутності обмежень на виробництво та передачу електричної енергії тощо. Все це змушує підприємства шукати ефективні напрями трансформацій, спрямовані на реалізацію їх основних функцій.

Проблемам трансформації різних підприємницьких структур присвячена низка наукових робіт зарубіжних та українських авторів. Серед них вітчизняні: І. Гайдуцький, Я. Глуценко, О. Дегтярьова, В. Дергачова, В. Катькало, І. Кузнєцова, О. Охріменко, Ю. Тащєєв, М. Хитько, К. Шапіро, А. Шегда; іноземні: Б. Альстренд,

І. Ансофф, Р. Віттінгтон, Дж. Деніс, П. Друкер, К. Ендрюс, Б. Карлоф, Г. Клейнер, Дж. Куїнн, Дж. Лемпел, Г. Мінцберг, Г. Пізано, М. Портер, Л. Руло, А. Томпсон, Г. Хамел, А. Чандлер. Перспективи розвитку підприємств електроенергетики з урахуванням можливих трансформацій оцінено у роботах Л. Антоненка, П. Ван Дорена, І. Гайдуцького, С. Войтка, Ф. Ву, В. Гейця, О. Дертярьової, В. Дергачової, В. Захарченка, М. Згуровського, М. Земляного, І. Климовця, Б. Костюковського, Ю. Колбушкіна, Д. Костіна, Ю. Костіна, М. Кулика, Ю. Левицького, В. Лисюка, Р. Подольця, С. Пономарьова, Б. Серебреннікова, І. Сотник, О. Суходолі, В. Тамбовцева, Ю. Тащєєва, С. Ханта, В. Хогана, Г. Шаттлуорта, Е. Чафі, М. Юдіна.

Незважаючи на значні наукові надбання теорії економічних трансформацій, слід зазначити, що окремі її важливі елементи з появою нових чинників залишаються недостатньо розкритими. Так, частина теорій виходять з розуміння трансформації як засобу підтримання конкурентних переваг одного підприємства, залишаючи невизначеним питання функціонування інших підприємств та всієї галузі, до якої входить дане підприємство, на функціонування досліджуваного підприємства. Решта теорій ігнорують динаміку процесів та їх недетерміністичний характер і стохастичну природу, приймаючи умови функціонування такого підприємства статичними. Відповідно, наявні наукові концепції потребують удосконалення у частині врахування динаміки процесів, їх природи та характеру, а також актуальних та передбачуваних змін в умовах функціонування підприємств і галузі загалом.

Усе це актуалізує наукові дослідження, спрямовані на розробку та обґрунтування теоретико-методологічних засад трансформації підприємств електроенергетики (включно з науковим обґрунтуванням напрямів економічно обґрунтованої трансформації) в умовах євроінтеграції.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційна робота виконана відповідно до факультетських науково-дослідних тем «Моделювання динаміки економічних та управлінських процесів на глобальному, регіональному та мікрорівнях» (номер державної реєстрації 0117U003124) і «Оптимізація бізнес-процесів управління промисловим підприємством» (номер

державної реєстрації 0113U007962) кафедри міжнародної економіки факультету менеджменту та маркетингу Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського». Автором особисто досліджено засади функціонування електроенергетики України в умовах євроінтеграції з урахуванням змін у структурі споживання і виробництва електричної енергії, запровадження лібералізованої моделі ринку електричної енергії та сумісного розвитку вітчизняних підприємств електроенергетики з метою дотримання безпеки постачання електричної енергії.

**Мета і завдання дослідження.** *Метою дисертації є поглиблення теоретико-методичних підходів і розроблення науково-практичних рекомендацій щодо трансформації підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції.*

Виходячи з мети та логіки дослідження, були поставлені й вирішені наступні *завдання*:

- дослідити розвиток парадигми трансформації підприємств в умовах євроінтеграції;
- поглибити науково-методичні засади трансформації підприємств електроенергетики;
- розробити методичний підхід до оцінювання трансформації підприємства електроенергетики в умовах євроінтеграції;
- проаналізувати особливості трансформації підприємств і середовища їхнього функціонування;
- охарактеризувати інституційне середовище підприємств електроенергетики у контексті започаткованих процесів євроінтеграції;
- проаналізувати розвиток вітчизняних підприємств на сучасних етапах розвитку та євроінтеграції;
- спрогнозувати попит на товари і послуги підприємств електроенергетики в умовах подальшої євроінтеграції;
- обґрунтувати доцільність трансформації підприємств електроенергетики в подальшому;

–здійснити економіко-математичне моделювання трансформації вітчизняних підприємств в умовах євроінтеграції і запропонувати економічно обґрунтовані напрями трансформації електроенергетики в умовах євроінтеграції.

*Об'єктом дослідження* є комплекс економічних процесів і явищ, що слугують передумовами трансформації підприємств електроенергетики у процесі інтегрування національної економіки до європейського економічного простору.

*Предметом дослідження* є сукупність теоретичних, науково-методичних засад і практичних рекомендацій щодо трансформації вітчизняних підприємств електроенергетики в умовах європейської інтеграції.

**Методи дослідження.** Дисертаційна робота виконана на основі єдності теорії та практики, тому для вирішення поставлених завдань використовувалися загальнонаукові та спеціальні методи дослідження: наукової абстракції, узагальнення та порівняння для визначення і виокремлення основних чинників трансформації підприємств та середовища їхнього функціонування; кореляційного аналізу (реалізованого на основі нейронних мереж) для прогнозування обсягів попиту на товари і послуги підприємств електроенергетики; статистичний; стандартизації; графічний; табличний; Монте-Карло для моделювання стохастичних процесів; системний підхід для розробки концепції розвитку підприємств електроенергетики (на прикладі ПрАТ «НЕК «Укренерго», ДП «НАЕК «Енергоатом» і ПрАТ «Укргідроенерго») у межах всієї галузі й в умовах європейської інтеграції; сценарний підхід для розробки ймовірнісних сценаріїв розвитку підприємств електроенергетики.

*Інформаційну базу дослідження* склали праці: вітчизняних і зарубіжних вчених зі стратегічного та корпоративного управління; прогнозування розвитку ПЕК; лібералізації ринку електричної енергії; міжнародні та вітчизняні нормативно-правові акти, матеріали державних статистичних органів, довідкових і періодичних видань, матеріали й аналітичні звіти міжнародних і вітчизняних організацій (*WorldBank, IEA, ПрАТ «НЕК «Укренерго», НПЦР ОЕС України, ДП «Оператор ринку», ДП «Енергоринок», ДП «НАЕК «Енергоатом», ENTSO-E, ПрАТ «Укргідроенерго»*), агреговані дані Державної служби статистики України, Кабінету Міністрів України,

Міністерства розвитку економіки, торгівлі та сільського господарства України, Міністерства енергетики України, дані фінансової та статистичної звітності енергогенеруючих, електропередавальних і електророзподільних підприємств, результати наукових досліджень НТУУ «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», інформаційні та аналітичні матеріали низки профільних міжнародних асоціацій, компаній з управління активами та рейтингових агенцій, ресурси Інтернету, а також результати власних досліджень.

**Наукова новизна отриманих результатів** полягає у розробленні теоретико-методологічних засад, методичних підходів і рекомендацій щодо трансформування електроенергетичних підприємств в умовах європейської інтеграції за умови забезпечення безпеки постачання електричної енергії.

**На захист винесено такі нові наукові положення, розроблені автором особисто:**

*уперше:*

– розроблено деталізовану модель оптимальних функціонування та розвитку підприємств електроенергетики в умовах європейської інтеграції на базі рішень з використанням сценарного підходу, що надає можливість з використанням стохастичних методів оцінити та врахувати вплив подій стохастичного характеру на обсяги дефіцитів і профіцитів пропозиції, а також обґрунтувати доцільність трансформації таких підприємств і необхідність впровадження нових видів допоміжних послуг на ринку електричної енергії, зокрема стратегічного резерву потужності;

*удосконалено:*

– методичний інструментарій оцінювання трансформації підприємств електроенергетики та їх ефектів, який на відміну від наявних, ґрунтується на положеннях, що трансформація представляє собою динамічний і комплексний процес;

– методичний інструментарій оцінювання економічної життєздатності підприємств електроенергетики у процесі їх розвитку (зокрема, трансформації) з

урахуванням галузевої специфіки та розширеного переліку показників, що характеризуються їхню роботу;

– підходи до економіко-математичного моделювання механізмів ціноутворення на ринку електричної енергії, що ґрунтується на пом'якшенні перехресного субсидіювання згідно з вимогами енергетичних пакетів ЄС;

– підходи до економіко-математичного моделювання функціонування і розвитку підприємств на сегментованому ринку електричної енергії, на якому торгуються одночасно товари (електрична енергія) і послуги (резерви), шляхом економіко-математичної співоптимізації.

– підходи до економіко-математичного моделювання роботи підприємств електроенергетики з огляду на купівельну спроможність споживачів шляхом введення до економіко-математичного моделі функціонування і розвитку підприємств електроенергетики показників  $VoRS$  і  $VoLL$ , які представляють собою відповідні штрафні функції або граничні ціни на товари і послуги на ринку електричної енергії;

*дістали подальшого розвитку:*

– понятійний апарат трансформації підприємства у частині розширення його визначення та виокремлення його характерних і визначальних особливостей, серед яких часова протяжність/динамічність (тривалість у часі) і нестаціонарність, стохастичність, складність (з інших складових) системи та її вкладеність в інші системи;

– економіко-математичне прогнозування кривих і обсягів попиту на товари (електрична енергія) на ринку електричної енергії з використанням прогнозу міжгалузевого балансу Міністерства економічного розвитку та нейронних мереж;

– економіко-математичне прогнозування кривих і обсягів попиту на послуги (резерви) на ринку електричної енергії з використанням нейронних мереж та застосуванням сценарного підходу.

**Практична значущість отриманих результатів** полягає у створенні необхідної теоретико-методологічної та практичної бази формування економічно обґрунтованих напрямів трансформування електроенергетичних підприємств в умовах європейської

інтеграції. Результати дослідження впроваджено у діяльність: ПрАТ «НЕК «Укренерго» (довідка № 01/31764 від 20.08.2019 р.); ПрАТ «НЕК «Укренерго» (довідка № 01/41532 від 13.11.2020 р.); НПЦР ДП «НЕК «Укренерго» (довідка № 11/45382 від 15.11.2018 р.); НВПП «ДАК-Електропром» (довідка б/н від 23 грудня 2020 року).

Результати дослідження також використовуються у навчальному процесі НТУУ «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» під час розроблення робочих програм, науково-методичного забезпечення і викладання навчальних курсів «Економіка організації та планування виробництв» і «Глобальні економічні процеси в умовах трансформації» на факультеті менеджменту та маркетингу (акт від 03.03.2021 р). Довідки та акти про впровадження результатів дослідження наведено у Додатку А.

**Особистий внесок здобувача.** Дисертація є самостійно виконаною науковою працею, в якій викладено авторський підхід щодо трансформування підприємств електроенергетики України в умовах європейської інтеграції. Всі наукові результати, викладені в дисертації, одержано автором особисто. З наукових публікацій, виданих в співавторстві, використані лише ті положення, що становлять його індивідуальний внесок, який зазначений в авторефераті та у переліку публікацій за темою дисертації.

Апробація результатів дисертації. Основні теоретичні положення і результати дослідження оприлюднені на всеукраїнських і міжнародних науково-практичних конференціях: XIV Всеукраїнській науково-практичній конференції «Міжнародне науково-технічне співробітництво: принципи, механізми, ефективність» (м. Київ, березень 2018 р.); Міжнародній науково-практичній конференції «Стратегії та політика розвитку територій: міжнародні, національні, регіональні та локальні виклики» (м. Чернівці, Україна – м. Сучава, Румунія, травень 2018 року); VIII Міжнародній науково-практична конференція «Комплексне забезпечення якості технологічних процесів та систем» (м. Чернігів, травень 2018 р.); XV Міжнародній науково-практичній конференції «Міжнародне науково-технічне співробітництво: принципи, механізми, ефективність» (м. Київ, березень 2019 р.); XVI Міжнародній науково-практичній конференції «Міжнародне науково-технічне співробітництво:



принципи, механізми, ефективність» (м. Київ, березень 2020 р.); XVII Міжнародній науково-практичній конференції «Міжнародне науково-технічне співробітництво: принципи, механізми, ефективність» (м. Київ, березень 2021 р.);

**Публікації.** Основні результати та положення дисертації, що виносяться на захист, опубліковано у 14 одноосібних наукових працях загальним обсягом 5,84 авт. арк., у тому числі 6 статей у наукових фахових виданнях України, 1 стаття у періодичних наукових виданнях інших держав, які входять до Організації економічного співробітництва та розвитку та/або Європейського Союзу за кордоном, 1 стаття в інших виданнях, 6 тез доповідей у збірниках матеріалів конференцій.

**Структура та обсяг роботи.** Дисертація складається з анотації, вступу, трьох розділів, висновків, списку використаних джерел і додатків. Загальний обсяг роботи становить 292 сторінок, зокрема основний зміст викладено на 191 сторінці друкованого тексту. Робота містить 41 таблицю, 58 рисунків, 9 додатків на 49 сторінках, список використаних джерел налічує 301 найменування на 30 сторінках.

## РОЗДІЛ 1

### ТЕОРЕТИКО-МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ТРАНСФОРМУВАННЯ ПІДПРИЄМСТВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

#### 1.1 Розвиток парадигми трансформації підприємств в умовах інтеграції

В умовах інтеграції, глобалізації та лібералізації економіки, а також технологічних тенденцій, процеси, що супроводжують розвиток підприємств, суттєво поживляються та ускладнюються, що призводить до появи нових викликів для розвитку таких підприємств у майбутньому. Для того, щоб підприємство здатне було прибутково задовольняти потреби споживачів у товарах та/або послугах, такому підприємству слід знати, формувати і підтримувати потенціал для свого майбутнього розвитку, зокрема і шляхом адаптації до внутрішніх та зовнішніх змін. Такі зміни, еволюційного або революційного характеру за окреслених умов, потребують від підприємства його трансформації. Саме тому пропонується дослідити розвиток парадигми трансформації підприємств за таких умов.

У цьому контексті підприємства електроенергетики не є виключенням. Електроенергетика є системоутворюючою галуззю національної економіки, суб'єктами якої є суб'єкти підприємницької діяльності, що провадять діяльність у сферах виробництва, передачі, постачання електричної та теплової енергії, які разом із ядерно-промисловим, вугільно-промисловим і нафтогазовим комплексами формують паливно-енергетичний комплекс.

З цієї причини за її функціонування та розвиток несе відповідальність держава, розподіливши між підприємствами і державними органами низку функцій (наприкладі України): в особі профільного міністерства та КМУ – з формування правових, економічних та організаційних засад функціонування паливно-енергетичного комплексу, в особі регулятора – із здійснення нагляду, регулювання та ціноутворення, в особі підприємств-операторів системи передачі – функції оперативно-технологічного (диспетчерського) управління ОЕС України, а також функції з планування розвитку системи передачі на перспективу до 10-ти років, в

особі генеруючих компаній – функції з енергозабезпечення, в особі підприємств–операторів системи розподілу (ОСР) – функції з розподілу та електропостачання електричної енергії тощо.

Схожу організаційну структуру електроенергетичної галузі можна зустріти у багатьох країнах світу. Однак, при цьому деякі з функцій можуть бути розподілені дещо по-іншому, але принцип і перелік функції лишаються одними і тими ж.

На етапі глобалізації та інтеграції, до процесу лібералізації ринків залучена більшість країн світу. Так, з моменту набуття незалежності Україна була залучена до таких процесів, що потребує відповідних трансформацій, у першу чергу, з перебудови моделі функціонування економіки на ринкових засадах. Оскільки така зміна концепції функціонування національного господарства передбачає зміну концепції функціонування і її складових, зокрема електроенергетики та формуючих її підприємств, має відбутися перехід від загальнонаціонального планування розвитку до планування за ринкової моделі господарювання, який на даний момент часу вже пройшов кілька етапів [1].

Так чи інакше, розвиток підприємства здійснюється шляхом його трансформації. Принаймні такої думки доходить низка вчених-економістів [2 – 3]. З іншого ж боку, виходячи з того, що трансформація (*лат.* «transformare» – змінювати, перетворювати) – «це зміна, перетворення виду, форми, істотних властивостей і т. ін. чого-небудь» [4]. Таким чином, до трансформації можна віднести будь-які дії й операції, що призводять до зміни об'єкта трансформації. При цьому неважливо, яке джерело та першопричина таких дій та операцій: вони можуть бути як цілеспрямованими, так і випадковими, як зовнішніми, так і внутрішніми, як навмисними, так і ненавмисними. У визначенні трансформації також не вказується і про те, якими мають бути такі зміни, адже у результаті вони можуть бути як позитивними, так і негативними.

Саме ж поняття «трансформація» є досить складним, багатогранним і мультидисциплінарним. Воно знаходить широке застосування у фізиці, коли, для прикладу, досліджується динаміка фізичних процесів або перетворення одних видів енергії в інші, в біології, медицині та генетиці, коли мова йде про генетичну

трансформацію ДНК, клітин та організмів, або ж у лінгвістиці, коли йдеться про лексичні та словесні трансформації при перекладі з однієї мови на іншу. Зазначений термін знаходить застосування і в гірництві, коли у результаті метасоматозу та завдяки вимиванню хімічних елементів з гірських порід початкова порода зазнає трансформації, а також у математиці (наприклад, перетворення Фур'є) та енергетиці (наприклад, трансформація одного виду струму в інший з використанням трансформатора) та юриспруденції (трансформація норм міжнародного права у норми національного). Подібні приклади застосування терміну «трансформації» наведені у табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Застосовність поняття трансформації

| Поняття       | Дисципліна    | Значення   |
|---------------|---------------|--|
| Трансформація | Загалом       | Зміна, перетворення виду, форми, істотних властивостей і таке інше будь-чого [4]                                       |
|               | В соціології  | Історичний процес змін у суспільстві [5]   |
|               | У фізиці      | Перетворення електричного струму низької напруги на струм високої з використанням трансформатора [6]                   |
|               | У біології    | Перенесення однієї синтаксичної конструкції в іншу [7]   |
|               | У мистецтві   | У театральному, цирковому та естрадному мистецтві – сценічний прийом, який полягає у швидкому перевтіленні артиста [8] |
|               | У лінгвістиці | Перетворення однієї синтаксичної конструкції в іншу [9]  |
|               | У праві       | Один із способів правової імплементації [10]   |
|               | У математиці  | Інтегральне перетворення комплексної функції дійсної змінної в іншу [11]   |

*Джерело: складено на основі [4 – 11]*

Термін «трансформація» набув поширення у соціальних науках наприкінці ХХ століття для опису дій, що характеризують радикальні структурні зміни національних економік у наслідок новітніх процесів [12]. В економічну науку це поняття привнесли представники школи еволюційної економіки Т. Веблена [13], що пізніше набуло ширшого застосування завдяки Й. Шумпетеру [14], П. Друкеру [15], А. Кларку [16], В. Петті та іншим. Перший доповнив поняття ідеями еволюціоністів – критерієм інноваційності, другий – ідеєю порівняння стану об'єкта трансформації,

ввівши деструкцію початкового стану; третім та його послідовники – ввівши поняття концепції структурних змін [16 – 19]. Пізніше вагомий теоретичний внесок в обґрунтування трансформаційних процесів у розвитку соціально-економічних систем зробили Є. Тоффлер [20], Д. Белл [21], Дж. Стігліц [22].

Є. Тоффлер визначив трансформацію як «перетворення, різнобічні бурхливі події, зміни, поштовхи у нову систему, які є не продовження розвитку у поточному напрямі, а радикальними змінами, що, можливо, заперечують попередній досвід» [20]. Натомість, Д. Белл розумів трансформацію як «міру необхідних змін, у рамках яких триває відбір найбільш вагомого та перспективного середовища через формування програм, проєктів, цілей, технологій вирішення протиріч» [21].

Дещо інший погляд на трансформацію економічних систем мали представники марксистської економічної школи, які розглядали трансформацію як природну «економічну зміну, обумовлену логікою розвитку капіталізму, подоланням ним своїх внутрішніх відтворювальних обмежень» [23]. Низка вітчизняних вчених (таких як В. Геєць, А. Колодій, Ф. Рудич, О. Долженков) доповнили транзитивну теорію економіки новою категорією – транзитологією, яка вивчає «проблеми економічної трансформації економік країн, у яких відбуваються процеси переходу соціально-економічної системи в якісно інший стан» [24]. У теорії економічних циклів М. Кондратьєва значна увага приділялася трансформації як неминучого елемента розвитку соціально-економічної системи [25]. Важливий науковий внесок зробили і сучасні економісти (А. Герасименко [26], Л. Потравка [27], Є. Івченко [7]), систематизувавши низку наукових поглядів й доповнивши перелік чинників і передумов трансформації соціально-економічних систем.

Так, одне із сучасних визначень терміну «трансформація» запропонувала Т. Заславська. Вона пропонує використовувати термін для опису поступових, але глибоких і порівняно швидких процесів перетворення суспільства, що обумовлене, перш за все, внутрішніми, а вже потім зовнішніми потребами системи. Прихильниками такої ж думки виступають С. Єрохін і Н. Гражевська, однак, на відміну від Т. Заславської, вони акцентують увагу саме на впливі зовнішніх чинників, у такий спосіб урівноважуючи роль і вплив ендогенних та екзогенних чинників на

трансформацію [28]. Низка ж інших [29] застосовують поняття «трансформація» виключно до національних економік, які змінюють свій господарський устрій на новий лад з використанням ринкових підходів і механізмів. Також наявна думка в економічній теорії і про те, що трансформація може застосовуватися значно ширше, адже таке поняття є застосовним не тільки до суспільства, національної економіки, а й для окремих підприємств.

Зважаючи на наявність низки різних визначень, найбільш коректним, на нашу думку, є визначення О. Корнуха і А. Турило [30], згідно з яким «трансформація є економічною категорією, яка пов'язана з економічною сферою, притаманною різним рівням господарювання, відображає складний процес, що здійснюється одночасно у часі та просторі». При цьому економічна трансформація відбувається під впливом об'єктивних і суб'єктивних причин, а ключовою її ознакою є наявність сукупності «змін, які в кінцевому підсумку призводять до нового економічного стану, нових економічних результатів та формування нових економічних цілей та завдань» [30]. Подібне визначення надають і зарубіжні вчені, трактуючи економічну трансформацію як тривалий у часі процес зміщення ресурсів від низького рівня ефективності їх використання до високого [31].

Узагальнюючи наведені вище визначення доходимо висновку про наявність таких елементів, які не залежать від сфери застосування поняття: чинники, процес/функція та мета трансформації. Так, в економіці до числа вагомих чинників трансформації слід віднести турбулентність змін середовища функціонування об'єкта трансформації. Водночас процес або ж функція трансформації полягає в ефективному підлаштуванні об'єкта до таких змін незалежно від мети. Вочевидь, чим вагомішими є зміни середовища, тим актуальнішим постає питання трансформації підприємств. Важливим при цьому є те, що такі зміни є перманентними, а дія євроінтеграційних процесів тільки поглиблює та прискорює їхню трансформацію. Економічною метою ж є підвищення загального рівня економічної ефективності їхньої діяльності, підвищення їхньої конкурентоспроможності, зниження витрат тощо.

Однак результати аналізу наукової літератури вказують на те, що окреслена проблематика трансформації підприємств є недостатньо вивченою, передумовою

чого слугує те, що трансформація є мультидисциплінарним явищем – вона знаходиться на перетині економіки, інженерії, менеджменту та інших наук.

Наведені вище визначення трансформації також не містять опису результатів трансформації, а тому вони, незалежно від мети, можуть бути як позитивними, так і негативними. При цьому неважливо, якою є першопричина трансформації: процес трансформації може бути як цілеспрямованим, так і випадковим, як навмисним, так і ненавмисним.

Тут же потребує уточнення і те, що поняття трансформація характеризується дуалізмом, оскільки позначає собою і явище, і процес. Так, трансформація як процес характеризується динамічністю, а у зрізі певних статичних моментів часу постає в якості характеристики стану об'єкта трансформації. Тому, автором пропонується розрізняти ці поняття, застосовуючи термін «трансформаційний процес» до динаміки процесу, а «трансформацію» – до визначення стану об'єкта у той чи інший момент, порівняно з одним із його попередніх станів.

Водночас, потребує уточнення поняття «стан», яке, згідно зі словником *Webster's New World College* трактується як «набір атрибутів, що характеризують особу чи предмет у певний момент часу» [32]. Таким чином, «стан» одномоментно характеризує сукупність внутрішніх елементів та їх зв'язки/взаємозв'язки у певний момент часу, що вказує про ознаку статичності.

Узагальнюючи результати вивчення літературних джерел, що присвячені трансформаціям, можна дійти висновку про те, що процес трансформації економічних систем проходить у кілька етапів (рис. 1.1). На першому етапі отримується результат дії так званого «трансформатора» першого етапу на систему, який активується або дезактивується внаслідок дії одного або кількох подразників.

При цьому природно, що система ще до початку дії трансформатора характеризується певним набором кількісних та якісних ознак, рис, функцій тощо. Унаслідок дії трансформатора на першому етапі збурюється певний дисбаланс, що призводить до змін (або ж до дивергенції згідно з еволюційною теорією Ч. Дарвіна) характеристик системи та її елементів.

На другому етапі такі зміни акумулюються, що породжують подальші зміни системи та її елементів. На цьому етапі активуються трансформатори другого етапу, що посилюють ефект першого етапу, активуючи ланцюгову деформацію елементів системи. У наслідок дії трансформаторів на цьому етапі система виходить зі стану рівноваги й, водночас, намагається протистояти дії цих трансформаторів. У разі неспроможності системи протистояти дії трансформаторів на другому етапі відбувається перехід до третього етапу трансформації – біфуркації.

Третій етап характеризується тим, що система переходить до стану біфуркації, поява якої спричинена амплітудою та/або частотою змін на попередньому етапі. Біфуркація породжує локальні та глобальні атрактори, кожен з яких представляє низку станів, до яких тяжіє подальший розвиток системи. Саме, у таких точках, точках проходження атракторів, система може переходити до нового стану під дією трансформаторів третього етапу, котрі, по суті, є аналогами трансформаторам другого етапу, але посиленої дії, або ж трансформаторами, виродженими самою системою у наслідок компенсуючих одна одну дій трансформаторів другого етапу. Таким чином, стає можливий розвиток системи в один із таких способів: повернення системи до переднього стану з дещо деформованими її кількісно-якісними характеристиками або становлення нової системи з якісно новими характеристиками.



Рисунок 1.1 – Графічне представлення процесу трансформації економічних систем

*Джерело: складено на основі власних досліджень*



У контексті даного дослідження під системою, зображеною на рис. 1.1, матимемо на увазі підприємство електроенергетики, а під збуренням – дію чинників, викликаних плином євроінтеграційних процесів на різних етапах розвитку підприємства, що призводитиме до трансформації останнього та, відповідно, до нового його стану. Дослідження трансформації підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції пропонується автором проводити з використанням саме такого підходу, детальний опис якого (включно з описом його елементів, чинників, етапів і поєднанням з іншими підходами) наводиться у наступних підрозділах.

Важливим елементом процесу трансформації економічних систем є поява нової сформованої системи, що представляє собою взаємопов'язану сукупність соціальних (домогосподарство, соціальне утворення, держава) та економічних (підприємницька або бізнесова одиниця, ринок, галузь або сектор економіки) елементів, які утворюють одне ціле, у результаті чого система набуває унікальних характеристик, не притаманних кожному окремому із елементів (рис. 1.2) [27].



Рисунок 1.2 – Ієрархія та інтегрованість соціально-економічних систем

*Джерело: складено на основі [33]*

Важливим є і те, що низка елементів соціально-економічної системи можуть бути інтегрованими одне в одне, як от підприємницька одиниця у ринок, а ринок, у свою чергу, у галузь чи сектор, натомість кожен з перерахованих є, водночас, елементом соціально-економічної системи й об'єктом, що сам піддається трансформації й призводить до трансформації інтеграційних груп, до складу яких і входить. Примітним є також і те, що елементи соціально-економічної системи, наведені на рис. рис. 1.2, відносяться, до різних економічних рівнів, які умовно розділяють на такі [34; 35]:

- 1) мегарівень – сюди відносять економічні інтереси міжнародної спільноти;
- 2) макрорівень – сюди відносять національні економічні інтереси;
- 3) мезорівень – сюди відносять економічні інтереси агентів ринку, регіонів і галузей;
- 4) мікрорівень – сюди відносять економічні інтереси конкретних підприємств, організацій;
- 5) нанорівень – представлений економічними інтересами кожного індивіда, домашнього господарства.

У цьому контексті з урахуванням взятого євроінтеграційного курсу та мети роботи найбільший інтерес становить трансформація підприємств (об'єктів мікрорівня), але, зважаючи на взаємопов'язаність об'єктів на різних рівнях, з урахуванням трансформації об'єктів суміжних рівнів (нано- і мезо- рівня – більшою мірою, макрорівня – меншою мірою). Тому, трансформацію підприємств доцільно досліджувати з урахуванням трансформацій інтеграційних груп, а саме: ринку товарів і послуг, на якому провадить свою діяльність досліджуване підприємство, та сектору (галузі) економіки, до складу якого (якої) входить досліджуване підприємство. У нашому випадку ми розглядаємо низку підприємств, які відносяться до електроенергетичної галузі національної економіки України, провадять свою основну діяльність на ринку електричної енергії, реалізуючи свою основну продукцію кінцевим споживачам з використанням Об'єднаної енергетичної системи України, які разом формують єдину інтеграційну групу.

В Україні на законодавчому рівні визначено трансформацію інтеграційної групи: Законом України «Про ринок електричної енергії» [36], Енергетичною стратегією України на період до 2035 року [37] та іншими передбачено трансформацію умов функціонування підприємств електроенергетики у зв'язку із такими запланованими у контексті євроінтеграції процесами як інтеграція ОЕС України до *ENTSO-E*, розвиток конкуренції через зміну моделі ринку електричної моделі тощо. Саме цими та низкою інших документів імплементовано в Україні директиви та регламенти ЄС, що врегульовують діяльність в енергетиці ЄС. Такі трансформації інтеграційної групи передбачають зміни на різних рівнях.

Важливо, що підприємства електроенергетики мають доступ до різних рівнів ринку (від локального до регіонального), оскільки є невід'ємними складовими енергетичної системи та ринку електричної енергії, а тому мають змогу провадити свою діяльність на різних ринках, якщо енергетичні системи пов'язані відповідною мережевою інфраструктурою та мають спільні ринки, тому ринки можна класифікувати відповідно до їхніх масштабів (рис. 1.3).

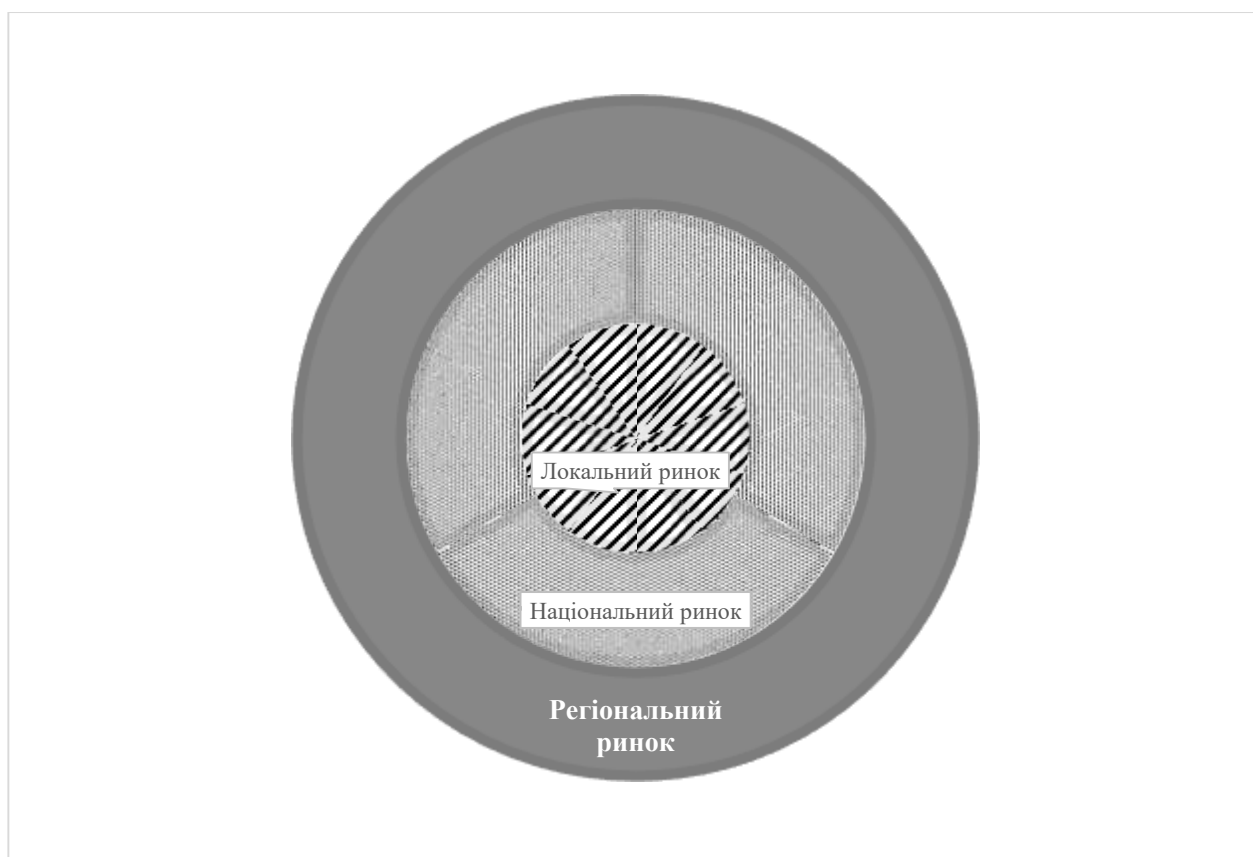


Рисунок 1.3 – Ієрархія рівнів ринку електричної енергії

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

За умов зростання конкуренції на ринку, зміни виду економічної системи, зміни споживчої поведінки та системи цінностей, трансформація підприємств стає інструментом, необхідним не тільки для підвищення рівня ефективності роботи суб'єкта господарювання, а й для забезпечення безперервного його функціонування, на що можуть мати вплив як екзогенні, так і ендегенні чинники. До екзогенних слід, перш за все, віднести такі чинники [7; 26; 27]:

1) економічні (стан національної економіки, рівень інфляції, стабільність фінансової системи, динаміка цін на основні види ресурсів, кон'юнктура ринків, рівень конкуренції, науково-технічний прогрес тощо);

2) політичні (політична стабільність, державна політика, наявність економічних зв'язків і ринків збуту та ресурсів, регуляторні політики тощо);

3) демографічні (чисельність і склад населення, освіченість, рівень його добробуту, платоспроможність, система цінностей тощо);

4) інші.

Слід зазначати, що змінити вплив перерахованих вище чинників або ж уникнути його складно, якщо це взагалі представляється можливим з точки зору одного підприємства.

До ендегенних чинників слід, зокрема, віднести такі [7; 26; 27]:

1) фінансові (стан фінансових зобов'язань, стан і якість грошових потоків тощо);

2) операційні (управлінський склад, операції на ринку тощо);

3) інші.

Трансформація підприємств електроенергетики поряд з тим, що стикається з наявністю чинників, які слабо піддаються оцінюванню їхнього впливу, ускладняється і тим, що такі підприємства функціонують у складі складної технологічної системи, Об'єднаної енергетичної системи, до ключових особливостей якої слід, перш за все, віднести [38; :

1. Підтримання перманентного балансу між споживанням і виробництвом електричної енергії.

2. Паралельна (синхронна) робота з використанням ліній електричних передач кожного працюючого елемента генерації електричної енергії у складі енергетичної системи, що автоматично перетворює такий елемент у суб'єкт ринку електричної енергії (згідно з чинним Кодексом системи передачі [41]).

3. Наявність централізованої системи управління (диспетчеризації) енергетичної системи та централізованого планування розвитку системи передачі.

Важливою особливістю трансформації є те, що таке явище є динамічним, а тому її доцільно оцінювати з позиції процесного підходу. Досить влучно і повно якому дав визначення Ю. Баладай, за яким «Процесний підхід – це розгляд всієї діяльності компанії як мережі взаємодіючих процесів, що протікають усередині організаційної структури компанії й реалізують мету її існування» [42]. Об'єктом управління за процесного підходу є процес, під яких розуміють логічну послідовність дій, протяжну у часі, що призводить до послідовної зміни проміжних станів системи, в якій цей процес протікає, і що перетворює вхідні ресурси у кінцеві (вихідні).

Отже, «трансформація підприємств» є складним, комплексним і багатогранним поняттям, що включає в себе не тільки зміни певних складових системи, а й самої системи загалом, адже трансформаційні процеси характеризуються наявністю тісних двонаправлених взаємозв'язків як між елементами системи, так і між системою та її елементами, а також системи з іншими системами. Водночас, самі процеси проходять паралельно у часі та просторі. Тому, трансформація має досліджуватися, у тому числі, і з позиції процесного підходу, тобто такого, що характеризується, зокрема, часовою протяжністю, тривалістю, динамічністю, а також стохастичністю.

## **1.2 Науково-методичні засади трансформації підприємств**

В умовах трансформації актуалізується необхідність обґрунтованого та виваженого управління процесом розвитку економічних систем. А плин євроінтеграційних процесів стає суттєвим викликом для подальшого розвитку, трансформації й переспрямування розвитку такої системи у кероване русло.

Низка вчених [42; 43] вказують на існування парадоксу сучасного періоду

трансформації, котрий полягає у тому, що водночас поєднуються тенденції економічної інтеграції у глобальних масштабах з тенденціями дезінтеграції у менших масштабах (національних, локальних тощо), що й можна спостерігати у наш час.

Виходячи з того, що місія підприємства полягає у задоволенні суспільних потреб у певних видах продукції та одержанні прибутку [44], а до числа основних його завдань входить одержання доходу власником підприємства, створення і підтримання потенціалу для майбутнього розвитку та безперервного його функціонування, а також низки інших, досягти мети та виконати основні завдання підприємства представляється можливим за умови формування і дотримання ефективної стратегії розвитку, що в умовах глобалізації набуває все більшої актуальності.

Досить влучно щодо ролі стратегії для підприємства висловився І. Ансофф: «... компанії, за відсутності планованої та керованої стратегії, приречені на вимирання... В компаніях, яким вдається вижити, стратегічною поведінкою принаймні керують» [46]. Виходячи із сказаного, роль стратегії у розвитку підприємства складно недооцінити. Тим не менш, на сьогодні не представлено єдиного визначення змісту поняття стратегії та її структури, оскільки його не існує. Це вказує на те, що таке поняття є складним і неоднозначним. Хоча при цьому, результат міркування більшості науковців сходяться у загальному визначенні цього поняття, однак розходяться при розшифруванні окремих її елементів в умовах трансформації.

У зв'язку з цим доцільним постає визначення та класифікація представлених на сьогодні стратегій та їх тлумачень. А з огляду на те, що наразі на практиці використовується значна кількість різноманітних стратегій розвитку підприємства, класифікація суттєво ускладнюється і міститиме тільки основні види стратегій. Класифікація має здійснюватися на основі певних класифікаційних ознак, серед як, перш за все, виділяють такі як: концепція досягнення конкурентних переваг, стан і відносна позиція підприємства на ринку, поведінка підприємства при конкуренції боротьбі на ринку та багато інших. Поєднання різноманітних класифікаційних ознак із значною кількістю стратегій, на додачу до особливостей реалізації на кожному конкретному підприємстві, що саме по собі характеризується наявністю низки

неповторних, індивідуальних рис, обумовлює значну кількість стратегічних цілей та багатоваріантність умов і засобів їх досягнення.

Так, наприклад, І. Ансофф запропонував досить просте визначення: стратегія – це один із низки «наборів правил прийняття рішень стосовно поведінки фірми в умовах неповноти інформації про майбутній розвиток підприємства» [46]. Г. Міцберг визначав стратегію як широку економічну категорію, що містить 5 елементів (*англ.* «5Р»): позиція (актуальний стан підприємства та його відносне положення на ринку); паттерн (обрана поведінкова модель); план (розроблена послідовність дій для досягнення основних цілей); перспектива (направленість дій у майбутнє); прийом (дія направлена на «обхід конкурента»).

Стратегія розвитку підприємства є одним з ключових понять в економіці, менеджменті, маркетингу та інших соціальних науках, ще від початку другої половини ХХ століття, коли А. Чендлер-молодший запозичив цей термін у військових і використав на комерційному підприємстві. Саме на той період припав початок експансії поняття соціальними науками й, водночас, початок етапу стратегічного планування на підприємствах в умовах ринкової економіки. З тих пір виникла низка дефініцій «стратегії» (табл. 1.2).

Визначення, що запропоноване І. Ансофом є досить простим і популярним серед фахівців, однак є доволі загальним (виходячи з визначення, різниця між стратегією і трансформацією чи політикою не очевидна). Визначення Г. Міцберга є більш узагальненим і теоретичним. Визначення Б. Карлофа є неповним (враховує тільки ресурсну складову). Визначення М. Портера не містить конкретики, й натомість вказує на всеосяжність стратегії. Визначення О. Віокурова є синтезом попередніх визначень. Те саме стосується і визначення М. Тулінкова, однак на відміну від попереднього вказує на ціль стратегії. Визначення М. Крука є стислим і моноаспектним. Визначення М. Мескона, А. Альберта, Ф. Хедоурі не містить інформації про суб'єкта та часові характеристики. Визначення П. Дойля не надає змоги розкрити поняття стратегії. Тому, серед перерахованих вище, визначення З. Шершеньової є найбільш повним й більш того вказує на наявність вибору, певної альтернативи.

Таблиця 1.2 – Поширені дефініції поняття «стратегія»

| Автор  | Визначення   |
|--|--|
| І. Ансофф [46]                               | Стратегія – набір правил для прийняття рішень, якими підприємство керується в своїй діяльності. Метод встановлення довгострокових цілей підприємства, програми його дій та пріоритетних напрямків розміщення ресурсів.   |
| Г. Мінцберг [48]                             | Стратегія – послідовна, узгоджена та інтегрована структура управлінських рішень.   |
| Б. Карлофф [49]                              | Стратегія – узагальнена модель дій, які необхідні для координації та розподілу ресурсів підприємства.  |
| М. Потрер [50]                               | Стратегія – спосіб реакції на зовнішні можливості й загрози, внутрішні сильні та слабкі сторони.   |
| В. Вінокуров [51]                            | Стратегія – система управлінських рішень, що визначають перспективні напрямки розвитку підприємства, сфери, форми і способи його діяльності в умовах навколишнього середовища і порядок розподілу ресурсів для досягнення поставлених цілей.   |
| М. Туленков [52]                             | Стратегія – установлена на досить тривалий період сукупність норм, орієнтирів, напрямків, сфер, способів і правил діяльності, що забезпечують зростання і високу конкурентоспроможність організації, які зміцнюють позиції на ринку, підвищують здатність до виживання в умовах конкуренції. |
| М. Крук [53]                                 | Стратегія – правила прийняття рішень, які формуються в момент початку їх реалізації.   |
| М. Мескон,<br>А. Альберт,<br>Ф. Хедоурі [54] | Стратегія – детальний всебічний комплексний план, призначений для того, щоб забезпечити здійснення місії організації і досягнення її цілей.  |
| З. Шершенньова [55]                          | Довгостроковий курс розвитку підприємства, спосіб досягнення цілей, який воно визначає для себе з альтернативних варіантів, керуючись власними міркуваннями в межах своєї політики.  |
| П. Дойль [56]                                | Стратегія – комплекс прийнятих рішень.   |

*Джерело: складено на основі узагальнення інформації з [45; 47 – 55]*

У результаті аналізу викладених визначень можна дійти висновку про те, що:

- стратегія є інструментом досягнення тих чи інших цілей;
- в стратегії відображається призначення підприємства та його цільові установки;
- стратегія поєднує в собі комплекс несуперечливих, взаємопов'язаних рішень.

Таким чином, з урахуванням означеного, більш повним, на думку автора, є визначення, запропоноване С. Бондаренком: «Стратегія підприємства – це систематичний план його потенційної поведінки в умовах неповноти інформації про майбутній розвиток середовища та підприємництва, що включає формування місії,



довгострокових цілей, а також шляхів і правил прийняття рішень для найбільш ефективного використання стратегічних ресурсів, сильних сторін і можливостей, усунення слабких сторін та захист від загроз зовнішнього середовища задля майбутньої прибутковості» [56]. Основні елементи, які беруться до уваги при формуванні стратегії розвитку, наведено на рис. 1.4.



Рисунок 1.4 – Основні характеристики стратегії розвитку

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

З огляду на те, що ключовим у визначенні стратегії є «розвиток» об'єкта у майбутньому, додатково потребує визначення останній термін. Загалом виділяють три підходи до розуміння цього терміну: дослідження та виокремлення властивостей системи, що розвивається; формування визначень терміну; порівняння отриманих визначень з розвитком у природі [58].

Перший підхід, – розвиток як властивість, – спирається на визначення, наведене у філософському словнику: «розвиток – це незворотний, направлений, обґрунтований процес змін відкритої системи у просторі та часі» [59]. Таким чином, сутність розвитку розкривається сукупністю його властивостей.

Другий підхід, – розвиток як поняття, – припускає багатоаспектність поняття. Так, одночасно розвиток є прогресом, є якісними змінами складу та структури системи, є процесом адаптації до змін у зовнішньому середовищі [58].

Третій підхід, – розвиток, – як порівняльна характеристика, спирається на порівнянні «розвитку» з близькими за змістом категоріями. Тому, з використанням

третього підходу розвиток часто ототожнюють з еволюцією та революцією, зростанням, прогресом [58].

Так, беручи до уваги визначення понять «стратегія» і «розвиток» та підходи до їх розуміння, не складно помітити наявність взаємозв'язку між цими поняттями. Слід відмітити, що і поняття «трансформація» також оперує поняттями «розвиток» і «стратегія», а тому всі три терміни є нерозривно пов'язаними: стратегія є одним з інструментів керованого розвитку підприємства, що сформована внаслідок сукупної як передбаченої, так і непередбаченої трансформації підприємства та оточуючого його середовища (рис. 1.5). Таким чином, поняття стратегії є значно ширшим, оскільки стратегія не обмежується заданням цільових установок для трансформації й слугування ціллю, орієнтиром трансформації.

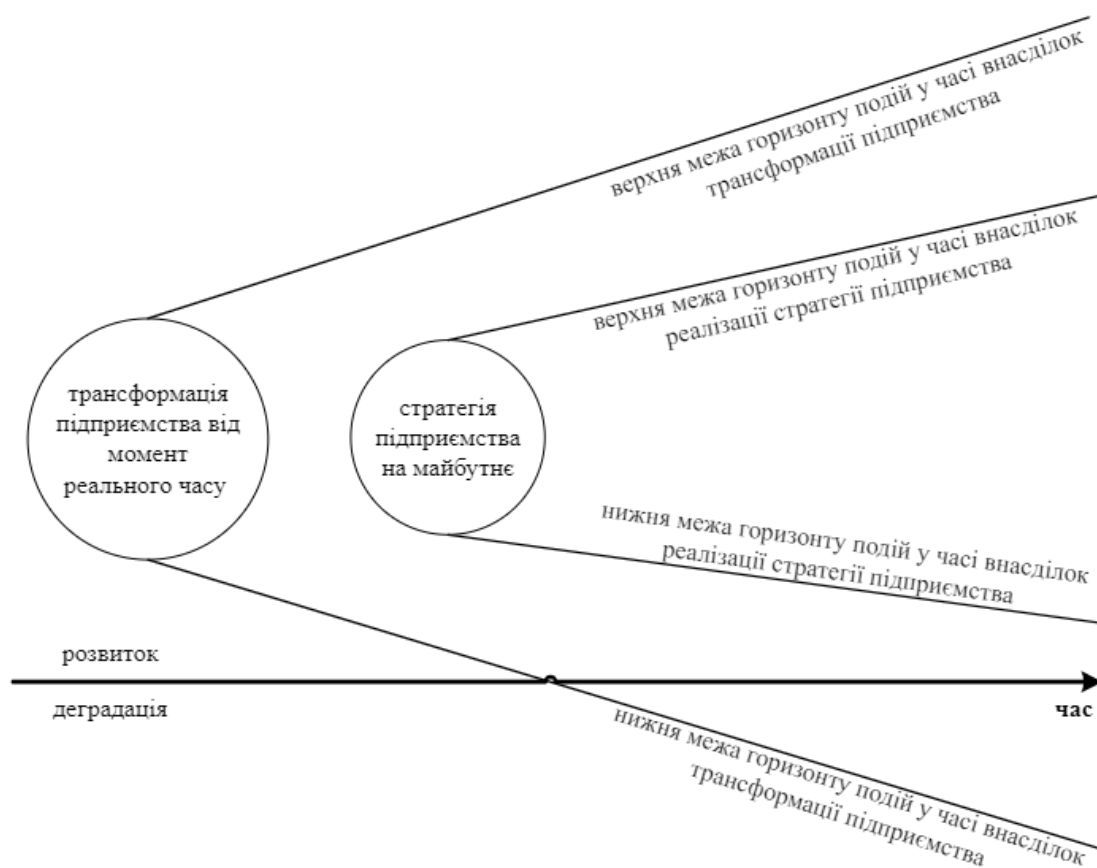


Рисунок 1.5 – Графічне представлення вкладеності стратегії підприємства у межах його трансформації та у просторі його можливого розвитку

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

Графічне представлення вкладеності стратегії підприємства у межах його трансформації та у просторі його можливого розвитку, що наведено на рис. 1.5, є суттєво спрощеним, оскільки простір розвитку підприємства є  $n$ -вимірним. І загалом розмірність такого простору залежить від кількості можливих характеристик підприємства. Важливим є те, що наявний часовий лаг між моментом початку реалізації стратегії (на прикладі існуючого підприємства) та моментом часу, коли ця така стратегія розроблялася, а підприємство тільки аналізувалося, а в цей проміжок часу мала місце трансформація як підприємства, так і його середовища. Водночас горизонт подій за наслідками трансформації підприємства є значно ширшим за горизонт подій внаслідок реалізації стратегії розвитку підприємства: очевидно, що досягнення цілей стратегії з різних причин (у тому числі, через наявність, згаданого вище, часового лагу, неврахування низки чинників при форсуванні стратегії тощо) може призвести до відмінних результатів, аніж ті, які передбачалися стратегією.

Стратегії ж умовно можна розділити на дві великі групи: стратегії функціонування і стратегії розвитку (в іноземній літературі вони іменуються базисними чи еталонними). До першої групи відносять класичні стратегії М. Портера: лідерства за ціною або зниження витрат, диференціації та фокусування. До другої: стратегію зростання (у свою чергу, поділяється на стратегію прискореного, інтегрованого та диверсифікованого зростання), скорочення і комбінування.

З позиції ж активності (рис. 1.6) стратегії можна розділити на активні (спрямовані на активну зміну ситуації на ринку, активну конкурентну боротьбу, інтенсивне використання ресурсів, у тому числі й фінансовими тощо) та пасивні (спрямовані на переслідування конкурентів, перегляд діяльності у разі потреби, і, таким чином, є менш витратними).

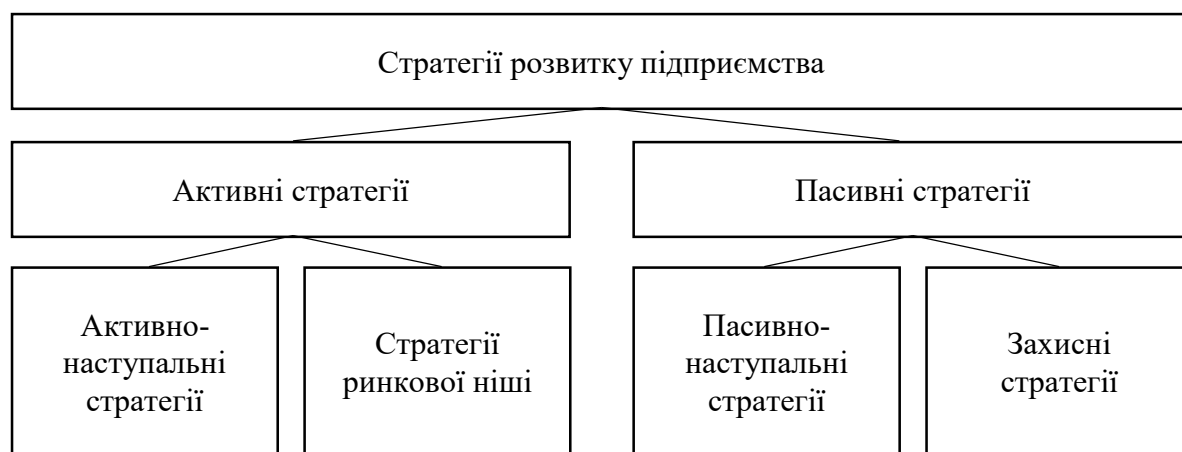


Рисунок 1.6 – Класифікація стратегій з позиції їх активності

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

Порівняльна характеристика активних і пасивних стратегій розвитку наведена у табл. 1.2.

Таблиця 1.3 – Характеристика активних і пасивних стратегій розвитку

| Характеристика   | Активні стратегії  | Пасивні стратегії   |
|------------------|--|---|
| Загрози          | Високий рівень   | Середній або низький рівень                                     |
| Інноваційність   | Високий рівень сприйняття і впровадження інновацій   | Середній або низький рівень сприйняття і впровадження інновацій |
| Конкуренція      | Випередження конкурентів   | Переслідування конкурентів                                      |
| Товарна політика | Увага змещена у бік оновлення продукції  | Увага змещена у збільшення обсягів виробництва                  |
| Цінова політика  | Активне цінове диференціювання   | Пасивне цінове диференціювання                                  |
| Частка ринку     | Увага змещена у бік захоплення ринку, виходу на нові ринки, сегменти ринку, зокрема зовнішні | Увага змещена у бік утримання позицій на ринку                  |

*Джерело: складено на основі [60]*

Вочевидь, через те, що певні стратегії можуть характеризуватися за різними ознаками як активні, так і пасивні. Звідси витікає, що така класифікація є умовною й припускає наявність активно-пасивних і пасивно-активних стратегій, що й має місце на практиці.

Для опису майбутнього стану підприємства за ринкових умов більшість вчених схиляються до ідеї використання ієрархії стратегій А. Томпсона та А. Стрікланда,

котра, у свою чергу, складається з таких рівнів:

- 1) головна (корпоративна) стратегія – включає в себе загальний план розвитку підприємства;
- 2) ділова стратегія – включає в себе основні принципи успішного управління;
- 3) функціональна стратегія – включає конкретизацію загального плану розвитку;
- 4) операційна стратегія – містить основні організаційні принципи підприємства для цілей вирішення операційних завдань.

Головна стратегія загалом має ієрархічну структуру й складається з відповідних ділових, функціональних та операційних стратегій. Таким чином, кожна стратегія нижчого рівня є передумовою виконання стратегії вищого рівня.

Так, стратегічні, головні цілі мають слугувати дороговказом подальшого розвитку підприємства. Сфера діяльності має вказувати, на яких ринках товарів і послуг підприємство буде провадити свою виробничо-комерційну діяльність. Здобуття конкурентних переваг має визначати власне сам спосіб чи способи, до числа яких в основному відносять: кращі порівняно з конкурентами співвідношення ціни та якості продукції, логістика продукції, наявність певних характеристик, притаманній продукції даного підприємства, сервісні послуги та багато іншого.

Часто стратегія і план ототожнюються, а сам план формується на довгострокову перспективу. Такої думки дотримуються послідовники А.Д. Чандлера, котрий свого часу запропонував, так званий, плановий підхід до формування стратегії, в основі якого покладено концепцію стратегічного планування. Таким чином, А.Д. Чандлер прийшов до визначення стратегії підприємства як до встановлення «основних довгострокових цілей і завдань підприємства, прийняття курсу дій і розподілу ресурсів, необхідних для виконання поставлених цілей» [61]. Подібне визначення запропоновано прихильниками планового підходу, серед яких М. Мескон, М. Альберт і Ф. Хедоурі та інші.

Також виділяють й інший підхід – результатний, за яким стратегія спирається на розробку та застосування певної моделі ринкової поведінки, завданням якої є адекватне реагування на впливи зовнішніх чинників, а не на застосування наперед визначених дій в стаціонарних умовах.

На помилковості планового підходу наголошує С. Єрбохін, оскільки не вважає, що слід формувати економічну стратегію як довгостроковий план, що буде спиратися виключно на екстраполяцію вже отриманого досвіду. Таким чином, результатний підхід є більш повним, розширеним плановим підходом, котрий виключає помилки останнього й, водночас, передбачає переслідування стратегічної мети, шляхом адекватного реагування на зовнішні впливи, у тому числі із використанням планування.

Самі ж стратегії підприємств, котрі функціонують в умовах ринку, прийнято розділяти залежно від їх рівня (далі від вищого до нижчого рівнів):

- Стратегія, пов'язана з вибором або зміною ринку збуту продукції;
- Конкурентна стратегія, за якою визначається спосіб досягнення конкурентної переваги для кожного виду продукції;
- Функціональна стратегія (виробнича, облікова, логістична, маркетингова, сервісна тощо).

Як зазначалося вище, перераховані визначення стратегії є взаємопов'язаними й стратегії нижчого рівня слугують передумовою виконання вищого. З наукової точки зору найбільший інтерес становить конкурентна стратегія, котра, у свою чергу, спирається на концепцію М. Портера й ґрунтується на одній з основних конкурентних моделей:

1) Модель лідерства за витратами (потребує від підприємства наявності сильної ринкової позиції, а також вдосталь ресурсів для інвестування у розвиток, можливість ведення агресивної цінової політики тощо).

2) Модель диференціації (ґрунтується на диференціації товарної продукції, у тому числі за рахунок створення нової продукції).

3) Модель концентрування на витратах і концентрування на диференціації (аналогічно першим двом моделям орієнтуються на активну експансію ринку, однак зорієнтованих не на увесь ринок, а тільки на певних його сегментах, нішах).

У тій чи іншій мірі для виробничих підприємств реалізація цих стратегій реалізується трансформацією виробництва, котра зорієнтована на таке: створення або розширення нового виробництва; зміни у технологічному процесі шляхом

впровадження нових методів виробництва або використання нових матеріалів.

Вибору стратегії має передувати аналіз «стартових умов» і моделювання сценаріїв потенційних умов функціонування зовнішнього середовища та самого підприємства за таких сценарію та умов. Опісля здійснюється, власне, сам процес вибору стратегії, котрий загалом складається із таких частин [62]:

- 1) формування множини сценаріїв залежно від фінансового стану підприємства, його позицій на ринку та сценарних припущень щодо його подальшого розвитку;
- 2) вибір сценарію із переліку сформованих напередодні.

Процес формування множини сценаріїв умовно можна розділити на кілька концептуальних етапів [62]:

- 1) етап 1 – визначення виду стратегії, формування системи цілей та виокремлення генеральної цілі;

- 2) етап 2 – формування набору можливих економічних стратегій розвитку підприємства на основі сценарного моделювання поведінки зовнішнього середовища. Додатково на цьому етапі проводиться попереднє оцінювання ефективності кожної із стратегій, а також оцінювання можливості об'єднання кількох стратегій в одну.

- 3) етап 3 – безпосередній вибір стратегії з множини проаналізованих.

На етапі 2 кожна стратегія із їх множини, має бути виключена з цієї множини у разі не відповідності принаймні одному із фундаментальних принципів формування ефективної стратегії [43]:

1. Обґрунтованість (кожне положення стратегії має бути науково підкріплено розрахунками).

2. Прозорість (чітке викладення положень стратегії, її мети, напрямів і завдань).

3. Легітимність (законне підґрунтя для реалізації стратегії та використання ресурсів).

4. Адекватність (здатність реагувати на зміни у зовнішньому середовищі).

5. Контрольованість (моніторинг виконання стратегії, окремих її показників).

6. Логічність (визначена послідовність реалізації тих чи інших заходів з метою досягнення обмеженої кількості ключових завдань).

7. Структурна довершеність (цілісність теоретичних основ формування стратегії

та практичних шляхів її реалізації).

#### 8. Врахування зовнішніх впливів.

Відповідність обраної стратегії наведеним вище принципам надає можливість у всебічний та обґрунтований спосіб сформувати та обрати відповідну стратегію. Особливе місце при формуванні та виборі економічної стратегії відводиться співвідношенню низки показників, котрі можна представити у вигляді певного інтегрального показника. До таких показників найчастіше відносять ринкову вартість підприємства, величину економічного прибутку, портфель замовлень, ліквідність і ризику. Поєднавши такі показники можна отримати у загальному вигляді цільову функцію, що й представляє собою мету трансформації:

$$\max P_n(E_n) = F(X_n, L, R), \quad (1.1)$$

де:

$P_n$  – ринкова вартість підприємства;

$E_n$  – величина економічного прибутку;

$X_n$  – портфель замовлень;

$L$  – ліквідність;

$R$  – ризик.

Виходячи з наявності певних особливостей тих чи інших підприємств перелік таких показників, що входять до цільової функції може бути змінений. Серед іншого, використання єдиного інтегрального показника в якості цільової функції надає можливість отримати згортку  $n$ -простору можливого розвитку підприємства (рис. 1.5) і водночас здійснювати оптимізацію його розвитку за одним показником.

Вирішенню оптимізаційних задач передують формування (як зазначалося у підрозділі 1.1), окрім цільової функції, системи умов та обмежень, що безпосередньо пов'язано із визначенням чинників. Так, згідно з дослідженнями, проведеними незалежно одне від одного низкою науковців [62; 63] і ПрАТ «НЕК «Укренерго» [64], наразі значний інтерес серед стейкхолдерів становлять процеси, пов'язані із таким (рис. 1.7):

- 1) розгортанням нового ринку електричної енергії;



- 2) інтеграцією до європейської мережі системних операторів (*European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSO-E*);
- 3) розвитком системи передачі та інвестиції;
- 4) ефективністю основної діяльності підприємств електроенергетики та інші, менш суттєві.

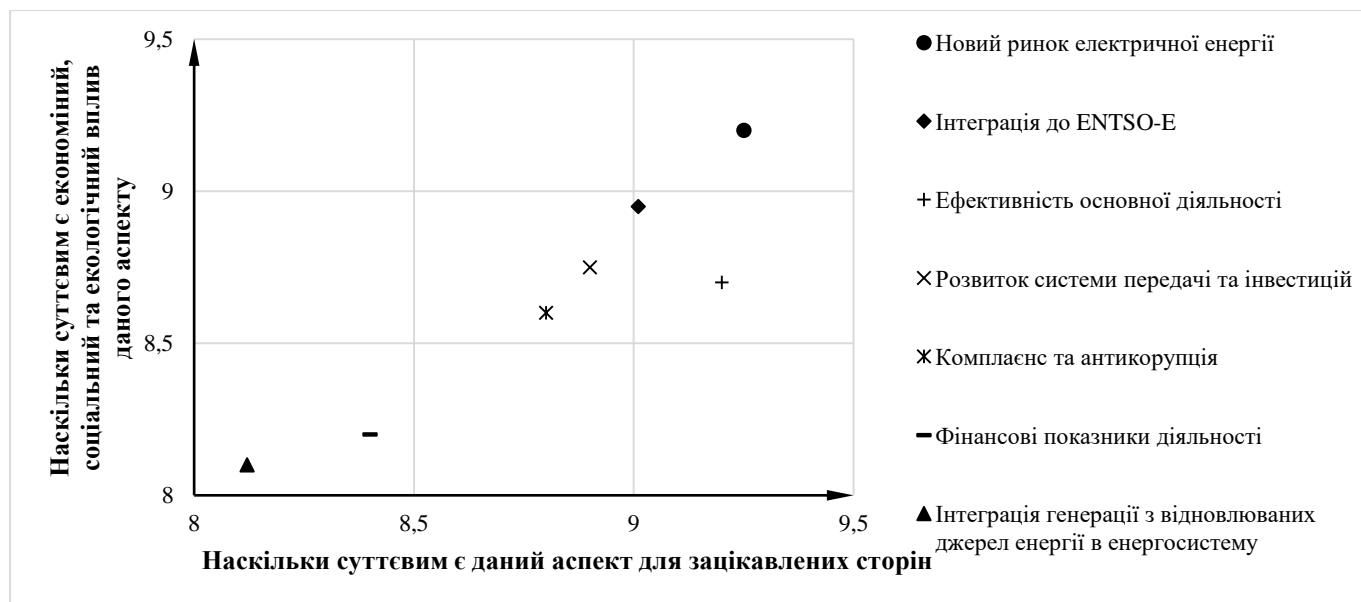


Рисунок 1.7 – Матриця перспективних складових розвитку електроенергетики в Україні

Джерело: складено на основі [62]

Як видно з рис. 1.7, найбільший інтерес серед стейкхолдерів становлять розгортання нового ринку електричної енергії та інтеграція до європейської мережі системних операторів, що і є, водночас, найбільш вагомими чинниками трансформації, оскільки вплив цих та інших чинників формують умови (що є одним з елементів оптимізаційної задачі) функціонування і розвитку не тільки для підприємств з виробництва, передачі та розподілу електричної енергії, а й для сфери споживання, які перебувають у тісному взаємозв'язку на ринку електричної енергії (рис. 1.8). Не менш важливим є те, що зміна моделі ринку, як і інтеграція до *ENTSO-E*, вже відбулися, і такі зміни є одними з найбільших проявів євроінтеграційних процесів, які вже мають місце у вітчизняній електроенергетиці. З цієї причини, у подальшому значна увага приділена аналізу зміни моделі ринку електричної енергії (оскільки інтеграція до *ENTSO-E* розпочалася в умовах війни у березні 2022 року і

досі незавершена, тому аналіз фактичного впливу такого чинника є недоцільним) у контексті європейської інтеграції та аналізу можливостей, які відкриваються для підприємств електроенергетики за таких умов.

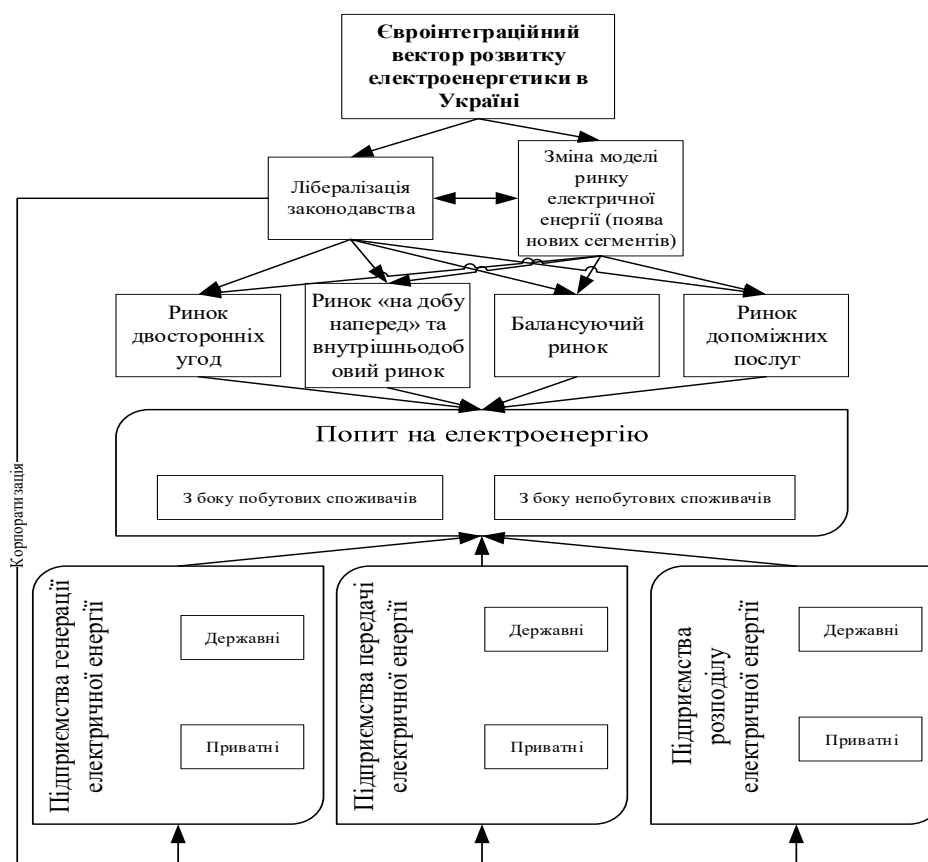


Рисунок 1.8 – Структура зв'язків між елементами економічної системи та суб'єктами електроенергетичного ринку

*Джерело: складено на основі [65]*

Таким чином, нами загалом визначено цільову функцію та систему умов/чинники, а тому потребується і визначення у загальному вигляді обмежень, які безпосередньо обмежують можливі напрями і форми трансформації та мають безпосередній вплив на результат оптимізації.

Перелік напрямів і форм трансформації може бути доволі широким, але загалом виділяють такі її основні види [66]:

- продуктова трансформація;
- трансформація бізнес-процесів;
- організаційна трансформація (включає також зміни в корпоративній культурі).

Загалом, беручи до уваги означене, можливі три способи трансформації підприємства (спираючись на результати аналізу функціонування підприємства), що передбачають операційні зміни, повну або часткову переорієнтацію підприємства, а також вдосконалення бізнес-процесів.

У результаті трансформації можуть зазнавати зміни такі елементи підприємства, пов'язані з (залежно від рівня) [66]:

1) зовнішній рівень. До цього рівня відносять елементи і процеси, пов'язані із бізнес-моделлю та орієнтовані на отримання доходів, а саме пов'язані з ринком, позиціонуванням на ринку, роботою з клієнтами, брендом тощо;

2) внутрішній рівень. До цього рівня відносять елементи і процеси, пов'язані з операційною моделлю роботи підприємства, і зорієнтовані на зменшення витрат підприємства, а саме пов'язані з процесами, технологіями, інфраструктурою, корпоративною культурою, управлінням персоналом тощо.

Саме ж підприємство можна охарактеризувати з точки зору ієрархії цілей, функцій, завдань і видів діяльності. Тому, і трансформація підприємств може мати місце на будь-якій із ланок такої ієрархії. Також логічно припустити, що залежно від ланки, на якій відбувається трансформація, остання матиме різні масштаби і наслідки, однак в будь-якому випадку (узагальнюючи наведене вище) центральним у процесі трансформації є ресурси та їх розподіл.

Узагальнюючи результати аналізу спектру шляхів здійснення трансформації на підприємстві, цілей та засобів доходимо до висновку, що існує певна залежність між ними та ієрархією цілей підприємства (рис. 1.9). Так, цілі трансформації загалом можуть варіюватися від підвищення ефективності витрат до пропозиції нових продуктів і послуг на ринку до фундаментальних змін на ринках. Засоби можуть варіюватися від підвищення якості бізнес-процесів до впровадження нових технологій і фундаментальних змін у стратегії. Сфера застосування трансформації може варіюватися від зміни трудової діяльності до зміни бізнес-функцій підприємства та реорганізації виконання робіт на підприємстві.

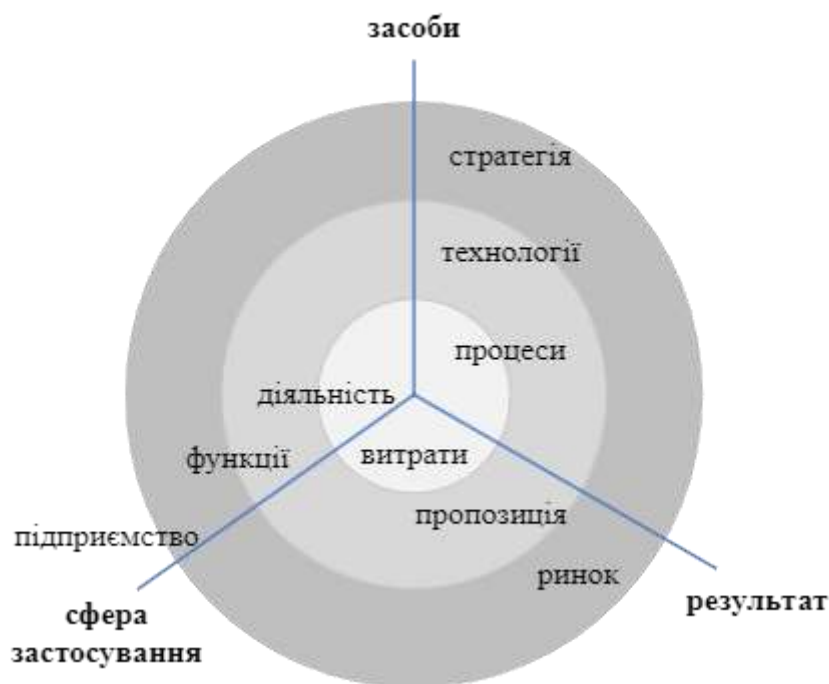


Рисунок 1.9 – Графічне представлення внутрішніх меж трансформації підприємства

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

Однак, різні підприємства стикаються з дією різних обмежень їх перспективного розвитку: як внутрішніх (наприклад, обмеженість ресурсів підприємства), так і зовнішніх (державна політика, законодавство тощо). На законодавчому рівні в Україні на розвиток підприємств електроенергетики накладається низка обмежень, які викладені в законодавчих актах, більшість з яких у контексті розпочатої європейської інтеграції вже адаптовано (Додаток В, Додаток Г, Додаток Д) у відповідності до Третього енергопакету ЄС, а решта – адаптується до Четвертого. Одним із положень енергопакетів є запровадження процедури анбандлінгу, за якою певні підприємства можуть виробляти товари і надавати послуги тільки певного асортименту (без можливості їх зміни або розширення асортименту). Серед іншого, чинним законодавством заборонено займатися розвитком тих чи інших технологій виробництва/зберігання/передачі електричної енергії (наприклад, будувати та експлуатувати об'єкти атомної енергетики дозволено виключено ДП «НАЕК «Енергоатом» [67], експлуатувати каскади ГЕС і ГАЕС на річках Дніпро і Дністер – ПрАТ «Укргідроенерго» [68], експлуатувати магістральні та міждержавні

мережі – ПрАТ «НЕК «Укренерго» [36] тощо).

Таким чином, згідно з чинним законодавством для низки підприємств електроенергетики можлива економічна трансформація виключно в один або кілька таких способів:

- шляхом покращення виконання поточних робіт;
- шляхом виконання поточних робіт в інший спосіб;
- шляхом виведення на наявний ринок нових продуктів,

що вимірюється через зростання рівня продуктивності/збільшення доданої вартості та/або через покращення торговельних показників [69].

Подібно до способів, напрямів і форм економічної трансформації, вочевидь, можливі і різні результати (на основі вимірювання певного критерію): негативний, нульовий та позитивний, що і розглядається у наступних підрозділах.

Низка вчених-економістів відзначає, що можливість, а подекуди і певні її форми та напрями, здебільшого визначаються інституційним середовищем. Тому, оцінювання трансформації підприємств у перспективі без аналізу і врахування особливостей інституційного середовища призведе до свідомо до нереалістичних результатів, оскільки інституційне середовище формує умови розвитку підприємства, а тому, у такому разі, будуть порушуватися принципи реалістичного методу та концепції реалізму [70]. При цьому слід враховувати і те, що інституційне середовище є складним динамічним об'єктом, на який, серед іншого, мають вплив і підприємства як індивіди.

Традиційно інституційне середовище визначається як сукупність норм і правил, які впливають на поведінку суб'єктів ринку. Так, О. Уільямсон розглядає інституційне середовище як «правила гри, що визначають контекст економічної діяльності. Базові політичні, соціальні та правові норми утворюють основу виробництва, обміну та розподілу» [71]. За визначенням Д. Норта, інституційне середовище – це набір інститутів «конституційного» рівня, які визначають допустимі межі дій певних інститутів або кодексів поведінки у суспільстві [72]. З точки зору З. Ватаманюка, інституційне середовище – це чітко упорядкований набір інститутів,

які визначають обмеження для економічних суб'єктів, що формуються у межах тієї чи іншої системи координації господарської діяльності [73].

Самі ж інститути класифікуються за різними ознаками. Так, І. Маликом виділено три рівні економічних інститутів: макрорівень (куди віднесено державу як власника прав і регулятора відносин; податкову і законодавчу системи тощо); мікрорівень (підприємств та їхні внутрішні інститути; акціонери; інтелектуальний капітал); мезорівень (інститут власності; конкуренція; вільні ціни; злиття і поглинання; контракти; кодекси управління) [74; 75]. При цьому варто зауважити, що всі три рівні національних економічних інститутів, виділені І. Маликом, перебувають у постійній динаміці під впливом євроінтеграційних процесів, одним з вагомих проявів якої є, зокрема, імплементація низки директив і регламентів ЄС у профільне законодавство України.

Виходячи із ролі інституційного середовища на розвиток підприємств і наведених визначень, доцільно у подальшому провести його аналіз, і включити результати аналізу до системи обмежень та умов розвитку підприємств відповідної формалізованої оптимізаційної задачі.

Узагальнюючи наведене вище, встановлено, що розвиток, стратегія і трансформація підприємств є взаємопов'язаними явищами. Так, стратегія є одним з інструментів керованого розвитку підприємства, що сформована внаслідок сукупної як передбаченої, так і непередбаченої трансформації підприємства та оточуючого його середовища. За результатами критичного аналізу наукових джерел виокремлено основні науково-методичні засади трансформації підприємства, а саме: цілі та етапи формування стратегій, розвитку й, відповідно, трансформації підприємств, а також способи його трансформації з урахуванням наявних обмежень. Подальше вивчення складових наведеного переліку надасть змогу сформулювати формалізовану оптимізаційну задачу (включно із системою обмежень, умов і цільовою функцією) функціонування і розвитку підприємства внаслідок його трансформації, а її вирішення надасть можливість визначити ключові показники розвитку підприємства у перспективі, що розглянуто нижче.

### 1.3 Методичні підходи до оцінювання ефектів трансформації для електроенергетичних підприємств

Оцінювання рівня ефективності трансформації підприємств, включно з оцінюванням придатності реалізації стратегічних цілей в умовах євроінтеграції зумовлюють необхідність розроблення відповідних методичних підходів, а також застосування відповідних інструментаріїв. Методичні підходи мають враховувати як специфіку підприємств, так і середовища їх функціонування, котрі одночасно зазнають трансформацій, викликаних, зокрема, плином євроінтеграційних процесів. Такі процеси проходять паралельно, є складними, комплексними та часто взаємопов'язаними (рис. 1.10). Вочевидь, вплив динаміки таких процесів не може бути якісно оцінено з використанням лише одного методу, й натомість потребує застосування синтезованих методичних підходів або їх комбінації, що будуть поєднувати у собі низку різних методичних підходів: як кількісних, так і якісних (всебічно не всі процеси й, особливо, стан об'єкта можуть бути охарактеризовано з використанням кількісних методів).

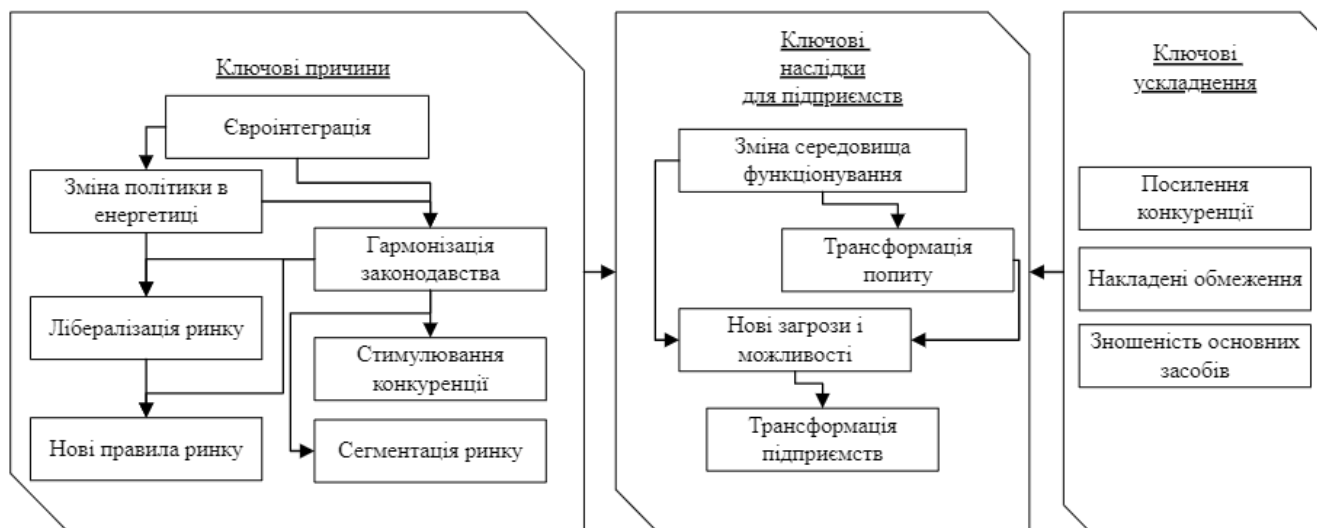


Рисунок 1.10 – Причинно-наслідковий зв'язок євроінтеграційних процесів в електроенергетиці України і трансформацією галузевих підприємств

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

Однак, кожне підприємство має певні характерні особливості, що характеризує його, його позиції на ринку, його фінансовий стан, конкурентні переваги, можливості подальшого розвитку та ін. Особливої уваги у цьому контексті потребує, з одного боку, врахування залежності від шляху (англ. «*path dependance*»), адже оцінювання перспектив, з іншого боку, має ґрунтуватися на поточному стані об'єкта дослідження як відправної точки трансформації, на важливості чого сходяться такі вчені як О. Дегтярьова [76], Н. Стоянець [77], К. Антонеллі [78] та інші. Прогнозування перспектив розвитку вочевидь потребує застосування сценарного підходу [79]. Водночас, середовище функціонування також перебуває у процесі перманентної трансформації, тому також має бути охарактеризоване та включене до аналізу. З цієї причини, нами запропоновано для формування комплексної, якісної та усесторонньої характеристики підприємства та середовища його функціонування здійснювати таке:

1)аналіз особливостей плину трансформаційних процесів на підприємствах електроенергетики в Європі та світі в умовах лібералізації ринків (якісна характеристика) для подальшого здійснення *SWOT*-аналізу і створення адекватної економіко-математичної моделі;

2)аналіз впливу чинників трансформації підприємств електроенергетики (якісна характеристика) для подальшого здійснення *SWOT*-аналізу та створення адекватної економіко-математичної моделі;

3)аналіз фінансових показників роботи (кількісна характеристика) для подальшого здійснення *SWOT*-аналізу;

4)аналіз п'яти сил Портера для визначення чинників внутрішнього та зовнішнього середовища (якісна характеристика);

5)*SWOT*-аналіз для оцінювання становища підприємства (якісна характеристика).

Застосування комплексного аналізу функціонування підприємства та його середовища функціонування надає можливість провести дослідження згідно з підходом, наведеним на рис. 1.1, де результати такого аналізу слугують для опису початкового стану незбуреної системи.



За результатами моделювання та аналізування запропоновано, виходячи з мети даної роботи, оцінити вплив трансформації підприємств електроенергетики та середовища їх функціонування на можливості подальшого розвитку таких підприємств через призму їх економічної життєздатності як основного бінарного показника та ключової властивості суб'єкта господарювання зберігати та підтримувати свою економічну беззбиткову діяльність у довгостроковій перспективі, виконуючи свої основні функції, які висуваються чинним законодавством.

Слід зауважити, що мету трансформації галузі, сектора або ж економіки загалом прийнято ототожнювати з досягненням певних ключових показників, визначених у програмах, планах, стратегіях тощо. Тому, виходячи з мети підприємства, його трансформація підприємства оцінюється з використанням показника ефективності, коли ж трансформація секторів, галузей або ж економіки – з використанням критерію результативності. Природно, що формуванню цілей та показників трансформування галузі, сектора чи економіки передуює проведення всебічного аналізування та оцінювання економічної (вочевидь, може бути доповнено й іншими показниками залежно від мети трансформації) ефективності реалізації тих чи інших напрямів трансформації, аби оцінити принаймні доцільність таких трансформацій.

За сучасних умов функціонування електроенергетики має місце як трансформація галузі (оцінюється за результативністю), так і формуючих його підприємств (оцінюється за ефективністю). Тому, виходячи з мети цього дослідження, основна увага у цій роботі приділяється саме трансформації підприємств за умови досягнення результативності галуззю, визначеною у низці стратегічних документів, таких як (перелік національних стратегічних документів, що враховані у цій роботі, із зазначенням ключових показників наведено у Додатку Б): Національна економічна стратегія на період до 2030 року [80]; Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок [81]; Другий національно визначений внесок України до Паризької кліматичної угоди [82] та інші [83 – 100].

Таким чином, доводиться оперувати двома поняттями «результативність» та «ефективність», які слід чітко розрізняти, попри те, що вони часто ототожнюються у науковій літературі. Так, згідно з ДСТУ ISO 9000:2007 «результативність є ступенем

реалізації запланованих дій та досягнення запланованих результатів» [101], а «ефективність є співвідношенням між досягненим результатом і використаними ресурсами». Таким чином, попри, на перший погляд, схожість термінів, їх відмінність, виходячи з офіційних визначень, є очевидною.

З огляду на означене, виникає необхідність здійснити оцінювання економічної життєздатності підприємств вітчизняної електроенергетики в умовах трансформації під дією плину євроінтеграційних процесів. Не дивлячись на те, що поняття «економічна життєздатність» є основоположним в економічній теорії, і, відповідно, не є новим, у науковій літературі таке поняття загалом розглядається фрагментарно і не системно. Значний внесок у формування універсального визначення такого поняття, на нашу думку, зробили І. В. Федотова та Санджай Кумар Бал, за якими економічна життєздатність підприємства є «здатністю підприємства здійснювати процес функціонування, адаптації та розвитку за допомогою сукупності різноманітних інструментів і механізмів динамічної взаємодії внутрішнього та зовнішнього середовища підприємства упродовж необмеженого періоду для досягнення належного рівня ефективності, результативності та конкурентоспроможності» [102]. Таке визначення є результатом аналізу низки досліджень, логічних суджень і використання методу дворівневої тріадичної декомпозиції базової категорії. За такого методу виокремлюються два рівні декомпозиції (рис. 1.11). До першого відносять такі елементи як комплексна взаємодія {1}, комплексна здатність {2} і комплексні результати {3}; до другого – внутрішнє середовище {1; 1}, зовнішнє середовище {1; 2}, час {1; 3}; здатність функціонувати {2; 1}, здатність адаптуватися {2; 2}, здатність розвиватися {2; 3}; ефективність {3; 1}, результативність {3; 2} і конкурентоспроможність {3; 3}.

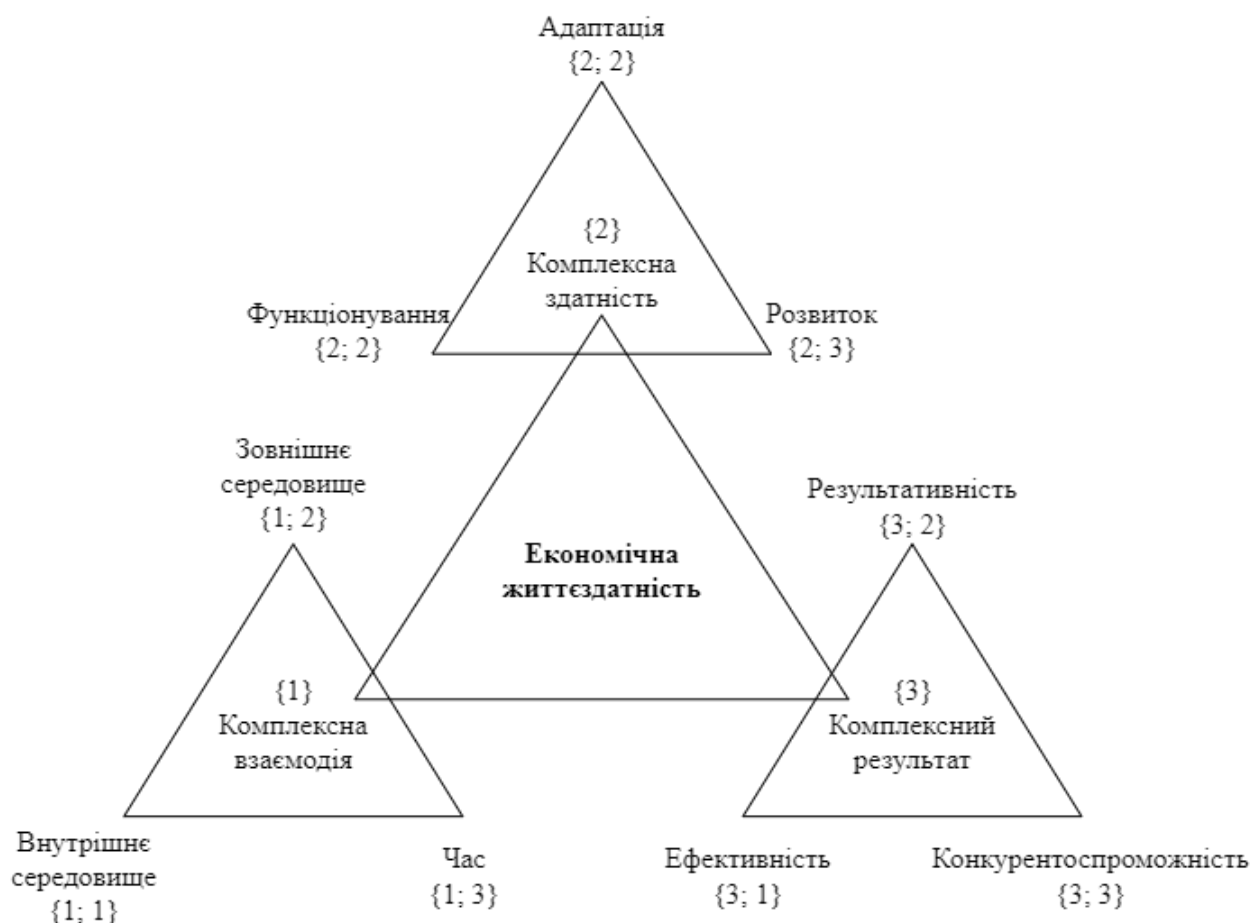


Рисунок 1.11 – Дворівнева тріадична декомпозиція поняття

«економічна життєздатність підприємства»

*Джерело: складено на основі [102]*

Перевагою застосування такого методу є його комплексність, нестатичність і нероздільність об'єкта дослідження та його середовища функціонування. Так, одним з кращих методів визначення та оцінювання трансформацій, котрі б надавали можливість врахувати переваги методу дворівневої тріадичної декомпозиції, є економіко-математичне моделювання [103] у поєднанні з компаративним аналізом.

Перший метод краще підходить для оцінювання комплексних трансформацій у майбутні періоди, коли ж другий – для оцінювання трансформацій у пройдешні періоди та для визначення початкового стану об'єкту дослідження. Оскільки підприємства електроенергетики формують більшість попиту на послуги та продукцію в інших галузях (наприклад, видобуток, збагачення, виробництво, зберігання, передача, розподіл енергоресурсів) проблематика адекватного

моделювання, прогнозування і визначення шляхів подальшого розвитку настільки важливих галузей економіки, як електроенергетика, має важливе значення, до участі у чому залучена низка інститутів, науковців та організацій, що розробили та впровадили низку методів і підходів до оцінювання наслідків та ефективності трансформацій в галузі.

При цьому економіко-математичному моделюванню, на чому сходяться погляди низки науковців [104; 105] (серед числа яких В. Дергачова, Ю. Тащев та інші), як кількісному методу, відводиться роль основного інструмента дослідження при формуванні обґрунтованих рішень з трансформування електроенергетики, ринку електричної енергії, підприємств, розвитку конкуренції, оцінювання рівня ефективності запланованих дій та виявлення неочевидних наслідків.

Саме формування адекватної економіко-математичної моделі становить значний науковий інтерес, оскільки її використання має слугувати інструментом коректного оцінювання економічної доцільності функціонування підприємства у майбутньому.

Так чи інакше, економічні трансформації пов'язані із здійсненням інвестицій, котрі, на думку О. О. Охріменко, представляють собою унікальне поєднання низки процесів, процедур і ресурсної складової, відносно яких представляється доцільним оцінювання рівня ефективності [106]. Саме із застосуванням системного підходу, як одного з більш повних, В. Д. Могилевський формує визначення поняття ефективності як міру повноти та якості вирішення поставленої перед системою задачі, виконання нею свого призначення [107]. На думку С. Л. Оптнера оцінювання рівня ефективності слід здійснювати в один із таких способів [108]:

- збільшення або зменшення потреб у ресурсах без відповідної зміни в обсягах продукції та прибутку;
- збільшення або зменшення схильності до ризику;
- зміни деякої відносної величини, що вимірюється критеріями.

Саме шляхом введення певного критерію представляється можливим перейти від ефективності до результативності при оцінюванні трансформацій.

Так, згідно з узагальненням О. О. Охріменко [109], попри наявність певних недоліків, одним з кращих критеріїв оцінювання інвестицій, а, у нашому випадку, і трансформацій, є критерій *NPV*.

У своїх працях О. О. Охріменко [110] також наводить і перелік основних складових прямих витрат підприємств електроенергетики для залучення інвестицій, які мають враховуватися при розрахунку показника *NPV*. Таким чином, запропоновано використовувати показник *NPV* в якості основи цільової функції, до якої також мають включатися основні види витрат. А перевищення певного порогового його значення може слугувати критерієм економічної життєздатності. Визначення такого порогового значення у переважній більшості випадків є складним та індивідуальним процесом, однак, посилаючись на низку досліджень, для спрощення та уніфікації достатнім для визначення економічної життєздатності буде порогове значення, котре буде рівним чи близьким до облікової ставки в країні.

Запорукою ж адекватності економіко-математичної моделі є повна імплементація актуальної на сьогодні в Україні методології моделювання виробничо-комерційної діяльності підприємств електроенергетичної галузі, що відповідає кращим європейським практикам, а саме «Методології виконання оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей – 2022», яка розроблена автором для проведення відповідних досліджень [111] й враховує кращі європейські методологічні положення і підходи до моделювання, викладені у «*Methodology for the European resource adequacy assessment*» [112].

Оскільки розвиток підприємства, галузі та економіки супроводжується нестационарністю як внутрішнього, так і зовнішнього середовищ, серед яких першочергово слід виділити проблеми, систематизовані Я. Глущенко, Я. Парфент'євою та іншими, викликані такими чинниками як розвиток висококонкурентних технологій виробництва електричної енергії з відновлюваних джерел енергії; виснаження покладів вуглеводнів; постійно зростаючий попит як на первинні джерела енергії, так і на кінцеву продукцію; гармонізація законодавства; стрімке погіршення стану навколишнього середовища; залежність від зовнішнього середовища, економічної ситуації й імпорту енергоносіїв; коливання цін на світовому

ринку енергетичних ресурсів, викликані політичними діями ззовні й зсередини; глобалізації світових ринків електричної енергії; турбулентності процесів, породженими іншими невід’ємними та взаємопов’язаними секторами економіки (різні фінансові та економічні чинники), і наслідками, викликаними ними (фінансові кризи, валютні коливання тощо), загостренням конкурентної боротьби, негативні наслідки цієї боротьби та багато іншого [113], робота над створенням нових та удосконаленням наявних методичних підходів до економіко-математичного моделювання не припиняється, а наявні моделі потребують оновлення та доопрацювання [114].

Всі вищезазначені проблеми характеризуються актуальністю для України, для вітчизняних енергосистеми, для ринку електричної енергії та його учасників, однак, наразі як одну з вагомих проблематик виділяють ту, що пов’язана з оцінюванням впливу (рис. 1.10): зміни вітчизняної політики в електроенергетиці; запровадження нових правил ринку; сегментації ринку; стимулювання розвитку конкуренції з одночасним розвитком новітніх технологій виробництва електричної енергії на конкурентоспроможність учасників ринку [105], вітчизняної продукції електроенергетики та на показники безпеки постачання в Україні.

Все це, з огляду на важливість, має бути включено до економіко-математичного моделювання, так само як і моделювання ринку електричної енергії у зрізі його сегментів, відповідно до нових правил ринку електричної енергії, адже сам ринок, на відміну від його попередньої моделі, представлений відразу кількома сегментами (ринком двосторонніх угод, ринком «на добу наперед», внутрішньодобовим ринком, балансуєчим ринком і ринком допоміжних послуг). Це призводить до того, що аналіз функціонування підприємств електроенергетики та їх перспектив слід здійснювати на кожному ринку окремо, оскільки кожен з них характеризується певними особливостями.

Зміна моделі ринку електричної енергії, так чи інакше, призводить до загострення конкуренції, коли учасникам доводиться здійснювати продаж електричної енергії за ціною пропозицією, яку за нової моделі ринку, учасники визначають самостійно й ситуативно, що не мало місця за попередньої моделі ринку,

адже продаж електричної енергії виробниками здійснювався за затвердженим НКРЕКП тарифом. Це призвело до того, що перебуваючи у постійній конкурентній боротьбі, виробникам доводиться знижувати цінову пропозицію на свою продукцію до рівня, близького до сукупних змінних витрат, понесених від виробництва електричної енергії [115; 116].

Тим не менш, навіть в енергосистемах зі значною часткою відновлюваних джерел енергії, для котрих характерним є практична відсутність змінних витрат при виробництві електричної енергії, рідко спостерігаються ситуації, коли на ринку має місце нульова середньозважена ціна продажу електричної енергії споживачам. Однак, саме використання короткострокових граничних витрат покладено за основу при формуванні цінової пропозиції виробників електричної енергії у більшості представлених на сьогодні економіко-математичних моделей функціонування енергетичних систем [117].

З іншого боку, за такого підходу до формування цінової пропозиції поза увагою залишається низка інших прямих витрат від виробництва електричної енергії, зокрема постійних, котрі у разі продажу всієї електричної енергії за ціною близькою до короткострокових граничних витрат не будуть покриті й призведуть до збитковості підприємства. Вагомим аргументом проти використання виключно короткострокових граничних витрат в економіко-математичному моделюванні, є те, що при оцінюванні інвестиційних проєктів приймаються до уваги сукупні витрати. Саме з цієї причини цінова пропозиція [115] виробників електричної енергії є і має бути наближеною до довгострокових граничних витрат (англ. *LRMC/Revenue Recovery* або *Long-Run Marginal Cost*), котрі включають змінні та умовно-постійні витрати від виробництва електричної енергії. Нами виокремлено й іншу проблему в моделюванні, пов'язану з використанням довгострокових граничних витрат: такі витрати є функцією очікуваних обсягів виробництва електричної енергії, що не можуть бути визначені наперед, а тому потребується застосування ітераційного підходу до їх визначення, оскільки при збільшенні цінової пропозиції на одну грошову одиницю можливим є втрата конкурентних позицій, що очікувано може негативно вплинути на обсяги продажів.

З цієї причини нами запропоновано використання авторського підходу до формування цінової пропозиції з використанням довгострокових граничних витрат, що, водночас, надасть можливість повною мірою застосувати й інший авторський підхід до задачі оптимального розвитку підприємств електроенергетики у складі енергетичної системи, цільовою функцією якої є мінімізація чистої поточної вартості:

$$\begin{aligned}
 & \sum_y \sum_g DF_y \times (BuildCost_g \times BuildCost_{g,y}) \\
 & + \sum_y DF_y \times X \times [FOMCharge_g \times 1000 \times Pmax_g \\
 & \times \left( Units_g + \sum_{i \leq y} GenBuild_{g,i} \right)] \\
 & + \sum_t DF_{t \in y} \times L_t \times [VoLL \times USE_t \\
 & + \sum_g (SRMC_g \times GenLoad_{g,t})],
 \end{aligned} \tag{1.2}$$

де:

$D$  – ставка дисконтування, таким чином отримуємо  $DF_y = \frac{1}{(1+D)^y}$  що є коефіцієнтом дисконту для року  $y$ , а  $DF_t$  є коефіцієнтом дисконту для періоду диспетчеризації  $t$ ;

$L_t$  – чисельність кроків диспетчеризації  $t$  на горизонті моделювання;

$BuildCost_g$  – приведена вартість будівництва (за умовну одну добу) нового об'єкта виробництва/збереження/передачі електричної енергії  $g$  (слід зазначити, що така вартість є різницею між вартістю входу на ринок і вартістю виходу з ринку);

$MaxUnitsBuilt_{(g,y)}$  – максимальна кількість об'єктів виробництва/збереження/передачі електричної енергії  $g$ , що можуть бути зведені до кінця року  $y$ ;

$Pmax_g$  – максимальна потужність об'єкта виробництва/збереження/передачі електричної енергії  $g$ ;



$Units_g$  – максимальна кількість об'єктів виробництва/збереження/передачі електричної енергії  $g$ ;

$VoLL$  – вартість недопоставленої енергії;

$SRMC_g$  – короткострокові граничні (умовно-змінні) витрати об'єкта виробництва/збереження/передачі електричної енергії  $g$ ;

$FOMCharge_g$  – умовно-постійні витрати (у тому числі понесених від виконання ремонтних кампаній) об'єкта виробництва/збереження/передачі електричної енергії  $g$ ;

$Load_t$  – попит (споживання) у період диспетчеризації  $t$ ;

$PeakLoad_t$  – максимум попиту (споживання) на електричну енергію енергетичній системі у році  $y$ ;

$ReserveMargin_y$  – запас пропозиції, необхідний для покриття річного максимуму попиту у році  $y$ ;

$CapShortPrice$  – цінові обмеження.

за умови:

#### 1) Дотримання балансу енергії

$$\sum_g GenLoad_{g,y} + USE_t = Demand_t \quad \forall t, \quad (1.3)$$

#### 2) Можливості виробництва енергії

$$GenLoad_{g,t} \leq Pmax \left( Units_g + \sum_{i \leq y} GenBuild_{g,i} \right), \quad (1.4)$$

#### 3) Можливі введення об'єктів виробництва/збереження/передачі електричної енергії в експлуатацію та його виведення з експлуатації

$$\sum_{i \leq y} GenBuild_{g,i} \leq MaxUnitsBuild_{g,y} \quad (1.5)$$

#### 4) Забезпечення цілочисельності розв'язку

$$\sum_{i \leq y} GenBuild_{g,i} \text{ integer}, \quad (1.6)$$

У найпростішому вигляді математичні вирази вище не містять обмежень на запас пропозиції. Натомість компроміс між дефіцитом пропозиції та витратами на будівництво забезпечується за рахунок нарощування виробничих потужностей, якщо це економічно доцільно, і якщо ціна на енергію (подвійна змінна, пов'язана з обмеженнями енергетичного балансу) компенсує граничний приріст витрат на виробництво електричної енергії та будівництво нових потужностей. Отриманий запас пропозиції може приймати будь-якого значення (зокрема і негативного), так само як і обсяги недопоставленої енергії (але не можуть перевищувати сумарної величини попиту).

### 5) Забезпечення достатнього рівня потужності в енергосистемі

$$\sum_g Pmax_g \times (Units_g + \sum_{i \leq y} GenBuild_i) + CapShort_y \geq PeakLoad_y + ReserveMargin_y \forall_y, \quad (1.7)$$

Наявність такого обмеження надає можливість забезпечити певний рівень пропозиції в енергетичній системі (не тільки з економічних причин).

### 6) Можливості відпуску енергії з урахуванням вимушених простоїв

$$GenLoad_{g,t} \leq (1 - MOR_g \times MF_t - FOR_g) \times Pmax_g \times (Units_g + \sum_{i \leq y} GenBuild_i) \forall_{g,t}, \quad (1.8)$$

де:

$MF_t$  — коефіцієнт технічного обслуговування об'єкта виробництва/збереження/передачі електричної енергії у період  $t$ .

### 7) Обмеженості пропозиції

$$\sum_g Pmax_g \times (Units_g + \sum_{i \leq y} GenBuild_i + CapShort_y) \geq PeakLoad_y + ReserveMargin_y \forall_y, \quad (1.9)$$

### 8) Урахування витрат на будівництво (введення в експлуатацію)

Вартість будівництва (введення в експлуатацію) нових об'єктів виробництва/збереження/передачі електричної енергії (виражені у кВт), представляється у формі витрат, які будуть понесені при будівництві кожного нового об'єкта, який гіпотетично буде зведено й введено в експлуатацію за одну добу (тобто є загальними капітальними витратами на дату введення в експлуатацію). Наведене вище формулювання показує, що такі витрати будуть понесені у рік введення в експлуатацію.

Якщо ж термін експлуатації нових об'єктів є тривалішим за горизонт моделювання, виникає проблема рознесення витрат для кожного року (починаючи від року введення в експлуатацію й усіма послідовними роками впродовж всього розрахункового періоду повернення капіталовкладень). Слід зауважити, що розрахунковий період повернення капіталовкладень може суттєво відрізнятися від тривалості життєвого (технічного) циклу. Перший є періодом, впродовж якого передбачається повернення інвестицій, пов'язаних з будівництвом нового об'єкта, а другий є періодом, що характеризує технічно можливу тривалість експлуатації об'єкта (включно до моменту зняття з експлуатації).

З урахуванням того, що повернення капіталовкладень збедільшого відбувається поступово, тому такий процес має бути розподіленим у часі (у межах всього розрахункового періоду повернення капіталовкладень). Таким чином, математичний вираз задачі оптимального розвитку підприємств електроенергетики можна слід доповнити таким математичним виразом анеїтету:

$$\begin{aligned} &Annuity_{g,y} \\ &= \frac{BuildCost_{g,y} \times 1000 \times MaxCapacity_{g,y} \times WACC_{g,y}}{(1 - \left[ \frac{1}{1 + WACC_g} \right]^{EconomicLife})}. \end{aligned} \quad (1.10)$$

Таким чином, приведена вартість будівництва (за умовну одну добу) нового об'єкта  $g$   $BuildCost_g$  у цільовій функції замінюється на суму дисконтованих щорічних витрат, починаючи з даного року  $y$  і закінчуючи останнім роком розрахункового періоду повернення капіталовкладень нового об'єкта. Середньозважена вартість капіталу ( $WACC$ ) залежить від об'єкта, джерел та умов

фінансування. Умова вище може бути дещо модифікована з метою урахування ставки дисконтування, але для зручності використання й порівняння реалізації тих чи інших проєктів надається перевага використанню фіксованих цін без дисконтування.

Щоб уникнути ситуації в моделюванні, коли на останній рік горизонту моделювання припадає решта витрат, які будуть понесені тільки у наступні періоди, що виходять за межі фактичного горизонту моделювання (така проблема в відома під назвою «наслідки останнього року моделювання»), тому горизонт моделювання має бути суттєво розширеним до останнього року технічної експлуатації кожного з об'єктів виробництва/зберігання/передачі електричної енергії.

Ігноруючи «наслідки останнього року моделювання» можливим є отримання некоректного результату моделювання, коли оптимальним рішенням з розвитку підприємств електроенергетики буде введення в експлуатацію потужностей з низькими капітальними витратами (при цьому змінні витрати не враховуються повною мірою), адже собівартість виробництва електричної енергії (зокрема, з урахуванням капітальних витрати) у період між роком введення в експлуатацію об'єкта та останнім роком горизонту моделювання, для цього об'єкта є нижчою, ніж вона була б за розширеного горизонту, що не відповідає дійсності.

Водночас, застосування такого підходу надає можливість уникнути пошуку локальних точок оптимуму й натомість надає можливість віднайти глобальні точки оптимуму при здійсненні економіко-математичного моделювання, що суттєво зменшує значення цільової функції.

Серед іншого, реальні цінові пропозиції кожного окремо взятого суб'єкта ринку електричної енергії не можна назвати статичними, оскільки кожен з продавців змінює свою ринкову поведінку залежно від ситуації, що складається на ринку. А тому модель може бути доповнена елементами теорії ігор, а саме гри Бертрана або ж моделі конкуренції за Бертраном [118], у якій моделюється гра прийняття рішень стосовно встановлення граничної ціни продажу товару гравцями на ринку, кількість яких на ринку перевищує 2, за умовно незмінних обсягів товарної продукції. Однак, модель гри за Бертраном знаходить обмеженого застосування при моделюванні економічної поведінки гравців у середньо- та довгостроковій перспективі, оскільки поведінка

гравців дещо обмежена (у частині максимізації прибутку). Тому, вочевидь, моделювання конкуренції слід здійснювати з використанням одразу кількох елементів теорії ігор – рівноважної моделі ринку за Нешем-Курно [118] з використанням еластичності попиту та пропозиції та гри Бертрана з використанням принципу граничного ціноутворення, що спирається на відшкодуванні всіх витрат – умовно-змінних та умовно-постійних.

Та попри це, у цій роботі, моделювання такої ринкової поведінки суб'єктів ринку, що важко піддаються формалізації, буде суттєво обмеженим, оскільки при цьому потребується валідація результатів з використанням фактичних статистичних даних, низка з яких згідно з чинним законодавством становить комерційну таємницю (перш за все, обсяги пропозиції та цінові пропозиції кожного учасника ринку електричної енергії на окремих його сегментах). Тим не менш, запропонованою моделлю передбачена така можливість імітування певної торгівельної поведінки підприємствами-виробниками електричної енергії у майбутні періоди.

У контексті економіко-математичного моделювання функціонування і розвитку підприємств електроенергетики слід наголосити на тому, що якість продукції на ринку електричної енергії вважається другорядною, оскільки у разі її невідповідності встановленим вимогам вона не допускається до ринку.

Важливим і в багато чому визначальним у цій роботі та, відповідно, в моделюванні є розвиток ринку та попиту на кожному із його сегментів, що потребує формування окремої підмоделі, у результаті використання якої будуть отримані прогнози криві та обсяги попиту на електричну енергію всіма групами споживачів у зрізі регіонів та кінцевого використання. Так, за однакових сумарних обсягів попиту на електричну енергію, але, в одному випадку, із переважанням споживання побутовими споживачами, порівняно із переважанням споживання, в іншому випадку, непобутовими (наприклад, такими базовими галузями, як металургія чи підприємства важкого машинобудування) крива попиту зазнає суттєвих змін у бік збільшення пікового навантаження, що неодмінно має вплив на склад задіяного генеруючого обладнання електроенергетичних підприємств в енергосистемі та, відповідно, на ціну кінцевої продукції.

З цією метою, нами запропоновано здійснювати прогнозування з використанням прогнозу міжгалузевого балансу Міністерства економічного розвитку та нейронних мереж з подальшим його корегуванням (результати такого прогнозування наведені у підрозділі 3.1).

Додатково до вище наведених чинників слід враховувати настання різних стохастичних подій, вплив яких зростає із збільшенням частки висококонкурентної відновлюваної енергетики, що характеризується стохастичністю виробництва електричної енергії. З урахуванням цього виробництво електричної енергії та витікаючі операційні показники роботи учасників ринку, безпека постачання тощо – за своєю природою також є імовірнісними, стохастичними властивостями і, як наслідок, мають вимірюватися із використанням імовірнісних показників. Такі імовірнісні показники відображають величини, що загалом характеризують виробництво електричної енергії, а також його достатню сукупну пропозицію на ринку через частоту виникнення і глибину імовірних дефіцитів продукції на ринку електричної енергії. Слід наголосити на тому, що проблеми виникнення дефіциту електричної енергії на ринку мають негативні наслідки на функціонування підприємств, що провадять діяльність з передачі електричної енергії, оскільки забезпечення балансу між попитом і пропозицією на всьому ринку є однією із функцій таких підприємств. Технологічною особливістю формування балансу в енергетичній системі є дія закону Ома, а також 1-го і 2-го законів Кірхгофа, що зумовлює появу втрат енергії (на шляху від місця її виробництва до місця її споживання), а також їхній розподіл.

З математичної точки зору відомі імовірнісні показники визначаються з використанням моделювання стохастичного процесу динаміки величини недопоставленої електричної енергії:

$$u(t, \omega) = \max[0, L(t, \omega) - G(t, \omega)] \quad (1.11)$$

де:

$u(t, \omega)$  – стохастичний рівень недопоставленої електричної енергії;

$L(t, \omega)$  – стохастичний рівень попиту на електричну енергію;

$G(t, \omega)$  – стохастична сумарна робоча потужність всіх генеруючих агрегатів у момент часу  $t$ ;

$\omega$  – коефіцієнт, який виражає випадковий сценарій зміни генеруючої потужності та потреб у ній в енергетичній системі.

Для спрощення у даному визначенні наведено випадок без урахування мережових обмежень, а сама енергетична система розглядається як концентрована.

Для більшості задач з оцінювання достатності пропозиції на ринку електричної енергії та безпеки постачання використовується низка імовірнісних показників, до числа яких відносять:

1) Імовірність втрати потужності (*LOLP*).

Імовірність дефіциту (*Loss of Load Probability, LOLP*) є основним структурним елементом всіх імовірнісних показників у країнах ЄС та *ENTSO-E*. *LOLP*, зазвичай, визначається як імовірність настання події, за якої забезпечення потреб в електричній енергії є ускладненим впродовж заданого періоду. Попри те, що цей термін має певне визначення, його можна трактувати по-різному. По-перше, цей показник залежить від способу визначення потреби в електричній енергії. Так, у деяких країнах (на кшталт США) під потребою в електричній енергії розуміється власне попит на електричну енергію, в інших – як сумарний попит на електричну енергію та резерви.

Іншими важливими елементами для визначення *LOLP* є тривалість та одночасно інтерпретація заданого періоду часу. *LOLP* відображає імовірність того, що дефіцит енергії виникне принаймні один раз упродовж цього періоду часу. Зазвичай, оцінки на основі *LOLP* проводяться із застосування статичних не хронологічних моделей, в яких основна увага приділяється надзвичайним умовам, що призводять до дефіциту пропозиції на ринку. Саме тому, при визначенні показника *LOLP* приймається досить короткий часовий проміжок у центрі уваги знаходиться година пікового навантаження (добового, тижневого тощо). Наприклад, можна визначити *LOLP* як імовірність наявності дефіциту електричної енергії у пікові періоди попиту впродовж року.

Для визначення показника *LOLP* у математичному виразі задаються тестові часові інтервали. Для кожного інтервалу визначається імовірність виникнення такого дефіциту

$$P_i = 1 - Pr\{\omega|u(t, \omega)\} \leq 0, t \in T_i, \quad (1.12)$$

і *LOLP* визначається для кожного часового інтервалу як імовірність виникнення дефіциту впродовж даного інтервалу часу. Тут вираз визначає імовірність того, що дефіцит енергії не буде спостерігатися протягом всього часового інтервалу (для всіх часових підінтервалів), а величина відповідає ймовірності того, що дефіцит виникає хоча б одного разу на цьому інтервалі.

На практиці показник *LOLP* можна інтерпретувати як величину, що задається виразом:

$$LOLP_{interpret} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_i. \quad (1.13)$$

Однак, за змістом ця величина не є ймовірністю. Натомість вона вказує на середнє значення імовірностей для певного часового інтервалу. Для оцінки надійності не у певний момент часу, а для тривалого часового інтервалу використовується інші показники – *LOLE* і *LOLH*, що за змістом аналогічні величині *LOLP<sub>interpret</sub>*.

Ще одним показником безпеки постачання є очікуване число виникнення дефіциту енергії упродовж заданого досить тривалого часового проміжку.

Наприклад, виникнення дефіциту енергії можна виразити у годинах (днях), і в такому випадку інтервали відповідають дням одного року ( $N = 365$ ). Такому визначенню відповідає величина очікуваної кількості днів дефіциту (*LOLE*):

$$LOLE = \sum_{i=1}^{365} P_i, \quad (1.14)$$

При визначенні *LOLE* суттєве значення відіграє кількість днів виникнення дефіциту – наприклад, дефіцит енергії тривалістю 4 години протягом однієї доби має розглядатися як одна подія. Математично, значення *LOLE* – це математичне очікування кількості днів дефіциту енергії протягом року. Показник *LOLE* відображає



частоту виникнення дефіциту, але не відображає тривалість періоду дефіциту та його глибини.

Виникнення дефіциту може також вимірюватися протягом години: в такому випадку інтервали відповідають всім годинам упродовж року ( $N = 8760$ ). Такому визначенню відповідає величина очікуваної кількості годин дефіциту потужності ( $LOLH$ ):

$$LOLH = \sum_{i=1}^{8760} P_i, \quad (1.15)$$

Величина  $LOLH$  – це математичне сподівання числа годин дефіциту потужності протягом року.  $LOLH$  виражає не тільки частоту виникнення дефіциту потужності, а й його загальну тривалість.

На практиці терміни  $LOLE$  і  $LOLP$  плутаються: коли стверджується, що стандартом надійності є певний рівень  $LOLP$ , хоча насправді, під ним слід розуміти  $LOLE$  (часто виражається в числі днів дефіциту в 1 рік або в 10 років). У зв'язку з цим у подальшому термін  $LOLP$  не буде використовуватися.

Очікувана величина недопоставленої енергії ( $EENS$ ) вимірюється в МВт·год, де математичне сподівання обчислюється за всіма сценаріями стохастичного моделювання. Результати виражені як середні величини  $EENS$  в МВт·год за 10 років. Математично  $EENS$  визначається як:

$$EENS = \sum_{i=1}^N \int_{T_i} E[u(t, \omega)] dt, \quad (1.16)$$

Основною відмінністю між  $EENS$  і  $LOLE/LOLH$  є те, що  $EENS$  в основному відображає загальну величину недопоставленої енергії, а не кількість подій, за яких настав дефіцит потужності. Відношення показників  $EENS$  і  $LOLH$ , розрахованих для одного і того ж періоду часу, надає оцінку середньої глибини одиничного випадку дефіциту потужності.

## 2) Відносна величина недопоставленої енергії ( $EDNS$ ).

У більшості випадків в якості показника безпеки постачання замість  $EENS$  використовується відношення  $EENS$  до загального споживання електричної енергії в

енергетичній системі. Це відношення можна назвати відносною величиною недопоставленої енергії (*EDNS*), яке обчислюється як:

$$EDNS = \frac{EENS}{\sum_{i=1}^N \int_{T_i} E[L(t, \omega)] dt} \times 100\%, \quad (1.17)$$

### 3) Збитки понесені у зв'язку із втратою енергопостачання

Розмір збитків понесених у зв'язку із втратою енергопостачання (*DV*) теж є показником достатності ресурсів, який відображає економічну значимість відключення навантаження, що виражено у грошовій формі. Математично *DV* має вигляд:

$$DV = \sum_{i=1}^N \int_{T_i} E[VoLL(t)u(t, \omega)] dt, \quad (1.18)$$

де *VoLL(t)* позначає розмір збитків споживачів у результаті недоотримання електричної енергії. У більшості випадків параметр *DV* пропорційний *EENS*. У разі, якщо *VoLL(t)* є постійною величиною у часі та не залежить від місця відключення споживання електричної енергії, як це можна встановити з виразів (1.17) і (1.18), тоді:

$$DV = VoLL \times EENS, \quad (1.19)$$

У такому випадку встановлення нормативного значення для *EENS* означатиме встановлення нормативного значення *DV* і навпаки. У низці країн при визначенні граничних цін на ринку електричної енергії використовується нормативне значення *VoLL*. Однак, в Україні такий показник *VoLL* не нормується і взагалі не використовується. Це вказує на пріоритетність задачі забезпечення електричною енергією споживачів, однак не забезпечує наявність розв'язку з математичної точки зору задачі оптимізації, а тому необхідною умовою є застосування штрафних функцій, адже не завжди можна досягти балансу (1.20), особливо при накладанні низки обмежень:

$$demand_t = supply_t, \quad (1.20)$$

Найпростіша задача оптимізації функціонування підприємств електроенергетики в умовах роботи у складі концентрованої системи з одним об'єктом виробництва електричної енергії (без урахування втрат на виробництво) і

необхідністю забезпечення резерву для довільного часового інтервалу має наступний вигляд (у форматі *LP – Linear Programing*):

*Objective function* (цільова функція):

$$\sum_{n=1}^m VoLL \times EDNS_n + VoRS \times ReserveShortage_n \rightarrow \min, \quad (1.21)$$

*Subject to* (за умов):

$$NodeNetInj_t: EDNS_t + GeneratorLoad_t = demand_t, \quad (1.22)$$

$$ReserveDef_t: - ReserveProvision_t + ReserveShortage_t = 0, \quad (1.23)$$

$$GeneratorPmax_t: -a \times GeneratorOn_t + GeneratorLoad_t \leq 0, \quad (1.24)$$

$$GeneratorPmin_t: -b \times GeneratorOn_t + GeneratorLoad_t \geq 0, \quad (1.25)$$

*Bounds* (обмеження):

$$GeneratorOn_t \leq c, \quad (1.26)$$

$$EDNS_t \leq e, \quad (1.27)$$

$$ReserveProvision_t \geq r, \quad (1.28)$$

де:

*GeneratorLoad* – поточна потужність об'єкта виробництва/зберігання електричної енергії на інтервалі  $n$ ;

*EDNS* – обсяги недопоставленої електричної енергії на інтервалі  $n$ ;

*ReserveShrtake* – дефіцит резерву на інтервалі  $n$ ;

*ReserveProvision* – необхідний обсяг резервів на інтервалі  $n$ ;

$a$  – мінімальна стабільна потужність об'єкта виробництва/зберігання електричної енергії;

$b$  – встановлена (максимальна) потужність об'єкта виробництва/зберігання електричної енергії;

$c$  – кількість об'єктів виробництва/зберігання електричної енергії на інтервалі  $n$ ;

$e$  – попит на електричну енергію на інтервалі  $n$ ;

$r$  – необхідний резерв потужності;

$VoRS$  – штраф за наявність дефіциту резерву;

$VoLL$  – штраф за наявність дефіциту енергії.

Як видно з (1.21), припускаючи, що  $VoRS$  та  $VoLL$  дорівнюють нулю, можна в найпростіший спосіб вирішити дану оптимізаційну задачу та, водночас, мінімізувати цільову функцію. Що не є логічним ані з точки зору забезпечення безпеки постачання, ані з точки зору ринку, адже за такої постановки задачі виявляється доцільніше не забезпечувати електропостачання та резерви, відповідно. Саме тому має сенс використання таких показників як  $VoRS$  та  $VoLL$ . Вони мають виражати штраф відповідальній стороні за недотримання резервів і, відповідно, створення дефіциту товарів на ринку або плату користувачам за послуги управління попитом. Визначенню таких показників має передувати проведення низки ґрунтовних досліджень, що матимуть на меті оцінку економічних наслідків від втрати резерву для енергетичної системи та від втрати енергопостачання споживачам (за групами споживачів), що ускладняється наявністю низки різних споживачів, які, у свою чергу, характеризуються різними споживчими потребами, цільовим використання електричної енергії тощо. У цьому дослідженні нами (на основі результатів емпіричних досліджень з використанням моделювання у розділі 3) пропонується в якості  $VoLL$  використовувати таке значення, яке буде рівним 50 тис. грн/МВт·год, а для  $VoRS$  – 7,5 тис. грн/МВт.

З використанням наведених вище показників і стохастичного моделювання можна оцінити вплив розвитку стохастичної відновлюваної енергетики. На рівень виробництва електричної енергії останньої значний вплив мають: варіативність упродовж дня чи періоду року сонячного випромінювання, потоків вітру, зміни температури, опадів тощо, що слугують первинними джерелами енергії для підприємств, у складі яких функціонують СЕС, ВЕС, ГЕС тощо, а також настання аварій та періоди простою обладнання, викликаними останніми. Серед іншого, на чому особливу увагу загострюють Дергачова В. та Писар. Н. [1], можна з

використанням наведених вище показників враховувати і ситуацію з паливозабезпеченням, як одного із стохастичних процесів.

Таким чином, об'єднавши наведені вище елементи в єдине, автором сформовано комплексну оптимізаційно-імітаційну стохастичну балансову динамічну (з високою частотою дискретизації) ринково-сегментовану економіко-математичну цілочисельного програмування модель оптимальних функціонування та розвитку підприємств електроенергетики (включно з детальним представленням її основних складових елементів за видами діяльності) України та Європи на довгострокову перспективу на базі законів Ома і Кірхгофа та нейронних мереж з елементами теорії ігор за умови роботи таких підприємств на конкретному ринку електричної енергії у межах європейської енергетичної системи під впливом передбачених євроінтеграційних процесів (далі як деталізована ринкова економіко-математична модель функціонування і розвитку підприємств електроенергетики).

Узагальнюючи наведене вище, нами сформовано комплекс методів і підходів для оцінювання трансформації підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції шляхом охарактеризування початкового стану підприємств електроенергетики (включно із середовищем їх функціонування) та економіко-математичного моделювання функціонування таких підприємств у межах об'єднаного ринку електричної енергії та європейської енергетичної системи. Узагальнена логічно-структурна схема проведення дослідження наведена на рис. 1.12.

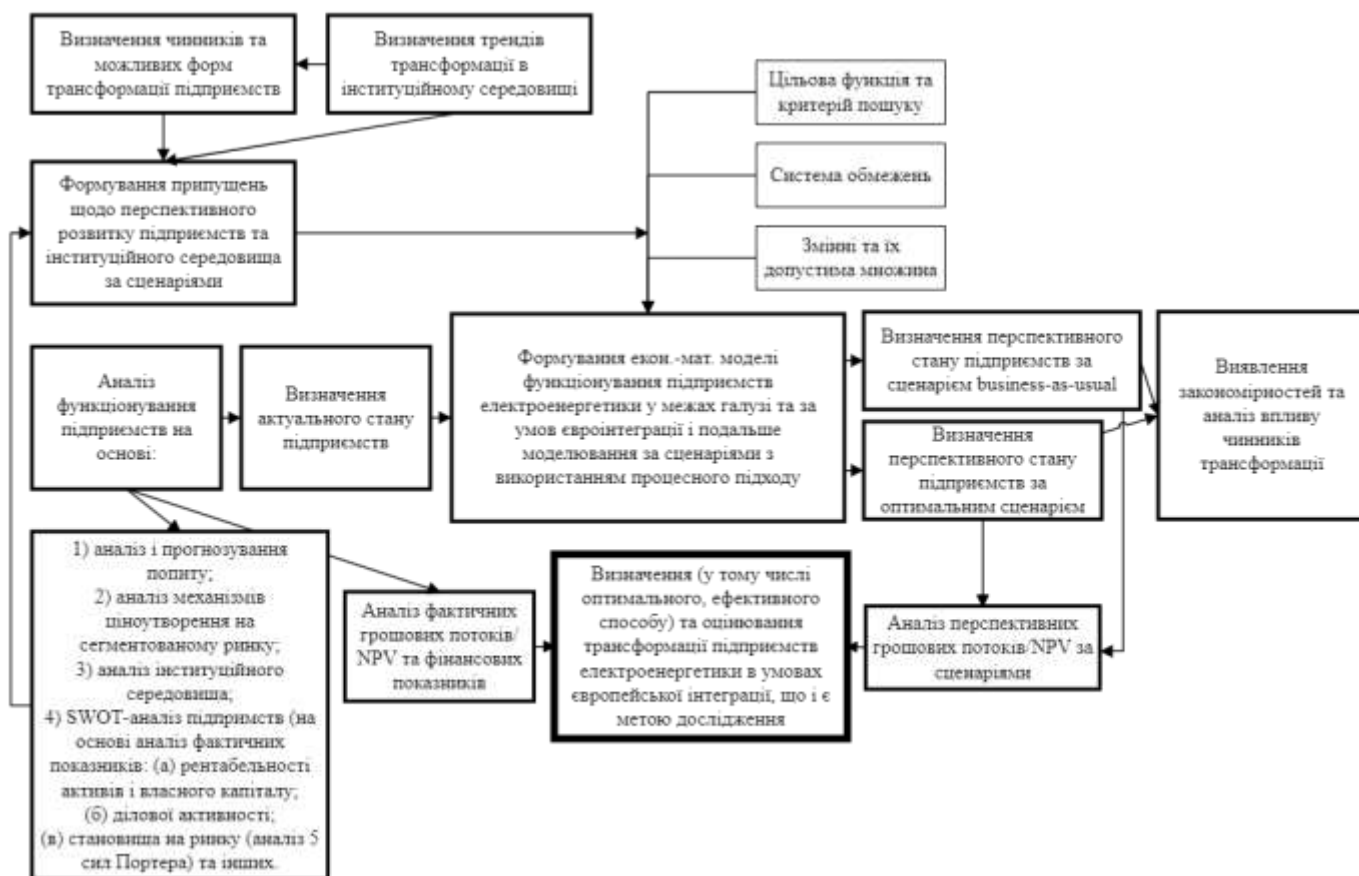


Рисунок 1.12 – Логічно-структурна схема визначення та оцінювання трансформації підприємств електроенергетики

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

У результаті виконання дослідження з дотриманням представленої вище схеми представляється можливість визначити та оцінити у перспективі трансформацію підприємств електроенергетики в умовах європейської інтеграції із застосуванням процесного та сценарного підходів (у тому числі за умови забезпечення безпеки постачання та оптимального економічного розвитку підприємств, виходячи з необхідності виконання такими підприємствами своїх функцій). Зважаючи на те, що з використанням запропонованої схеми та моделі можливо визначити та оцінити трансформацію будь-якого підприємства електроенергетики, у подальшому основна увага приділятиметься вітчизняним підприємствам, які провадять діяльність з виробництва та передачі електричної енергії.

Отже, у наведеному підрозділі проаналізовано методи та підходи, що використані у цьому дослідженні для оцінювання трансформації (через зміну

виробничо-комерційних показників діяльності) підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції з використанням комплексного бінарного показника економічної життєздатності підприємства у перспективі. До загальнонаукових методів дослідження можна віднести аналіз, узагальнення, моделювання та порівняння, які використовуються у межах всього дослідження, незалежно від галузі знань та особливостей дослідження, а до спеціальних наукових методів дослідження – аналіз 5 сил Портера та *SWOT*-аналіз.

### ***Висновки до розділу 1***

1. Кардинальні зміни у середовищі функціонування підприємств електроенергетики та умов провадження ними своєї виробничо-комерційної діяльності, зумовленими європейською інтеграцією, визначає необхідність трансформації таких підприємств. Аналіз наукової літератури показав, що наявні підходи до формування ефективних напрямів трансформації не висвітлюють усіх особливостей прояву такого економічного явища. Це зумовило доцільність удосконалення низки теоретичних і науково-методичних положень, що полягає у включенні до загальноприйнятих предметних областей мікрорівня (підприємства, бізнесові одиниці), також і суміжних нижчих і вищих рівнів – нано- (споживачі) і мезорівнів (ринок, галузь, регіон). Таким чином обґрунтовано, що дослідження трансформації підприємства має виходити за межі самого підприємства, оскільки підприємство перебуває у тісному взаємозв'язку з іншими підприємствами та зовнішнього середовищем свого функціонування, котрі також зазнають перманентних змін. Під трансформацією підприємства пропонується розуміти таку економічну категорію, яка пов'язана з економічною сферою, притаманною різним рівням господарювання, і відображає складний процес взаємодії об'єкта трансформації із середовищем його функціонування, що здійснюється одночасно у часі і просторі. Серед основних чинників, що зумовлюють трансформацію підприємств електроенергетики на сучасному етапі їх розвитку виокремлено плин процесів, пов'язаних з європейською інтеграцією. Водночас, однією із характерних

особливостей трансформаційного процесу є його динамічність. Отримані результати надають можливість обґрунтувати у подальшому напрацювання і застосування комплексного, динамічного підходу до дослідження трансформації підприємств електроенергетики, що включатиме можливість застосування процесного підходу.

2. На основі опрацювання наукової літератури, встановлено взаємозв'язок між поняттями «розвиток», «стратегія» і «трансформація», де стратегія є одним з інструментів керованого розвитку підприємства, що сформована внаслідок сукупної як передбаченої, так і непередбаченої трансформації підприємства та оточуючого його середовища. За результатами критичного аналізу наукових джерел виокремлено основні науково-методичні засади трансформації підприємства, а саме: цілі та етапи формування стратегій, розвитку й, відповідно, трансформації підприємств, а також способи його трансформації з урахуванням наявних обмежень. Подальше вивчення складових наведеного переліку надасть змогу сформуванню формалізованої оптимізаційної задачі (включно із системою обмежень, умов і цільовою функцією) функціонування і розвитку підприємства внаслідок його трансформації, а її вирішення надасть можливість визначити ключові показники розвитку підприємства в один із визначених способів у перспективі.

3. Результати вивчення чинників трансформації підприємства та його середовища, як динамічного і комплексного процесу, надало можливість визначити методи якісного та кількісного оцінювання ефектів трансформації підприємств як у ретроспективі, так і в перспективі, до числа яких нами віднесено *SWOT*-аналіз (як якісний метод, котрий слугуватиме для формування характеристики підприємства у попередні періоди та умов його розвитку), економіко-математичне моделювання (як кількісний метод, котрий слугуватиме для формування характеристики підприємства у майбутні періоди) та компаративний аналіз (як гібридний метод, котрий слугуватиме для аналізу змін у функціонуванні підприємства у майбутні періоди). Водночас з використанням результатів узагальнення інформації з першоджерел вдалося виокремити релевантний, універсальний, бінарний критерій оцінювання ефективності трансформації підприємства, а саме шляхом оцінювання економічної життєздатності підприємства, котрий є комплексним показником функціонування



підприємства. В якості критерію економічної життєздатності підприємства внаслідок його трансформації нами запропоновано позитивне значення показника  $NPV$ , мінімізація якого слугує цільовою функцією розвитку підприємств. З використанням математичного апарату доведено і передбачено необхідність використання в економіко-математичній моделі функціонування і розвитку підприємств електроенергетики (наукова новизна): визначення таких показників як  $VoRS$  та  $VoLL$  (що забезпечуватимуть наявність розв'язку задачі оптимізації та за змістом виражають штраф відповідальній стороні за сформований дефіцит товарів і послуг і, відповідно, непокриття частини попиту в енергетичній системі), врахування динаміки стохастичних подій; урахування низки чинних положень, що формують національні політики в енергетиці; формування системи обмежень; а також роботу сегментованого ринку електричної енергії, що має безпосередній вплив на економічні ефекти трансформації підприємств електроенергетики.

Основні наукові результати розділу опубліковані у роботах [119 – 124].

## РОЗДІЛ 2

### СИСТЕМНО-СТРУКТУРНИЙ АНАЛІЗ СТАНУ ПІДПРИЄМСТВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

#### 2.1 Особливості євроінтеграції середовища функціонування підприємств електроенергетики

У 90-тих рр. XX ст. у розвинених країнах і країнах, що розвиваються (рис. 2.1), розпочалися активні трансформаційні процеси в середовищі функціонування електроенергетичних підприємств. Так, суттєвої трансформації зазнало таке середовище у Великобританії, Португалії, Нідерландах, Швеції, Данії, Іспанії; менш суттєвої – у Німеччині, Франції, Швейцарії [125].

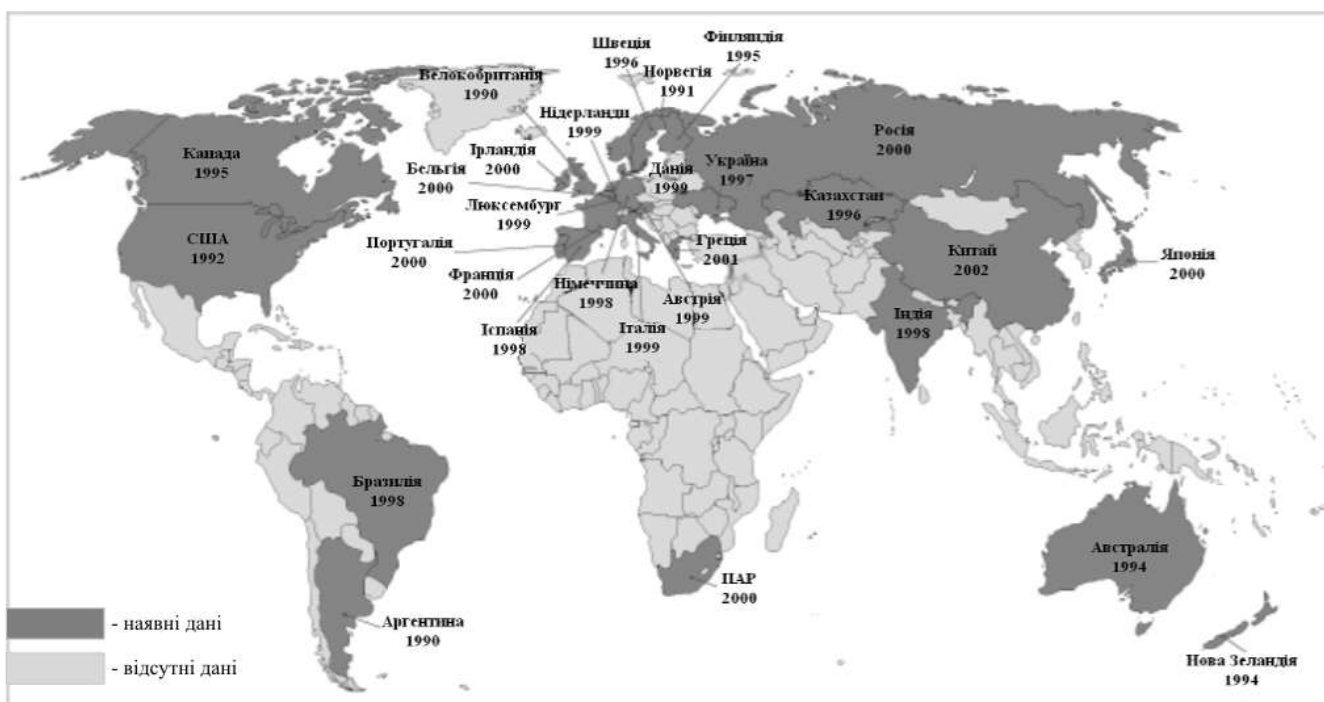


Рисунок 2.1 – Хронологічна мапа трансформування середовища  
функціонування підприємств електроенергетики у світі

*Джерело: складено на основі [126]*

Серед основних причин, що слугували драйверами трансформації в електроенергетиці й, водночас, формували особливості трансформації електроенергетичних ринків і підприємств, можна виділити такі:

– поява конкурентоспроможних електрогенеруючих підприємств середнього розміру (завдяки появі нових технологій), незалежних від вертикально-інтегрованих енергетичних компаній, що нівелювало ефект економії від масштабу як головного аргументу на користь природно-монопольної структури галузі [127];

– низька ефективність природно-монопольних утворень, зокрема високі видатки на підтримку потужностей, що вже існують, і на введення нових, перекладання відповідних витрат на споживача;

– значне зростання цін на вуглеводневі види палива та випереджальне зростання попиту на електричну енергію, який не міг бути задоволений наявними потужностями;

– здійснення внутрішніх корпоративних реорганізацій, які спрямовані на розділення різних видів бізнесу (анбандлінг) [128];

– впровадження жорстких норм екологічного законодавства, що потребувало модернізації електроенергетичних об'єктів та розвитку мереж;

– розвиток мереж (перш за все, магістральних і міждержавних) і супутній розвиток інформаційних технологій та засобів метрології, що сприяло збільшенню і ускладненню енергетичних потоків та уможливило конкуренцію між оптовими постачальниками електричної енергії [126; 129; 130];

– поглиблення економічної інтеграції, яке сприяло розвитку регіональних ринків електричної енергії тощо.

Слід звернути увагу на те, що метою започаткування таких процесів як у світі, так і в Європі, була структурна перебудова галузі, спрямована на розділення вертикально-інтегрованих структур і впровадження конкуренції, тобто на лібералізацію ринків, а не на зміни у системі управління та формі власності, попри те, що це мало місце. На думку І. Гайдуцького [131], досягнення цієї мети мало б підвищити рівень ефективності функціонування роботи галузі та сприяти розв'язанню низки важливих проблем, серед яких: зниження вартості електричної енергії для кінцевих споживачів; створення сприятливих умов для залучення інвестицій; зменшення регіональної диференціації цін на електричну енергію; посилення рівня конкурентоспроможності національних виробників та низка інших.

В результаті було запроваджено конкурентні відносини, чому передувало функціонування вертикально-інтегрованих компаній, що займалися виробництвом, передачею та збутом електричної енергії та існували як природні монополії. Незважаючи на спільний зміст трансформації середовища функціонування підприємств електроенергетики, конкретні форми та методи перетворень суттєво відрізнялися і мали національну специфіку.

Так, тільки моделей лібералізації електроенергетичних ринків виділяють кілька (залежно від ступеню конкуренції) [132]; [133]:

– модель 1: передбачається відсутність конкуренції. Монополія спостерігається на усіх рівнях. Виробництво електричної енергії та її передачу електричними мережами (дистриб'юторам і споживачам) здійснює одне підприємство;

– модель 2: передбачається наявність єдиного покупця (закупівельного агентства), що здійснює закупівлю електричної енергії на основі результатів динамічного добору цінових пропозицій від підприємств-виробників. Такому агентству належать монопольні права на передачу електричної енергії та її продаж споживачам і дистриб'юторам;

– модель 3: передбачається наявність конкуренції на оптовому ринку. Дистриб'ютори мають вільний доступ до електричних мереж, наділені правом вільного вибору постачальників, мають монопольні права на продаж електричної енергії покупцям;

– модель 4: передбачається наявність конкуренції на роздрібному ринку. Споживач наділений правом вільного вибору постачальників, так само і вільний доступ до систем передачі та розподілу. Розподіл і постачання (збут) електричної енергії здійснюються відокремлено від кінцевого споживання.

Слід зауважити, що наведені вище моделі можуть функціонувати в умовах різних форм власності/управління [133]:

– пряма державна власність: всі підприємства галузі знаходяться у державній власності, держава здійснює прямий контроль та управляє сектором. Інвестиції здійснюються за рахунок державних асигнувань, ціни встановлюються державою, доходи отримує держава. Галузь розглядається як частина державної інфраструктури;

–державне підприємство: втілює окремі напрями державної політики (наприклад, обслуговування певних галузей промисловості), проте, орієнтована на отримання прибутку. Ціни та інвестиційна політика погоджуються галузевим міністерством або незалежним агентством, що здійснює державне регулювання;

–приватне підприємство: приватна власність на підприємство та її активи; регулювання діяльності підприємства здійснюється незалежним органом.

Залежно від ступеню державного контролю, можливі такі варіанти змін у формі власності та організації управління [133]:

–комерціалізація (держава надає автономію підприємствам, метою яких є отримання прибутку). Цей процес передбачає перехід до комерційних практик бухгалтерського обліку, економічно обґрунтованих тарифів, розмежування профільних і непрофільних видів діяльності;

–анбандлінг (перехід до формально та фактично вільного від тотального державного контролю підприємства). Передбачає визначення завдань підприємства та процедури, що надають можливість враховувати цілі державної політики. Контроль над ціноутворенням та інвестиційною політикою зберігається;

–приватизація (перехід від державної до приватної форми власності). Здійснюється з метою розширення доступу до ринку капіталу. Супроводжується посиленням зовнішнього регулювання монопольних елементів галузі.

У табл. 2.1 наведені можливі варіанти структуризації електроенергетики залежно від ступеню конкуренції та державного контролю.

Діяльність з передачі електричної енергії, на відміну від її виробництва та постачання, традиційно розглядаються в економічній літературі як природно-монопольна через необхідність централізованого контролю над виконанням диспетчерських функцій (синхронізація роботи електричних станцій у межах однієї енергетичної системи) [134]. П. Ван Дорен, характеризуючи економічний зміст послуги з передачі електричної енергії, доходить висновку, що повна децентралізація у виробництві електричної енергії не є оптимальною. Якщо «попит у пік навантаження виникає у всіх споживачів одночасно, можлива економія за рахунок об'єднання ресурсів» [134]. Відсутність одночасного пікового попиту надає

можливість групі електричних станцій мати менші пікові потужності та нижчі витрати у перерахунку на одного середньостатистичного споживача. Саме такі обставини й зумовлюють необхідність централізованої диспетчеризації [134].

Таблиця 2.1 – Відповідність різновидів контролю над енергетичною структурою та моделей лібералізації в країнах

| Різнovid контролю над енергетичною структурою | Наявність моделі в країнах                            |                           |                      |                          |
|---|---|---------------------------|----------------------|--------------------------|
|   | Модель 1  | Модель 2                  | Модель 3             | Модель 4                 |
| Державна власність                            | Австралія (до 1994 р.);<br>Нова Зеландія (до 1994 р.) | -                         | -                    | -                        |
| Державна корпорація                           | Франція;<br>Шотландія;<br>Австралія                   | Південна<br>Корея;<br>КНР | Норвегія             | Нова<br>Зеландія         |
| Приватна корпорація                           | Японія  | Північна<br>Ірландія      | Фінляндія;<br>Швеція | Англія;<br>Уельс;<br>США |

*Джерело: складено на основі [135 – 138; 126]*

Кожна з вищенаведених моделей лібералізації електроенергетичних ринків має свої переваги та недоліки.

*Модель 1 – монополія.* У цій моделі одне вертикально інтегроване підприємство володіє усіма електричними станціями та усіма ЛЕП, а також здійснює роздрібний продаж кінцевим споживачам (рис. 2.2). До переваг цієї моделі слід віднести: економію за рахунок будівництва великих електростанцій та охоплення значних територій; ефективну координацію диспетчерської служби (коли ОСП може управляти роботою електростанцій); високу ефективність диспетчеризації та зниження собівартості електричної енергії (спочатку для виробництва електричної енергії використовують електричні станції з нижчою собівартістю); низькі ризики для інвесторів. До недоліків відносять таке: перекладання витрат на споживачів, відсутність стимулів до підвищення рівня ефективності; необхідність штучного створення стимулів шляхом встановлення регулюючими органами цінових обмежень; значні соціальні зобов'язання, покладені державою на вертикально-

інтегровані компанії; неможливість ринкової оцінки активів; ускладнення доступу до ЛЕП незалежними постачальниками.



Рисунок 2.2 – Схематичне представлення моделі «монополія» на ринку електричної енергії

*Джерело: складено на основі [133]*

*Модель 2 – конкуренція у виробництві.* За такої моделі структуризації допускається існування незалежних виробників. Однак, уся вироблена електрична енергія продається закупівельному агентству, яке, у свою чергу, продає її постачальникам (рис. 2.3). Фактично закупівельне агентство діє як монопсонія, змушуючи конкурувати за кращі умови контрактів на продаж електричної енергії. Водночас, у дистриб'юторів немає вибору постачальника, крім закупівельного агентства, отже, вони позбавлені можливостей впливати на виробників з метою зниження цін. У деяких випадках діяльність закупівельного агентства на ринку свідомо спрямовується на дискримінацію окремих виробників: агентство пропонує підприємствам-виробникам з порівняно нижчими витратами нижчі закупівельні ціни, а продає електричну енергію за середніми (між високими та низькими) цінами. Такий механізм надає можливість перерозподілити фінансові потоки у галузі та не дозволяє отримувати учасникам ринку додаткові переваги за рахунок інших учасників.

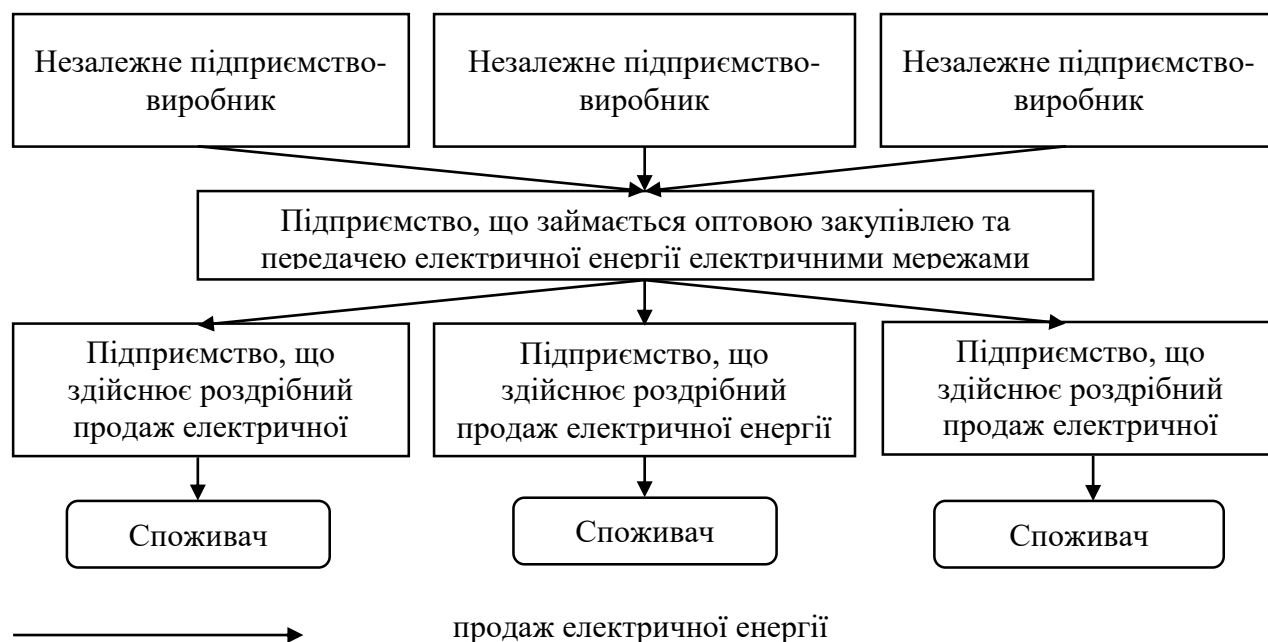


Рисунок 2.3 – Схематичне представлення моделі «конкуренція у виробництві» на ринку електричної енергії

*Джерело: складено на основі [133]*

До позитивних рис цієї моделі слід віднести появу конкурентних відносин у сфері виробництва електричної енергії, які стимулюють виробників до зниження її собівартості. Перевагою моделі є уникнення транзакційних витрат, пов'язаних з пошуками постачальників, укладанням угод на роздрібних ринках, а також забезпеченням доступу до ЛЕП. Крім того, існування закупівельного агентства полегшує реалізацію заходів державної економічної політики (субсидування окремих виробників, заохочення використання різних технологій виробництва електричної енергії, електрифікація сільської місцевості тощо).

Разом з тим, діяльність закупівельного агентства викривлює ринкові стимули конкуренції. По-перше, принципи ціноутворення (дискримінація на вибірковій основі, витратний принцип) послаблюють вплив ринкових стимулів на підприємства-виробників. По-друге, ізоляція від ризиків (агентство не надає можливості виникати ані необґрунтованим прибуткам, ані збиткам) знижує стимули до технічного оновлення виробництва. Значним ризиком цього варіанту структуризації є вагомий вплив закупівельного агентства на усіх учасників ринку, що не виключає



використання різноманітних корупційних схем, особливо з метою завищення підприємствами-виробниками власних витрат.

*Модель 3 – конкуренція на оптовому ринку.* На додачу до конкуренції у сфері виробництва електричної енергії конкурентні відносини запроваджуються на оптовому ринку, де постачальники можуть обирати, з якими підприємствами-виробникам укласти угоди на закупівлю електричної енергії (рис. 2.4). Постачальники зберігають монополію на продаж електричної енергії кінцевому споживачеві: кожне підприємство-постачальник обслуговує певне коло споживачів на певній території.

Такий тип структуризації значно ускладнює відносини у сфері передачі електричної енергії, оскільки передбачає відкритий доступ до ЛЕП. По-перше, збільшується кількість угод, які укладаються між власниками окремих мереж, що змушує їх об'єднуватися у єдину мережу з метою зниження витрат [134]. По-друге, зростає вірогідність конфліктів, зумовлених тим, що функції диспетчера виконуються в інтересах окремих суб'єктів ринку. Так, фінансові ризики компанії, яка надає послуги з передачі електричної енергії, певною мірою залежать від ринкових цін. За рішенням диспетчера встановлюються ціни на електричну енергію, а оператор ринку має можливість підрахувати та здійснити оплату за електричну енергію та її передачу. Обидві ці функції впливають на доходи постачальника послуг з електропередачі.

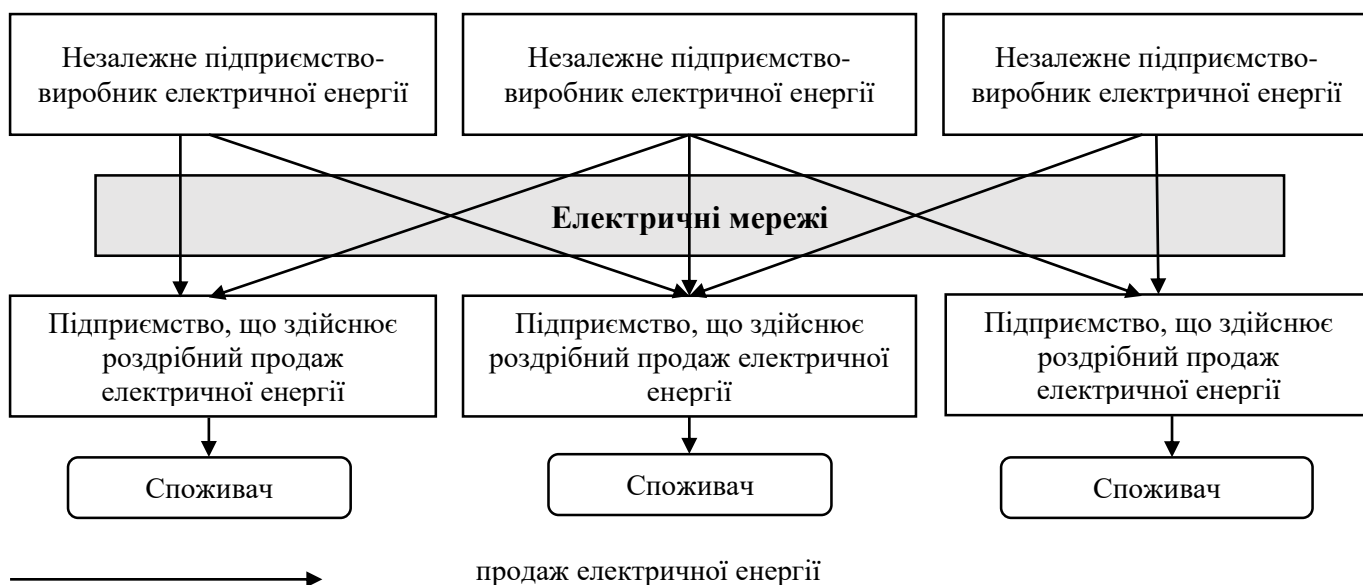


Рисунок 2.4 – Схематичне представлення моделі «конкуренція на оптовому ринку» ринку електричної енергії

*Джерело: складено на основі [133]*

З метою зменшення конфліктності оператора ринку, диспетчера ринку та постачальника послуг з передачі електричної енергії певні функції можуть бути розділені між різними суб'єктами:

- диспетчеризація полягає у підтриманні рівня напруги в мережі, контролі енергетичних потоків і дотриманні балансу між попитом і пропозицією. При цьому необхідною умовою є інституціональне закріплення незалежності диспетчера від покупців і продавців;

- послуги з передачі електричної енергії передбачають визначення умов доступу до електричних мереж, зокрема, встановлення і збирання оплати за доступ. З одного боку, ціни мають забезпечувати достатні економічні стимули для централізованої диспетчеризації (підтримання належного рівня частоти та напруги, доступ незалежного диспетчера до ЛЕП). А з іншого боку, рівень цін має бути достатнім для забезпечення доходів власників ЛЕП;

- функції оператора ринку полягають в організації розрахунків за невідповідність між обсягами законтрактованої електричної енергії та фактичними її потоками.

До переваг описаної моделі структуризації слід, перш за все, віднести збільшення кількості покупців електричної енергії, що помітно посилює конкуренцію між виробниками. Можливість обрання підприємства-постачальника посилює стимулюючу функцію ціни: виробникам не гарантується відшкодування витрат, тому вони змушені приймати технологічні та ринкові ризики. До недоліків моделі з конкуренцією на оптовому ринку слід віднести такі: обмеження можливостей для держави здійснювати заходи в межах довгострокової енергетичної політики (стимулювати перехід до використання нових технологій в енергетиці, розв'язувати соціальні проблеми); значні ризики, зумовлені виконанням функцій диспетчеризації в інтересах окремих суб'єктів ринку; додаткові витрати на розділення функцій централізованої диспетчеризації, оператора ринку та послуг з постачання електричної енергії, значні трансакційні витрати на організацію доступу до мереж.

*Модель 4 – конкуренція на роздрібному ринку.* Особливістю цієї моделі є можливість вибору постачальника для усіх споживачів без винятку (рис. 2.5).

Споживач може укладати угоди безпосередньо з підприємством-виробником або обирати підприємство-постачальника за власним бажанням. Послуги з передачі електричної енергії відокремлені і від виробництва, і від торгівлі електричною енергією, доступ до ЛЕП є відкритим і забезпечується на недискримінаційній основі. У деяких випадках підприємство-власник мереж також може виступати як роздрібний торговець. Така модель структуризації потребує обов'язкового існування ринку наявної електричної енергії (балансуючого ринку), адже законтрактовані обсяги електричної енергії, зазвичай, не співпадають з фактичними. Підприємства-власники мереж мають забезпечувати можливість відповідних розрахунків.

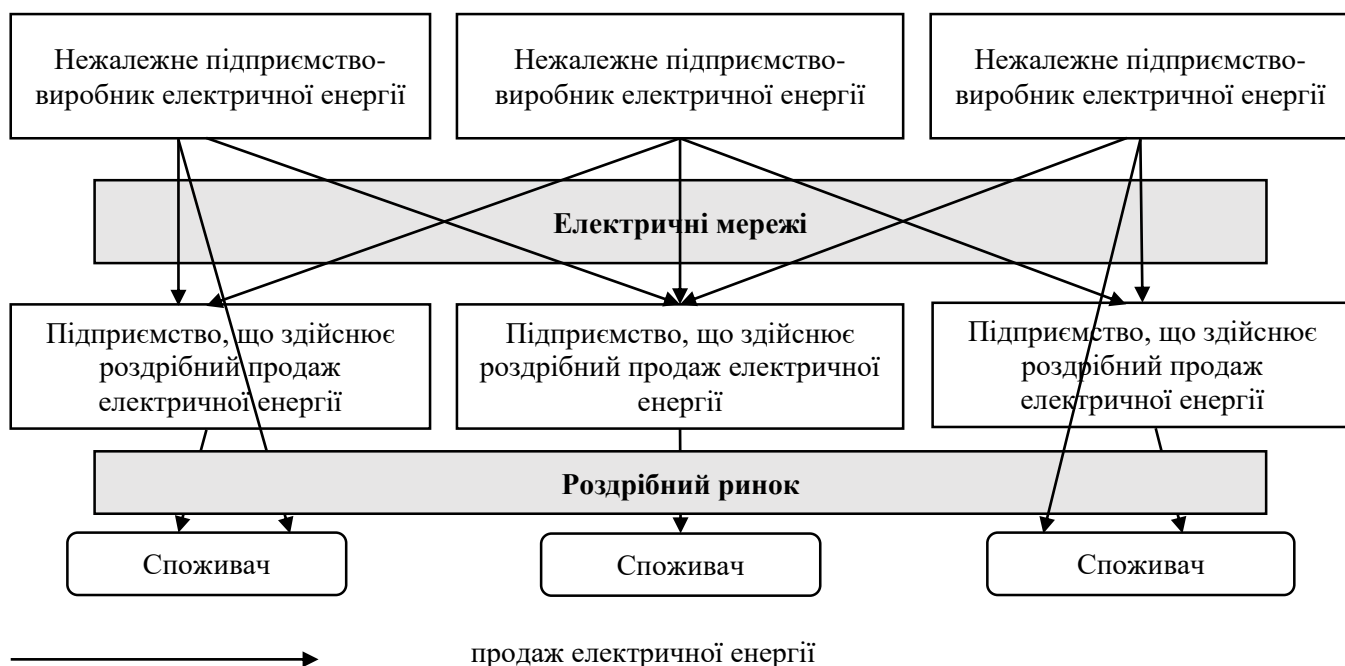


Рисунок 2.5 – Схематичне представлення моделі «конкуренція на роздрібному ринку» ринку електричної енергії

*Джерело: складено на основі [133]*

Суттєвим недоліком цієї моделі, що може слугувати передумовою виникнення ризику, є горизонтальна інтеграція підприємств-виробників електричної енергії та підприємств роздрібною торгівлі. Монопольні змови підприємств-виробників електричної енергії та взаємоузгоджене маніпулювання цінами створюють небезпеку для кінцевого споживача, деформують конкурентні відносини на ринку електричної енергії. До того ж, укладання угод і ведення переговорів на ринку потребують значних витрат (насамперед, пов'язаними з вимірюваннями). Для дрібних споживачів, які не мають технічних можливостей здійснювати вимірювання у режимі реального часу, витрати можуть виявитися настільки значними, що можуть переважати економії, отриману від вибору постачальника. Таким чином, і за такої моделі структуризації ринку остаточно позбутися монопольної залежності кінцевого споживача не вдається.

Так, наприклад, Франція зберегла монопольні вертикально-інтегровані підприємства у сфері виробництва електричної енергії (це державне підприємство «*Electricite de France*», яка монополює забезпечує більшість потреб в електричній

енергії у Франції). У решті ж країн, природні монополії збереглися загалом виключно у сфері передачі електричної енергії, необхідність чого спричинена порівняно високими капітальними витратами на будівництво нових ЛЕП, що у довгостроковій перспективі сприяють зниженню загальних витрат, і, таким чином, досягається ефект масштабу. Для прикладу, необхідність виконання двосторонніх договорів між підприємствами-виробниками та споживачами формує економічно обґрунтовані передумови створення електричної мережі з метою отримання економії від її спільного використання навіть за умови існування повної конкуренції на всіх сегментах ринку [134]. При цьому потужності такої мережі (для передачі електричної енергії) можуть використовуватися як «переваги від членства» у такому пулі, а споживачі мають оплачувати абонентську плату («членські внески») за постійний доступ до мереж та їх утримання, вартість послуг з передачі електричної енергії розраховується за принципом граничних витрат [133].

У більшості наведених на рис. 2.1 країн і зокрема країн ЄС, енергосистеми яких входять до *ENTSO-E*, впроваджені сучасні моделі ринків електричної енергії, що в основному базуються на четвертій моделі та складаються з таких сегментів: ринок двосторонніх договорів, ринок «на добу наперед», внутрішньодобовий ринок, ринок допоміжних послуг і балансуючий ринок. Така модель з відповідною сегментацією ринку запозичена Україною у 2019 році [36], чому передувала гармонізація законодавчої бази з відповідною базою ЄС (основні вимоги до функціонування ринку електричної енергії, які містяться у Третньому енергетичному пакеті ЄС та імplementовані в Україні, наведені у Додатку В), що, у підсумку, й сформувало, так звані, нові «правила гри» на ринку електричної енергії, що є найбільш вагомим чинником трансформації підприємств електроенергетики та їхнього середовища функціонування. Саме запровадження конкурентної моделі ринку в Україні де-факто була однією з передумов інтеграції ОЕС України до *ENTSO-E*, що й сталося 16 березні 2022 року. У контексті імplementації Четвертого енергопакету ЄС слід звернути увагу на те, що зміна моделі ринку, яка було здійснена в Україні в середині 2019 року на виконання положень регламентів і директив Третнього енергопакету, не

передбачається, а тому загалом залишиться такою ж (у Додатку Д наведено аналіз основних змін, які передбачаються Четвертим енергопакетом ЄС).

Важливою особливістю реалізації такої моделі ринку електричної енергії в Україні є те, що при зміні моделі статус окремої групи виробників електричної енергії відновлювальної енергетики, що мають державні гарантії збуту, пріоритетність включення до ГЕН й відсутність конкуренції, не змінився. А тому, через наявність таких умов, увесь ринок фактично складається з двох великих сегментів – конкурентного та не конкурентного, де на останньому провадять свою економічну діяльність виробники електричної енергії з ВДЕ, що реалізують електричну енергію не за загальними ринковими правилами.

Отже, можна констатувати, що у процесі євроінтеграції в Україні відбулася зміна моделі структуризації ринку електричної енергії, яка характеризується як найбільш конкурентна. Така модель ринку є найбільш розповсюдженою серед країн, що входять до *ENTSO-E*, і модель передбачає сегментацію ринку, сприяє появі конкуренції на всіх сегментах ринку, пов'язаних із виробництвом електричної енергії, однак передбачає збереження монополії у сфері централізованої диспетчеризації та у сфері передачі електричної енергії. Практичне ж застосування такої моделі в Україні призвело також і до появи не монопольного, але неконкурентного сегменту ринку, на якому провадять діяльність виробники електричної енергії з ВДЕ, що реалізують електричну енергію не за загальними ринковими правилами. Ці умови і чинники визначають разом із недоліками запровадженої в Україні та Європі моделі ринку електричної енергії і можливі шляхи розвитку і трансформації підприємств електроенергетики (залежно від виду діяльності на такому ринку).

## **2.2 Характеристика вітчизняного інституційного середовища**

Система, яка наразі склалася в Україні, не забезпечує сприятливих умов для протікання процесів трансформації. Згідно з даними *The World Bank* [139], у 2014 році Україна посіла 152 місце зі 189 досліджуваних країн у рейтингу *Doing Business*, а у 2020 р. – вже 64 (серед 190 країн). Незважаючи на те, що динаміка індексу свідчить

про позитивні зрушення, їх все ще недостатньо для створення сприятливого бізнесового та інвестиційного середовища, що є важливою детермінантою трансформації економіки та її структурних елементів (підприємств, зокрема).

Відставання України у рейтингу *Doing Business* [139] від країн з високим рівнем соціально-економічного розвитку досить часто пов'язуються з вадами інституційного середовища, від яких зазнають значної шкоди як державні організації та приватні структури, так і звичайні громадяни.

Очевидним є те, що існує нагальна потреба у глибокій соціально-економічній трансформації інституційного середовища. Її необхідність визнана і на державному рівні, а саме Енергетичною стратегією України на період до 2050 року [140] і Національною економічною стратегією на період до 2030 року [80] за якими вихід України на висхідну траєкторію тісно пов'язується з поживавленням міжнародної торгівлі, покращенням рівня інституційної та інвестиційної привабливості, дерегуляцією та розвитком підприємництва, розвитком промисловості та енергетики.

Інституційна трансформація на ліберальних засадах передбачає, серед іншого, зміну співвідношення держави та ринку, розбудову прозорішої та ефективнішої системи управління державною власністю. Ці реформи мають охоплювати і електроенергетичний сектор України [141 – 144]. Серед усіх проголошених реформ значний вплив на функціонування вітчизняної електроенергетики та електроенергетичних підприємств вже мають такі (детальний аналіз наведено у Додатку Г, Додаток Е):

1) реформа ринку електричної енергії, результатом якої є впровадження нової, конкурентної її моделі Україні, що, у свою чергу, призводить до оновлення конфігурації ринку, розбудови ринкових відносин між суб'єктами ринку [143];

2) реформа управління державною власністю, спрямована на підвищення рівня ефективності функціонування державних підприємств та удосконалення системи управління активами держави: анбандлінг, перехід від галузевого до функціонального принципу регулювання, створення ефективних механізмів громадського контролю [145; 146].

А реалізація таких реформ де-факто стала передумовою інтеграції ОЕС України у березні 2022 року до *ENTSO-E*.

Такі реформи потребували розроблення та імплементації низки нормативно-правових актів (Додаток Г, Додаток Д), які мають на меті, серед іншого, і трансформацію виробничо-комерційної діяльності підприємств, одним з елементів чого є проходження процедури анбандлінгу державних електроенергетичних підприємств, що займають монопольне становище [144]. Так, у результаті успішного реформування, можна позбутися вад, пов'язаних зі зниженням рівня ефективності діяльності державних підприємств електроенергетики [147; 148; 144]. В основу функціонування яких покладено адміністративний підхід: наявність обмежень у питаннях ціноутворення, надмірна зарегульованість, складна організаційна структура, обмежена гнучкість операційної діяльності, необхідність в узгодженні господарських рішень з іншими структурами тощо. Слід враховувати, що спосіб розв'язання означених проблем через зміну форми власності є подекуди неприйнятним, оскільки підприємства зі статусом «стратегічно важливих для економіки та безпеки країни» не підлягають приватизації відповідно до чинного законодавства України [149].

До керівних принципів функціонування лібералізованого ринку електричної енергії відносять: забезпечення недискримінаційних умов виходу на ринок (включаючи доступ до ЛЕП різних рівнів), рівних прав на купівлю та продаж електричної енергії; вільний вибір постачальників; незалежність регулювання; а також інтеграція вітчизняного ринку електричної енергії до загальноєвропейського [36; 150]. Очікується, що впровадження цих принципів сприятиме:

- підвищенню рівня інвестиційної привабливості підприємств електроенергетики;
- забезпеченню безперебійних поставок електричної енергії;
- розвитку конкуренції на всіх сегментах ринку;
- формуванню економічно обґрунтованих тарифів на послуги з передачі електричної енергії;
- виконанню міжнародних зобов'язань, взятих Україною при приєднанні до



Договору про Енергетичне Співтовариство та Угоди про асоціацію між Україною, з одного боку, та Європейським Союзом, Євратомом і їх державами-членами, з іншого боку. Приєднавшись до Договору про Енергетичне Співтовариство 01 лютого 2011 р., Україна набула статусу Договірної Сторони і фактично стала асоційованим членом ЄС у частині співпраці у сфері енергетики [151; 152], ще до того, як у 2022 році Україна набула статусу кандидата на членство в ЄС [153].

Реформування ринку електричної енергії в Україні здійснювалося поступово і триває наразі, адже електроенергетика, ринок і електроенергичні підприємства ЄС також динамічно змінюються в умовах російського газового шантажу. Так, спочатку Законом України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» [150] від 01 січня 2014 р., та, згодом, Законом України «Про ринок електричної енергії» від 22 травня 2019 р. (зі змінами), повномасштабний лібералізований ринок електричної енергії розпочав функціонування 01 липня 2019 р.

Фактично цими законами було імплементовано Другий енергетичний пакет ЄС у частині правил функціонування внутрішнього ринку електричної енергії та умов доступу до мережі транскордонної передачі електричної енергії, а саме: Директиви 2003/54/ЄС «Про загальні правила функціонування внутрішнього ринку електричної енергії» [154] та Регламенту № 1228/2003 «Про умови доступу до мережі транскордонної передачі електричної енергії» [155].

01 січня 2015 р., відповідно до Рішення D[2011]02|MC-EnC Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства щодо України було прийнято Третій енергетичний пакет (Додаток В, Додаток Г) ЄС, зокрема: Директива 2009/72/ЄС [156] та Регламент (ЄС) № 714/2009 [157]. Відповідно до вимог Третього енергетичного пакету ЄС структура першочергових завдань реформи включає [36]:

- створення незалежних структур для передачі та розподілу електричної енергії (розмежування видів економічної діяльності відповідно до процедури анбандлінгу);
- гарантування незалежності та визначення повноважень НКРЕКП;
- правила функціонування ринків електричної енергії, зокрема щодо дерегулювання цін на електричну енергію.

У 2023 році в Україні розпочата імплементація Четвертого енергетичного пакету ЄС [158] (до якого входять низка Директив та Регламентів [159; 160; 161] відповідно до рішення № 2022/03/МС-ЄнС [162] та рішення № 2021/13/МС-ЄнС [163] Енергетичного співтовариства щодо України), який доповнює Третій, зміщуючи акцент на розвиток відновлюваної енергетики, енергоефективності, і тим самим посилюючи боротьбу зі зміною клімату [164] (Додаток Д).

У цьому контексті ключовою інституційною інновацією нової моделі є виокремлення у структурі ринку окремих сегментів: ринку двосторонніх договорів; ринку «на добу наперед»; балансуєчого ринку; ринку допоміжних послуг; внутрішньодобового ринку (рис. 2.6).

На *ринку двосторонніх договорів*, купівлю-продаж електричної енергії за двосторонніми договорами здійснюють виробники, електропостачальники, ОСП, ОСР, трейдери, гарантований покупець і кінцеві покупці (окрім споживачів) [36].

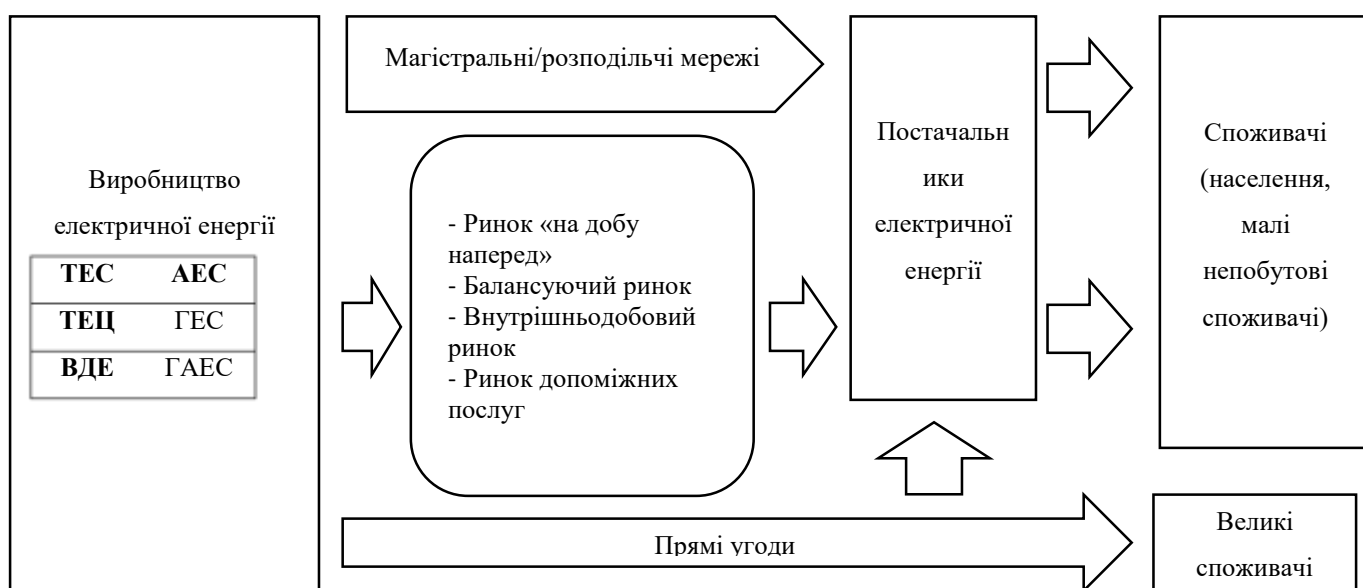


Рисунок 2.6 – Нова (конкурентна) модель ринку електричної енергії

*Джерело: складено на основі [165; 36]*

Строки двосторонніх угод не мають перевищувати один рік. Це обмеження не поширюється на угоди, сторонами яких є суб'єкти, що здійснюють виробництво електричної енергії з відновлюваних джерел енергії.

Також виробникам забороняється реалізовувати на ринку двосторонніх договорів всю вироблену або імпортовану електричну енергію, оскільки певна її

частка підлягає реалізації на ринку «на добу наперед». Так, упродовж першого року роботи оновленого ринку електричної енергії на ринку «на добу наперед» має продаватися не менше 10 % електричної енергії, виробленої або імпортованої певним виробником, а впродовж наступних років – не менше 15 % (за виключенням виробників, які працюють за «зеленим» тарифом).

Певні обмеження накладаються і на діяльність ОСП, ОСР і гарантованого покупця, серед яких заборона продажу електричної енергії на ринку двосторонніх договорів. Однак, на цьому сегменті ринку ОСП та ОСР надається право купівлі електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її передачу та розподіл [36].

На *ринку «на добу наперед»* учасники ринку здійснюють купівлю/продаж електричної енергії в ході організованих торгів з подальшим укладанням відповідних договорів з оператором ринку. Ціна електричної енергії на цьому сегменті ринку визначається для кожного розрахункового періоду оператором ринку за принципом граничного ціноутворення відповідно до правил ринку «на добу наперед» і внутрішньодобового ринку на основі балансу сукупного попиту на електричну енергію та її сукупної пропозиції [36].

Законом України «Про ринок електричної енергії України» [36] до структури ринку додано ще один сегмент – *внутрішньодобовий ринок*, на якому здійснюються операції купівлі-продаж між учасниками цього сегменту ринку та оператором ринку безпосередньо у межах доби постачання електричної енергії. Така часова диференціація надає можливість зменшити відхилення фактичних виробництва та споживання від заявлених на ринку «на добу наперед».

*Балансуючий ринок електричної енергії (балансуючий ринок)* – ринок, організований ОСП з метою забезпечення достатніх обсягів потужності та електричної енергії, необхідних для балансування обсягів виробництва, споживання, імпорту та експорту електричної енергії, врегулювання системних обмежень в ОЕС України, а також фінансового врегулювання небалансів електричної енергії [36].

Необхідність виокремлення цього сегменту ринку пов'язана з виникненням дисбалансів: на ринку двосторонніх договорів, на ринку «на добу наперед» і на

внутрішньодобового ринку, оскільки обсяги електричної енергії, фактично виробленої та спожитої (за даними приладів обліку), відрізняється від обсягів, зазначених в угодах (через невиконання умов угод, неточності прогнозів попиту і пропозиції, аварії тощо). Балансування здійснюється ОСП у режимі реального часу. Команди постачальникам послуг з балансування на збільшення або зменшення їх навантаження подаються на основі здійсненого на ринкових засадах відбору відповідних пропозицій (заявок) постачальників послуг з балансування, у порядку, визначеному правилами ринку. Відбір відповідних пропозицій (заявок) постачальників послуг з балансування здійснюється з урахуванням потреби забезпечення сталої та надійної роботи енергосистеми та мінімізації витрат на балансування і споживання електричної енергії [36].

На *ринку допоміжних послуг* ОСП здійснює закупівлю додаткових послуг, метою чого є забезпечення надійного постання електричної енергії належної якості.

Окрім наведених вище суб'єктів ринку чинним законодавством передбачена діяльність ще одного учасника – *трейдера*, яким може бути будь-який суб'єкт господарювання, що здійснює купівлю електричної енергії виключно з метою її перепродажу, крім продажу споживачу [36]. Виходячи з такого тлумачення трейдерської діяльності, можна стверджувати, що трейдери можуть виступати сторонами експортно-імпортних угод з купівлі-продажу електричної енергії.

Структурні зміни в галузі і на ринку мали знайний вплив на процес взаємодії підприємств електроенергетики. По-перше, нова модель ринку конкретизувала економічні ролі його суб'єктів. Учасники ринку мають право вільно обирати контрагентів за двосторонніми договорами, укласти ці договори у довільній формі та на умовах, що визначаються домовленістю сторін [36]. Замість умовно-абстрактного споживача підприємствам електроенергетики доводиться вибудовувати двосторонні договірні відносини з конкретними споживачами. У свою чергу, споживачі, які отримують право вільного вибору постачальника, також співпрацюють не з умовно-абстрактним виробником, а з конкретним підприємством. Це посилює взаємну відповідальність суб'єктів ринку у частині забезпечення надійності та безперебійності електропостачання, адекватності ціноутворення, своєчасності

розрахунків за спожиту електричну енергію.

По-друге, електроенергетичні підприємства постійно працюють над удосконаленням торговельної стратегії з урахуванням сегментації ринку електричної енергії, конкурентоспроможності на окремих сегментах тощо. Так, ще до початку впровадження нового ринку електричної енергії, було встановлено неспроможність окремих суб'єктів виробництва (зокрема, ТЕЦ) повноцінно конкурувати на ринку двосторонніх договорів через високу вартість кінцевої продукції, тому для таких об'єктів збережені регульовані тарифи принаймні на період їхньої реконструкції.

Необхідність імплементації вимог енергетичних пакетів ЄС щодо структури ринку електричної енергії змушує замислитися над питанням, наскільки ефективною може виявитися лібералізація ринку електричної енергії у вітчизняних реаліях. Тому, надалі слід визначити ті характеристики інституційного середовища, які суттєво впливають на становлення нової моделі ринку електричної енергії.

Одним з базових компонентів інституційного середовища будь-якої господарської системи виступає інститут власності. Слід зазначити, що інститут власності в Україні супроводжувався масштабною приватизацією суспільної власності. У табл. 2.2 проаналізовано перебіг процесів приватизації в електроенергетиці: розкрито механізми приватизації, охарактеризовано її соціально-економічні наслідки.

Таблиця 2.2 – Цілі та наслідки приватизації підприємств електроенергетики в Україні

| Етап приватизації                                   | Цілі   | Механізм здійснення   | Соціально-економічні наслідки   |
|---|--|---|---|
| 1   | 2  | 3   | 4   |
| 1-й етап (1996 – 1998 рр.)<br>Пільгова приватизація | Корпоратизація енергетичних підприємств. Надання можливості працівникам отримати акціонерні права. | Продаж акцій на приватизаційних конкурсах.<br>Переможці конкурсів паралельно скуповували акції обленерго. | Концентрація власності.<br>Зосередження у керівників підприємств значної частки прав власності. |

Продовження таблиці 2.2

| 1   | 2  | 3   | 4  |
|---|--|---|--|
| 2-й етап (1997 – 2000 рр.)<br>Розпродаж за борги          | Формування конкурентних відносин на ринку електричної енергії. Залучення інвестицій у галузь. Поліпшення платіжної дисципліни. | Продаж за борги за рішенням суду. Додаткова емісія акцій. Продаж з інвестиційними зобов'язаннями 20-45 % акцій дев'яти обленерго. | Криза неплатежів (заборгованість з виплати заробітної плати, на енергоринку). Виробники потрапили у боргову залежність. Значна частина взаєморозрахунків здійснювалася бартерним шляхом. |
| 3-й етап (з 2001 р.)<br>Залучення стратегічного інвестора | Залучення інвестицій у галузь. Поліпшення платіжної дисципліни. Поступова ліквідація боргових зобов'язань.                     | Продаж пакетів акцій низки підприємств із залученням стратегічних інвесторів.   | Ліквідація боргів. Перехід до повної оплати спожитої електричної енергії. Вихід з ринку стратегічного інвестора.   |
| 4-й етап (з 2011 р.)<br>Розпродаж державного майна        | Забезпечення надходжень до державного бюджету. Залучення інвестицій у галузь.  | До конкурсів допускалися лише ті учасники, що були акціонерами інших енергетичних підприємств.                                    | Часткова монополізація ринку електричної енергії (концентрація виробничих активів у руках малої кількості юридичних осіб)  |

*Джерело: складено на основі [166–172]*

Оцінюючи результати приватизації в електроенергетиці та її вплив на формування інституційного середовища, доцільно виокремити такі специфічні моменти.

*1. Приватизація в інтересах вузького кола зацікавлених осіб.* Умови приватизаційних конкурсів «виписувалися» під конкретних інвесторів, що суттєво обмежувало коло потенційних учасників конкурсів, а перемога у них заздалегідь фактично віддавалася одному учаснику.

Це призвело, по-перше, до концентрації власності, а тому, користуючись монопольним становищем підприємства власник може перекладати власні витрати на кінцевих споживачів через свідоме завищення складових тарифу, закупівлі товарів і послуг за завищеними неринковими цінами тощо. Такими підприємствами, що мають монопольне становище є обленерго, а також ті, що займаються виробництвом

електричної енергії та її подальшим продажем за регульованим тарифом. По-друге, до перерозподілу ренти всередині домінантної групи. Так, ринкове становище АТ «ДТЕК» надає можливість здійснення маніпуляцій на конкурентних сегментах ринку електричної енергії.

По-третє, шляхом впливу на державні регуляторні органи, до функцій котрих входить регулювання цін на ринку електричної енергії. Так, «зелені» тарифи на електричну енергію більш ніж у кілька разів перевищують конкурентні ціни на ринку. Держава гарантує виробникам з ВДЕ привілейоване становище порівняно з традиційною [173] (надаючи їм преференції у формі високих «зелених» тарифів [174]). За нової моделі рішенням Кабінету Міністрів України [36] на ОСП покладено обов'язки компенсації різниці між ринковою ціною та «зеленими» тарифами (ОСП також закуповує електричну енергію для компенсації технологічних втрат і допоміжних послуг).

З метою подолання негативних наслідків концентрації власності в електроенергетиці та обмежити вплив домінантних груп на процеси розподілу, в оновленій структурі ринку передбачене існування інститутів, які мають запобігати вилученню ренти домінантними групами, а саме:

- відокремлення розподільчого бізнесу від збутового, створення інституційних передумов їх незалежності від вертикально-інтегрованих енергетичних холдингів, до складу яких вони входять;

- двосторонні договори купівлі-продажу, укладання яких має значно обмежити прояви неконкурентної поведінки та свідоме завищення цін;

- програми відповідності, а також призначення незалежних уповноважених осіб для контролю за їх виконанням, як запобіжні механізми захисту й контролю над можливою недобросовісною поведінкою монополістів.

*2. Зосередження значної частки підприємств у державній власності.* По завершенню кількох етапів приватизації державних підприємств електроенергетики у державній власності залишилася їх значна частина. Так, на 100 % у державній власності перебувають ДП «НАЕК «Енергоатом» та ПрАТ «НЕК «Укренерго» (відповідно до чинного законодавства не підлягають приватизації), у низці інших

підприємств державна частка перевищує 25 %. За таких обставин держава набуває права на дохід і на участь в управлінні, правонабувачами яких, зазвичай є виступають різні суб'єкти.

Так, станом на 31.12.2021 року в Україні налічується 32 природні монополії, що провадять господарську діяльність у сфері енергетики і тільки 11 з них є державними (в основному представлені у сферах розподілу, передачі та виробництва електричної енергії) [175; 176].

Однак, серед їх числа наразі тільки 3 підприємства підлягає проходженню процедури анбандлінгу. Так, першим електроенергетичним підприємством в Україні, що пройшло процедуру анбандлінгу, стало ПрАТ «НЕК «Укренерго», що являється єдиним, монопольним ОСП в Україні, та здійснює функції оперативно-технологічного управління ОЕС України, а також її планування і розвиток. Необхідність проходження процедури анбандлінгу таким підприємством прописані у міжнародних договорах [177; 178], за якими передбачається перетворення державного підприємства в акціонерне товариство (єдиним власником якого і надалі буде держава) та його сертифікація *ENTSO-E*.

Значну частку на ринку електричної енергії займають два великі державні підприємства, – ПрАТ «Укргідроенерго» та ДП «НАЕК «Енергоатом» (є олігопольними підприємствами, оскільки, наразі, разом з АТ «ДТЕК» і ПАТ «Центренерго» більш ніж на 90 % забезпечують покриття попиту на ринку електричної енергії), – що теж надали урядові свої плани реструктуризації, однак, ці плани не відповідають законодавчим вимогам, зокрема встановленим у Стратегії підвищення ефективності діяльності суб'єктів господарювання державного сектору економіки [148].

Решта ж суб'єктів ринку електричної енергії, що мають статус природної монополії, і перебувають у державній власності, загалом провадять свою діяльність у сфері розподілу та торгівлі електричною енергією, доки проходженню процедури анбандлінгу не підлягають.

Всі досліджувані підприємства, – ПрАТ «Укргідроенерго», ДП «НАЕК «Енергоатом» і ПрАТ «НЕК «Укренерго», – великі електроенергетичні



підприємства зі складною дивізійною організаційною структурою (детальна інформація представлена у Додатку Ж), котрі спеціалізуються на виробництві та передачі електричної енергії. Іншою спільною ознакою цих підприємств є те, що всі вони підпадають під прямий контроль як власника – держави (через відповідне профільне міністерство), так і регулятора, до зони відповідальності якого також входить розгляд і затвердження тарифів для них. Це, у свою чергу, призводить до того, що досліджувані підприємства мають суттєво обмежені ресурси не тільки для майбутнього розвитку, а й для поточного функціонування. Окрім того, на виконання вимог Енергетичних пакетів ЄС у контексті започаткованих євроінтеграційних процесів такі підприємства мають пройти процедуру анбандлінгу, а тому ці підприємства вже надали Міністерству економічного розвитку та торгівлі України плани реструктуризації [148].

Важливою ознакою інституційного середовища, яке склалося у вітчизняній економіці, є його двоїстість. Через незавершеність трансформаційних процесів паралельно з ринковими інститутами, існують інститути, успадковані від командно-адміністративної системи. Їх суперечливе поєднання значно ускладнює розробку стратегій господарювання, оскільки і державні, і приватні підприємства функціонують в умовах жорсткого адміністративного регулювання, до якого вдається держава на ринку електричної енергії.

І за нової (конкурентної) моделі ринку, і за попередньої моделі ринку електричної енергії (яка побудована за принципом «єдиного покупця»), можна виділити два типи ціноутворення: продаж електричної енергії за регульованим тарифом і продаж за нерегульованим тарифом. Проте, сфера їх застосування суттєво різниться (табл. 2.3).

Таблиця 2.3 – Сфера застосування регульованих і нерегульованих тарифів за різних моделей ринку електричної енергії

| Модель ринку                                | Регульований тариф  | Нерегульований тариф  |
|---|---|---|
| Модель «єдиного покупця» (попередня модель) | Тариф на електричну енергію, відпущену в Оптовий ринок АЕС, ГЕС, ГАЕС, ТЕЦ, ВЕС, когенераційними, парогазовими, газотурбінними установками  | Електрична енергія, що відпущена на Оптовий ринок ТЕС, ПАТ «Харківська ТЕЦ-5», СВП «Київські ТЕЦ», ПАТ «Київенерго» |
| Конкурентна модель ринку (нова модель)      | Тариф на електричну енергію, вироблену ТЕЦ, що купується гарантованим покупцем в обсягах та за цінами, які визначаються НКРЕКП (до 31.12.2020 р.).  | Ринок двосторонніх договорів  |
|   | Тариф на електричну енергію, купівля якої здійснюється гарантованим покупцем за «зеленим» тарифом   | Ринок «на добу наперед»   |
|   | Тариф на електричну енергію, що постачається при виконанні електропостачальником зобов'язань з надання універсальних послуг або послуг «останньої надії»  | Внутрішньодобовий ринок   |
|   | Тариф на послуги з передачі електричної енергії   | Балансуючий ринок   |
|   | Тариф на послуги з розподілу електричної енергії  |   |
|   | Тариф на послуги з диспетчерського управління   |   |
|   | Плата за приєднання до системи передачі та систем розподілу   | Ринок допоміжних послуг (за окремими виключеннями)  |
|   | Тариф на допоміжні послуги, якщо їх обсяг менший, ніж потреба ОСП, або якщо послуга надається постачальниками, що займають монопольне положення на ринку цих послуг або в окремій частині ОЕС України, де наявні системні обмеження |   |

Джерело: складено на основі [150; 179; 36]

За попередньої моделі ринку електричної енергії з єдиним покупцем продаж електричної енергії за тарифом, встановленим НКРЕКП, здійснюють підприємства, у складі яких представлені атомні електростанції (АЕС), теплові електроцентралі (ТЕЦ), гідроелектростанції (ГЕС), гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС). Слід звернути увагу на те, що технологічні особливості оптового ринку електричної енергії

(необхідність покриття змінного навантаження) унеможливлюють конкуренцію серед певних учасників ринку. Потреби споживачів, що не можуть бути задоволені цими виробниками, задовольняються ТЕС на конкурентних засадах.

При цьому більшість обсягу (до 80-85 %) виробництва електричної енергії забезпечується двома видами об'єктів виробництва електричної енергії: тепловою та атомною. Але вартість продажу електричної енергії для них суттєво різниться. За даними ДП «Оператор ринку», з 01.01.2019 р. по 30.06.2019 р. середньозважена ціна продажу ДП «НАЕК «Енергоатом» складала 576,31 грн/МВт·год, а ціна продажу ТЕС 1 771,28 грн/МВт·год [180] (ціна продажу за оновленої моделі становить комерційну таємницю).

На конкурентному сегменті попередньої моделі (з єдиним покупцем) продаж електричної енергії за нерегульованим тарифом здійснювали «ТЕС, які щоденно подають погодинні заявки та заявки робочої потужності, де зазначені витрати на виробництво електричної енергії та можливий діапазон навантаження. На основі прогнозного обсягу споживання та обсягу міждержавних перетоків електричної енергії визначається склад задіяного енергетичного обладнання, оптимальний з точки зору мінімальної вартості її виробництва тепловими електричними станціями залежно від графіка покриття навантаження» [180]. За цими даними визначається погодинна ціна закупівлі електричної енергії для ТЕС, а також для ПАТ «Харківська ТЕЦ-5», СВП «Київські ТЕЦ» та ПАТ «Київенерго».

За моделі «єдиного покупця» обидва способи ціноутворення зумовлюють активне використання витратної методології ціноутворення. Так, на конкурентному сегменті керуючись принципом «від найдешевшого до найдорожчого» підприємства-виробники мали можливість штучно завищувати ціни, вступаючи у змову. Оскільки за принципом граничного ціноутворення ціни на конкурентному сегменті встановлювалися на рівні найвищої цінової заявки, компанії мали змогу маніпулювати цінами. Таким чином, беручи до уваги, що 2/3 вітчизняних ТЕС перебувають у власності АТ «ДТЕК», конкурентний сегмент складно охарактеризувати як конкурентний. Дані динаміки оптової ринкової ціни та її структури за 2013 – 2019 рр. лише підтверджують це припущення (рис. 2.7): спостерігається збільшення

питомої ваги генеруючих компаній ТЕС у тарифі на електричну енергію.

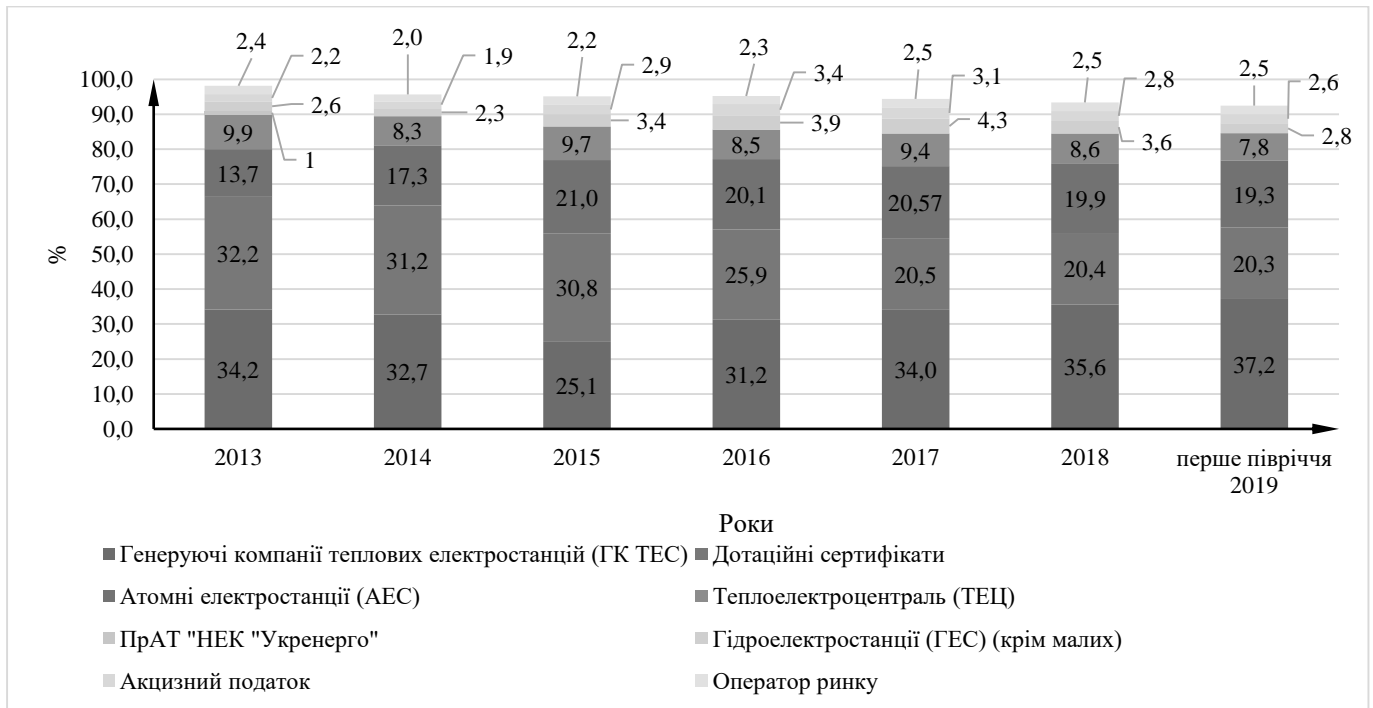


Рисунок 2.7 – Динаміка оптово-ринкової ціни на електричну енергію та її структура, 2013 р. – перше півріччя 2019 р.

*Джерело: складено на основі [181]*

Слід наголосити на тому з початком функціонування нової моделі ринку у другому півріччі 2019 року таке явище як оптово-ринкова ціна на електричну енергію зникло (тому на рис. 2.7 не наводиться період після 01.07.2019 року), оскільки за нової моделі ринку функціонування оптового покупця не передбачено, який і формував оптово-ринкову ціну за попередньої моделі ринку. За нової ж моделі ринку з другої половини 2019 року ціни на ринку формуються динамічно здебільшого за вільними ціновими заявками виробників електричної енергії, без тарифів, на всіх сегментах ринку одночасно.

За нової моделі ринку значно звужується сфера застосування регульованого тарифу. По-перше, здійснюється регулювання цін і тарифів на послуги природних монополій в електроенергетиці (перш за все, передача та розподіл електричної енергії). По-друге, ціни та тарифи регулюються при виконанні електроенергетичними підприємствами спеціальних зобов'язань для забезпечення загальносупільних інтересів (на кшталт ПСО) [182]. В останньому випадку підприємствам, на які

покладено такі зобов'язання, будуть відшкодовуватися економічно обґрунтовані витрати на їх надання (з урахуванням відшкодування необхідних для надання таких послуг інвестицій).

Таким чином, двоїстість інституційного середовища зберігається і за нової моделі ринку, зумовлюючи значні ризики у її функціонуванні.

До числа ключових особливостей інституційного середовища слід віднести і його асиметричність. З одного боку, суб'єктами цього ринку є підприємства-виробники, які прагнуть до створення вертикально-інтегрованих компаній. З другого боку, суб'єктами ринку є і розпорошені групи дрібних споживачів, розмаїття соціально-економічних інтересів яких унеможливорює консолідацію. Відповідно, кінцевим споживачам доволі важко захищати свої економічні інтереси, адже останні мають значно менші фінансово-економічні та юридичні можливості відстоювання своїх прав (зокрема, і в судовому порядку).

Саме з цієї причини енергетичними пакетами ЄС впроваджується спеціальний інститут енергетичного омбудсмена, основною метою діяльності якого є захист прав споживачів [156]. Омбудсмен має здійснювати ефективний розгляд скарг і безоплатне позасудове врегулювання спорів у випадку порушення прав споживачів з боку інших учасників ринку.

Стимулювання ж розвитку (тобто здійснення необхідних у розвиток підприємства інвестицій, а також пов'язаних з їх обслуговуванням операцій [183]) за попередньої моделі здійснювалося за рахунок введення спеціальної інвестиційної складової до тарифу на електричну енергію, що, поряд із контролюванням і регулюванням цін на ринку [184], безпосередньо відносилось до повноважень НКРЕКП. Варто зауважити, що за нової моделі ринку застосування механізму повернення капіталовкладень не передбачено. З цієї та інших причин лєвова частка інвестицій в енергетиці припадала на розвиток найменш ризикованої відновлюваної енергетики (рис. 2.8). Таким чином за період 2016 – 2022 рр. інвестиції в енергетику в Україні сягали 9,2 млрд дол. США [185] (для 2022 року визначено непрямим методом, ґрунтуючись на інвестиційних показниках Данського енергетичного агентства [186] та приросту потужностей за видами), більшість з яких було

направлено на розвиток відновлюваної (перш за все, вітрової) енергетики (для порівняння величина прямих інвестицій в національну економіку України в означений період становила 21,7 млрд дол. США [187]). Подібна ситуація з розвитком енергетики склалася і в Європі (рис. 2.8).

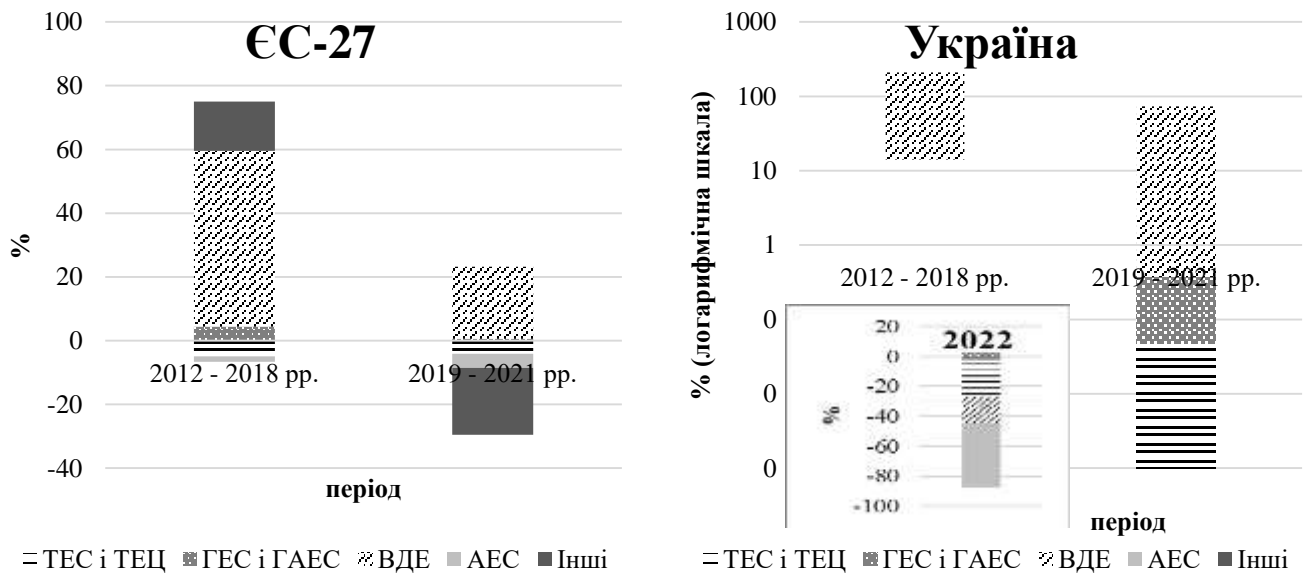


Рисунок 2.8 – Зміна структури генеруючих потужностей в ЄС-27 та Україні за період 2012 – 2022 pp. порівняно з попереднім роком

*Джерело: складено на основі [188; 189]*

Таким чином, за означений період найбільшого розвитку зазнала саме відновлювана енергетика, а темпи її розвитку в Україні до початку війни у 2022 році перевищували загальноєвропейські темпи. Серед основних причин цього слід виокремити методи стимулювання розвитку відновлюваної енергетики в Україні та Європі, а саме «зелені» тарифи. Варто зауважити, що з 2022 року динаміка розвитку всіх видів генеруючих потужностей в Україні внаслідок ракетних та інших видів атак є негативною.

Повернення капіталовкладень за попередньої моделі ринку здійснювалося у такій пропорції: до 80 % за рахунок інвестиційної складової, не менше 20 % – за власні кошти підприємств (співвідношення відсотків повернення кредитів або інвестицій затверджується НКРЕКП на весь термін дії інвестиційної складової проєкту).

Розмір інвестиційної складової встановлюється щомісячно. До уваги приймаються такі складові: техніко-економічний стан ліцензіата; перелік обладнання та матеріалів; запланованих для закупівлі на прогностичний період; обґрунтування необхідності; доцільності та вартості проведення робіт; джерела фінансування і розрахунок економічного ефекту від впровадження заходів інвестиційної програми [190]. За недотримання виробником інвестиційної програми НКРЕКП могла зменшити тариф для нього, вилучивши невикористані від реалізації інвестиційної програми кошти або перезарахувавши їх для фінансування інвестиційної програми на наступні періоди.

З огляду на те, що за оновленої моделі ринку продаж електричної енергії відбувається на сегментованому ринку за конкурентних умов, тому вбачається за необхідне здійснити аналіз структури встановленої потужності та відповідних обсягів виробництва електричної енергії в Україні (табл. 2.4 – табл. 2.5).

Таблиця 2.4 – Динаміка структури встановленої потужності в Україні за період 2010 – 2022 рр.

| Рік  | АЕС, % | ТЕС, % | ТЕЦ і<br>блокстанції, % | ГЕС і<br>ГАЕС, % | СЕС, ВЕС<br>та інші, % | Всього, ГВт |
|------|--------|--------|-------------------------|------------------|------------------------|-------------|
| 2010 | 26     | 51,4   | 12,1                    | 10,3             | 0,2                    | 53,2        |
| 2011 | 26     | 51,2   | 12,1                    | 10,3             | 0,6                    | 53,3        |
| 2012 | 25,7   | 51     | 12,1                    | 10,2             | 1,1                    | 53,8        |
| 2013 | 25,4   | 50,7   | 12,2                    | 10               | 1,7                    | 54,5        |
| 2014 | 25,1   | 50,3   | 12                      | 10,6             | 2                      | 55,1        |
| 2015 | 27,2   | 48,2   | 11,7                    | 11,6             | 1,4                    | 50,9        |
| 2016 | 26,9   | 47,8   | 11,6                    | 12,1             | 1,6                    | 51,4        |
| 2017 | 26,7   | 47,4   | 11,5                    | 12               | 2,3                    | 51,8        |
| 2018 | 27,8   | 43,9   | 12,3                    | 12,6             | 3,4                    | 49,7        |
| 2019 | 53,4   | 84,3   | 23,6                    | 24,2             | 11,2                   | 50,9        |
| 2020 | 25,2   | 39,9   | 11,2                    | 11,5             | 12,2                   | 54,7        |
| 2021 | 24,6   | 38,8   | 10,9                    | 11,2             | 14,4                   | 56,2        |
| 2022 | 19     | 34     | 15                      | 16               | 16                     | 41,3        |

*Джерело: складено на основі [191]*

Так, впродовж багатьох років за обсягами виробництва в Україні лідирує атомна енергетика, а за встановленою потужністю – теплова (вугільна), однак, за темпами розвитку лідирує енергетика з відновлюваних джерел енергії (що є наслідком розвитку неконкурентного сегменту ринку, які реалізують електричну енергію не за загальними ринковими правилами й з використанням преференцій). Тим не менш, реалізація потенціалу виробництва має дещо інший характер, аніж потенціал, що продемонстровано у табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Динаміка структури виробництва електричної енергії в Україні за період 2010 – 2022 рр.

| Рік  | АЕС, % | ТЕС, % | ТЕЦ і<br>блоктанції, % | ГЕС і<br>ГАЕС, % | СЕС, ВЕС<br>та інші, % | Всього, млрд кВт·год |
|------|--------|--------|------------------------|------------------|------------------------|----------------------|
| 2010 | 47,4   | 36,1   | 9,6                    | 6,9              | 0,0                    | 188,1                |
| 2011 | 46,5   | 38,0   | 9,9                    | 5,5              | 0,1                    | 194,1                |
| 2012 | 45,5   | 44,7   | 4,0                    | 5,5              | 0,3                    | 198,1                |
| 2013 | 43,0   | 44,7   | 4,3                    | 7,3              | 0,6                    | 193,6                |
| 2014 | 48,6   | 41,2   | 4,3                    | 5,0              | 0,9                    | 181,9                |
| 2015 | 55,6   | 31,3   | 3,9                    | 4,3              | 0,0                    | 157,7                |
| 2016 | 52,3   | 32,2   | 8,5                    | 6,0              | 1,0                    | 154,8                |
| 2017 | 55,1   | 28,9   | 8,0                    | 6,8              | 1,2                    | 155,4                |
| 2018 | 53,0   | 30,0   | 7,9                    | 7,5              | 1,7                    | 159,4                |
| 2019 | 53,9   | 29,2   | 8,2                    | 5,1              | 3,6                    | 133,96               |
| 2020 | 51,2   | 26,6   | 9,8                    | 5,1              | 7,3                    | 148,85               |
| 2021 | 55,0   | 23,8   | 5,5                    | 6,7              | 8,0                    | 156,6                |
| 2022 | 54,8   | 21,4   | 5,7                    | 9,7              | 9,5                    | 113,5                |

*Джерело: складено на основі [191]*

Така динаміка у табл. 2.5 вказує на посилення конкуренції на ринку електричної енергії як за попередньої, так і за оновленої моделі ринку під впливом збільшення частки малих підприємств, зокрема тих, що спеціалізуються на виробництві електричної енергії з відновлюваних джерел.

Картина собівартості виробництва та, відповідно, цін (табл. 2.6), вже не така очевидна: до середини 2019 року найдешевша – атомна (ДП «НАЕК «Енергоатом»), потім гідроенергетика (здебільшого ПрАТ «Укргідроенерго»), а найдорожча – на



відновлюваних джерелах енергії, вугільна та газова. Слід наголосити на тому, що з початком функціонування ринку за оновленої моделі ринку, низка даних, зокрема, економічних, з другої половини 2019 року становить комерційну таємницю, що суттєво ускладнює проведення економічного аналізу функціонування підприємств електроенергетики та ринку загалом в умовах роботи за двох різних моделей останнього.

Таблиця 2.6 – Динаміка цін на ринку електричної енергії в Україні за період 2013 – першого півріччя 2023 рр., грн/МВт·год

| Найменування показника  | Роки  |       |       |       |       |       |                     |                     |       |       |       |                     |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------------------|---------------------|-------|-------|-------|---------------------|
|   | 2013  | 2014  | 2015  | 2016  | 2017  | 2018  | Перше півріччя 2019 | Друге півріччя 2019 | 2020  | 2021  | 2022  | Перше півріччя 2023 |
| Середньозважена ціна продажу електричної енергії на ринку «на добу наперед»         | –     | –     | –     | –     | –     | –     | –                   | 1 638               | 1 466 | 1 867 | 2 762 | 3 078               |
| Середня оптова ціна продажу електричної енергії виробниками, у тому числі:          | 454   | 518   | 693   | 833   | 958   | 1 110 | 1 146               | –                   | –     | –     | –     | –                   |
| АЕС (ДП «НАЕК «Енергоатом»)   | 218   | 277   | 399   | 463   | 477   | 551   | 577                 | –                   | –     | –     | –     | –                   |
| ГК ТЕС  | 645   | 708   | 895   | 1 203 | 1 651 | 1 780 | 1 792               | –                   | –     | –     | –     | –                   |
| ГЕС (здебільшого ПрАТ «Укргідроенерго»), крім ГЕС, що працюють за «зеленим» тарифом | 219   | 310   | 747   | 757   | 637   | 840   | 730                 | –                   | –     | –     | –     | –                   |
| Виробники, що працюють за «зеленим» тарифом, у тому числі:                          | 2 548 | 2 801 | 4 303 | 4 674 | 4 849 | 5 007 | 4 538               | –                   | –     | –     | –     | –                   |
| ГЕС   | 1 228 | 1 695 | 2 777 | 3 587 | 3 588 | 3 971 | 3 856               | –                   | –     | –     | –     | –                   |
| ВЕС   | 5 037 | 1 629 | 2 589 | 3 206 | 3 287 | 3 579 | 3 364               | –                   | –     | –     | –     | –                   |
| СЕС   | 1 345 | 6 463 | 8 286 | 7 967 | 7 964 | 7 208 | 5 967               | –                   | –     | –     | –     | –                   |
| БіоЕС   | 1 072 | 1 784 | 2 803 | 3 396 | 3 611 | 3 994 | 3 858               | –                   | –     | –     | –     | –                   |
| ТЕЦ та інші   | 1 052 | 1 135 | 1 686 | 1 440 | 1 931 | 2 159 | 1 797               | –                   | –     | –     | –     | –                   |

*Джерело: складено на основі [192; 193]*

Попри зростання цін на ринку електричної енергії в Україні в означений період, найбільшого зростання зазнала ціна виробників, що працюють за «зеленим» тарифом, зокрема та перш за все, СЕС і станцій на біопаливі (табл. 2.6).

Шляхом штучного збільшення тарифу для виробників, що працюють за «зеленим» тарифом держава намагається вирішити проблему енергозбереження та енергоефективності в Україні, що має пріоритетний характер [37; 194]. Адже енергоефективні технології, що є менш шкідливими для довкілля, знижують потреби у таких ресурсах як нафта, газ і вугілля. Тому, перехід до використання енергоефективних технологій (зокрема, і технологій виробництва електричної енергії з використанням відновлюваних джерел енергії) має сенс, однак, такий перехід потребує низки ґрунтовних досліджень, оскільки ці недиспетчеризовані технології наразі заміщують традиційні технології виробництва (на вугіллі, мазуті, газі тощо), але, при цьому не мають відповідних робочих енергетичних характеристик. А тому, зміна пропорції між генеруючими потужностями на традиційних та аналогічних на відновлюваних джерелах енергії на користь останньої призводить до суттєвого зниження рівня надійності роботи енергосистеми та, відповідно, безпеки постачання. Тому, об'єкти виробництва електричної енергії на відновлюваних джерелах (у тій формі, яка наразі має місце) не коректно вважати заміною традиційним ТЕС.

З використанням поєднання технологій виробництва електричної енергії з відновлюваних джерелах з технологіями їх акумулювання та резервування, зрештою, можна не тільки досягти співставних енергетичних характеристик об'єктів традиційної енергетики, а й перевершити їх, але таке поєднання значно збільшує собівартість виробництва електричної енергії. У чому не зацікавлені виробники електричної енергії, оскільки тариф для них не залежить від того, чи використовуються ними технології акумулювання, чи ні. А тому поступають раціонально (з економічної точки), не інвестуючи в технології, які не приносять прибутку, і, тим самим, максимізуючи останній. Практика використання такого підходу втрачає свою актуальність з часом в інших розвинених країнах та країнах, що розвиваються.

Саме тому у багатьох європейських країнах спостерігається періодичне формування негативної ціни на електричну енергію (рис. 2.9), оскільки сфера виробництва електричної енергії на конкурентних ринках електричної енергії надто зарегульована й передбачає фінансову відповідальність за недотримання графіка

постачання і порушення балансу в енергосистемі, чого складно досягти з використанням стохастичних об'єктів виробництва електричної енергії, в основу яких покладено СЕС і ВЕС [195].

Відповідні фінансові механізми врегулювання небалансів (у формі фінансової відповідальності за непідтримання резервів і недотримання наданих графіків виробництва) є і в Україні (передбачено Кодексом системи передачі), однак, наразі в цілому ігноруються учасниками ринку, що займаються виробництвом електричної енергії з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ).

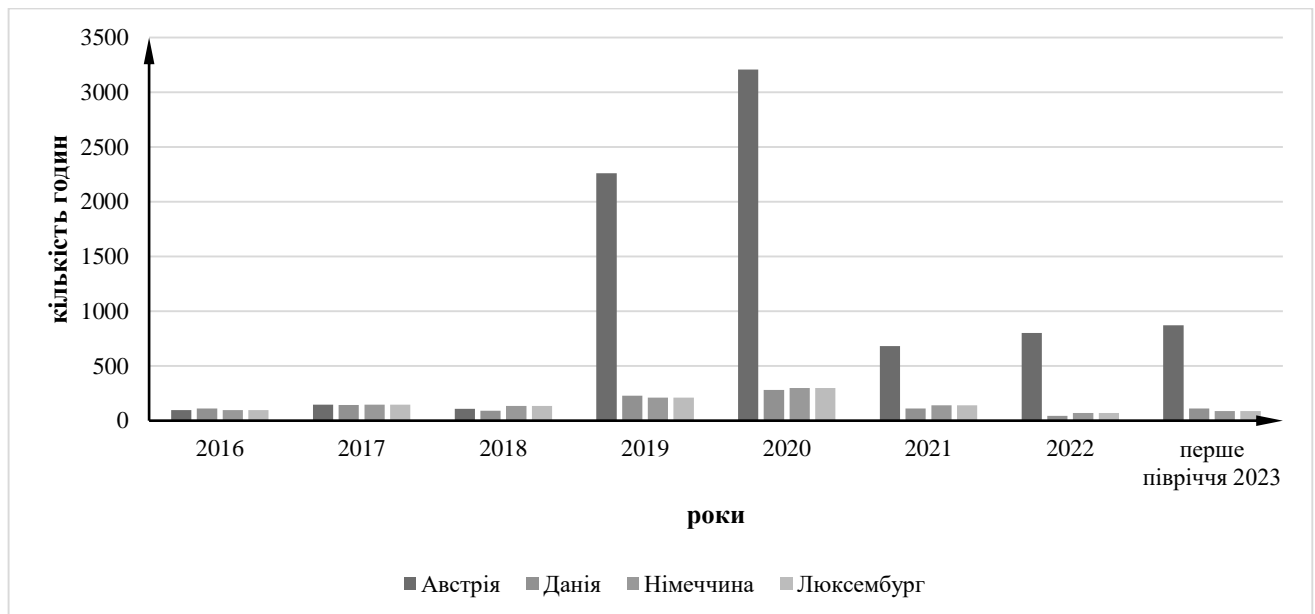


Рисунок 2.9 – Години роботи генеруючого обладнання на відновлюваних джерелах енергії з негативними цінами у деяких країнах ЄС за період 2016 р. – першої половини 2023 р.

*Джерело: складено на основі [196]*

Одним з мотивів такої трансформації середовища функціонування підприємств електроенергетики був і є розвиток конкуренції з відповідним зниженням цін на ринку. Проте, не завжди вдається отримати очікувані результати: так, у період після запровадження оновленої моделі ринку у 2019 році можна спостерігати тенденцію до зниження чистого експорту електричної енергії (рис. 2.10), який на прикінці 2022 року – першій половині 2023 року, навіть в умовах війни, після синхронізації ОЕС України з *ENTSO-E* відновився до рівня 2016 року.

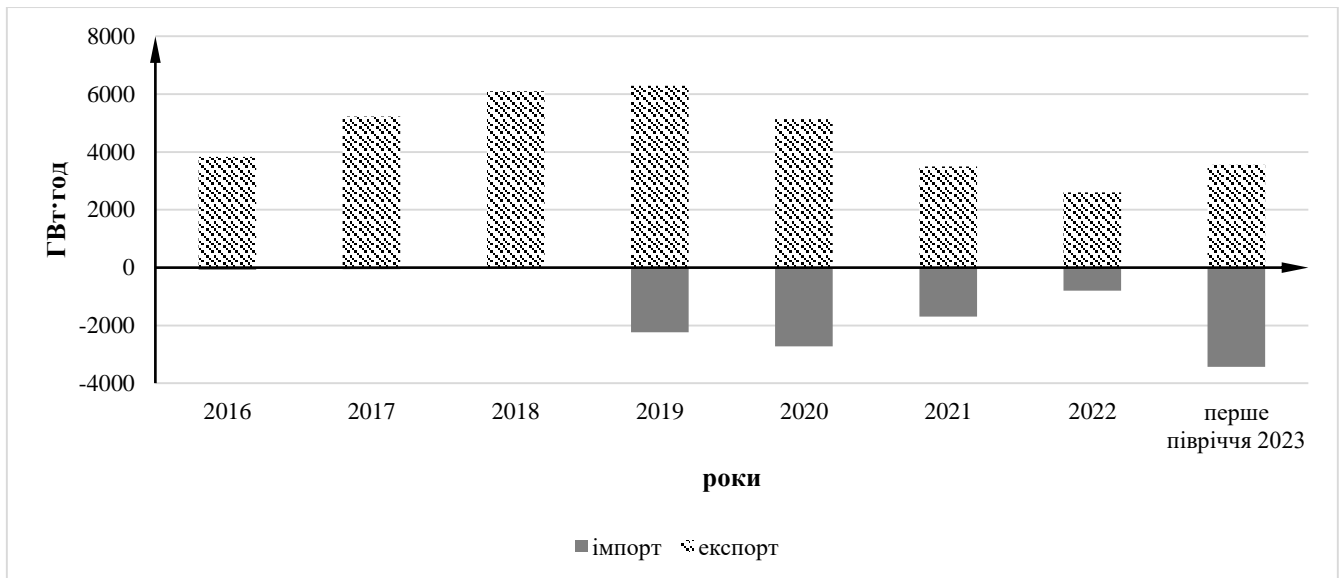


Рисунок 2.10 – Динаміка імпорту/експорту електричної енергії в Україні за період 2016 – першого півріччя 2023 рр.

*Джерело: складено на основі [197]*

Це вказує на те, що ціни в Україні на електричну енергію з початку функціонування ринку за оновленої моделі подекуди перевищували ціни в сусідніх країнах, а після синхронізації з *ENTSO-E* – досягли їх рівня. Однак, таке твердження є досить узагальненим, а тому пропонується проаналізувати роботу кожного із сегментів оновленого ринку окремо. Слід наголосити на тому, що з 2022 року ОЕС України синхронізована з європейським енергооб'єднанням *ENTSO-E*, а тому операції з імпорту/експорту електричної енергії у напрямку країн СНД більше не представляються можливими відтизняним підприємствам, що, у свою чергу, звужує можливе поле їх трансформації. Також унаслідок такої синхронізації дві вітчизняні торгові зони (торгова зона ОЕС України та торгова зона Буршинського острова) були об'єднані в одну, торгову зону ОЕС України.

#### *Ринок двосторонніх договорів*

На функціонування ринку двосторонніх договорів (ДД) не поширюються регуляторні обмеження (за виключенням ПСО [182]), у той час як на функціонування ринку на інших сегментах діють регуляторні цінові обмеження (табл. 2.7).

Таблиця 2.7 – Діючі цінові обмеження на ринку електричної енергії в Україні на 30 червня 2023 року, грн/МВт·год

| Години торгів   | РДН     | ВДР     | Балансуючий ринок  | ПСО  |  |
|---|---------|---------|--|--|--|
|   |         |         |  | для ДП «НАЕК «Енергоатом»  | для ПрАТ «Укргідроенерго»  |
| Години мінімального навантаження (з 00:00 до 07:00 та з 23:00 до 24:00) | 2706,63 | 2706,63 | Від 0,01 грн/МВт·год до 125 % від ціни визначеної оператором ринку у кожен розрахунковий період на РДН | Компенсація 95 % різниці між фіксованою ціною (2,64 грн/кВт·год на 30.05.2023 року) та ринковою ціною на ринку електричної енергії | Компенсація 60 % різниці між фіксованою ціною (2,64 грн/кВт·год на 30.05.2023 року) та ринковою ціною на ринку електричної енергії |
| Години максимального навантаження (з 07:00 до 23:00)                    | 5413,26 | 5413,26 |  |  |  |

*Джерело: складено на основі [198; 199]*

Відповідно до чинного законодавства державні генеруючі компанії зобов'язані реалізовувати вироблену електричну енергію через аукціонну платформу. Єдиною платформою для проведення аукціонів (тимчасово визначена урядом) в Україні є ТОВ «Українська Енергетична Біржа» (УЕБ) [200], яка відкрита не тільки для державних підприємств, а й для приватних.

Окрім аукціонів на ринку двосторонніх договорів в Україні проводяться спеціальні аукціони, на яких здійснюються торги відповідно до механізму покладення спеціальних обов'язків (ПСО) [182]. За таким механізмом ПрАТ «Укргідроенерго» та ДП «НАЕК «Енергоатом» зобов'язані реалізовувати значну частину виробленої електричної енергії за неконкурентними (регульованими) тарифами [198].

До початку повномасштабного російського вторгнення в Україну на початку 2022 року спостерігалася зростаюча зацікавленість учасників ринку до участі на аукціонах УЕБ, що супроводжувалося зростанням обсягів торгів і відповідним зниженням цін (рис. 2.11), перш за все у торговій зоні ОЕС України.

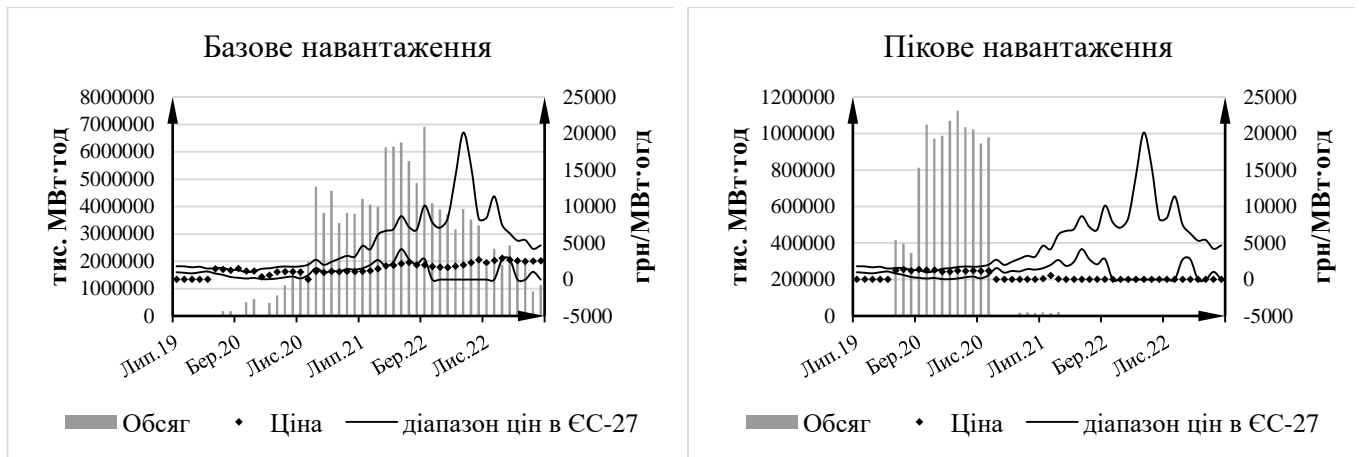


Рисунок 2.11 – Динаміка помісячних обсягів торгів і середньозважених цін у торговій зоні ОЕС України на УЕБ за період 01.07.2019 – 30.06.2023 рр.

*Джерело: складено на основі [201]*

Зацікавленість учасників в іншій торговій зоні, – зоні Бурштинського острова, – на УЕБ була низькою і загалом не характеризувалася тенденцією до зростання (рис. 2.12). А пізніше, після синхронізації ОЕС України з *ENTSO-E* у березні 2022 року увійшла до складу основної торгової зони – зони ОЕС України.

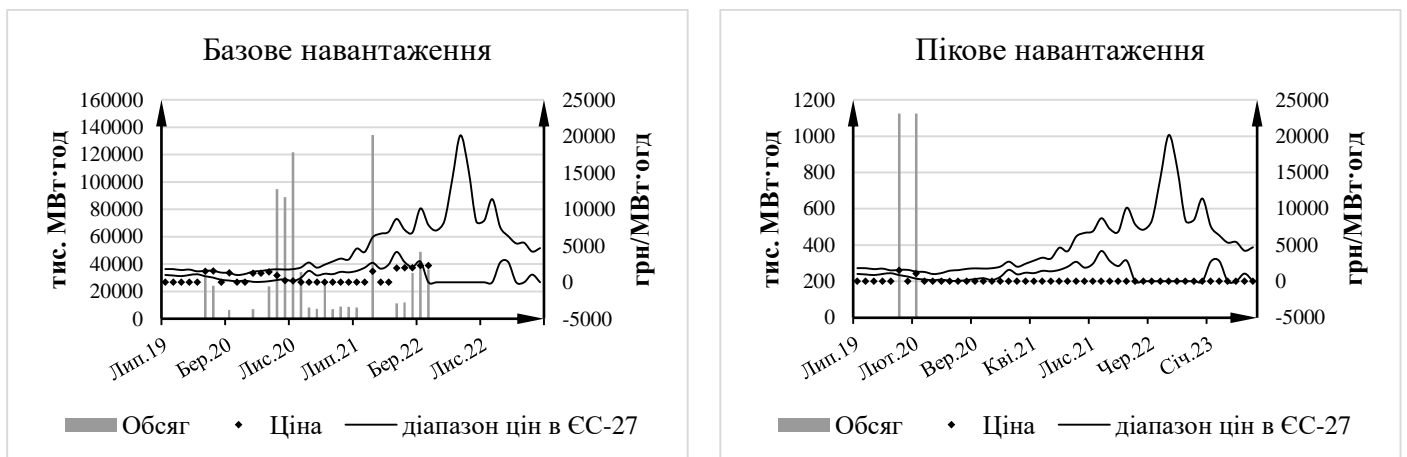


Рисунок 2.12 – Динаміка помісячних обсягів торгів і середньозважених цін у торговій зоні Бурштинського острова на УЕБ за період 01.07.2019 – 30.06.2023 рр.

*Джерело: складено на основі [201]*

Не складно помітити, що цінові пропозиції на електричну енергію вітчизняних підприємств на ринку двосторонніх договорів, загалом є нижчими за аналогічні ціни

у країнах ЄС. Частка цього сегменту ринку за аналізований період складає близько 70 %.

*Ринок «на добу наперед» і внутрішньодобовий ринок*

Результати торгів на РДН в Україні та у сусідніх країнах ЄС за аналогічний період часу наведені на рис. 2.13.

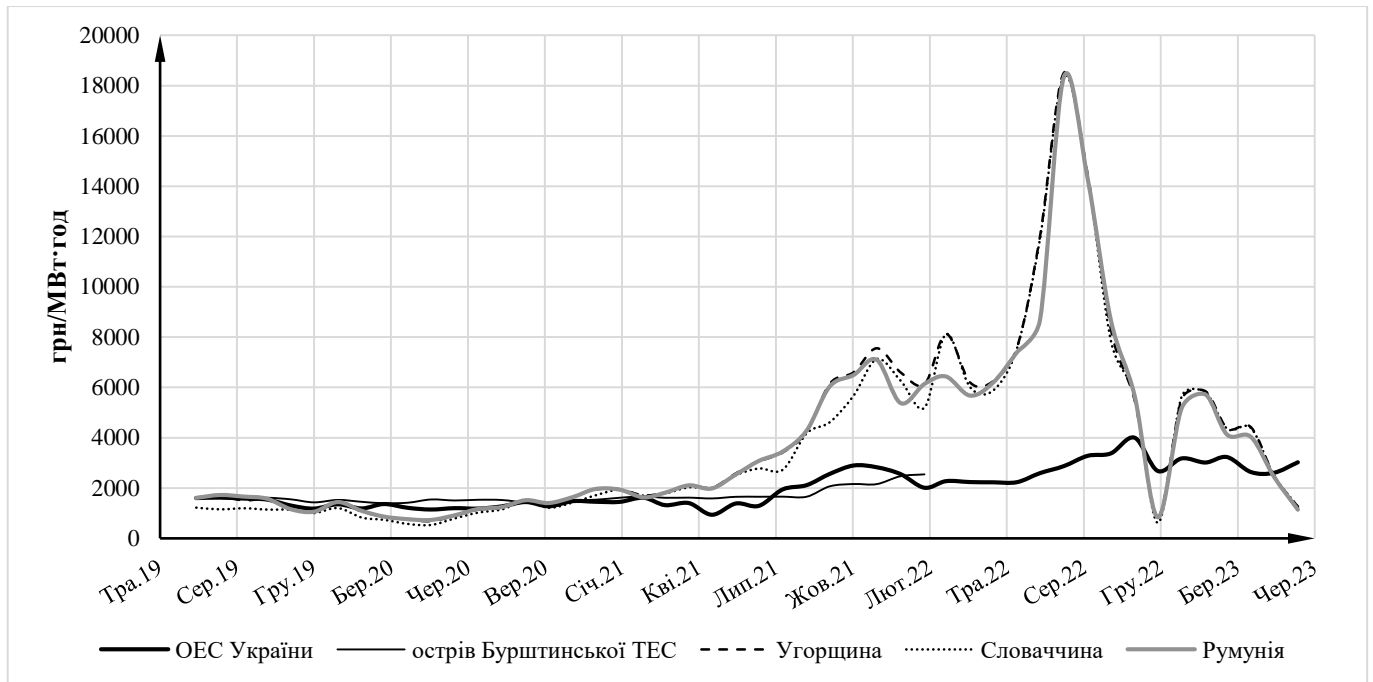


Рисунок 2.13 – Середньоарифметичні помісячні ціни на РДН в Україні та сусідніх країнах ЄС за період 01.07.2019 – 30.06.2023 рр.

*Джерело: складено на основі [202]*

Як видно з даних на рис. 2.13 мінливість цін в Україні не так явно виражена порівняно із цінами на ринках сусідніх європейських країн, що вказує на те, що ціни в Україні на електричну енергію формуються під дією слабкої конкуренції, ринкової влади та наявності адміністративних цінових обмежень.

Частка електричної енергії, що торгується на РДН складає 20 – 25 %, на ВДР – близько 5 %. Решта обсягу електричної енергії реалізовується на аукціонах відповідно до механізму ПСО, на балансуєчому ринку та на позабіржовому сегменті ринку [182].

На РДН і ВДР окрім цінових обмежень на обсяги попиту та пропозицій також впливають: якість прогнозу попиту на електричну енергію та пропозиції виробниками

(перш за все тих, що в якості первинної енергії використовують стохастичні ВДЕ), структура укладених двосторонніх договорів, фінансові можливості кожного з учасників.

### *Балансуючий ринок*

Відповідно до чинного законодавства дані щодо роботи балансуючого ринку має публікувати ОСП, однак, такі дані є неповними, адже розголошенню підлягають виключно дані щодо цін за небаланси із зазначенням їх обсягів (рис. 2.14), а тому порівняння результатів роботи балансуючого ринку в Україні та суміжних державах ЄС є суттєво ускладненим.

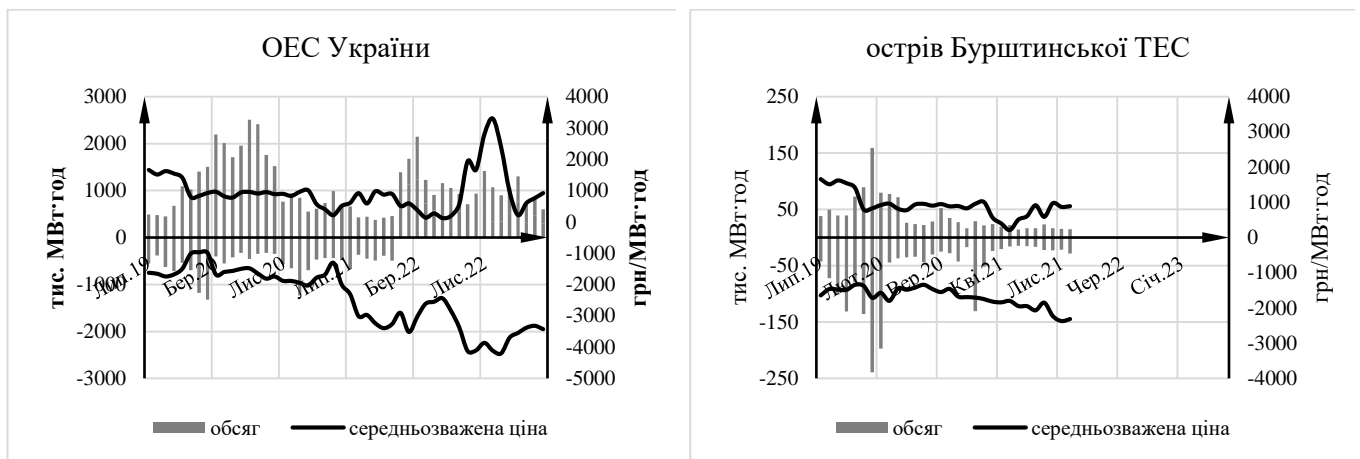


Рисунок 2.14 – Динаміка обсягів і середньозважених цін небалансів в Україні за 01.07.2019 – 30.06.2023 року, грн/МВт·год

*Джерело: складено на основі [203]*

Тим не менш, аналізуючи динаміку обсягів і середньозважених цін небалансів в обох торгових зонах в Україні можна констатувати факт того, що середньозважені ціни небалансів є помітно нижчими, ніж на інших сегментах ринку електричної енергії, на що серед іншого має вплив і наявність адміністративних цінових обмежень на цьому сегменті ринку (табл. 2.7).

### *Ринок допоміжних послуг*

Як видно з табл. 2.8 даний сегмент ринку (ринок допоміжних послуг) є умовно заповненим, адже має місце дефіцит первинних резервів, а решта інших резервів у більшості випадків забезпечується ГЕС, які, цілком природно, є залежними від



кліматичних чинників (наявності гідроресурсів, рівня наповнення водосховищ, режимів роботи водосховищ, гідрологічних обмежень тощо), а тому навіть попри, на перший погляд, достатні обсяги сертифікованої потужності, останні час від часу є і будуть недоступними впродовж певних періодів доби, сезону і року.

Таблиця 2.8 – Перелік підприємств-надавачів допоміжних послуг, що пройшли сертифікацію для надання відповідних послуг в Україні (станом на 30.06.2023 р.)

| Найменування підприємства                             | Обсяги резервів, МВт                           |  |       |  |
|---|--|--|-------|--|
|   | Резерви підтримання частоти (первинні резерви) | Резерви відновлення частоти (вторинні резерви) |       | Резерви відновлення (третинні резерви) |
|   |  | Автоматичні                                    | Ручні |  |
| ПрАТ «Укргідроенерго» (на 8 ГЕС)                      | ±0   | ±609   | 3193  | 3340                                   |
| ТЕС АТ «ДТЕК» (на Курахівській ТЕС і Запорізькій ТЕС) | ±88  | ±115   | 380   | 655                                    |
| ПрАТ «Харківська ТЕЦ-5»                               | ±27  | ±0   | 60    | 180                                    |
| Разом:  | ±115   | ±724   | 3633  | 4175                                   |
| Необхідні обсяги резервів в ОЕС України:              | ±126   | ±372   | 628   | 1000                                   |

*Джерело: складено на основі [203; 204]*

Результати такого аналізу роботи підприємств за сегментами ринку будуть покладені в якості вхідних даних для моделювання у розділі 3.

Однією з важливих характеристик інституційного середовища є можливість учасників ринку (на стороні пропозиції) генерувати достатні обсяги прибутку в умовах наявності чинників, що обмежують таку можливість. Вагомість, тобто вплив, кожного з такого чинників досить складно оцінити, оскільки вони у переважній більшості є екзогенними і не статичними. Тим не менш, одними з найбільш вагомих чинників нами виокремлено такі, що безпосередньо впливають на прибутковість учасників ринку, а саме: діючі підходи до ціноутворення (зокрема і до формування тарифів, згідно із Законом України «Про ціни і ціноутворення» [205]), наявні цінові обмеження (табл. 2.7), виконання спеціальних обов’язків [182].

Тарифи на передачу електричної енергії, що є основним видом діяльності ПрАТ «НЕК «Укренерго» (поряд з наданням послуг з диспетчеризації), та виробництво електричної енергії, що, відповідно, є основним видом діяльності для ДП «НАЕК «Енергоатом» і ПрАТ «Укргідроенерго» встановлюються НКРЕКП. Цьому передують кілька причин: ПрАТ «НЕК «Укренерго» займає монопольне становище у сфері передачі електричної енергії, а тому підпадає під дію Закону України «Про природні монополії» [206]; ПрАТ «Укргідроенерго» і ДП «НАЕК «Енергоатом», які не являються природними монополіями у сфері виробництва електричної енергії, виконують покладені на них обов'язки з продажу електричної енергії для побутових споживачів (згідно із Законом України «Про ринок електричної енергії») та покриття технологічних витрат в ОЕС України (тільки ДП «НАЕК «Енергоатом») за затвердженими НКРЕКП тарифами.

Відповідно до чинного законодавства, тарифи та методики тарифоутворення на ринку електричної енергії затверджуються НКРЕКП. Серед них, перш за все, слід виділити такі [207]:

- 1) Методика формування цін на допоміжні послуги;
- 2) Методика розрахунку ціни на електричну енергію для виробників, що здійснюють комбіноване виробництво на ТЕЦ;
- 3) Методика формування цін на допоміжні послуги;
- 4) Порядок купівлі електричної енергії за «зеленим» тарифом;
- 5) Методика розрахунку плати за послуги комерційного обліку електричної енергії, що надаються ОСР на території здійснення його ліцензованої діяльності;
- 6) Методика розрахунку тарифу на послуги постачальника універсальних послуг;
- 7) Порядок встановлення (формування) тарифу на послуги з передачі електричної енергії;
- 8) Порядок формування тарифу на послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління;
- 9) Методика формування кошторису гарантованого покупця.

З використанням перерахованих методик формування тарифу для кожного суб'єкта ринку формується кінцева ціна на електричну енергію для двох груп споживачів – для промисловості (рис. 2.15) та населення (рис. 2.16).

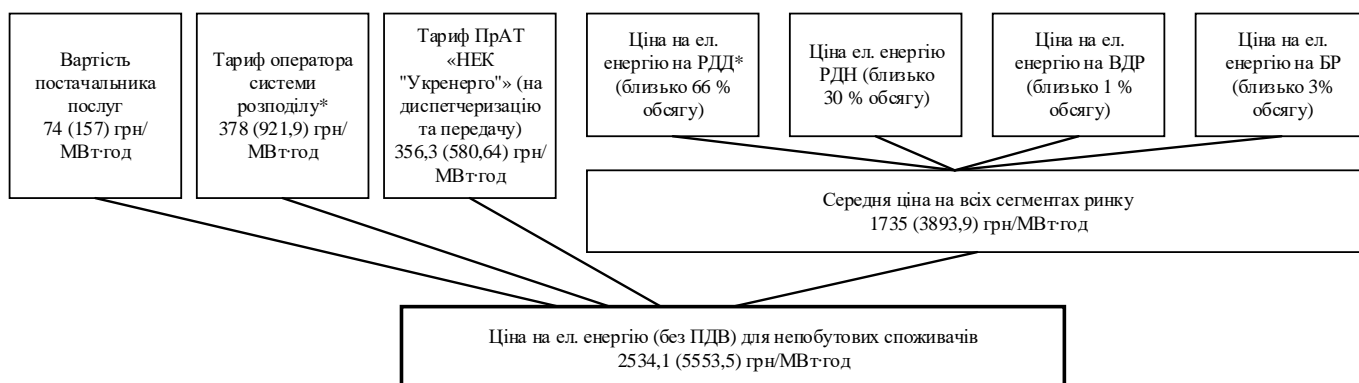


Рисунок 2.15 – Механізм формування цін на електричну енергію для промисловості на прикладі другого півріччя 2019 року і другого півріччя 2023 року (у дужках)

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

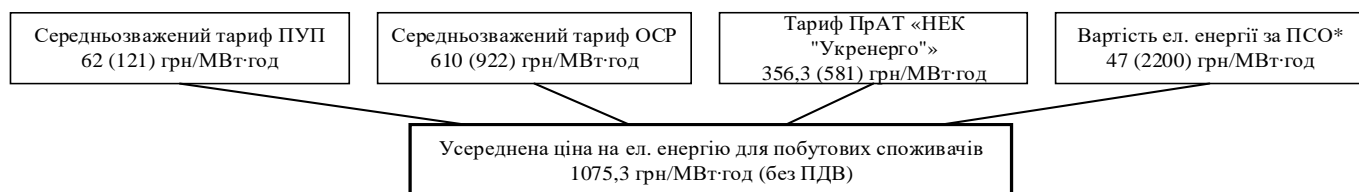


Рисунок 2.16 – Механізм формування цін на електричну енергію для побутових споживачів на прикладі другого півріччя 2019 року та другого півріччя 2023 року (у дужках)

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

З огляду на поточні політики уряду та НКРЕКП, прибутковість державного підприємства, що провадить діяльність з передачі електричної енергії, теж є суттєво обмеженою, оскільки на нього покладені обов'язки з компенсації різниці між ринковою ціною на електричну енергію та «зеленими» тарифами для виробників на відновлюваних джерелах енергії (рис. 2.17).

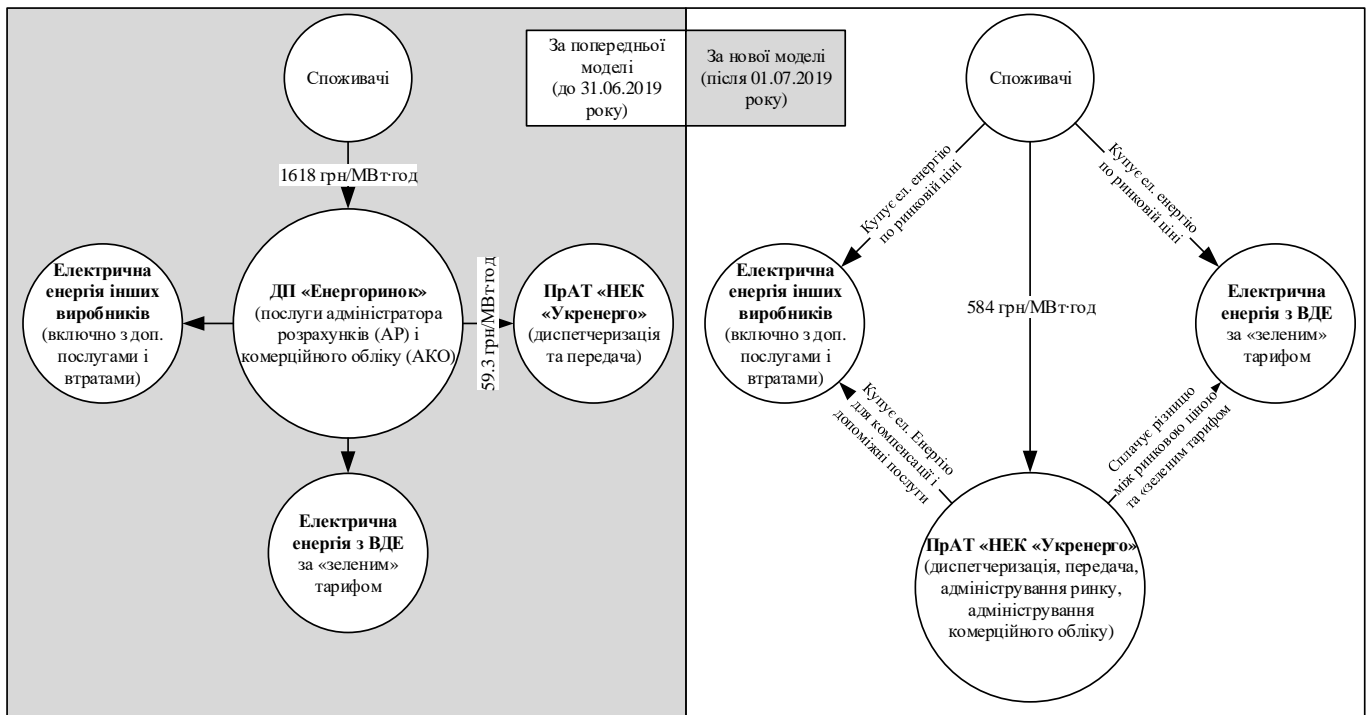


Рисунок 2.17 – Ринкові механізми розрахунків за електричну енергію  
на прикладі другого півріччя 2023 року

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

Суттєвий вплив на принципи ціноутворення на всіх сегментах оновленого ринку має особливість структуризації ринку електричної енергії, без оцінювання впливу яких дане дослідження втрачає свій сенс, а тому вони мають бути враховані моделюванням у розділі 3. У той час, коли з принципами ціноутворення на електричну енергію для енергогенеруючих підприємств все досить очевидно (без урахування переобтяженості їх ПСО), принципи ціноутворення для підприємства, що провадить діяльність з передачі електричної енергії – не такі очевидні. Загалом вирізняють два принципи ціноутворення (залежно від структуризації ринку): «*up-to-down*» (згори вниз) і «*down-to-up*» (знизу вгору). Саме другий принцип використовується в Україні з 2019 року (відповідно до структуризації галузі та ринку), коротка характеристика якого наведена у табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Характеристика принципу ціноутворення «знизу вгору» на послуги з передачі електричної енергії

| Характеристика           | Опис   |
|--------------------------|--|
| Спосіб встановлення цін  | Оцінювання окремих компонентів тарифу.   |
| Сфера застосування       | Незалежні підприємства, які здійснюють передачу електричної енергії.   |
| Обмеження у використанні | Через державне регулювання тарифу на передачу електричної енергії гарантується покриття лише короткострокових витрат (включно з інвестиційними). |
| Спосіб фіксування цін    | Роз'єднані контракти.  |
| Цінові компоненти        | Платня за доступ до мереж; за перевантаження; за втрати на лініях електропередач.  |
| Переваги                 | Прозорість ціноутворення; заохочення споживача до реагування на цінові сигнали ринку впродовж доби і року.                                       |
| Недоліки                 | Вплив інституційних рішень щодо розвитку мереж на ціноутворення; високі трансакційні витрати.  |

*Джерело: складено на основі [133]*

Найбільш дискусійним є питання про визначення ефективного тарифу на передачу електричної енергії. Так, загалом прийнято вважати, що такий тариф має складатися з трьох компонентів [133; 134]:

*Платня за доступ до мережі.* Цей компонент тарифу призначений для відшкодування постійних витрат, пов'язаних з розвитком мереж (підтримання у робочому стані наявних, будівництво нових, зокрема сюди включається платня за землекористування, експлуатаційні витрати, витрати на ремонт тощо). Розрахунок цього компонента тарифу на передачу електричної енергії з використанням принципу граничних витрат не представляється можливим, оскільки величини згенерованих доходів недостатньо для покриття витрат, більшість котрих має постійний, а не граничний характер. Платня за доступ до мереж визначається в один з таких способів: двоскладові тарифи (*two-part tariffs*) та Рамсеєві ціни (*Ramsey prices*).

Двоскладовий тариф передбачає, що споживач сплачує дві ціни за передачу електричної енергії. Одна ставка тарифу не залежить від обсягів переданої

електричної енергії та направлена на покриття постійних витрат, пов'язаних з її постачанням. Інша ставка тарифу змінюється залежно від обсягу отриманої електричної енергії. Таким чином, двоскладовий тариф є інформативним для споживача, адже містить інформацію про граничні витрати, понесені від споживання кожної додаткової одиниці електричної енергії. Такий тариф також виявляється ефективним у разі, якщо попит на послуги з передачі електричної енергії є нееластичним [208]. Проте результати низки дослідження [133] вказують на те, що попит на послуги з передачі електричної енергії є еластичним, а тому двоскладові тарифи є малоефективними. У цьому випадку застосовується принцип ціноутворення з використанням Рамсеєвих цін. Відповідно до цього принципу додаткова платня для покриття постійних витрат стягується зі споживачів не у фіксований спосіб й залежно від чутливості попиту до ціни. За більш еластичного попиту споживачі платитимуть менше, ніж у випадку їх нечутливості до зміни цін. Попри те, що ціни з використанням принципу Рамсея будуть перевищують граничні витрати, та все ж за таких цін наявна можливість уникнення банкрутства підприємствами, які провадяться діяльність з передачі електричної енергії [209].

Важливим при визначенні цього компоненту тарифу на передачу електричної енергії є оцінювання ефективності будівництва та впровадження нових об'єктів передачі електричної енергії. Для цього розраховується загальна вартість нового будівництва:

$$I = k + bx, \quad (2.1)$$

де:

$I$  – загальна вартість нового будівництва;

$k$  – первинна вартість (вартість отримання дозволів на будівництво та оплати субпідрядникам, видатки на забезпечення базових умов роботи ЛЕП);

$b$  – гранична вартість забезпечення пропускної спроможності (вартість матеріалів, необхідних для забезпечення передачі одиниці електричної потужності);

$x$  – обсяг передачі.

Якщо підприємство вже володіє необхідними потужностями, його витрати обмежуються граничними ( $bx$ ). Тоді платня за доступ до мережі буде визначатися як:

$$\Pi = bx(1 + r)^2, \quad (2.2)$$

де:

$bx$  – граничні витрати на передачу додаткових обсягів електричної енергії;

$r$  – річна ставка процента;

$t$  – кількість років функціонування лінії електропередач.

Якщо  $I < \Pi$  для року  $t$ , інвестиції у розширення потужностей недоцільні, та навпаки. За конкурентної моделі структуризації до тарифу буде включатися сума, яка не перевищує  $I$ . Проте, на практиці до тарифу включається не вартість нового будівництва ( $I$ ), а фактично понесені витрати ( $\Pi$ ). Це пов'язано з тим, що спекулятивні інвестиції у сферу передачі електричної енергії є ризикованими: попит на ці послуги може не досягнути прогнозного рівня.

Також слід зазначити, що регулюючі органи наполягають на обмеженні плати за передачу, яка має компенсувати виключно певні мінімальні інвестиційні ризики, пов'язані з будівництвом нових об'єктів. Тому власникам мереж доводиться самостійно вишукувати способи мінімізації ризиків, до числа яких, перш за все, відносять таке [133]:

— відшкодування понесених витрат й формування річного тарифу, що включатиме такі витрати (найчастіше використовується для регульованої монопольної мережі). Основним ризиком такого способу є залежність від регуляторних органів (до тарифу можуть бути включенні не види витрат або не повною мірою);

— укладання угод про довгострокове користування мережами (в обмін на право довгострокового користування мережами споживач має відшкодувати всі витрати, пов'язані з роботою та розвитком мереж).

*Платня за втрати на ЛЕП.* Призначення цього компоненту тарифу – інформувати споживача про витрати, пов'язані із споживанням електричної енергії, виробленої на віддалених об'єктах виробництва електричної енергії. Як тільки втрати електричної енергії у мережах зростають, для споживача стає вигіднішим придбати ту, що вироблена ближче до місця її споживання. Наразі найчастіше зустрічаються

такі способи оцінки втрат: за фактом (фактичні втрати електричної енергії, обчислені у поточних цінах з після платою) і за нормативом (очікувані втрати за фіксованими в угоді цінами з передплатою) [133]. За першого способу складність викликана встановленням поточного рівня цін, за другого – прогнозування обсягів втрат, адже за визначеної фіксованої ціни (наприклад, за відхилення прогнозів або ціни у менший бік) не вдасться компенсувати вартість втрат електричної енергії. Незважаючи на це, у переважній більшості другий спосіб знаходиться частішого застосування, оскільки споживач надає перевагу зафіксованим в угоді цінам.

*Платня за перевантаження.* У разі перевищення попиту на електричну енергію над пропозицію за поточними цінами, в енергосистемі та мережах виникає перевантаження або дисбаланс, що потребує довгострокових капіталовкладень у додаткові будівництво чи модернізацію об'єктів виробництва електричної енергії та ЛЕП. Водночас, готовність споживати (попри збільшення ціни) у пікові періоди попиту є одним із чинників перевантаження системи (і навіть перебоїв у постачанні). За таких умов, інші користувачі системи електропередачі стикаються з негативними зовнішніми ефектами – екстерналіями [210]: «взаємовигідні контракти між будь-яким виробником і споживачем електричної енергії можуть підірвати добробут інших учасників». Найчастіше зустрічаються такі способи розв'язання проблеми екстерналій:

1) запровадження спеціальних надбавок до ціни, подібні субсидіям і податкам А. Пігу, котрі надаються незалежному системному оператору (*independent system operator, ISO*). Останній створюється державою, виконує функції управління мережею та з метою мінімізації загальних системних витрат запроваджує спеціальні податки та субсидії, котрі мають стимулювати виробників до зміни планів свого розвитку, й у такий спосіб перерозподіляючи доходи від торгівлі електричною енергією між виробниками та споживачами шляхом [211]. Значними ризиками при цьому є таке: укривання незалежними виробниками інформації стосовно попиту та пропозиції; можливості зловживання незалежним системним оператором у спосіб формування економічно вигідніших умов для одних учасників ринку за рахунок інших [211];



2) проведення децентралізованих торгів. Незалежний системний оператор у разі перевищення заявок понад встановлені фізичні обмеження на передачу електричної енергії повідомляє виробників і споживачів та корегує їх заявки з метою мінімізації витрат на постачання електричної енергії [212]. Корегування заявки здійснюється шляхом проведення торгів і компенсаційних платежів.

Значну роль при наданні послуг з передачі електричної енергії відіграють особливості зобов'язань, наведених у відповідних угодах, важливою ознакою яких є строки укладання угод і ступінь трансфертності (тобто можливість переуступки угоди), а тому угоди є такими: короткострокові та довгострокові угоди, а також безповоротні угоди та угоди з переуступкою (табл. 2.10).

На практиці довгострокові угоди користуються більшою популярністю, оскільки забезпечують ефективніше використання мереж, не призводячи до формування надлишків потужності у випадку зростання попиту. Але їх укладання супроводжуються більшими трансакційними витратами. Зазначимо, що у вітчизняному законодавчому полі, зокрема [36], передбачене існування лише безповоротних контрактів.

Окрім того, до числа стримуючих чинників економічного розвитку низки підприємств електроенергетики слід віднести і виконання Постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Положення про покладення спеціальних обов'язків на учасників ринку електричної енергії для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії» (ПСО), за якою на підприємства встановлені обсяги електричної енергії, яка має бути продана населенню та для компенсації технологічних витрат за неконкурентними цінами [182]. Це, у свою чергу, є причиною суттєвої диференціації цін на електричну енергію промислових і непромислових споживачів. Як наслідок, тарифи для цих підприємств, обтяжених виконанням ПСО, є нижчими за ринкові ціни.

Таблиця 2.10 – Порівняльна характеристика угод на використання ЛЕП і послуг з передачі електричної енергії

|                      |   |   |   |
|----------------------|---|---|---|
| Угоди за їх строками | Довгострокові угоди                                   | <i>Переваги:</i><br>захист споживачів від підвищення тарифів;<br>гарантоване компенсування безповоротних інвестиційних;<br>простота визначення обсягів інвестицій у нові об'єкти  | <i>Переваги:</i><br>можливість перерозподілу потужностей (у разі відсутності потреби);<br>можливість збільшення потужностей тому споживачеві, котрий найбільше їх потребує;<br>гарантоване компенсування безповоротних інвестиційних витрат |
|                      |   | <i>Недоліки:</i><br>дискримінація споживачів залежно від дати укладання угоди (в угоді відображаються інвестиційні витрати, понесені у різні періоди);<br>угода може бути надлишковою для власника;<br>необхідність у формування надлишку потужності для нових користувачів   | <i>Недоліки:</i><br>дискримінація споживачів залежно від дати укладання угоди (в угоді відображаються інвестиційні витрати, понесені у різні періоди);<br>значні трансакційні витрати на переуступку угоди                                  |
|                      | Короткострокові угоди                                 | <i>Переваги:</i><br>порівняно менші трансакційні витрати  | <i>Переваги:</i><br>запобігання зростання тарифу за збільшення попиту на послуги з передачі електричної енергії   |
|                      |   | <i>Недоліки:</i><br>зростання короткострокових тарифів за умови збільшення попиту;<br>незручність для споживача (тарифи впродовж всього часу змінюються);<br>складність визначення обсягів інвестицій у нові об'єкти;<br>уникнення споживачем безповоротних інвестиційних витрат шляхом виведення з експлуатації виробничих потужностей | <i>Недоліки:</i><br>складність визначення обсягів інвестицій у нові об'єкти;<br>значні трансакційні витрати на переуступку угоди  |
|                      | Безповоротні угоди                                    |   | Угоди з переуступкою  |
|                      | Ступінь трансфертності (можливість переуступки угоди) |   |   |

Джерело: складено на основі [133]

З урахуванням того, що пропозиція на електричну енергію формується на різних сегментах ринку, як було описано вище, а ціни на різних сегментах ринку різняться, очевидним є те, що точність прогнозів обсягу та кривих споживання має суттєвий вплив на становлення ціни на ринку загалом, оскільки із зростанням якості прогнозування останніх, попит на більш дорогих сегментах ринку (таких як

балансуючий ринок чи внутрішньодобовий) буде зменшуватися. Тому, прогнозування обсягів попиту на товари та послуги на різних сегментах ринку електричної енергії у даному випадку слід розглядати з урахуванням прогнозних обсягів і кривих споживання. Водночас, потенційні обсяги пропозиції (та відповідно, виробництва та реалізації електричної енергії), слід оцінювати із застосуванням процесного підходу (зокрема, проаналізованих принципів тарифо- та ціноутворення) і з урахуванням обмежень інституційного середовища, що й детально розглядається далі у підрозділі 3.1.

Узагальнюючи, аналіз інституційного середовища можна охарактеризувати як таке, що:

- характеризується певними позитивними зрушеннями у цьому напрямі євроінтеграції, які загалом націлені на імплементацію енергопакетів (з чим, зокрема, пов'язаний перехід до найпоширенішої в ЄС моделі ринку);

- в результаті зміни моделі ринку на конкурентну має монополії на ринку у сфері передачі електричної енергії; значну концентрацію активів у державній власності (навіть по завершенню кількох етапів приватизації) та де-факто неконкурентні сегменти ринку (для виробників з ВДЕ, що працюють за «зеленим» тарифом, державних підприємств, обтяжених виконанням ПСО, та інших);

- має обмежену економічну свободу учасників ринку на конкурентному сегменту ринку (зокрема, через застосовані підходи до тарифо- та ціноутворення, адміністративні цінові обмеження, ПСО, компенсацію різниці між «зеленими» тарифами та ринковими цінами, та складовими, що враховуються при затвердженні тарифів);

- появу та становлення нових сегментів ринку, на яких поряд із торгівлею електричної енергією здійснюється торгівля допоміжними послугами (потужностями, резервами), чого не було за попередньої моделі ринку й, водночас, поряд з товарним ринком формує ринок послуг, участь на якому слід розглядати як потенційне джерело доходів для підприємств електроенергетики.

## 2.3 Аналіз розвитку вітчизняних підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції

Так, результати аналізу роботи ринку і підприємств електроенергетики в умовах започаткованої євроінтеграції, проведеного у попередніх підрозділах, надали можливість встановити та довести таке: по-перше, наявність частково незаповнених сегментів ринку електричної енергії, по-друге, можливість підвищення рівня ефективності основної діяльності досліджуваних підприємств, що підтверджують розрахунки для підприємств:

- 1) ДП «НАЕК «Енергоатом»;
- 2) ПрАТ «НЕК «Укренерго»;
- 3) ПрАТ «Укргідроенерго».

Нижче наведені розрахунки та результати економічного аналізу функціонування:

- 1) ДП «НАЕК «Енергоатом» за такими показниками та методами аналізу:

### *1.1) Аналіз фінансових показників роботи.*

ДП «НАЕК «Енергоатом» є державним комерційним підприємством [213], основним видом економічної діяльності якого є виробництво та продаж електричної і теплової (разом із її постачанням) енергії, що не супроводжується генеруванням парникових газів [214]. Таке підприємство експлуатує 4 АЕС (неманеврові об'єкти виробництва енергії), 1 ГЕС і 1 ГАЕС (маневрові об'єкти виробництва енергії), а також низку інших дрібних [215]. Всі такі об'єкти виробництва електричної енергії до синхронізації з *ENTSO-E* у 2022 році входили до торгової зони ОЕС України, а тому продукція ДП «НАЕК «Енергоатом» не мала технічної можливості потрапити на європейські ринки. Водночас, згідно із Законом України «Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку» [216] ДП «НАЕК «Енергоатом» має монопольне право на території України здійснювати виробництво енергії з використанням ядерної енергії. Оскільки підприємство створено на виконання постанови Кабінету Міністрів від 17 жовтня 1996 року № 1268 «Про створення Національної енергогенеруючої компанії «Енергоатом», тому таке підприємство має

підтримку уряду, а його галузеве значення є досить вагомими – частка забезпечення потреб споживачів в Україні в електричній енергії останніми роками перевищувала 50 %, при цьому вона може бути збільшена принаймні за рахунок розширення кола збуту (в тому числі за рахунок експансії європейського ринку у контексті подальшої європейської інтеграції). Саме завдяки стратегічному значенню підприємства та підтримці уряду ДП «НАЕК «Енергоатом» має можливість фінансування низки проєктів на умовах пільгового кредитування, отриманого під державні гарантії.

Більшість енергоблоків АЕС було введено в експлуатацію у 80-х роках минулого століття, а тому для більшості з них у 20-х роках XXI століття добігає проєктних строк експлуатації, проте наявна і можливість подовження таких строків за результатами переоцінки безпеки [217; 218]. Тим не менш, у період після 1986 року на території України не мали місця радіаційні зараження чи викиди радіоактивних ізотопів, що підтверджує високий рівень радіаційної та експлуатаційної безпеки упродовж останніх років [219], а також на високий коефіцієнт запасу міцності обладнання. В якості основного виду палива на вітчизняних АЕС використовується паливо або російського, або американського виробництва, при цьому частка останнього тільки зростає, що вказує на повну паливну імпортозалежність підприємства. При цьому не виключається можливість виробництва вітчизняного ядерного палива у майбутньому [37].

ДП «НАЕК «Енергоатом» характеризується низькою собівартістю виробництва, яка попри те, що зростала останніми роками (рис. 2.18) не призводила до покращення фінансового результату (за відносно постійних обсягів реалізації).

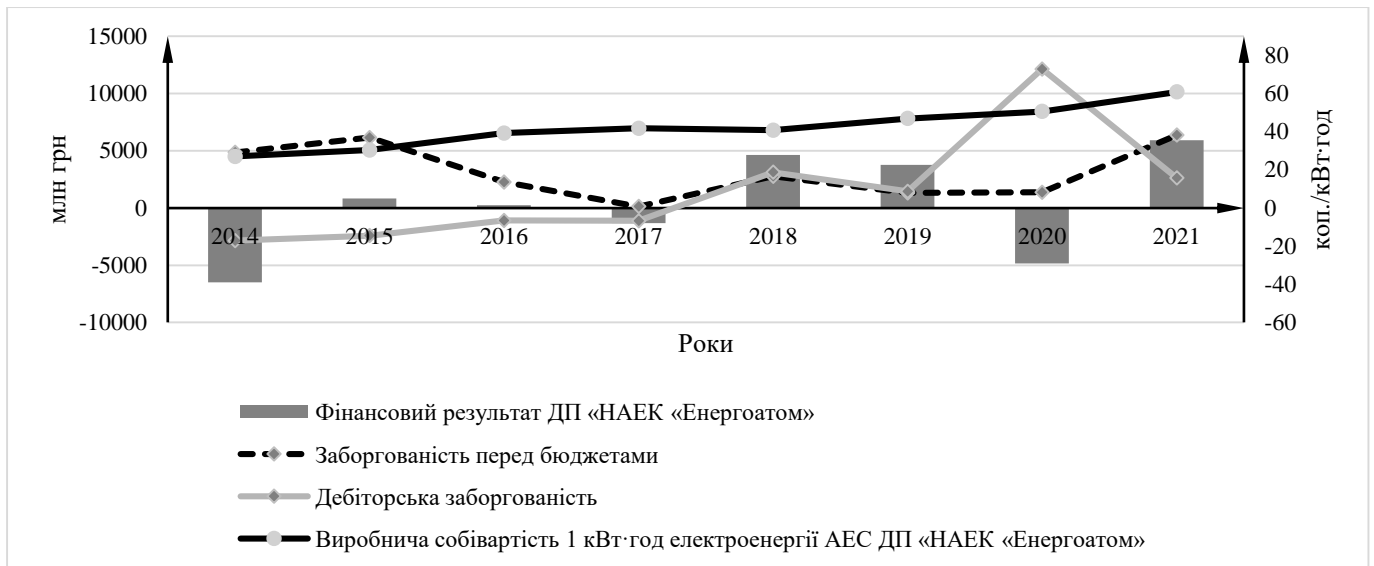


Рисунок 2.18 – Зіставлення виробничої собівартості електричної енергії ДП «НАЕК «Енергоатом», фінансового результату підприємства, заборгованості перед бюджетами та дебіторської заборгованості

*Джерело: складено на основі [220]*

На низьку собівартість виробництва, порівняно з іншими виробниками, вказують порівняно високі коефіцієнти використання встановленої потужності (понад 60 %) [218] і здатність підприємства прибутково збувати основну продукцію (рис. 2.18).

Варто відмітити, що у 2014 році за рахунок зміни курсу валют підприємство додатково понесло витрати на суму 3,081 млрд грн (більше на 2,922 млрд грн порівняно з попереднім роком).

У 2017 році підприємство зазнало збитків від курсових різниць (0,944 млрд грн), недоплати за товарну продукцію (1,1 млрд грн), внаслідок чого було додатково залучено кредитні кошти, що призвело до збільшення вартості обслуговування кредитів (0,279 млрд грн). Проте, у 2018 році у результаті переходу до міжнародних стандартів фінансової звітності, було проведено перерахунок, що надав можливість констатувати позитивний фінансовий результат (3,822 млрд грн). У 2020 році підприємство зазнало збитків, серед причин цього є зміна моделі ринку та покладання на підприємство ПСО.

Окрім вище наведених чинників, вочевидь, на успішність функціонування підприємства має низка й інших, серед яких неабияке значення відіграє його

зарегульованість, яка полягає у тому, що за попередньої моделі ринку НКРЕКП затверджувався відповідний тариф на відпуск електричної енергії (не завжди надавав можливість покрити собівартість виробництва чи досягти необхідного рівня прибутковості), а за нової моделі ринку – обсяги виробництва та тарифи (згідно з ПСО) обмежуються профільним міністерством і ПрАТ «НЕК «Укренерго». Також негативний вплив справляє на успішність функціонування підприємства і робота підприємств, які з одного боку працюють не за загальними ринковими правилами (на неконкурентному сегменті ринку), а з іншого боку, є більш конкурентоспроможними (за собівартістю виробництва) – виробники енергії з ВДЕ, виробництво яких безпосередньо залежить від природно-кліматичних умов.

### *1.2) Аналіз рентабельності активів (ROA) та власного капіталу (ROE).*

Дані показники характеризують питому прибутковість підприємства до її активів (з використанням формул загальних формул розрахунку *ROA* і *ROE*). А результати розрахунків наведено у табл. 2.11.

Таблиця 2.11 – Показники рентабельності активів і власного капіталу  
ДП «НАЕК «Енергоатом»

| Рік  | ROA   | ROE   | Чистий грошовий потік від операційної діяльності, тис. грн | Коментар           |
|------|-------|-------|--|--------------------|
| 2014 | –     | –     | н/д  | зафіксовано збиток |
| 2015 | 0,004 | 0,005 | н/д  | –                  |
| 2016 | 0,001 | 0,001 | н/д  | –                  |
| 2017 | 0,018 | 0,030 | 3 723 453  | –                  |
| 2018 | 0,021 | 0,036 | 10 013 593   | –                  |
| 2019 | 0,016 | 0,028 | 14 502 252   | –                  |
| 2020 | -     | -     | 9 648 844  | зафіксовано збиток |
| 2021 | 0,025 | 0,045 | 22 760 578   | –                  |

*Джерело: складено на основі [220]*

Аналізуючи результати розрахунків у табл. 2.11, діяльність підприємства впродовж досліджуваного періоду можна охарактеризувати як прибуткову (за виключенням 2014 р. і 2020 р.). Також прослідковується тенденція до покращення всіх показників. Та навіть попри їх покращення та прибутковість підприємства існує резерв для покращення рівня рентабельності активів (*ROA*) та рентабельності

власного капіталу (*ROE*). Так, фінансовий результат від основної діяльності має забезпечувати покриття собівартості виробництва та формувати нормальний прибуток (тобто такий прибуток, що перевищує мінімальну ставку депозитного відсотка). Рівень таких показників для ДП «НАЕК «Енергоатом» значною мірою залежить від встановленого НКРЕКП тарифу на відпуск електричної енергії, котрий, у свою чергу, має забезпечувати покриття всіх операційних і капітальних витрат (у тому числі інвестиційних).

### *1.3) Аналіз показників ділової активності:*

Для аналізу показників ділової активності пропонується застосувати результати розрахунків:

- оборотність дебіторської заборгованості;
- оборотність кредиторської заборгованості;
- оборотність запасів;
- грошовий цикл.

Результати розрахунків показників ділової активності наведено у табл. 2.12.

Таблиця 2.12 – Показники ділової активності ДП «НАЕК «Енергоатом»

| Рік  | Оборотність дебіторської заборгованості | Оборотність кредиторської заборгованості | Оборотність запасів | Грошовий цикл |
|------|---|--|---------------------|---------------|
| 2013 | 85,2                                    | 55,6                                     | 132,3               | 161,9         |
| 2014 | 98,3                                    | 153,6                                    | 127,8               | 72,5          |
| 2015 | 102,0                                   | 130,7                                    | 174,7               | 146,0         |
| 2016 | 109,9                                   | 52,3                                     | 167,8               | 225,4         |
| 2017 | 98,8                                    | 57,3                                     | 198,0               | 239,6         |
| 2018 | 25,9                                    | 33,4                                     | 291,1               | 283,6         |
| 2019 | 30,4                                    | 82,9                                     | 410,8               | 358,3         |
| 2020 | 66,4                                    | 87,2                                     | 391,4               | 370,6         |
| 2021 | 55,5                                    | 53,0                                     | 316,9               | 319,5         |

*Джерело: складено на основі [220]*

За означений період підприємство залучало кредитні кошти шляхом укладання угод субкредитування (так, уряд України надавав державну гарантію) між Міністерством енергетики України, Міністерством фінансів України та МФО



(зокрема, ЄБРР, Євроатом, *Central Storage Safety Project Trust*). Загальна сума кредитів склала 13,039 млрд грн.

Дані табл. 2.12 не надають можливості встановити покращення показників ділової активності, на що більшою мірою впливає нестационарність умов функціонування підприємства.

Наявні резерви для покращення наведених вище показників:

- забезпечення оптимального співвідношення кредиторської та дебіторської заборгованостей;
- здійснення контролю за дотриманням умов оплати (передбачити притягнення до фінансової відповідальності за порушення);
- забезпечення зменшення часу оборотності запасів;
- забезпечення взаємозв'язку та збалансованості виробничих програм, тарифу, інвестиційної програми, кошторису витрат;
- фінансування капітальних вкладень за принципом пріоритету;
- позбуття об'єктів незавершеного будівництва, потреба в яких немає техніко-економічного підґрунтя.

Результати аналізу виробничої собівартості (за статтями) наведено у табл. 2.13.

Таблиця 2.13 – Структура собівартості виробництва основної продукції  
ДП «НАЕК «Енергоатом»

| Статті виробничої собівартості                        | Частка у загальній структурі, % |      |      |      |      |      |      |      |
|---|---------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
|   | 2014                            | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Виробничі послуги,<br>сировина та допоміжні матеріали | 15,2                            | 15,5 | 17   | 15,8 | 14,6 | 2,7  | 9,4  | 13,0 |
| Ядерне паливо   | 23,9                            | 26,8 | 31,4 | 35,6 | 31,1 | 26,0 | 21,5 | 20,5 |
| Електрична енергія                                    | 0,1                             | 0,1  | 0,1  | 0,1  | 0,1  | 0,9  | 0,8  | 0,7  |
| Заробітна плата і<br>відповідні нарахування           | 13,6                            | 13,7 | 14,1 | 14,3 | 20,1 | 31,2 | 36,5 | 36,5 |
| Податки, збори та інші<br>обов'язкові платежі         | 4,8                             | 4,6  | 3    | 3,1  | 5,6  | 5,3  | 4,6  | 5,0  |
| Амортизація   | 35,9                            | 32,2 | 27,1 | 23,8 | 24,4 | 22,2 | 22,8 | 20,0 |
| Інші витрати  | 6,6                             | 7,1  | 7,3  | 7,4  | 4,1  | 3,8  | 4,4  | 4,7  |

Джерело: складено на основі [220]

Серед даних табл. 2.13 слід виділити зростання частки витрат на оплату праці та одночасне зменшення частки паливної складової, на які припадає половина собівартості.

Незначні частки витрат пов'язаних із закупівлею основного обладнання з-за кордону свідчать про високий рівень самозабезпечення обладнанням і послугами підрозділів підприємства, що також свідчить і про наявність певних елементів власної замкнутої екосистеми (один з елементів чого є, наприклад, реалізація проєктів з будівництва центрального сховища ВЯП). Значною статтею витрат є закупівля ядерного палива, котре підприємство не виробляє самостійно, а закуповує з-за кордону, а тому є імпорто- та паливозалежним.

*1.4) Оцінювання становища ДП «НАЕК «Енергоатом» в електроенергетиці на основі аналізу п'яти сил Портера.*

Результати оцінювання становища ДП «НАЕК «Енергоатом» в електроенергетиці (на ринку) на основі аналізу п'яти сил Портера наведено на рис. 2.19.



Рисунок 2.19 – Схематичне представлення п'яти сил

ДП «НАЕК «Енергоатом» за Портером

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

Узагальнені результати аналізу наведені у табл. 2.14.

Таблиця 2.14 – Зведені результати оцінювання становища

ДП «НАЕК «Енергоатом» на ринку електричної енергії на основі аналізу п'яти сил Портера

| Параметр                                    | Значення        | Опис  |
|---|-----------------|---|
| Загрози з боку товарів заміників            | Середній рівень | Підприємство немає унікальної пропозиції на ринку (на ринку існують товари-аналоги).  |
| Загрози від внутрішньогалузевих конкурентів | Середній рівень | Ринок підприємства є перспективним. Складно порівнювати товарний портфель різних підприємств. Наявні обмеження у підвищенні ціни на електричну енергію.                             |
| Загрози з боку потенційних конкурентів      | Середній рівень | Низький рівень ризику появи на ринку прямих конкурентів. Нові підприємства з'являються все частіше, навіть попри наявність бар'єрів (у тому числі інвестиційних) на вході до ринку. |
| Загрози втрати покупців                     | Високий рівень  | За попередньої моделі загрози не існувало, за нової моделі - загроза існує (покупців на ринку більш ніж один).  |
| Загрози нестабільності постачальників       | Високий рівень  | Такі загрози мають місце.   |

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

Напрямок робіт з мінімізації виявлених загроз:

- продовження терміну експлуатації та підвищення рівня безпеки за рахунок проведення комплексу робіт з модернізації наявного обладнання;
- диверсифікації постачання палива;
- впровадження економічно обґрунтованих тарифів, моніторингу розвитку конкурентів;
- розвиток напряму довгострокових договорів;
- реалізація інвестпроектів з підвищення рівня ефективності діяльності підприємства та розширення кола потенційних покупців за межами України з відповідним збільшення обсягів відпуску товарної продукції;
- розвиток напряму самозабезпечення обладнанням і послугами, зокрема за рахунок розвитку власної замкнутої інноваційної екосистеми, що надасть можливість вирішити проблему імпортозаміщення.

Результати, наведені у табл. 2.23, будуть використані для подальшого *SWOT*-аналізу.

#### 1.5) *SWOT*-аналіз.

На основі вище зазначених даних пропонується застосувати *SWOT*-аналіз і показати сильні, слабкі позиції, можливості та загрози (табл. 2.15), що впливають на досліджуване підприємство та відображають умови його функціонування. Так, у табл. 2.15 систематизовано та розділено за категоріями визначені чинники внутрішнього та зовнішнього середовищ, а також резерви досягнення ДП «НАЕК «Енергоатом» ефективного рівня функціонування, де сильні та слабкі сторони представлені як внутрішні чинники підприємства; можливості та загрози (підприємство безпосередньо не може контролювати або впливати) – як зовнішні чинники, а узагальнені результати аналізу є основою для визначення напрямів розвитку підприємства та його цілей.

Таблиця 2.15 – Результати *SWOT*-аналізу ДП «НАЕК «Енергоатом»

| Чинники   | Позитивні   | Негативні   |
|-----------|---|---|
| 1         | 2   | 3   |
| Внутрішні | <p>Сильні сторони:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Низька собівартість виробництва порівняно з іншими виробниками і значна частка продукції підприємства на ринку електричної енергії (понад 55 %).</li> <li>2. Високий коефіцієнт запасу міцності обладнання та високий рівень експлуатаційної безпеки (зокрема, радіаційної та екологічної).</li> <li>3. Підтримання уряду (надання державних гарантій під кредити).</li> <li>4. Виробництво товарів і надання послуг не супроводжуються викидами парникових газів.</li> <li>5. Ефективна співпраця з міжнародними (у тому числі фінансовими) організаціями та установами.</li> </ol> | <p>Слабкі сторони:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Моральна та фізична застарілість обладнання (строки експлуатації більшості діючих енергоблоків АЕС добігають кінця).</li> <li>2. Імпортозалежність від комплектуючих і палива.</li> <li>3. Залежність від природних чинників.</li> <li>4. Незначна частина маневрових технологій виробництва електричної енергії на підприємстві.</li> <li>5. Наявність заборгованості за вироблені товари і надані послуги, що призводить до зростання кредиторської заборгованості.</li> </ol> |

| 1        | 2  | 3   |
|----------|--|---|
|          | 6. Наявність маневрових технологій виробництва електричної енергії (Олександрівська ГЕС, Ташлицька ГАЕС).<br>7. Високий рівень самозабезпечення обладнанням і послугами підрозділів.   |   |
| Зовнішні | Можливості:<br>1. Збільшення попиту на електричну енергію та обсягів виробництва електричної енергії і надання послуг/резервів (за умови завершення низки проєктів).<br>2. Кредитування інвестпроєктів на пільгових умовах.<br>3. Пом'якшення або скасування зобов'язань за ПСО.<br>4. Використання вітчизняних викопних ресурсів для виробництва ядерного палива.<br>5. Оптимізація ремонтних і паливних кампаній (позитивно впливає на обсяги виробництва).<br>6. Збуту товарів і послуг на європейському ринку. | Загрози:<br>1. Зменшення обсягів виробництва через скорочення попиту та посилення конкуренції з боку виробників із ВДЕ.<br>2. Залежність підприємства рішень від профільного міністерства та/або НКРЕКП, що може призвести до більш жорстких зобов'язань за ПСО, може призвести до зростання дефіциту обігових коштів і зростання дебіторської заборгованості, а також погіршити виконання інвестпроєктів.<br>3. Погіршення кліматичних чинників (маловоддя, відсутність опадів тощо).<br>4. Нemoжливість продовження строків експлуатації атомних енергоблоків АЕС (понад проєктні). |

Джерело: складено на основі власних досліджень та [217 – 219]

## 2) ПрАТ «НЕК «Укренерго».

ПрАТ «НЕК «Укренерго» є монопольним підприємством у державній власності, що спеціалізується на передачі електричної енергії й згідно з проведеною процедурою анбандлінгу не володіє та не експлуатує енергетичні об'єкти, котрі виробляються електричну енергію, а тому діяльність підприємства не супроводжується генеруванням парникових газів [214]. Метою діяльності цього підприємства, серед іншого, є управління режимами роботи ОЕС України, забезпечення операційної безпеки ОЕС України в режимі реального часу, забезпечення функціонування ринку допоміжних послуг (включно з їхнім придбанням) і балансуючого ринку, дотримання

енергетичної безпеки України, управління паралельною роботою ОЕС України з енергетичними системами суміжних держав [221].

Про важливість функціонування та стратегічне значення підприємства зазначається у Переліку підприємств, які мають стратегічне значення для економіки та безпеки держави [222]. З цієї та інших причин підприємство має змогу отримувати кредитування під гарантії держави на пільгових умовах (зокрема, проєктів будівництва та модернізації міждержавних і магістральних ЛЕП і підстанцій з використанням коштів ЄБРР, МБРР, Європейського інвестиційного банку, *Kreditanstalt für Wiederaufbau*). Дані з таких джерел [64; 218; 95] та тривалі строки експлуатації наявних морально застарілих і зношених [95] об'єктів у розпорядженні підприємства свідчать про високий рівень операційної, експлуатаційної, енергетичної безпеки та високий коефіцієнт запасу міцності об'єктів таких об'єктів. Неодмінно, інтеграція в *ENTSO-E* слугуватиме чинником збільшення сальдо-перетоків електричної енергії з/в Україні, що вказує на можливість для підприємства збільшення обсягів передачі електричної енергії. Проте війна та дефіцити енергії та потужності цьому не приносять.

### *2.1) Аналіз фінансових показників роботи.*

Виходячи з даних, наведених на рис. 2.20, стає очевидним, що фінансовий результат ПрАТ «НЕК «Укренерго» корелює із виробничою собівартістю та дебіторською заборгованістю.

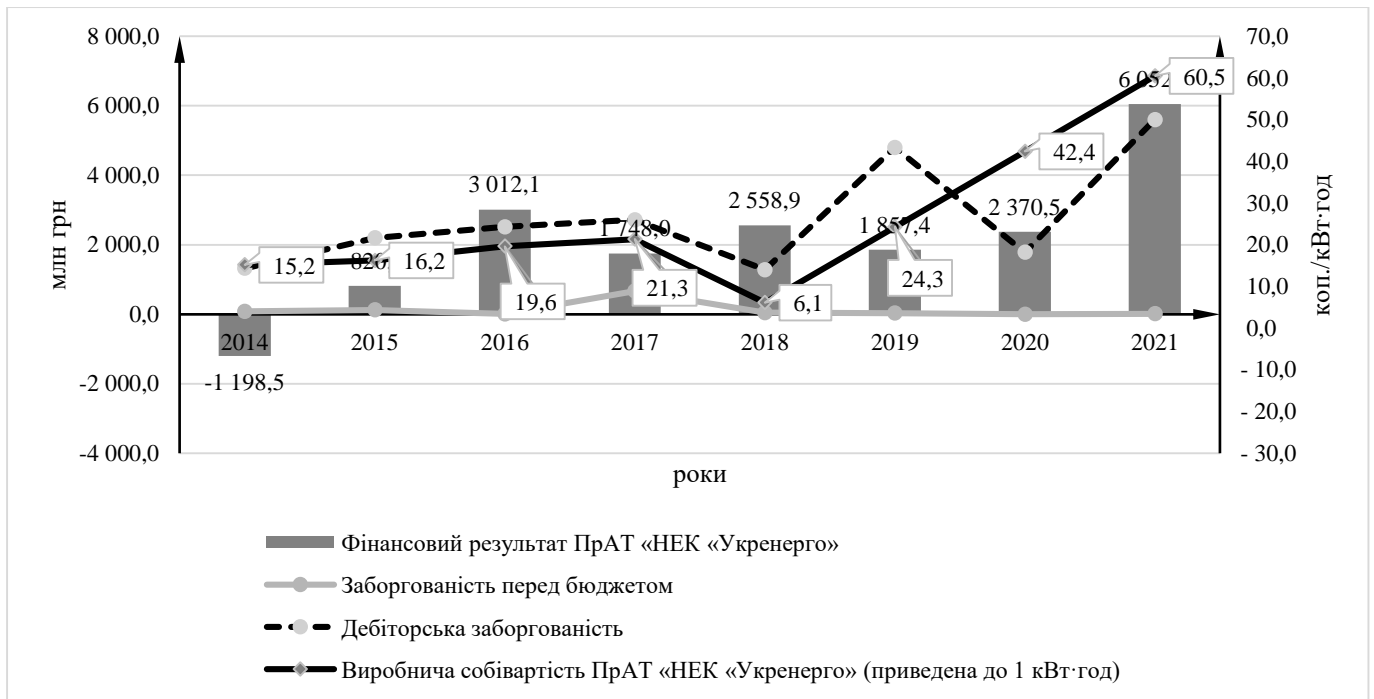


Рисунок 2.20 – Зіставлення виробничої собівартості  
ПрАТ «НЕК «Укренерго» та фінансового результату підприємства  
*Джерело: складено на основі [223]*

Окрім вище наведених зовнішніх чинників, вочевидь, на успішність функціонування підприємства має низка й інших, серед яких неабияке значення відіграє складність зовнішніх взаємозв'язків під час провадження основної діяльності підприємства, його зарегульованість і низка інституційних обмежень (рис. 2.21).



Рисунок 2.21 – Інституційні обмеження ПрАТ «НЕК «Укренерго» під час провадження основної виробничої діяльності

*Джерело: складено на основі [223]*

## 2.2) Аналіз рентабельності активів (ROA) та власного капіталу (ROE).

Результати розрахунків (з використанням формул розрахунку показників ROA, ROE та чистого грошового потоку операційної діяльності) наведені у табл. 2.16.

Таблиця 2.16 – Показники рентабельності активів і власного капіталу ПрАТ «НЕК «Укренерго»

| Рік  | ROA   | ROE   | Чистий грошовий потік від операційної діяльності, тис. грн | Коментар           |
|------|-------|-------|--|--------------------|
| 2014 | –     | –     | 921 501  | зафіксовано збиток |
| 2015 | 0,041 | 0,128 | 3 077 620  | –                  |
| 2016 | 0,121 | 0,370 | 4 362 465  | –                  |
| 2017 | 0,066 | 0,207 | 5 724 175  | –                  |
| 2018 | 0,090 | 0,241 | 3 528 258  | –                  |
| 2019 | 0,029 | 0,050 | 4 544 141  | –                  |
| 2020 | –     | –     | 3 330 787  | зафіксовано збиток |
| 2021 | 0,002 | 0,016 | -13 271 273  | –                  |

*Джерело: складено на основі [223]*



Аналізуючи результати розрахунків табл. 2.16, стверджуємо те, що характер динаміки показників *ROA* та *ROE* змінний, чому передують зміни середовища функціонування підприємства. Однак, резерв для покращення рівня рентабельності активів і рентабельності власного капіталу все ж є. Так, фінансовий результат від основної діяльності повинен покривати собівартість виробництва продукції та формувати прибуток, достатній для нормального функціонування підприємства. Для ПрАТ «НЕК «Укренерго» (як і у випадку з ДП «НАЕК «Енергоатом») рівень даних показників більшою мірою залежить від встановлених НКРЕКП тарифів на передачу електричної енергії та диспетчеризацію, котрі, у свою чергу, мають забезпечувати покриття всіх операційних і капітальних витрат (у тому числі інвестиційних).

### 2.3) Аналіз показників ділової активності.

Результати розрахунків наведені у табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Показники ділової активності ПрАТ «НЕК «Укренерго»

| Рік  | Оборотність дебіторської заборгованості | Оборотність кредиторської заборгованості | Оборотність запасів | Грошовий цикл |
|------|---|--|---------------------|---------------|
| 2014 | 173,0                                   | 121,0                                    | 32,0                | 84,1          |
| 2015 | 118,2                                   | 103,9                                    | 43,9                | 58,2          |
| 2016 | 119,9                                   | 102,7                                    | 46,2                | 63,4          |
| 2017 | 115,5                                   | 87,7                                     | 45,9                | 73,8          |
| 2018 | 121,7                                   | 98,4                                     | 43,9                | 67,2          |
| 2019 | 42,1                                    | 59,0                                     | 6,7                 | -10,2         |
| 2020 | 49,1                                    | 172,1                                    | 1,7                 | -121,2        |
| 2021 | 79,8                                    | 194,8                                    | 2,0                 | -113,0        |

*Джерело: складено на основі [223]*

За означений період підприємство залучало кредитні кошти шляхом укладання угод субкредитування (так, уряд України надавав державну гарантію) між Міністерством фінансів України та МФО (зокрема, ЄБРР, МБРР, Європейський інвестиційний банк, *Kreditanstalt für Wiederaufbau*). Загальна сума кредитів становила 15,270 млрд грн (без урахування «зелених» облігацій сталого розвитку у листопаді 2021 року).

На фоні загального покращення показників ділової активності (табл. 2.17), основні резерви їх подальшого покращення є загалом такими ж, що й для ДП «НАЕК «Енергоатом».

Результати аналізу виробничої собівартості за основними статтями наведено у табл. 2.18.

Таблиця 2.18 – Структура собівартості виробництва основної продукції  
ПрАТ «НЕК «Укренерго»

| Статті виробничої собівартості   | Відсоток у загальній структурі, % |      |      |      |      |      |      |      |
|--|-----------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
|  | 2014                              | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Послуги виробничого характеру, сировина та допоміжні матеріали                                 | –                                 | 10,5 | 9,5  | 8,6  | 8,9  | 50,9 | 0,4  | 0,4  |
| Паливо зі сторони  | –                                 | 2,6  | 2,0  | 2,0  | 2,1  | 0,4  |      |      |
| Енергія  | –                                 | 1,6  | 1,4  | 1,6  | 1,7  | 23,5 | -    | -    |
| Закупівля послуг із забезпечення збільшення частки виробництва електричної енергії з ВДЕ (ПСО) | –                                 | –    | –    | –    | –    | –    | 46,9 | 46,8 |
| Закупівля електричної енергії на балансуєчому ринку  | –                                 | –    | –    | –    | –    | –    | 36,7 | 22,6 |
| Закупівля допоміжних послуг  | –                                 | –    | –    | –    | –    | –    | 3,3  | 9,6  |
| Розрахунки за електричну енергію для компенсації технологічних витрат                          | –                                 | –    | –    | –    | –    | –    | 4,9  | 8,9  |
| Закупівля послуг для зменшення навантаження на ВДЕ   | –                                 | –    | –    | –    | –    | –    | –    | 1,7  |
| Витрати на оплату праці  | –                                 | 38,1 | 36,8 | 39,5 | 45,0 | 11,2 | 2,6  | 3,5  |
| Нарахування на заробітну плату   | –                                 | 14,1 | 14,2 | 8,7  | 9,9  | 2,5  | 0,6  | 0,7  |
| Амортизація  | –                                 | 28,8 | 32,4 | 35,8 | 27,6 | 7,1  | 4,4  | 5,2  |
| Інші витрати   | –                                 | 4,4  | 3,7  | 3,9  | 4,9  | 4,3  | 0,4  | 0,7  |

*Джерело: складено на основі [223]*

Варто зауважити, що у зв'язку зі зміною моделі ринку до статей виробничої собівартості включаються нові статті, такі як «Закупівля послуг із забезпечення збільшення частки виробництва електроенергії з альтернативних джерел», «Закупівля електричної енергії на балансуєчому ринку», «Закупівля допоміжних послуг (резерв підтримки, відновлення частоти та заміщення)», «Закупівля послуг для зменшення навантаження на ВДЕ з підтримкою», який за старої моделі ринку не було.

2.4) Оцінювання становища ПрАТ «НЕК «Укренерго» в електроенергетиці на основі аналізу п'яти сил Портера.

Результати оцінювання становища ПрАТ «НЕК «Укренерго» в електроенергетиці (на ринку) на основі аналізу п'яти сил Портера наведено на рис. 2.22.



Рисунок 2.22 – Графічне представлення п'яти сил

ПрАТ «НЕК «Укренерго» за Портером

Джерело: складено на основі власних досліджень

Таблиця 2.19 – Зведені результати оцінювання становища

ПрАТ «НЕК «Укренерго» в електроенергетиці на основі аналізу п'яти сил Портера

| Параметр                                    | Значення        | Опис   |
|---|-----------------|--|
| Загрози з боку товарів заміників            | —               | Пропозиція підприємства на ринку є унікальною (на ринку немає товарів-аналогів).   |
| Загрози від внутрішньогалузевих конкурентів | —               | Ринок підприємства є перспективним. Є обмеження у підвищенні цін на електричну енергію.  |
| Загрози з боку потенційних конкурентів      | —               | Підприємство займає монополістичне становище та являється єдиним в Україні підприємством, що надає відповідні послуги з передачі електричної енергії та диспетчеризації. |
| Загрози втрати покупців                     | —               | Підприємство займає монополістичне становище та являється єдиним в Україні підприємством, що надає відповідні послуги з передачі електричної енергії та диспетчеризації. |
| Загрози нестабільності постачальників       | Середній рівень | Такі загрози мають місце.  |

Джерело: складено на основі власних досліджень

Для простоти порівняння з іншими досліджуваними підприємствами, у табл. 2.19 наведені узагальнені результати оцінювання становища ПрАТ «НЕК «Укренерго» у галузі (на ринку).

Напрямок робіт з мінімізації виявлених загроз:

- будівництво та модернізація мережевого господарства, підвищення рівня безпеки постачання електричної енергії;
- диверсифікації постачання;
- здійснення політики щодо впровадження економічно обґрунтованих тарифів;
- реалізація інвестпроектів з підвищення рівня ефективності діяльності підприємства, а також розширення сфери діяльності за межами України з відповідним збільшення обсягів відпуску товарної продукції;
- розвиток напряму самозабезпечення обладнанням і послугами підрозділів, зокрема за рахунок розвитку власної замкнутої інноваційної екосистеми.

Результати, наведені у табл. 2.23, будуть використані для подальшого *SWOT*-аналізу.

### 2.5) *SWOT*-аналіз.

Систематизовано та розділено за категоріями визначені чинники внутрішнього та зовнішнього середовища ПрАТ «НЕК «Укренерго» (табл. 2.20).

Таблиця 2.20 – Результати *SWOT*-аналізу ПрАТ «НЕК «Укренерго»

| Чинники   | Позитивні  | Негативні   |
|-----------|--|---|
| 1         | 2  | 3   |
| Внутрішні | <p>Сильні сторони:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Монопольне становище на ринку.</li> <li>2. Високий рівень операційної, експлуатаційної та енергетичної безпеки та високий коефіцієнт запасу міцності об'єктів вітчизняної енергетики.</li> <li>3. Підтримання уряду (надання державних гарантій під кредити).</li> <li>4. Виробництво товарів і надання послуг не супроводжуються викидами парникових газів.</li> </ol> | <p>Слабкі сторони:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Моральна та фізична застарілість обладнання.</li> <li>2. Імпортозалежність від комплектуючих і палива.</li> <li>3. Залежність від природних чинників.</li> <li>4. Недостатня рівень маневрових технологій виробництва електричної енергії на ринку і в енергетичній системі.</li> <li>5. Наявність заборгованості за вироблені товари і надані послуги,</li> </ol> |

| 1        | 2   | 3   |
|----------|---|---|
|          | 5. Ефективна співпраця з міжнародними організаціями та установами.<br>6. Стратегічне значення.  | що призводить до зростання кредиторської заборгованості.<br>6. Низький рівень самозабезпечення обладнанням і послугами.   |
| Зовнішні | Можливості:<br>1. Збільшення обсягів попиту і пропозиції (відповідно, передачі) на електричну енергію.<br>2. Можливість кредитування інвестпроектів на пільгових умовах.<br>3. Пом'якшення або скасування зобов'язань за ПСО.<br>4. Перехід до нової стимулюючої системи тарифоутворення.<br>5. Розвиток допоміжних послуг.<br>6. Збільшення обсягів збуту товарів і послуг вітчизняних підприємств електроенергетики на європейському ринку електричної енергії. | Загрози:<br>1. Зменшення обсягів виробництва через скорочення попиту та посилення конкуренції з боку виробників із ВДЕ.<br>2. Залежність підприємства рішень від профільного міністерства та/або НКРЕКП, що може призвести до більш жорстких зобов'язань за ПСО, може призвести до зростання дефіциту обігових коштів і зростання дебіторської заборгованості, а також погіршити виконання інвестпроектів.<br>3. Посилення залежності від кліматичних чинників (аномально низькі та високі температури тощо).<br>4. Поява дефіциту пропозиції (відповідно енергії, резервів). |

Джерело: складено на основі власних досліджень та [64; 218; 95]

### 3) ПрАТ «Укргідроенерго».

#### 3.1) Аналіз фінансових показників роботи.

ПрАТ «Укргідроенерго» є виробничо-комерційним підприємством [224] (у власності держави), основним видом економічної діяльності якого є виробництво та продаж електричної (разом із її зберіганням) енергії, що не супроводжується генеруванням парникових газів [214], адже для цього у більшості використовуються гідроресурси. Таке підприємство експлуатує сім ГЕС (маневрові об'єкти виробництва енергії) і одну ГАЕС (умовно маневрові об'єкти виробництва/зберігання енергії) [225]. Всі такі об'єкти виробництва електричної енергії до синхронізації з *ENTSO-E* у 2022 році входили до торгової зони ОЕС України, а тому продукція ПрАТ «Укргідроенерго» не мала технічної можливості потрапити на європейські ринки. Оскільки підприємство, як і решта аналізованих, перебуває у державній

власності і створено на виконання наказу Мінпаливенерго від 31 грудня 2003 р., тому таке підприємство має підтримку уряду, а його галузеве значення є досить вагомими (частка забезпечення потреб споживачів в Україні в електричній енергії є суттєвою з перспективою її збільшена принаймні за рахунок розширення кола збуту). Саме завдяки стратегічному значенню підприємства та підтримці уряду ПрАТ «Укргідроенерго» має можливість фінансування низки проєктів на умовах пільгового кредитування, отриманого під державні гарантії.

Дані з таких джерел [226; 218] і тривалі строки експлуатації наявних енергетичних об'єктів у розпорядженні підприємства (наприклад, перший гідроагрегат ДніпроГЕС ПрАТ «Укргідроенерго» введений в експлуатацію у 1932 році експлуатується до тепер) свідчать про високий рівень операційної, експлуатаційної, енергетичної безпеки та високий коефіцієнт запасу міцності об'єктів вітчизняної енергетики.

Виходячи з даних, наведених на рис. 2.23, стає очевидним, що на формування фінансового результату ПрАТ «Укргідроенерго» достатньою мірою впливають виробнича собівартість (за відносно постійних обсягів реалізації товарної продукції), дебіторська заборгованість і заборгованість перед бюджетами всіх рівнів.

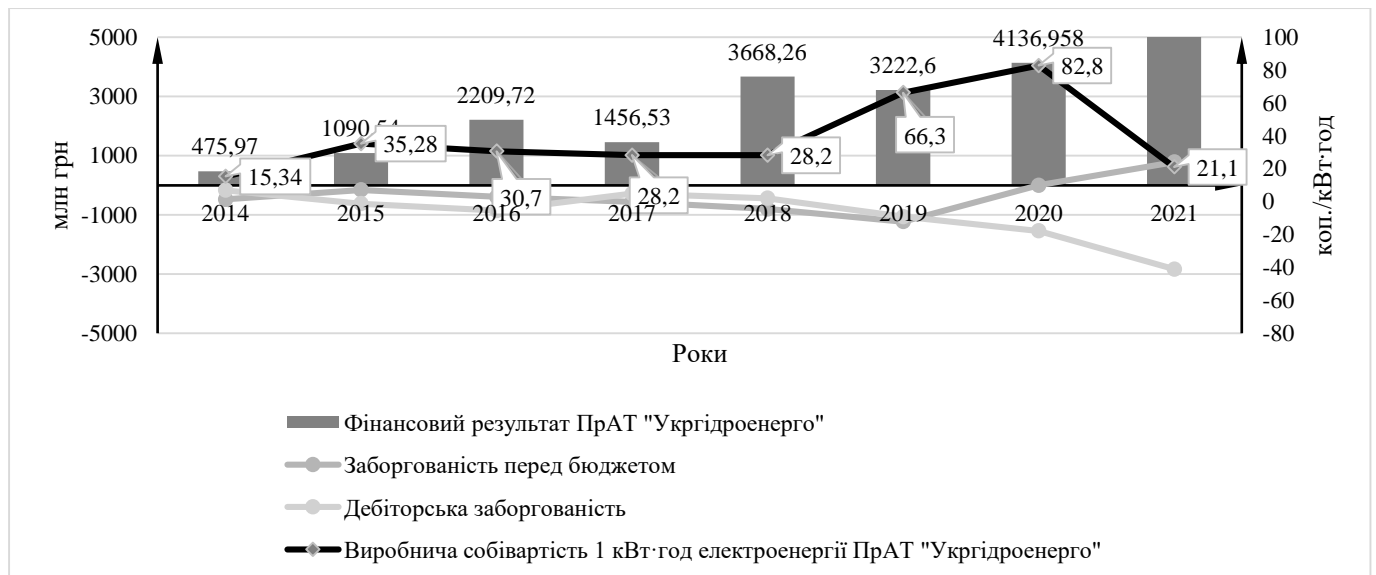


Рисунок 2.23 – Зіставлення виробничої собівартості

ПрАТ «Укргідроенерго» та фінансового результату підприємства

*Джерело: складено на основі [227]*

У свою чергу, вплив податкових зобов'язань хоч і є суттєвим з точки зору ефективності функціонування підприємства, однак відіграє не найбільшу роль на формування прибутку.

### 3.2) Аналіз рентабельності активів (*ROA*) і власного капіталу (*ROE*).

Результати розрахунків наведені у табл. 2.21.

Таблиця 2.21 – Показники рентабельності активів і власного капіталу  
ПрАТ «Укргідроенерго»

| Рік  | <i>ROA</i> | <i>ROE</i> | Чистий грошовий потік від операційної діяльності, тис. грн | Коментар |
|------|------------|------------|--|----------|
| 2014 | 0,022      | 0,028      | 2 285 732  | —        |
| 2015 | 0,047      | 0,060      | 2 679 177  | —        |
| 2016 | 0,088      | 0,111      | 3 260 485  | —        |
| 2017 | 0,055      | 0,071      | 3 362 408  | —        |
| 2018 | 0,122      | 0,154      | 4 986 178  | —        |
| 2019 | 0,096      | 0,125      | 3 606 542  | —        |
| 2020 | 0,104      | 0,143      | 6 985 020  | —        |
| 2021 | 0,228      | 0,288      | 10 131 713   | —        |

*Джерело: складено на основі [227]*

Аналізуючи результати розрахунків табл. 2.21, не складно помітити, що характер динаміки показників *ROA* та *ROE* є позитивним, серед причин чого є успішне підлаштування підприємства під зміни середовища його функціонування. Так навіть за тих є резерв для покращення рівня рентабельності активів і рентабельності власного капіталу. Так, фінансовий результат від основної діяльності ПрАТ «Укргідроенерго» (як і у випадку з ДП «НАЕК «Енергоатом» і ПрАТ «НЕК «Укренерго») залежить від встановленого тарифу на відпуск електричної енергії за ПСО.

### 3.3) Аналіз показників ділової активності.

Результати розрахунків наведені у табл. 2.22.

Таблиця 2.22 – Показники ділової активності ПрАТ «Укргідроенерго»

| Рік  | Оборотність дебіторської заборгованості | Оборотність кредиторської заборгованості | Оборотність запасів | Грошовий цикл |
|------|---|--|---------------------|---------------|
| 2014 | 98,3                                    | 36,1                                     | 31,6                | 93,8          |
| 2015 | 55,8                                    | 38,9                                     | 20,0                | 36,9          |
| 2016 | 61,3                                    | 39,5                                     | 16,4                | 38,2          |
| 2017 | 66,3                                    | 43,3                                     | 17,7                | 40,8          |
| 2018 | 47,4                                    | 46,4                                     | 18,0                | 19,0          |
| 2019 | 78,0                                    | 85,9                                     | 9,5                 | 1,7           |
| 2020 | 55,3                                    | 84,7                                     | 5,9                 | -23,4         |
| 2021 | 39,3                                    | 56,7                                     | 20,5                | 3,1           |

*Джерело: складено на основі [227]*

За означений період підприємство залучало кредитні кошти шляхом укладання угод субкредитування (так, уряд України надавав державну гарантію) між Міністерством енергетики України, Міністерством фінансів України та МФО (зокрема, ЄБРР, МБРР, Європейський інвестиційний банк). Загальна сума кредитів становила 5,4 млрд грн.

Доцільні заходи направлені на покращення фінансових показників, здебільшого такі, як і для ДП «НАЕК «Енергоатом» і ПрАТ «НЕК «Укренерго».

Результати аналізу виробничої собівартості за основними статтями наведено у табл. 2.23.

Таблиця 2.23 – Структура собівартості виробництва основної продукції ПрАТ «Укргідроенерго»

| Статті виробничої собівартості                                 | Частка у загальній структурі, % |      |      |      |      |      |      |      |
|--|---------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
|  | 2014                            | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Послуги виробничого характеру, Витрати на сировину і матеріали | 15,8                            | 6,2  | 8,5  | 10,7 | 13,1 | 1,1  | 1,2  | 1,4  |
| Витрати на оплату праці  | 13,1                            | 8,6  | 8,6  | 9,6  | 10,8 | 11,8 | 12,9 | 16,6 |
| Придбана електрична енергія                                    | —                               | —    | —    | —    | —    | 22,9 | 27,5 | 19,0 |
| Відрахування на соціальні заходи                               | 4,8                             | 3,1  | 1,9  | 2,1  | 2,3  | 2,5  | 2,8  | 3,6  |
| Амортизація  | 35,1                            | 25,8 | 30   | 26,6 | 22,8 | 18,0 | 15,7 | 19,0 |
| Інші витрати   | 31,3                            | 56,4 | 51,1 | 51   | 50,9 | 43,7 | 39,9 | 40,4 |

*Джерело: складено на основі [227]*



Дані табл. 2.23 будуть використані для подальшого *SWOT*-аналізу.

3.4) Оцінювання становища ПрАТ «Укргідроенерго» в електроенергетиці на основі аналізу п'яти сил Портера.

Результати оцінювання становища ПрАТ «Укргідроенерго» в електроенергетиці (на ринку) на основі аналізу п'яти сил Портера наведено на рис. 2.24.



Рисунок 2.24 – Графічне представлення п'яти сил

ПрАТ «Укргідроенерго» за Портером

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

Для простоти порівняння з іншими досліджуваними підприємствами, у табл. 2.24 наведені узагальнені результати оцінювання становища ПрАТ «Укргідроенерго» в електроенергетиці.

Таблиця 2.24 – Зведені результати оцінювання становища ПрАТ «Укргідроенерго» в електроенергетиці (на ринку) на основі аналізу п'яти сил Портера

| Параметр                                    | Значення        | Опис   |
|---|-----------------|--|
| 1   | 2               | 3  |
| Загрози з боку товарів заміників            | Середній рівень | Підприємство немає унікальної пропозиції на ринку (на ринку існують товари-аналоги).   |
| Загрози від внутрішньогалузевих конкурентів | Середній рівень | Ринок підприємства є перспективним. Складно порівнювати товарний портфель різних підприємств. Є обмеження у підвищенні ціни на електричну енергію. |

| 1                                      | 2               | 3  |
|--|-----------------|--|
| Загрози з боку потенційних конкурентів | Середній рівень | Низький рівень ризику появи на ринку прямих конкурентів. Нові підприємства з'являються все частіше, навіть попри наявність бар'єрів (у тому числі інвестиційних) на вході до ринку |
| Загрози втрати покупців                | Високий рівень  | За попередньої моделі загрози не існувало, за нової моделі - загроза існує (покупців на ринку більш ніж один).   |
| Загрози нестабільності постачальників  | —               | Існують загрози, викликані природними явищами.   |

Джерело: складено на основі [227]

Напрямок робіт з мінімізації виявлених загроз:

- продовження терміну експлуатації та підвищення рівня безпеки за рахунок проведення комплексу робіт з модернізації наявного обладнання;
- здійснення політики щодо впровадження економічно обґрунтованих тарифів, моніторингу розвитку конкурентів, розвитку напряму довгострокових договорів на постачання електричної енергії та врегулювання відносин щодо надання допоміжних послуг і послуг з балансування;
- реалізація інвестпроектів з підвищення рівня ефективності діяльності підприємства та розширення кола потенційних покупців за межами України;
- розвиток напряму самозабезпечення обладнанням і послугами підрозділів, зокрема за рахунок розвитку власної замкнутої інноваційної екосистеми.

### 3.5) SWOT-аналіз.

Систематизовано та розділено за категоріями визначені чинники внутрішнього та зовнішнього середовища ПрАТ «Укргідроенерго» (табл. 2.25).

Таблиця 2.25 – Результати SWOT-аналізу ПрАТ «Укргідроенерго»

|                   | Позитивні  | Негативні   |
|-------------------|--|---|
| 1                 | 2  | 3   |
| Внутрішні чинники | Сильні сторони:<br>1. Низька собівартість виробництва порівняно з іншими виробниками і порівняно значна частка | Слабкі сторони:<br>1. Моральна та фізична застарілість обладнання |

| 1                | 2   | 3  |
|------------------|---|--|
|                  | <p>продукції підприємства на ринку електричної енергії (понад 20 %).</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>2. Високий рівень експлуатаційної безпеки і високий коефіцієнт запасу міцності об'єктів вітчизняної енергетики.</li> <li>3. Підтримання уряду (надання державних гарантій під кредити).</li> <li>4. Виробництво товарів і надання послуг не супроводжуються викидами парникових газів.</li> <li>5. Ефективна співпраця з міжнародними (у тому числі фінансовими) організаціями та установами.</li> <li>6. Більшість технологій виробництва електричної енергії є маневровими.</li> <li>7. Високий рівень самозабезпечення обладнанням і послугами підрозділів.</li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>2. Імпортозалежність від комплектуючих і палива.</li> <li>3. Залежність від природних чинників.</li> <li>4. Незначна частина маневрових технологій виробництва електричної енергії на підприємстві (низка потужностей ГЕС працює у базовому режимі, а ГЕАС неманеврові).</li> <li>5. Наявність заборгованості за вироблені товари і надані послуги, що призводить до зростання кредиторської заборгованості.</li> </ol>   |
| Зовнішні чинники | <p>Можливості:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Збільшення попиту на електричну енергію та обсягів виробництва електричної енергії і надання послуг/резервів (за умови збільшення пропускної спроможності ЛЕП до ГАЕС, підняття рівня водосховищ, будівництва низки нових об'єктів гідроенергетики, заміні наявних потужностей на маневрові).</li> <li>2. Можливість кредитування інвестпроектів на пільгових умовах.</li> <li>3. Пом'якшення або скасування зобов'язань за ПСО.</li> <li>4. Збуту власних товарів послуг на європейському ринку електричної енергії.</li> </ol>   | <p>Загрози:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Зменшення обсягів виробництва через скорочення попиту та посилення конкуренції з боку виробників із ВДЕ.</li> <li>2. Залежність підприємства рішень від профільного міністерства та/або НКРЕКП, що може призвести до більш жорстких зобов'язань за ПСО, може призвести до зростання дефіциту обігових коштів і зростання дебіторської заборгованості, а також погіршити виконання інвестпроектів.</li> <li>3. Погіршення кліматичних чинників (маловоддя, відсутність опадів тощо).</li> </ol> |

Джерело: складено на основі власних досліджень та [226; 218]

Результати *SWOT*-аналізу досліджуваних підприємств відповідно до логічно-структурної схема визначення та оцінювання трансформації підприємств, будуть використані у розділі 3 в якості початкових умов моделювання функціонування підприємств, а також умов їхнього подальшого розвитку у перспективі (включно з обмеженнями).

Результати такого аналізу вказують на те, що досліджувані підприємства електроенергетики характеризуються різними як сильними, так і слабкими сторонами, а також різними можливостями та загрозами. Однак, попри наявність певних особливостей у функціонуванні підприємств, специфіки їх товарної продукції (послуг) і ринкового становища, можна виділити кілька спільних рис, а саме: потенціал до збільшення виробництва та, відповідно, прибутковості через експансію європейського ринку електричної енергії, високий рівень енергетичної, екологічної та експлуатаційної безпеки, підтримка Уряду, низький вплив на навколишнє середовище (виробництво товарів і надання послуг не супроводжуються викидами парникових газів). З іншого боку, результати такого аналізу вказують і на резерви покращення прибутковості (шляхом мінімізації слабких сторін і уникнення можливих загроз), серед яких, перш за все, слід виокремити фізичну та моральну зношеність обладнання, значний рівень залежності від регуляторної політики, збільшення дебіторської заборгованості тощо, що загалом і формує передумови доцільності трансформації таких підприємств.

## ***Висновки до розділу 2***

1. Ретроспективний системно-структурний аналіз процесів розвитку електроенергетики надав змогу дійти висновку про те, що у більшості розвинених країн електроенергетика та її основні елементи (підприємства) зазнають перманентних трансформацій, що супроводжувалося: розділенням великих вертикально-інтегрованих підприємств, впровадженням конкуренції, зміною моделі структуризації галузі і ринку, зниженням цін на ринку електричної енергії, залученням інвестицій, диверсифікацією джерел постачання енергії тощо. У

результаті такого аналізу виокремлено 4 основні моделі структуризації галузі та ринку. Для кожної з моделей здійснено порівняльний аналіз позитивних і негативних рис.

2. Визначено, що успішність трансформації підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції значно залежить від інституційного середовища, яке за результатами аналізу можна охарактеризувати, як таке, що має чітко виражену позитивну динаміку. Відзначено, що змістовність трансформацій визначено законодавчо і більшість основних документів ЄС, що регулюють діяльність в енергетиці, вже імплементовано в Україні. На основі результатів аналізу законодавчої бази України та ЄС визначено належність структуризації галузі та ринку до найбільш конкурентної моделі (є найпоширенішою серед країн ЄС), за якою закріплено монопольне право діяльності у сфері передачі електричної енергії, а також передбачено функціонування сегментів ринку, на яких поряд із торгівлею електричної енергією, передбачено і торгівля допоміжними послугами (потужностями, резервами), що є потенційним джерелом доходів для підприємств. Водночас, результати аналізу надали можливість дійти висновку про те, що успішній трансформації підприємств електроенергетики перешкоджає таке: функціонування одного неконкурентного сегменту ринку поряд з традиційними конкурентними сегментами, який демонструє стрімку динаміку розвитку (учасниками якого є виробники з ВДЕ, що реалізують електричну енергію не за ринковими правилами); переобтяженість низки підприємств виконанням ПСО (зокрема, ДП «НАЕК «Енергоатом» і ПрАТ «Укргідроенерго») та компенсацією різниці між ринковими цінами та «зеленим» тарифом, наявність цінових обмежень на конкурентних сегментах ринку тощо.

3. У ході аналізу встановлено, що наразі серед низки підприємств електроенергетики найбільших змін у зв'язку з плином євроінтеграційних процесів в Україні зазнають великі державні підприємства – ДП «НАЕК «Енергоатом», ПрАТ «НЕК «Укренерго» та ПрАТ «Укргідроенерго», адже, окрім зміни моделі ринку електричної та зміни підходу до ціноутворення, передбачається для них і проходження процедури анбандлінгу. На основі результатів аналізу низки показників

і *SWOT*-аналізу встановлено (а також охарактеризовано початковий стан підприємств для моделювання їх перспективного розвитку), що перспективи розвитку досліджуваних підприємств характеризуються різними як сильними, так і слабкими сторонами, а також різними загрозами та можливостями. Однак, попри наявність особливостей функціонування підприємств, специфіки їх товарної продукції (послуг) і ринкового становища, всі досліджувані підприємства характеризуються високим рівнем енергетичної, екологічної та експлуатаційної безпеки, підтримкою Уряду, низьким впливом на навколишнє середовище (виробництво товарів і надання послуг не супроводжуються викидами парникових газів), та, головне, потенціалом до збільшення обсягів виробництва і прибутковості, зокрема через експансію європейського ринку електричної енергії.

Основні наукові результати розділу опубліковані в роботах [228 – 230].

### РОЗДІЛ 3

## ОБГРУНТУВАННЯ ЦІЛЕЙ ТРАНСФОРМАЦІЇ ПІДПРИЄМСТВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ В УМОВАХ ЄВРОІНТЕГРАЦІЇ

### 3.1 Прогнозування попиту на товари і послуги підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції

Будь-які перспективи розвитку та функціонування підприємства мають спиратися на результатах оцінювання попиту на основну його продукцію. З огляду на те, що прогноз обсягів споживання електричної енергії має базуватися на довгострокових прогнозах розвитку економіки, останніх, в умовах постійних політичних змін, взятого євроінтеграційного курсу, відсутності довгострокової стратегії розвитку національного господарства, немає (максимальний горизонт прогнозування розвитку економіки країни наразі не перевищує 3, подекуди 5 років).

Прогнози розвитку економіки мають враховувати прогнозні потреби в електроенергетиці, оскільки, з одного боку, купівельна спроможність визначає обсяги попиту та пропозиції електричної енергії в країні, а з іншого – впровадження нових технологій підприємствами електроенергетики, підтримання енергетичної безпеки країни на належному рівні, виконання національних планів суттєво збільшує державні видатки [231]. Тому, прогнозування обсягів попиту має враховувати зміни у структурі попиту, кривих попиту, цінові ефекти (включаючи еластичність), кон'юнктуру ринків, розвиток і вплив енергозберігаючих та енергоефективних технологій (у сфері виробництва та кінцевого споживання енергії), зміну споживчої поведінки окремих груп споживачів, динаміку міжгалузевого балансу, загальнонаціональні пріоритети тощо.

Такі прогнози мають спиратися на результати дослідження тенденцій розвитку попиту, які мали місце у попередні періоди, і з урахуванням тих чинників, які у майбутньому можуть ці тенденції змінити (зокрема зміни клімату). Додатково має бути врахована і зміна структури попиту основними групами споживачів (результати

дослідження тенденцій споживання основними групами споживачів представлені в Додатку К).

З огляду на наявність низки чинників, що мають вплив як на обсяги, так і на структуру попиту, автором запропоновано використовувати комбінацію методів, побідно тому, що запропоновано І. Сотник та іншим [232], прогнозування на основі прогнозних міжгалузевих балансів і нейронних мереж, а саме: міжгалузевого балансу Міністерства економіки України (з використанням коефіцієнта парної кореляції за попередні періоди) та математичної моделі на базі методів машинного навчання з використанням напівкеруваної рекурентної нейронної мережі п'ятишарового персептрона (рис. 3.1).

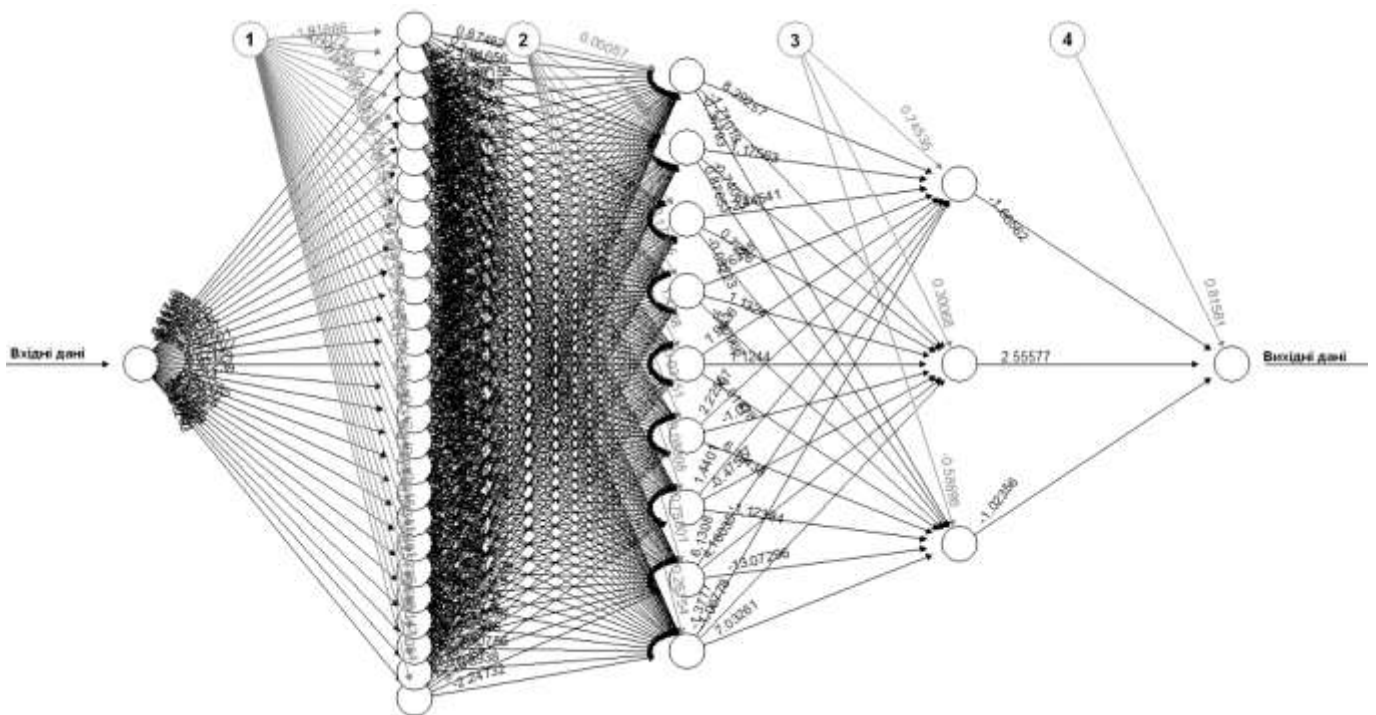


Рисунок 3.1 – Математична модель на базі методів машинного навчання з використанням напівкеруваної рекурентної нейронної мережі п'ятишарового персептрона

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

На рис. 3.1 шари № 2 – 5 відповідають за керуваність моделі шляхом підключення даних у шарах № 1, 2, 3 щодо зміни прогнозних показників міжгалузевого балансу. Варто наголосити на тому, запропонований метод прогнозування обсягів споживання враховує тісноту взаємозв'язку (через коефіцієнти



кореляції) між динамікою ВВП і динамікою попиту на електричну енергію як у цілому, так і за окремими групами споживачів. Серед іншого, прогнози обсягів попиту спираються на припущенні, що електрична енергія в Україні є дешевшою, аніж в країнах ЄС (результати аналізу цін на електричну енергію за країнами та за категоріями наведено у Додатку Л).

Значний вплив на обсяги попиту також має і ставка тарифу на електричну енергію, що має обов'язково враховуватися при здійсненні прогнозування обсягів попиту. Однак, «Енергетична стратегія України на період до 2035 року» [37] не містить інформації щодо цінової еластичності на електричну енергію з боку різних груп споживачів. Це є ще одним свідченням високого рівня неточності та необґрунтованості наведених у Енергетичній стратегії прогнозів обсягів попиту на електричну енергію, особливо з огляду на заплановані суттєві зміни у принципах тарифо- і ціноутворення.

Наведені нижче розрахунки надають можливість дійти висновку про те, що представлений в «Енергетичній стратегії на період до 2035 року» прогноз обсягів виробництва є доволі умовним, зважаючи на суттєві коливання обсягів внутрішнього попиту на електричної енергії впродовж періоду 2013 – 2022 рр. у межах 108-147 млрд кВт·год (рис. 3.2).

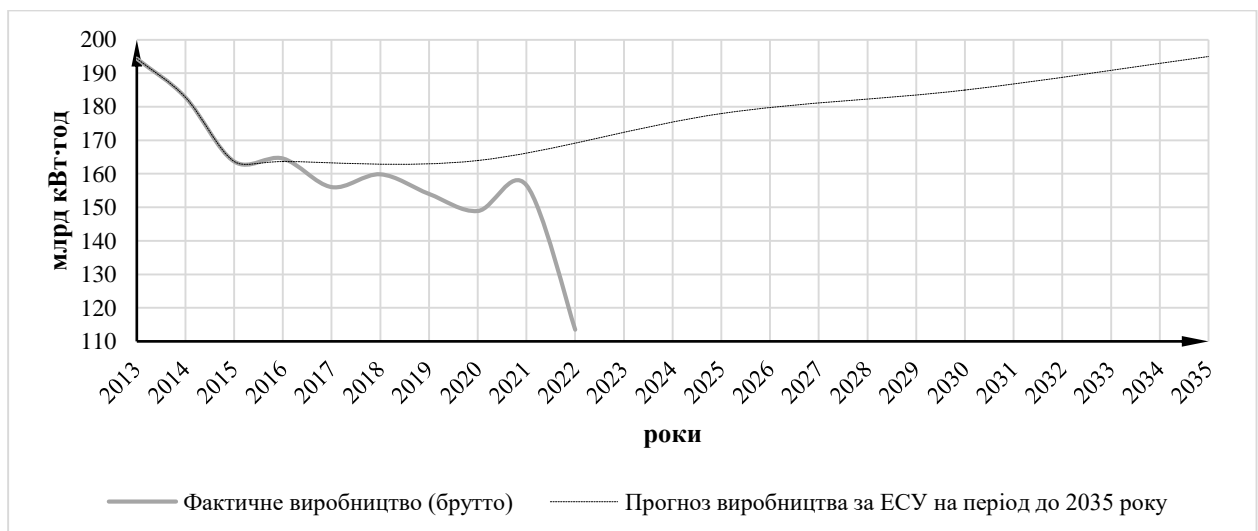


Рисунок 3.2 – Зіставлення прогнозних показників виробництва електричної енергії Енергетичної стратегії України на період до 2035 року та фактичних показників

*Джерело: складено на основі власних досліджень та [37]*

Функціонування підприємств електроенергетики передбачає можливості забезпечення як внутрішнього, так і зовнішнього попиту (тобто експорту у напрямку країн ЄС) на електричну енергію [150], а з іншого боку таким підприємства доводиться конкурувати з європейськими підприємствами-імпортерами. З огляду на такі можливості імпорту/експорту, одним із ключових завдань ПрАТ «НЕК «Укренерго» є організація роботи міждержавних перетинів у достатніх обсягах і подальша синхронізація ОЕС України з *ENTSO-E*. Таким чином, величина потужності міждержавних перетинів має суттєвий вплив на обсяги виробництва вітчизняними підприємства-виробниками.

Вочевидь (з урахуванням витрат на передачу магістральними та міждержавними мережами) суттєву цінову перевагу на європейському ринку може мати виключно електрична енергія, що характеризується низькою собівартістю виробництва (наприклад, вироблена на АЕС і ГЕС). Зважаючи на невисокий рівень використання встановленої потужності низки вітчизняних електростанцій та на сучасні умови роботи енергетичної системи України, виявляється, що наявні потужності електростанцій є надмірними для задоволення внутрішнього попиту. А з урахуванням того, що ціни на електричну енергію в країнах ЄС є загалом вищими ніж в Україні, може сформуватися помилкове твердження, що низка вітчизняних енергогенеруючих (перш за все, ДП «НАЕК «Енергоатом») підприємств має значний експортний потенціал. Проте, як показали результати моделювання, в умовах зростання потужностей на ВДЕ у країнах ЄС [233; 234] зростає потреба у маневрових потужностях (чим не є вітчизняна атомна енергетика) і навпаки, у базових потужностях. Окрім того, з насиченням зовнішніх ринків електричною енергією, виробленої з відновлюваних джерел енергії, яка наразі за ціною є найбільш конкурентоспроможною у країнах ЄС (у деякі періоди торгується за негативною ціною, як це показано на рис. 2.9), тому експортний потенціал слід вважати переоціненим. Звідси слідує, що прогнозування обсягів виробництва та/або споживання електричної енергії в Україні має базуватися на результатах

модельовання роботи усіх підприємств електроенергетики на ринках електричної енергії суміжних країн та України.

Вище наведені чинники становлять лише незначну частину від тих, що мають суттєвий вплив на обсяги попиту. Як вдалося виявити авторіві на основі результатів аналізу з використанням системного підходу та математичної моделі на базі методів машинного навчання до переліку вагомих чинників слід віднести також складові міжгалузевого та енергетичного балансів країни.

Результати прогнозування обсягів попиту на електричну енергію в Україні з використанням наведеної вище математичної моделі представлені на рис. 3.3.

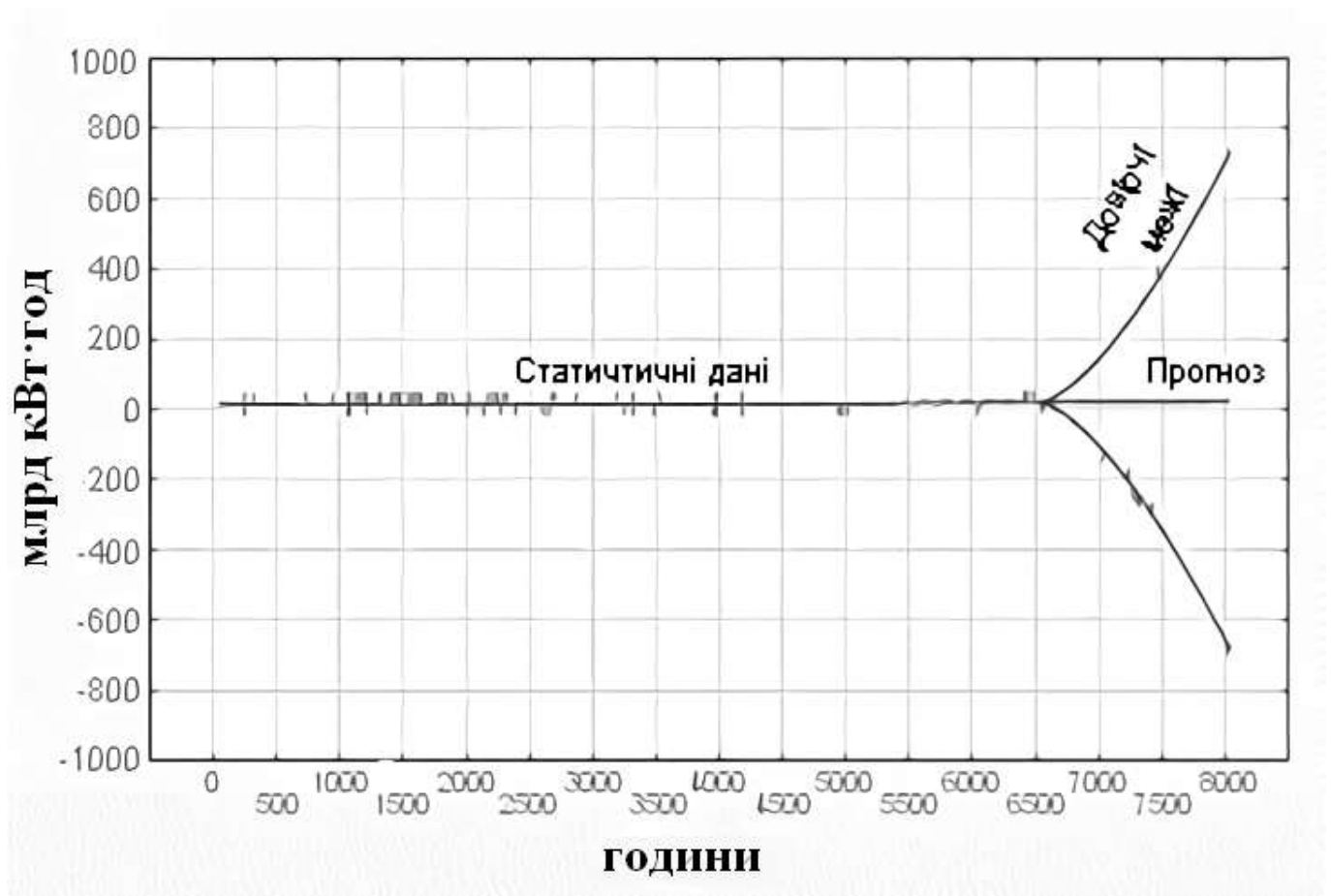


Рисунок 3.3 – Результати прогнозування обсягів попиту на електричну енергію в Україні у погодинному зрізі

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

Результати тестування прогнозних обсягів попиту та ретроспективних даних на прикладі 2021 року наведені на рис. 3.4.

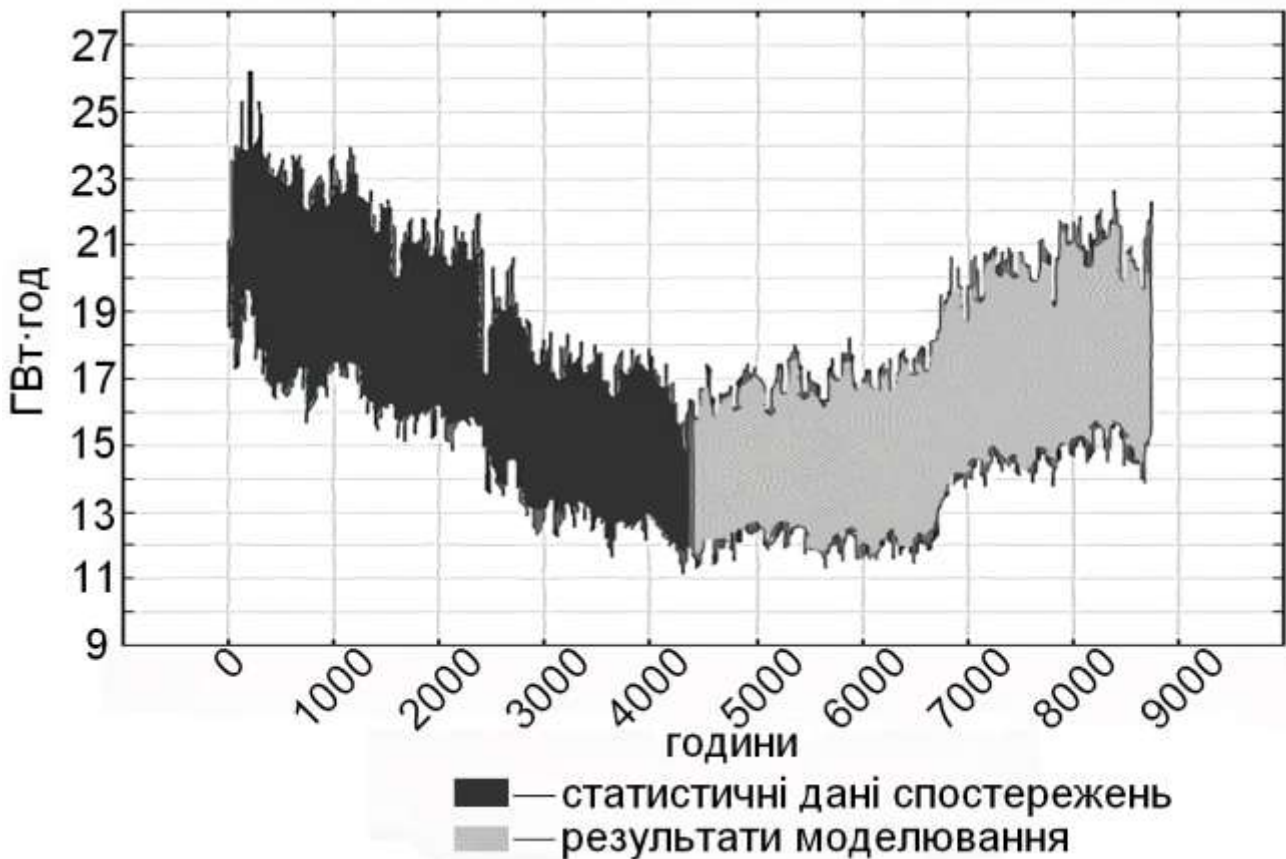


Рисунок 3.4 – Результати тестування результатів прогнозування і ретроспективних даних графіків споживання електричної енергії в Україні

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

Результати наведені вище на рис. 3.3 – рис. 3.4 вказують на високу точність результатів й надають можливість дійти висновку про придатність запропонованої моделі з метою прогнозування обсягів і кривих попиту на електричну енергію в Україні.

Вагомий вплив на обсяги попиту має політика уряду [235], особливо при прогнозуванні у довгостроковій перспективі. Так, найбільш імовірними, з огляду на наявність проблем у вітчизняних електроенергетиці та економіці, політиці й з урахуванням розвитку технологій є такі:

- кліматичні чинники;
- розвиток оборонної промисловості та АПК (агропромислового комплексу);
- розвиток електрифікованого транспорту;
- розвиток інформаційних технологій;

- зростання рівня добробуту населення;
- розвиток сфери послуг;
- реалізація інфраструктурних проєктів;
- впровадження сучасних систем виробництва, акумулювання і переносу електричної енергії та потужності;
- розвиток систем управління попитом на електричну енергію;
- розвиток промислових автоматизації та роботизації.

З урахування означених чинників прогнози величини попиту на електричну енергію є імовірнісними, а тому доцільно представляти їх діапазоном, верхня та нижня межа якого наведені на рис. 3.5.

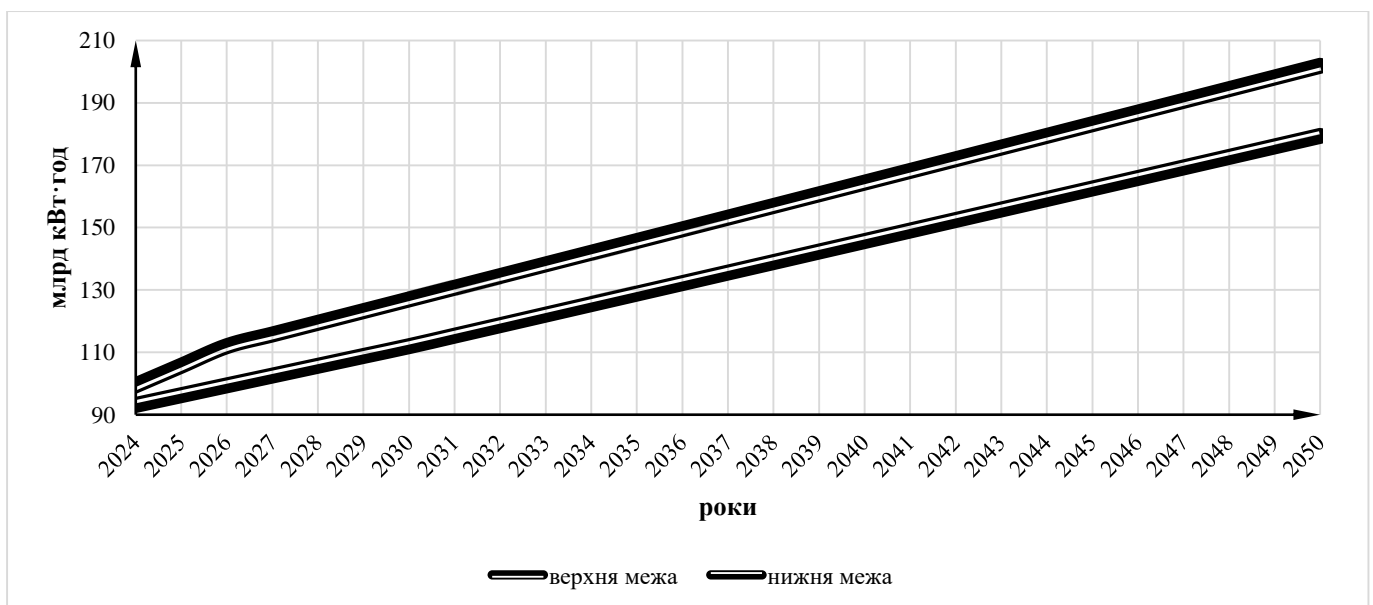


Рисунок 3.5 – Прогноз щорічних обсягів попиту на електричну енергію в Україні до 2050 року

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

З урахуванням того, що результати прогнозування з використанням математичної моделі на базі методів машинного навчання демонструють суттєво кращі результати у довгостроковій перспективі, аніж ті, що були використані при підготовці Енергетичної стратегії України до 2035 року (оскільки враховують прогноз розвитку секторів економіки) та надають можливість спрогнозувати добові та сезонні потреби в електричній енергії (з годинною розільною здатністю), саме

тому вони будуть використані у даному дослідженні при моделюванні функціонування і розвитку підприємств електроенергетики.

Оскільки підприємствами електроенергетики на ринку електричної енергії торгуються не тільки товари (електрична енергія), а й послуги (регулювання частоти і напруги), тому доцільно здійснити із використанням запропонованої моделі і прогнозування обсягів попиту на такі послуги у такому зрізі (згідно з чинним Кодексом системи передачі та з використанням методології визначення необхідних обсягів резервів у Керівництві ЄС 2017/1485 з експлуатації систем передачі електроенергії [160]):

- резерви підтримання частоти (РПЧ);
- автоматичні резерви підтримання частоти (аРВЧ);
- ручні резерви підтримання частоти (рРВЧ);
- резерви заміщення (РЗ).

Результати такого прогнозування наведені на рис. 3.6.

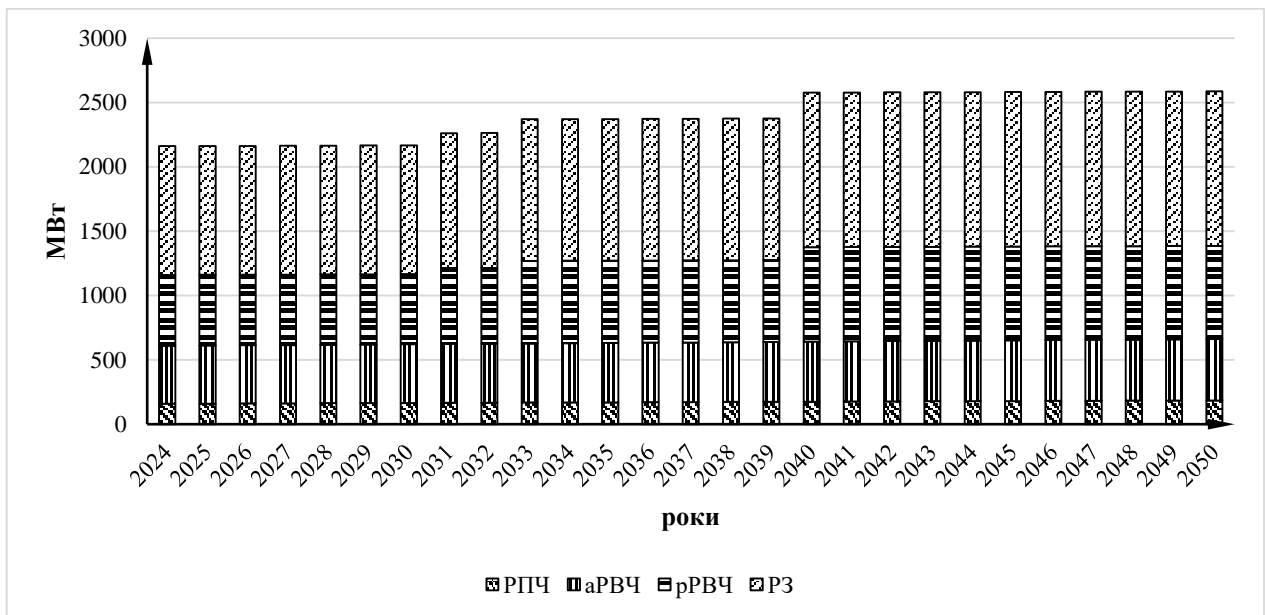


Рисунок 3.6 – Прогнозні величини попиту на резерви в ОЕС України на період до 2050 року

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

Примітним є те, що попит на резерви в ОЕС України до 2050 року буде постійно зростати, що викликано передусім такими процесами, безпосередньо або

опосередковано пов'язаними з плином євроінтеграційних процесів в Україні, як збільшення частки ВДЕ, впровадження інших нових технологій виробництва електричної енергії, синхронізація з *ENTSO-E* та іншими.

Результати прогнозування попиту на електричну енергію і результати прогнозування попиту на резерви, наведені у цьому підрозділі, будуть покладені в якості вхідних даних до моделі функціонування і розвитку підприємств електроенергетики, в результаті чого буде визначено розподіл між підприємствами покриття попиту.

Таким чином, у цьому підрозділі визначено обсяги та криві попиту на основну продукцію (електричну енергію та резерви) підприємств електроенергетики в умовах подальшої євроінтеграції та за умов роботи на спільному електроенергетичному ринку ЄС.

### **3.2 Обґрунтування доцільності трансформації підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції**

Розроблені, відповідно до енергетичних пакетів ЄС, вітчизняні нормативно-правові акти, що регулюють відносини на ринку електричної енергії [36], передбачають суттєві зміни у функціонуванні електроенергетики, ринку електричної енергії та діяльності його учасників. Автором запропонована комплексна деталізована ринкова економіко-математична модель, яка надає можливість змодельовати вплив таких змін на функціонування і розвитку підприємств електроенергетики (основні об'єкти моделі представлено на рис. 3.7), а також визначити напрями трансформації таких підприємств.

- ЛЕП**
- 750 кВ — 500 кВ — 380-400 кВ
  - 300-330 кВ — 220 кВ
  - 132-150 кВ — 110 кВ — пост. струму
  - == дво- та більше колоів
  - xx у процесі будівництва
- Електричні станції**
- □ □ □ у процесі будівництва
  - ЕС на біомасі
  - ЕС на біогазі
  - ТЕС на антрациті
  - ТЕС на вугіллі газіврі групи
  - ТЕС на природному газі
  - ТЕС на кам'яному вугіллі
  - ТЕС на мазуті
  - ТЕС на сланцях
  - ТЕС на торфі
  - ТЕС інші
  - ГАЕС
  - ГЕС
  - малі ГЕС
  - ГЕС на енергії припливів
  - АЕС
  - СЕС
  - ВЕС
  - Підстанція



Рисунок 3.7 – Географія та об'єкти економіко-математичної моделі електроенергетики України та суміжних країн

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

Структура моделі з переліком основних змінних, що вносяться до неї, наведені на рис. 3.8 (деталізована структура моделі, набір вхідних і вихідних змінних з переліком груп основних об'єктів електроенергетики, що перебувають у власності підприємств електроенергетики наведені у Додатку Б).



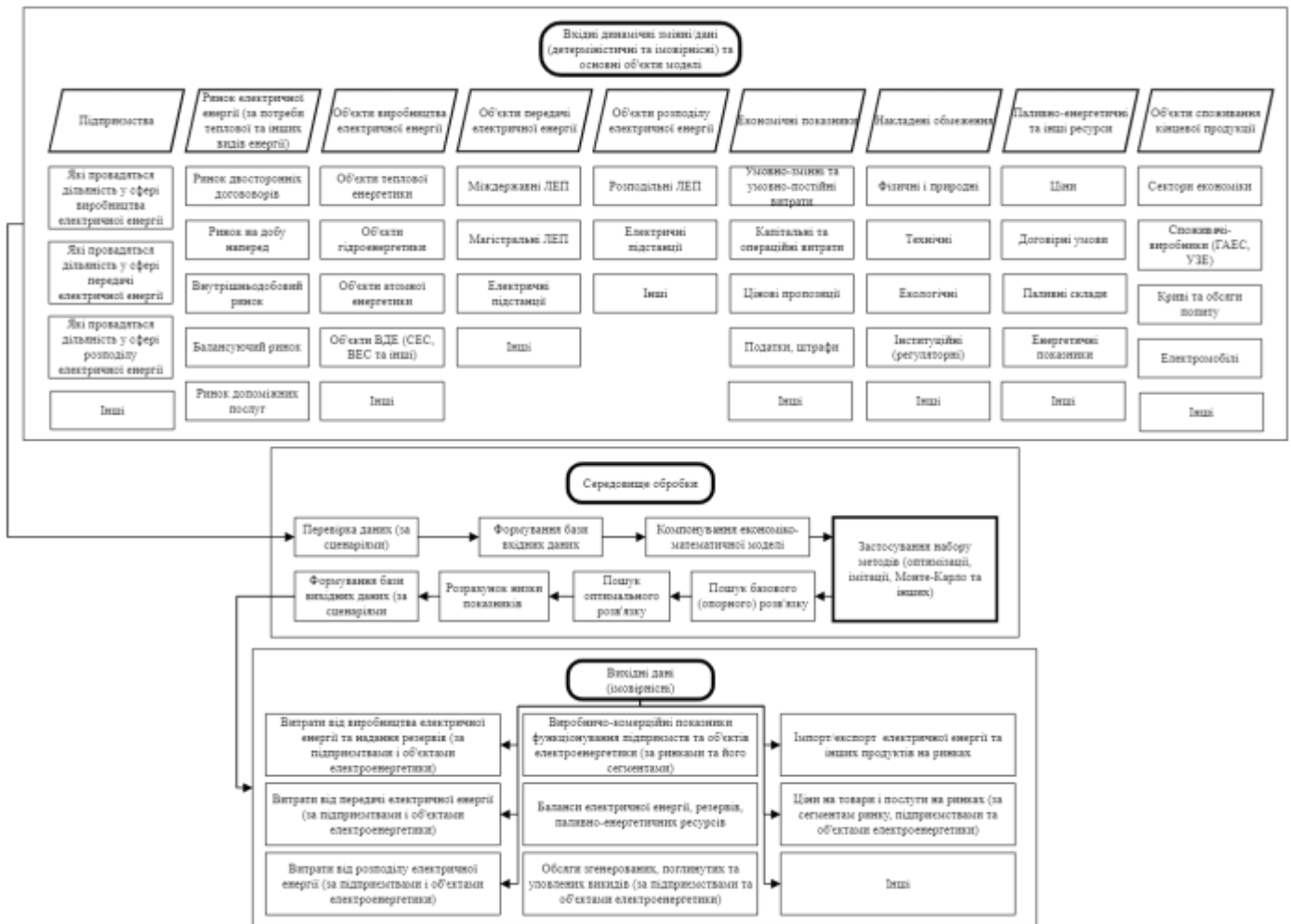


Рисунок 3.8 – Загальні структура і логіка економіко-математичної моделі функціонування і розвитку підприємств електроенергетики

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

Для розрахунків в якості вхідної інформації використано низку техніко-економічних показників наявних і перспективних технологій виробництва/передачі/зберігання електричної енергії [186], результати прогнозування попиту на електричну енергію та резерви, викладені у підрозділі 3.1, а також інформація щодо розвитку пропозиції, наведена у Звіті з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію та забезпечення необхідного резерву у 2021 році [218] (далі – Звіт). Оскільки у підрозділі 3.3 передбачається моделювання функціонування і розвитку підприємств електроенергетики за дещо інших припущень, аніж ті, що використовуються у цьому підрозділі, тому має місце застосування сценарного

підходу. Так, комплекс припущень, що характеризуватиме інерційний розвиток пропозиції (згідно зі Звітом) позначимо як інерційний сценарій розвитку, а сценарій, сформований за результатами моделювання за умови відсутності дефіциту енергії та резервів, а також за умови забезпечення економічної життєздатності досліджуваних підприємств електроенергетики – як оптимальний сценарій (формування і детальний аналіз якого наведено у підрозділі 3.3). За інерційного сценарію розвитку отримуємо таку структуру пропозиції у зрізі років виробничих потужностей підприємств-виробників (див. табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Очікувана структура виробничих потужностей підприємств-виробників електричної енергії України за інерційного сценарію на період 2024 – 2032 рр., МВт

| Встановлена потужність                                      | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  | 2031  | 2032  |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| ВЕС   | 3300  | 3500  | 3700  | 3900  | 4100  | 4300  | 4500  | 4700  | 4900  |
| СЕС   | 7300  | 7500  | 7700  | 7900  | 8100  | 8300  | 8500  | 8700  | 8900  |
| УЗЕ (установки зберігання енергії)                          | 214   | 214   | 214   | 214   | 214   | 214   | 214   | 214   | 214   |
| Наявні ТЕС  | 14050 | 13520 | 11990 | 10850 | 9130  | 5850  | 4820  | 3920  | 3130  |
| Нові високоманеврені ТЕС з можливістю швидкого пуску/зупину | 50    | 50    | 150   | 150   | 150   | 150   | 150   | 150   | 150   |
| Станції на біопаливі  | 420   | 470   | 520   | 570   | 620   | 670   | 720   | 770   | 820   |
| ТЕЦ   | 5200  | 4900  | 4600  | 4300  | 4000  | 3700  | 3400  | 3200  | 3000  |
| ГЕС   | 4896  | 4899  | 4908  | 4923  | 4932  | 4932  | 4940  | 4940  | 4952  |
| ГАЕС  | 1963  | 1963  | 1963  | 1963  | 1963  | 1963  | 1963  | 1963  | 2287  |
| АЕС   | 13835 | 13835 | 13835 | 13835 | 13835 | 14835 | 14835 | 15935 | 15935 |

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

За результатами моделювання функціонування і розвитку підприємств електроенергетики з урахуванням вищенаведеної структури виробничих потужностей підприємств-виробників електричної енергії України за інерційного сценарію, отримано такі основні виробничо-комерційні показники роботи підприємств-виробників електричної енергії України (табл. 3.2).

Таблиця 3.2 – Очікувані основні виробничо-комерційні показники підприємств-виробників електричної енергії за інерційного сценарію на період 2024 – 2032 рр., ТВт·год

| Складові                                    | 2024  | 2025  | 2026  | 2027 | 2028  | 2029  | 2030  | 2031  | 2032  |
|---|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1. Виробництво електричної енергії, зокрема | 159,1 | 153,8 | 144,7 | 145  | 141,3 | 141,6 | 143,8 | 144,8 | 145,6 |
| ГЕС ПрАТ «Укргідроенерго»                   | 6,6   | 6,6   | 6,6   | 6,6  | 6,6   | 6,6   | 6,6   | 6,6   | 6,6   |
| ГЕС ДП «НАЕК «Енергоатом»                   | 0,26  | 0,26  | 0,26  | 0,26 | 0,26  | 0,26  | 0,26  | 0,26  | 0,26  |
| ГАЕС ПрАТ «Укргідроенерго»                  | 1,71  | 1,89  | 2,07  | 2,07 | 2,07  | 2,07  | 2,07  | 2,16  | 2,16  |
| ГАЕС ДП «НАЕК «Енергоатом»                  | 0,19  | 0,21  | 0,23  | 0,23 | 0,23  | 0,23  | 0,23  | 0,24  | 0,24  |
| АЕС ДП «НАЕК «Енергоатом»                   | 89    | 89    | 89    | 89   | 89    | 93    | 95    | 95    | 95    |
| УЗЕ   | —     | —     | —     | —    | —     | —     | —     | —     | —     |
| 2. Імпорт електричної енергії               | 1,5   | 6     | 10    | 10   | 10    | 11    | 12    | 12,5  | 13,5  |
| 3. Експорт електричної енергії              | 2,5   | 1     | 0     | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     |
| 4. Недовироблена енергія на ВДЕ             | 1     | 1     | 0,9   | 0,7  | 0,6   | 0,6   | 0,6   | 0,6   | 0,6   |
| 5. ДЕФЦИТ електричної енергії               | 0     | 0,4   | 4,8   | 5    | 9,7   | 9,9   | 8,2   | 8,4   | 8,1   |

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

У результаті проведення багаторазових моделювань (з використанням імовірнісного методу Монте-Карло) і розрахунків з використанням запропонованої автором економіко-математичній моделі функціонування і розвитку підприємств електроенергетики у межах європейської енергетичної системи й в умовах роботи таких підприємств за конкурентної моделі ринку електричної енергії, вдалося виявити низку прогалин, що, в результаті, формує передумови доцільності трансформації низки підприємств електроенергетики, а також впливає на зростання собівартості електричної енергії, ціни на електричну енергію для кінцевих споживачів (наразі штучно стримується НКРЕКП і КМУ) та зниження рівня енергетичної безпеки України. Серед них такі:

1. Збільшення диспропорції між конкурентними та неконкурентними сегментами ринку через збільшення обсягів і, відповідно, частки виробництва електричної енергії з ВДЕ (табл. 3.3), подальший стрімкий розвиток яких у подальшому прогнозується низкою вчених [236 – 238].

Таблиця 3.3 – Прогнозні обсяги попиту за сегментами ринку, ТВт·год

| Показник                     | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  | 2031  | 2032  |
|------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Обсяги конкурентного ринку   | 126,7 | 124,8 | 122,9 | 120,9 | 119,0 | 117,7 | 116,6 | 119,9 | 118,8 |
| Обсяги неконкурентного ринку | 28,8  | 31,2  | 33,6  | 36,1  | 39,0  | 41,8  | 44,4  | 42,6  | 45,2  |
| Відношення обсягів ринків    | 0,23  | 0,25  | 0,27  | 0,30  | 0,33  | 0,36  | 0,38  | 0,36  | 0,38  |

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

2. Збільшення обсягів обмежень на виробництво на недиспетчеризованих (ВЕС і СЕС) і слабкодиспетчеризованих (АЕС ДП «НАЕК «Енергоатом») потужностях.

Оцінка обмежень (табл. 3.4) на виробництво електричної енергії здійснена на основі даних табл. 3.3 з урахуванням режимів роботи, стохастичного характеру виробництва електричної енергії з ВДЕ, мінливості попиту, гідрологічної забезпеченості та маневрової здатності виробничих потужностей підприємств-виробників, що наведено на рис. 3.13 – рис. 3.14).

Таблиця 3.4 – Оцінка обмежень на виробництво електричної енергії в Україні

| Показник                                   | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Профіцит електричної енергії, млрд кВт·год | 5,57 | 5,96 | 6,35 | 6,74 | 7,13 | 7,52 | 7,91 | 7,52 | 7,91 |
| Частка від загального попиту, %            | 4,4  | 4,7  | 4,9  | 5,2  | 5,5  | 5,7  | 6,0  | 5,7  | 6,0  |

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

3. Дефіцити резервів відновлення частоти (як на розвантаження, так і завантаження), що у деякі години доби та періодів року сягають 1000 МВт (на завантаження) та 350 МВт (на розвантаження), що, перш за все, викликано технічними обмеження виробничого обладнання на ТЕС генеруючих компаній, у частині швидкості набору потужності.

Таблиця 3.5 – Граничні значення дефіциту резервів за інерційним сценарієм, МВт

| Роки | Показники  |   |  |  |
|------|--|---|--|--|
|      | Середня величина дефіциту потужності резервів на завантаження, МВт | Середня кількість годин дефіцитності потужності резервів на завантаження за рік | Середня величина дефіциту потужності резервів на розвантаження | Середня кількість годин дефіцитності потужності резервів на розвантаження за рік |
| 2024 | 411  | 504   | 266  | 630  |
| 2025 | 419  | 557   | 310  | 259  |
| 2026 | 472  | 663   | 288  | 432  |
| 2027 | 589  | 650   | 315  | 425  |
| 2028 | 461  | 560   | 336  | 369  |
| 2029 | 539  | 636   | 369  | 558  |
| 2030 | 449  | 474   | 329  | 537  |
| 2031 | 348  | 604   | 368  | 616  |
| 2032 | 486  | 549   | 300  | 467  |

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

4. Дефіцити резервів заміщення (наразі, в Україні не представлено генеруючих потужностей, що можуть бути ввімкненні в роботу за час, менший 8 годин у разі настання системної аварії, і продовжувати роботу до тих пір, доки енергосистема не повернеться до стану, що передував аварії).

5. Незадовільний стан операційної безпеки енергосистеми, на що вказують розраховані показники достатності (табл. 3.6) потужностей (з урахуванням паливозабезпеченості, що, вочевидь, має суттєвий вплив на стан операційної безпеки [239]) та дефіцити електричної енергії/резервів (рис. 3.13 – рис. 3.14).

Такий висновок зроблено на підставі розрахованих показників достатності (табл. 3.6), котрі перевищують порогові значення. З огляду на те, що в Україні наразі офіційно не визначені порогові значення показників достатності, в даному дослідженні вони прийняті рівними тим, що визначені у низці країн ЄС та *ENTSO-E* (зокрема у Польщі, Франції, Бельгії та інших [240; 241]), а саме:

- *LOLP* – не більше 0,03 %;
- *LOLE* – не більше 0,125 доби на рік.

Таблиця 3.6 – Результати оцінювання достатності виробничих потужностей підприємств електроенергетики на перспективу до 2032 року за інерційним сценарієм розвитку

| Роки | Показники             |                   |                 |
|------|-----------------------|-------------------|-----------------|
|      | <i>EENS</i> , МВт·год | <i>LOLE</i> , діб | <i>LOLP</i> , % |
| 2024 | 2 753                 | 2,36              | 0,027           |
| 2025 | 422 055               | 286               | 6,3             |
| 2026 | 4 830 297             | 608               | 13,6            |
| 2027 | 5 036 935             | 1 831             | 40,6            |
| 2028 | 9 658 503             | 2 726             | 63,6            |
| 2029 | 10 108 895            | 2 733             | 66,6            |
| 2030 | 8 094 306             | 2 597             | 55,1            |
| 2021 | 8 278 358             | 2 361             | 64,5            |
| 2032 | 8 332 253             | 2 720             | 69,1            |

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

У цьому дослідженні можливість покриття попиту на електричну енергію та резерви визначено з урахуванням наявності і доступності виробничих потужностей вітчизняних та європейських (тобто включно з можливістю імпорту електричної енергії/резервів) підприємств. Результати моделювання вказують на суттєво обмежені можливості імпорту електричної енергії в Україну, оскільки між рівнями виробництва електричної енергії з ВДЕ в суміжних країнах прослідковується тісний кореляційний зв'язок (рис. 3.9). Це вказує на те, що у випадку настання дефіциту потужності в Україні, подібна ситуація з високою ймовірністю настає і в енергетичних системах суміжних країн ЄС.

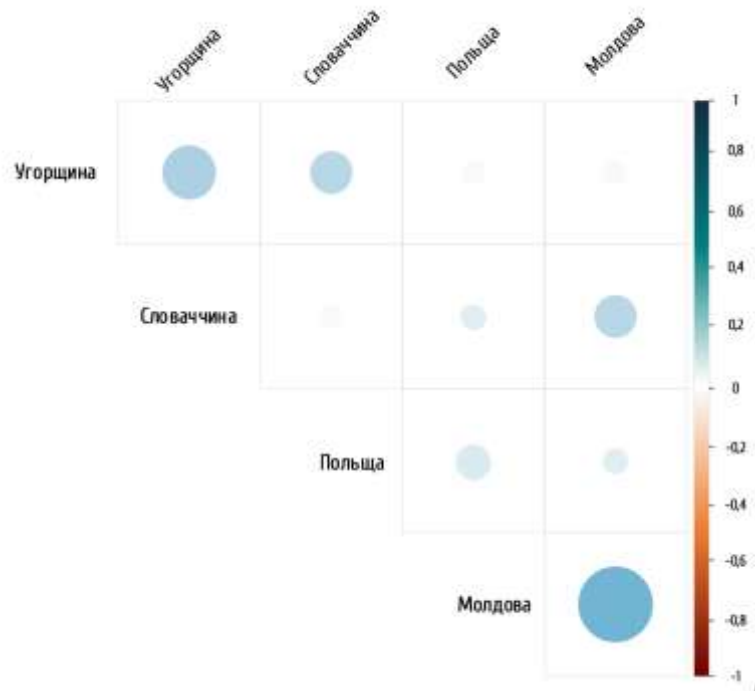


Рисунок 3.9 – Кореляційна залежність дефіциту генеруючих потужностей в Україні та межуючих країнах ЄС на прикладі 2026 року

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

Попри імовірну короточасну відсутність відновлюваних первинних джерел енергії (перш за все, сонця та вітру), суміжні енергетичні системи сусідніх країн ЄС при цьому у перспективі (як це показано на рис. 3.10 на прикладі 2030 року) не будуть у змозі за рахунок власних виробничих потужностей забезпечити покриття річного максимум попиту (тобто більшість таких країн ЄС є й надалі залишаться чистими імпортерами електричної енергії, крім Польщі).

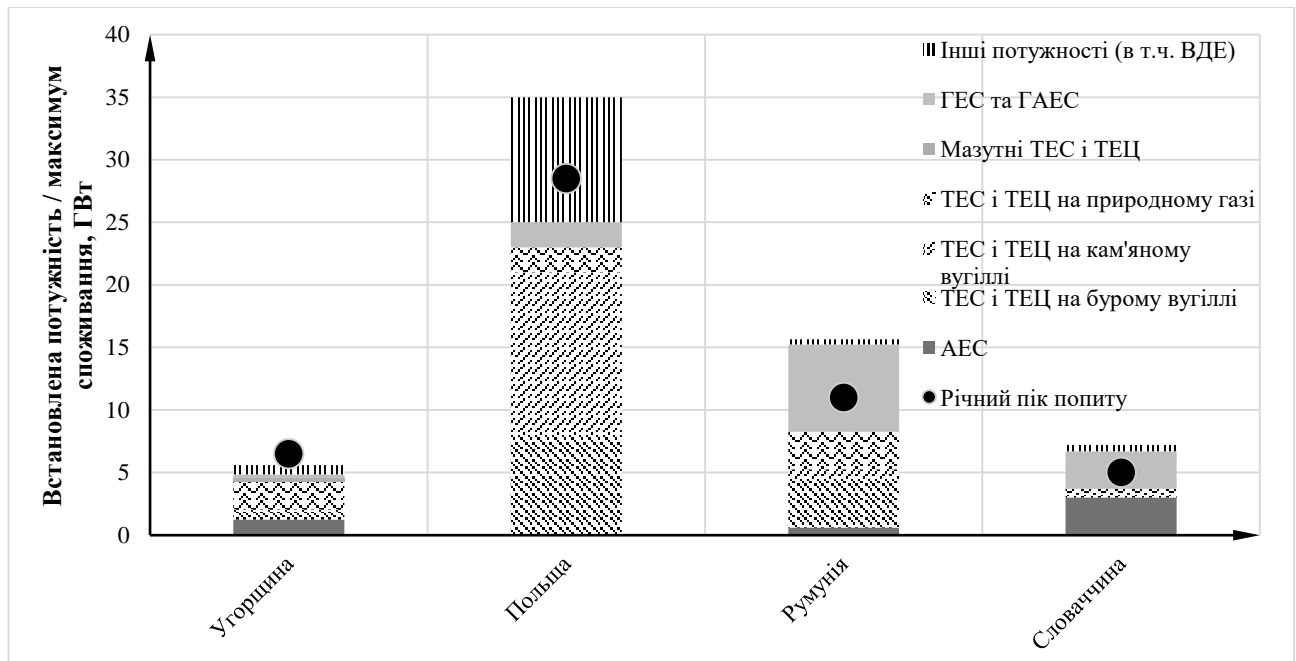


Рисунок 3.10 – Структура виробничих потужностей та річні максимуми попиту у суміжних країнах-членах *ENTSO-E* на прикладі прогнозу на 2025 рік

*Джерело: складено на основі [160]*

Наведене вище також вказує на те, що незалежно від пропускнуєї спроможності міждержавних мереж, за рахунок імпорту електричної енергії складно забезпечити покриття внутрішнього попиту на електричну енергію в Україні. Саме це слугує передумовою створення додаткових резервів потужності з метою підтримання у достатніх для покриття максимуму попиту виробничих потужностей вітчизняних підприємств-виробників.

Слід зауважити, що при обчисленні показників достатності для випадку України враховувалися всі потенційні джерела виробництва електричної енергії та резервів (зокрема, їх імпорт з/до країн ЄС). Таким чином, оцінено потенціал імпорту електричної енергії з урахуванням потужностей, що перебувають у резерві та консервації, з урахуванням кривих і обсягу попиту, необхідності здійснення ремонтних кампаній та пропускнуєї спроможності міждержавних перетинів (рис. 3.12).



Виходячи з наведено на рис. 3.11 впливає, що попит на електричну енергію у суміжних країнах досить сильно різниться. Серед іншого спостерігається зміщення максимумів/мінімумів попиту.

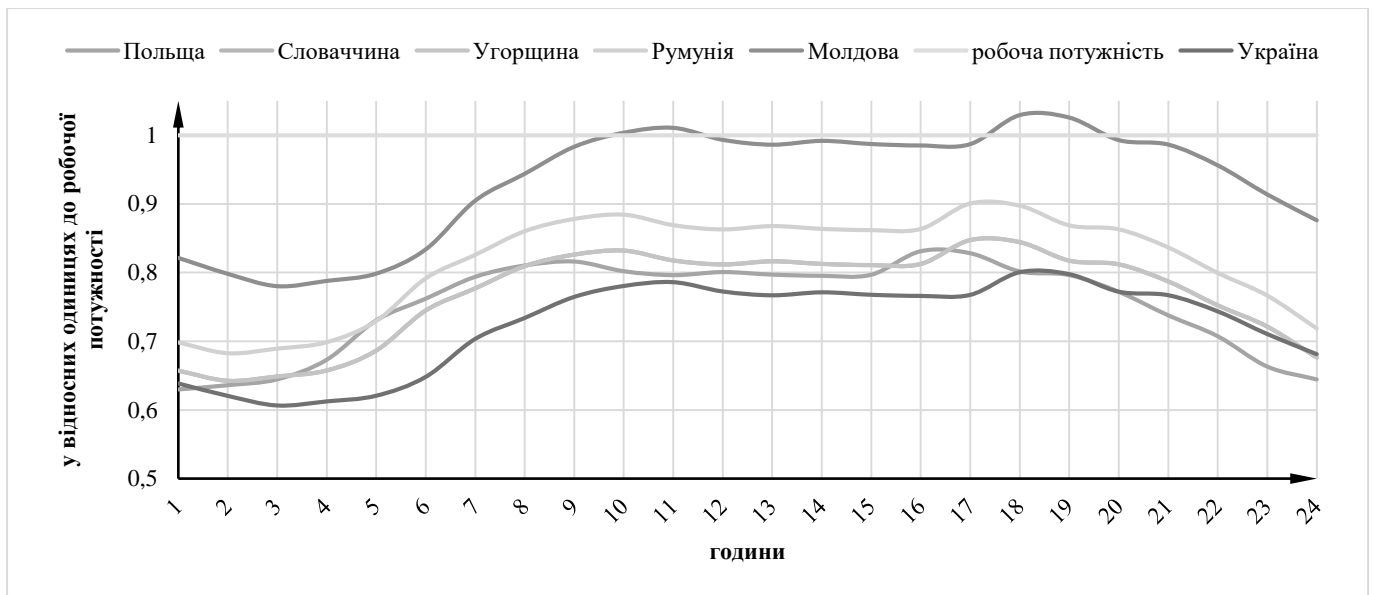


Рисунок 3.11 – Нормалізовані характерні криві попиту на електричну енергію в Україні та в суміжних країнах (приведені до Київського часу)

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

З урахуванням означеного і з використанням запропонованої нами економіко-математичної моделі функціонування і розвитку підприємств електроенергетики було визначено потенціал імпорту електричної енергії та резервів до України із суміжних країн Європи (рис. 3.12). Примітним є те, що у періоди, коли попит в Україні досягає свого максимуму, потенціал імпорту також знижується.

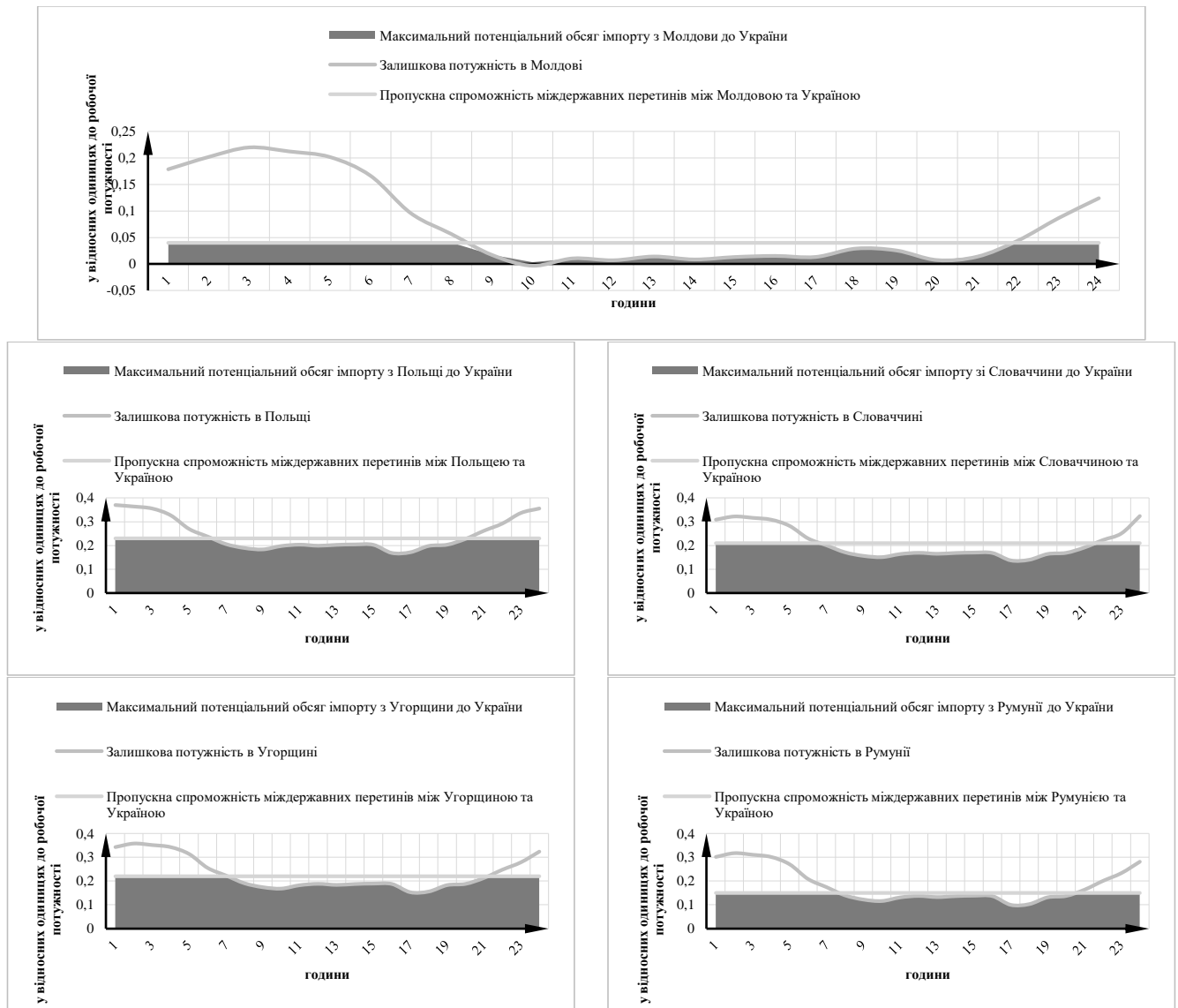


Рисунок 3.12 – Ілюстрація графічного методу визначення потенціалу імпорту електричної енергії в Україну з урахуванням пропускної спроможності міждержавних ЛЕП

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

Результати, наведені у табл. 3.6, вказують на те, що пропозиція підприємств-виробників в Україні буде недостатньою (навіть з урахуванням можливостей імпорту електричної енергії та резервів), що, з одного боку, відкриває нові можливості для учасників ринку (зокрема, ДП «НАЕК «Енергоатом» і ПрАТ «Укргідроенерго»). А з іншого ж боку, результати оцінки відповідності генеруючих потужностей, вказують на дефіцит гнучкості в енергетичній системі й, відповідно, маневрових потужностей,

що входять до її складу. А це, у свою чергу, висуває нові вимоги до складу нових виробничих потужностей підприємств-виробників електричної енергії в Україні.

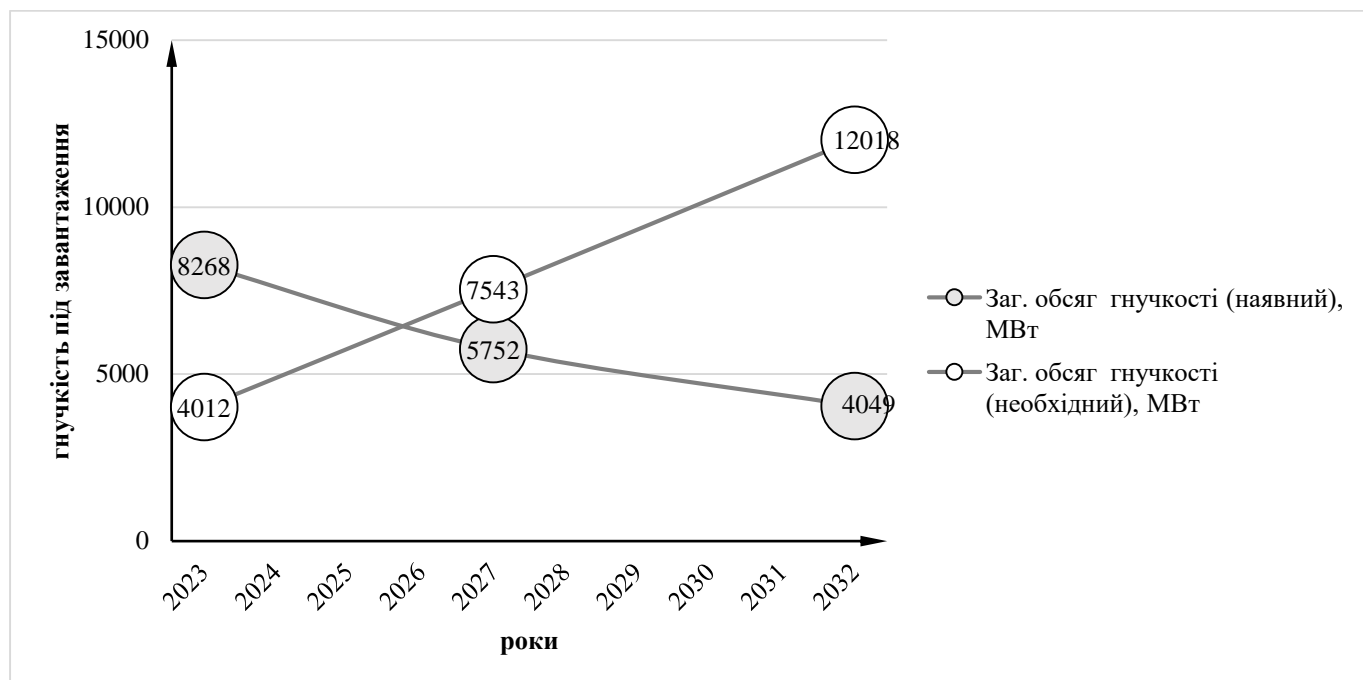


Рисунок 3.13 – Результати оцінювання забезпеченості енергосистеми України гнучкістю на навантаження за інерційним сценарієм

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

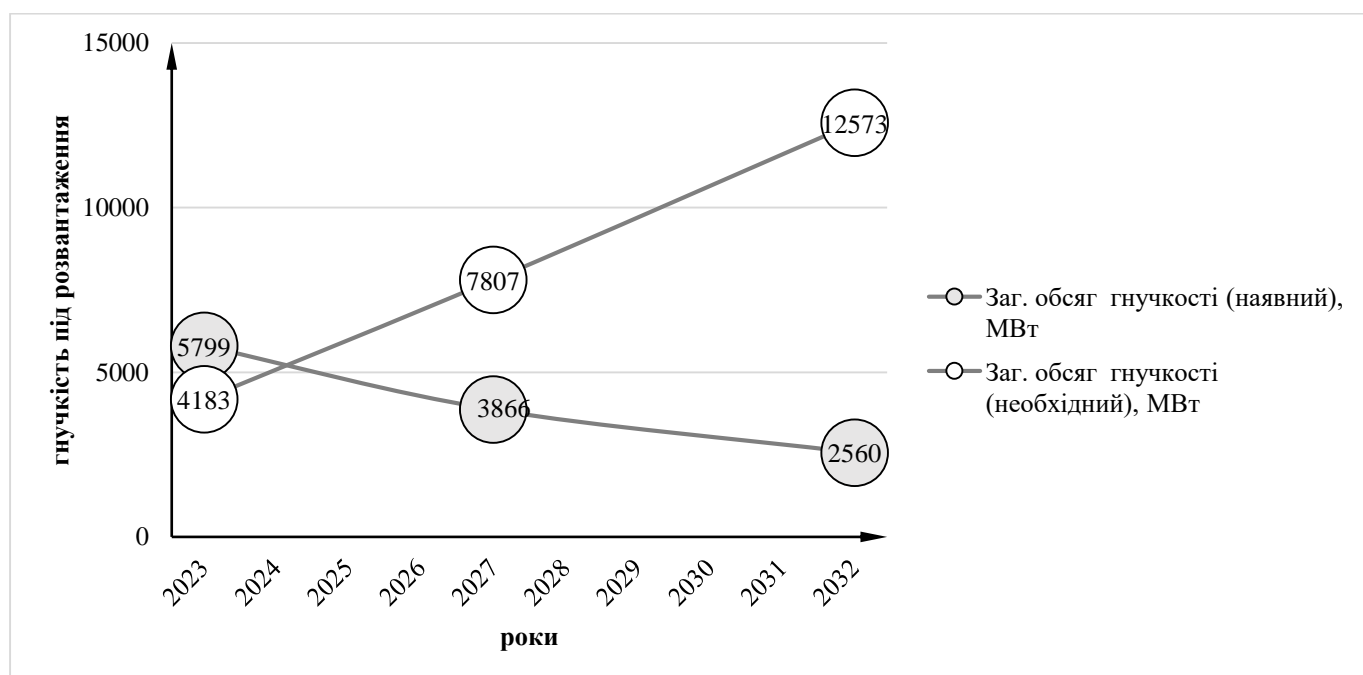


Рисунок 3.14 – Результати оцінювання забезпеченості енергосистеми України гнучкістю на розвантаження за інерційним сценарієм

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

Так, виходячи з наведеного у табл. 3.6 – табл. 3.5 і на рис. 3.13 – рис. 3.14 випливає, що:

- склад виробничих потужностей підприємств-виробників електричної енергії є не оптимальним (принаймні з причини наявності дефіциту пропозиції та, відповідно, електричної енергії);

- подальший розвиток підприємств, що провадять діяльність із виробництва електричної енергії з ВДЕ, призводить до збільшення попиту на електричну енергію, вироблену з використання маневрових потужностях (як це наведено на рис. 3.13 – рис. 3.14).

- подальший розвиток підприємств, що провадять діяльність із виробництва електричної енергії з ВДЕ, призводить до збільшення попиту на автоматичні резерви відновлення частоти на ринку допоміжних послуг.

Отже, за результатами моделювання функціонування всіх підприємств електроенергетики у перспективі до 2032 року встановлено, що склад виробничих потужностей підприємств-виробників електричної енергії є не оптимальним, оскільки матиме місце дефіцит пропозиції та, відповідно, електричної енергії, що й слугує передумовою доцільності трансформації низки підприємств електроенергетики.

### **3.3 Економіко-математичне моделювання трансформацій вітчизняних підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції**

З використанням розробленої нами економіко-математичної моделі функціонування і розвитку підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції визначено оптимальну (за умови паралельної роботи ОЕС України з *ENTSO-E*) структуру виробничих потужностей підприємств-виробників електричної енергії на відповідну перспективу (з урахуванням взятих на себе Україною міжнародних і національних зобов'язань, перелік яких наведено у Додатку Б), а також визначено очікувані виробничо-комерційні показники функціонування ключових підприємств

вітчизняної електроенергетики. Варто наголосити на тому, що при моделюванні функціонування і розвитку підприємств електроенергетики здійснювалася співоптимізація, що надало можливість визначити для певних виробників електричної енергії економічну доцільність виробництва електричної та/або теплової енергії, надання резервів чи їх комбінації (причиною здійснення співоптимізації є технічна можливість таких підприємств-виробників електричної енергії одночасно провадити діяльність на ринку теплової та електричної енергії, надаючи при цьому певні види резервів).

У зв'язку з тим, що, вочевидь, строки та умови кредитування проєктів з розвитку підприємств (зокрема, процентні ставки, під які надаються кредити, строки повернення кредитів, наявність державної підтримки, її вид і розмір [242]), співвідношення власних коштів до запозичених, прийнятні рівні прибутковості, тривалості будівництва можуть різнитися від проєкту до проєкту, тому вони припускалися однаковими. Також у цьому дослідженні припускалося, що всі інвестиційні проєкти будівництва нових виробничих потужностей будуть реалізовуватися за принципом «будівництва за одну ніч» або ж миттєво [243]. Водночас, в якості прийнятного рівня прибутковості для вітчизняних підприємств електроенергетики було покладено WACC на рівні не менше 18 % [244; 242]. Решта основних техніко-економічних показників прийнято такими, що наведені у довіднику технологій Данського енергетичного агентства [186] та низці інших [245 – 261]. Таким чином, модель містить понад 160 тис. об'єктів енергетики в Україні та за її межами, а для формування оптимальної структури враховувалася низка ключових техніко-економічних показників, основні з яких наведено у табл. 3.7, для більш ніж 2400 технологій виробництва/зберігання/передачі електричної енергії. Розвиток попиту і пропозиції в країнах Європи прийнято таким без змін, що наведено в *ENTSO-E 10-year network development plan (TYNDP) 2022* [262].

Таблиця 3.7 – Перелік основних техніко-економічних показників виробничих потужностей, що застосовуються для виробництва/зберігання/передачі електричної енергії

| Коротке найменування показника   | Опис показника  | Одиниці вимірювання |
|----------------------------------|---|---------------------|
| 1                                | 2   | 3                   |
| <i>Units</i>                     | Кількість генеруючих одиниць  | –                   |
| <i>Max capacity</i>              | Максимальна потужність генеруючої одиниці   | МВт                 |
| <i>Min stable level</i>          | Технічний мінімум потужності генеруючої одиниці   | МВт                 |
| <i>Fule consumption at start</i> | Споживання палива на пуск генеруючої одиниці  | кг                  |
| <i>Heat rate base</i>            | Питомі базові витрати палива генеруючою одиницею  | кг/год              |
| <i>Heat rate increment</i>       | Приріст питомих витрат палива генеруючої одиниці  | кг/МВт              |
| <i>Start cost</i>                | Вартість пуску генеруючої одиниці   | євро                |
| <i>Start cost time</i>           | Час на пуск генеруючої одиниці  | годин               |
| <i>Min up time</i>               | Мінімальний час роботи генеруючої одиниці   | годин               |
| <i>Min down time</i>             | Мінімальна витримка часу перед повторним пуском в роботу генеруючої одиниці                                 | годин               |
| <i>Min load</i>                  | Мінімальний рівень навантаження генеруючої одиниці  | МВт                 |
| <i>Max ramp up</i>               | Швидкість набору потужності генеруючою одиницею   | МВт/хв.             |
| <i>Max ramp down</i>             | Швидкість скиду потужності генеруючою одиницею  | МВт/хв.             |
| <i>Start profile range</i>       | Профіль набору потужності генеруючою одиницею при пуску   | –                   |
| <i>Aux base</i>                  | Власні потреби генеруючої одиниці базові  | МВт                 |
| <i>Aux increment</i>             | Приріст власних потреб генеруючої одиниці   | %                   |
| <i>Forced outage factor</i>      | Коефіцієнт вимушений простоїв генеруючої одиниці  | %                   |
| <i>FO&amp;M charge</i>           | Умовно-постійні витрати генеруючої одиниці  | євро/кВт/рік        |
| <i>Equity charge</i>             | Платня за користування власним капіталом  | євро/кВт/рік        |
| <i>Debt charge</i>               | Платня за користування запозиченим капіталом  | євро/кВт/рік        |
| <i>Technical life</i>            | Тривалість життєвого (технічного) циклу   | рік                 |
| <i>Economic life</i>             | Тривалість економічного циклу   | рік                 |
| <i>Max units built</i>           | Максимальна кількість об'єктів, що може бути введена в експлуатацію   | –                   |
| <i>Max units retired</i>         | Максимальна кількість об'єктів, що може бути виведена з експлуатації  | –                   |
| <i>Emission production rate</i>  | Питомі викиди при виробництві одиниці електричної енергії   | кг/МВт·год          |
| <i>Built cost</i>                | Приведені витрати на будівництво  | євро/кВт            |
| <i>Rating factor</i>             | Профіль генерації ВДЕ   | %                   |
| <i>Heat load</i>                 | Теплове навантаження в системі  | ГДж                 |
| <i>Load</i>                      | Електричне навантаження в системі або ж попит на ел. енергію  | МВт                 |
| <i>Efficiency increment</i>      | Ефективність виробництва електричної енергії з гідроресурсів  | МВт/м <sup>3</sup>  |
| <i>Pump load</i>                 | Максимальна потужність гідроагрегата ГАЕС в режимі закачування  | МВт                 |
| <i>Min pump load</i>             | Технічний мінімум потужності гідроагрегата ГАЕС в режимі закачування  | МВт                 |
| <i>Pump efficiency</i>           | Ефективність гідроагрегата ГАЕС (виробництва до закачування)  | %                   |
| <i>Pump units</i>                | Кількість гідроагрегатів ГАЕС, що можуть працювати в режимі закачування                                     | –                   |
| <i>Fuel price</i>                | Ціни на паливо  | євро/кг             |
| <i>Fuel delivery</i>             | Графік поставок палива  | кг                  |
| <i>Fuel max inventory</i>        | Ємність паливних складів  | кг                  |
| <i>Emissions price</i>           | Ціни за одиницю викидів   | євро/кг             |
| <i>Storage max volume</i>        | Обсяг водосховища   | м <sup>3</sup>      |
| <i>Reserve min provision</i>     | Мінімальна вимога до обсягу резервів потужності (для цілей первинного, вторинного і третинного регулювання) | МВт                 |
| <i>Natural hydro inflow</i>      | Графік приточності гідроресурсів  | м <sup>3</sup> /с   |

Джерело: складено на основі власних досліджень

У табл. 3.8 наведено результати моделювання за оптимального сценарію розвитку пропозиції з використанням розробленої нами економіко-математичної моделі. Значення цільової функції за оптимальним сценарієм становить 93,4 млрд євро (проти 108,5 млрд євро без урахування збитків від втрати переривання постачання електричної енергії за інерційного сценарію).

Таблиця 3.8 – Оптимальна структура виробничих потужностей підприємств електроенергетики за оптимального сценарію, МВт

| Встановлена потужність   | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  | 2031  | 2032  |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| ВЕС  | 3320  | 3720  | 4120  | 4470  | 4820  | 5120  | 5420  | 5720  | 6000  |
| СЕС  | 7850  | 8450  | 9100  | 9750  | 10400 | 11050 | 11750 | 12450 | 13200 |
| УЗЕ  | 300   | 380   | 440   | 490   | 540   | 590   | 640   | 690   | 740   |
| ТЕС, у тому числі:   | 15288 | 15105 | 13973 | 13080 | 11608 | 8979  | 8553  | 8395  | 8747  |
| - нові високоманеврені ТЕС<br>з можливістю швидкого пуску/зупину | 500   | 700   | 850   | 950   | 1050  | 1150  | 1250  | 1350  | 1450  |
| - нові напівпікові ТЕС   | -     | -     | -     | -     | -     | 440   | 800   | 1300  | 2200  |
| - наявні напівпікові ТЕС   | 14100 | 13570 | 12140 | 11000 | 9280  | 6000  | 4970  | 4070  | 3280  |
| - станції на біопаливі   | 688   | 835   | 983   | 1130  | 1278  | 1389  | 1533  | 1675  | 1817  |
| ТЕЦ  | 5200  | 4900  | 4600  | 4300  | 4000  | 3700  | 3400  | 3200  | 3000  |
| ГЕС (ПрАТ Укргідроенерго))                                       | 4896  | 4899  | 4908  | 4923  | 4932  | 4932  | 4940  | 4940  | 4952  |
| ГАЕС (ПрАТ Укргідроенерго) і ДП «НЕК «Енергоатом»)               | 1963  | 1963  | 1963  | 1963  | 1963  | 1963  | 1963  | 1963  | 2287  |
| АЕС (ДП «НЕК «Енергоатом»)                                       | 13835 | 13835 | 13835 | 13835 | 13835 | 14835 | 14835 | 15935 | 15935 |

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

А у таблиці 3.9 наведено основні виробничо-комерційні показники функціонування підприємств електроенергетики за оптимального сценарію.

Таблиця 3.9 – Очікувані основні виробничо-комерційні показники функціонування підприємств електроенергетики за оптимального сценарію на період 2024 – 2032 рр., ТВт·год

| Складові                                    | 2024 | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  | 2031  | 2032  |
|---|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1   | 2    | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    |
| 1. Виробництво електричної енергії, зокрема | 164  | 164,3 | 163,2 | 163,9 | 165,4 | 167,3 | 174,5 | 177,9 | 181,4 |
| ГЕС ПрАТ «Укргідроенерго»                   | 6,6  | 6,6   | 6,6   | 6,6   | 6,6   | 6,6   | 6,6   | 6,6   | 6,6   |
| ГЕС ДП «НАЕК «Енергоатом»                   | 0,26 | 0,26  | 0,26  | 0,26  | 0,26  | 0,26  | 0,26  | 0,26  | 0,26  |
| ГАЕС ПрАТ «Укргідроенерго»                  | 1,58 | 1,67  | 1,85  | 1,94  | 2,02  | 2,02  | 2,02  | 2,02  | 2,02  |
| ГАЕС ДП «НАЕК «Енергоатом»                  | 0,22 | 0,23  | 0,25  | 0,26  | 0,28  | 0,28  | 0,28  | 0,28  | 0,28  |
| АЕС ДП «НАЕК «Енергоатом»                   | 88,4 | 87,9  | 91,8  | 89,3  | 90,4  | 89,7  | 94,7  | 95,8  | 102,4 |

Продовження таблиці 3.9

| 1                               | 2   | 3   | 4   | 5   | 6   | 7   | 8   | 9   | 10   |
|---------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| УЗЕ                             | 1,2 | 1,4 | 1,9 | 1,9 | 2,1 | 2,2 | 2,4 | 2,6 | 3    |
| 2. Імпорт електричної енергії   | 1,5 | 1,7 | 2   | 1,9 | 2,1 | 2,1 | 2,2 | 2,3 | 2,6  |
| 3. Експорт електричної енергії  | 4,5 | 4,1 | 2,3 | 2   | 2,3 | 2,5 | 7,7 | 9,6 | 11,6 |
| 4. Недовироблена енергія на ВДЕ | –   | –   | –   | –   | –   | –   | –   | –   | –    |

Джерело: складено на основі власних досліджень

Основні відмінності результатів моделювання функціонування і розвитку підприємств електроенергетики за оптимального сценарію порівняно з інерційним (тобто, за умови недопущення дефіциту електричної енергії) полягають у необхідності забезпечення достатнього обсягу пропозиції, а також у збільшенні частки гнучких технологій виробництва електричної енергії, що є умовою відсутності дефіциту електричної енергії на ринку, з одного боку, а, з іншого, надає можливість виконувати свої функції оператору системи передачі, НЕК «Укренерго» з підтримання перманентного балансу між попитом та пропозицією.

Таким чином, беручи до уваги, викладене вище, доцільно визначити величину додаткових резервів потужності. З цією метою у запропонованій автором економіко-математичній моделі функціонування і розвитку підприємств електроенергетики передбачено застосування цільової функції мінімізації показника  $F$  (аналогічний підхід пропонується і Ю. Тащєєвим у моделі «*LUT Energy System Transition*» [114], а також у низці інших дослідженнях), що додатково включає витрати на створення додаткових резервів потужності, а також збитків споживачів від їх дефіциту.

З метою визначення обсягів додаткових резервів потужності пропонується використовувалися порівняння величини доступної пропозиції на ринку з величиною річного максимум попиту, а їх відношення представити у вигляді коефіцієнта додаткового резервування ( $RM$ ),

$$RM = \frac{CAP-D}{D} \cdot 100\%, \quad (3.1)$$

де:

$CAP$  – потужність системи;

$D$  – пікове навантаження.



Так, з використанням аналітичного методу розв'язку оптимізаційної задачі, представленої в економіко-математичній моделі розвитку і функціонування підприємств електроенергетики, визначено залежність коефіцієнта резервування і показника  $LOLE$  на прикладі енергосистеми України, що й продемонстровано на рис. 3.15.

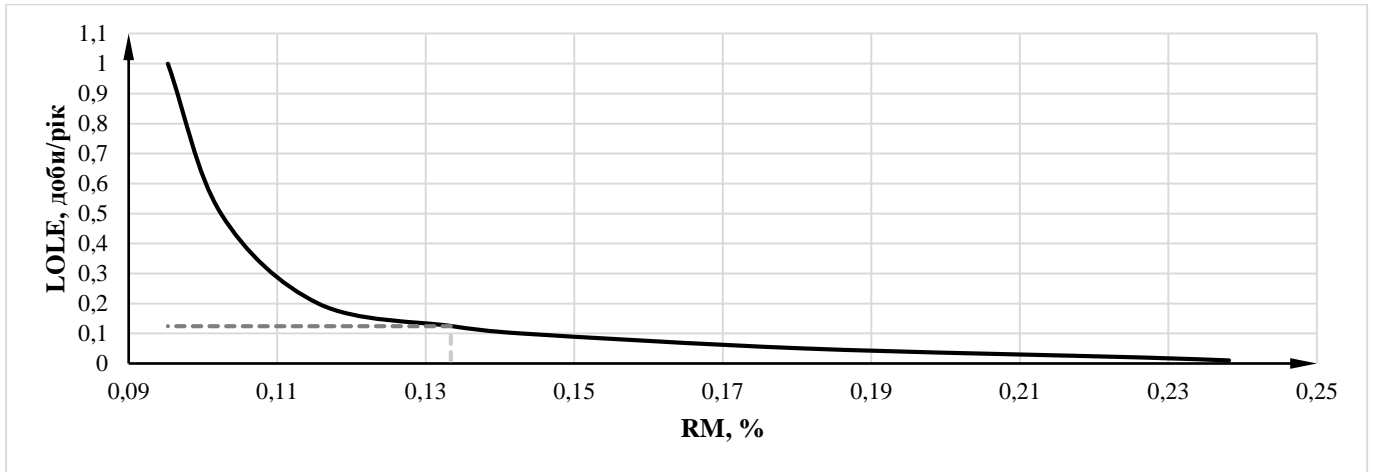


Рисунок 3.15 – Визначення коефіцієнту резервування на основі  $LOLE$

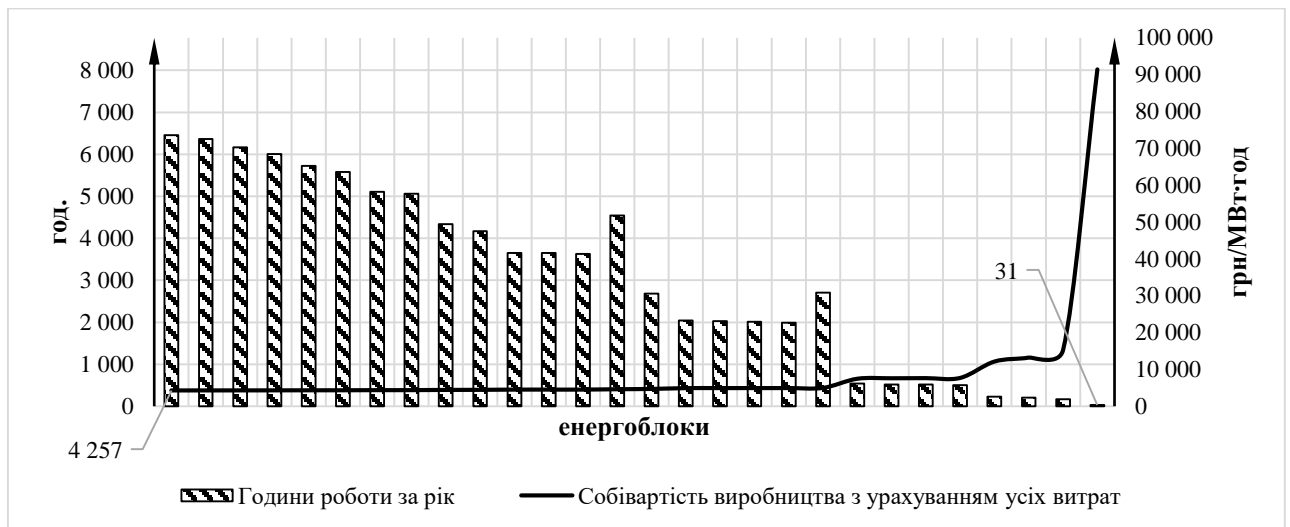
*Джерело: складено на основі власних досліджень*

Отриманню такої кривої передувало проведення серії імовірнісних розрахунків, де в якості вхідного параметра використовувався рівень коефіцієнта резервування ( $RM$ ), і для кожного значення  $RM$  розраховувалося відповідне значення  $LOLE$ . Після чого крива була використана для визначення необхідної величини планового коефіцієнта додаткового резервування ( $RM'$ ) таким чином, щоб за  $RM'$ , гарантувалося значення  $LOLE$  не нижче нормативного  $LOLE'$ .

Слід відмітити, що крива на рис. 3.15, не є універсальною, оскільки вона залежить від складу і техніко-економічних показників виробничих потужностей підприємств-електроенергетики, тобто застосування такої кривої може бути неприйнятним для інших країн. Більш того, через те, що осяги і криві попиту на електричну енергію та резерви, склад виробничих потужностей, їх розміщення і топологія ЛЕП є змінними, взаємозв'язок між  $LOLE$  і  $RM$  теж є змінними.

Причинами необхідності додаткового резервування потужності є стохастичний характер роботи виробників з ВДЕ, аварійність на об'єктах

виробництва/зберігання/передачі електричної енергії, зростанням попиту внаслідок різких похолодань тощо. Як наслідок потужність, що слугуватиме додатковим резервом на такий випадок, впродовж року може як не задіюватися взагалі для виробництва електричної енергії (наприклад, у випадку порівняно теплої зими, низької аварійності виробничого обладнання, сприятливих погодних умов впродовж року для виробництва електричної енергії у ВДЕ тощо), так і задіюватися на порівняно тривалий період часу. Так, на рис. 3.16 наведено середні значення тривалості роботи таких потужностей у 2032 році. Такими потужностями за умови збереження граничного ціноутворення на ринку у подальшому є найменш енергоблоки ТЕС підприємств–виробників електричної енергії.



енергії, виробленої на таких ТЕС за ціною близькою до собівартості в умовах дії цінових обмежень на ринку електричної енергії також не представляється можливим, а тому їх робота слугуватиме джерелом збитків для їх власників. Проте, робота таких ТЕС є затребуваною з точки зору безпеки постачання (забезпечення відсутності дефіциту). Компенсувати збитки власникам, понесені від роботи таких ТЕС представляється можливим за рахунок отримання відповідної плати й надання відповідних послуг з резервування потужності, котрі наразі не представлені в Україні. А тому потребується запровадження нового виду допоміжних послуг на ринку електричної енергії в Україні. Такий вид резерву є подібним до стратегічного резерву палива [263], тому тут він буде іменуватися як стратегічний резерв. Згідно з чинним законодавством України та ЄС послуги на ринку допоміжних послуг сплачуються оператором системи передачі. Тому, витрати з оплати таких послуг мають бути включені до тарифу ОСП, ПрАТ «Укренерго».

Таким чином, результати моделювання функціонування і розвитку підприємств електроенергетики за сценаріями, серед іншого, вказують і на напрями трансформації вітчизняних підприємств електроенергетики. Ключові трансформації досліджуваних підприємств такі:

- НЕК «Укренерго»:
  - а) запровадження, адміністрування і оплата послуги з додаткового резервування потужності (так званий стратегічний резерв) для цілей виконання своїх безпосередніх функцій (зокрема, підтримання достатнього рівня пропозиції та забезпечення відсутності дефіциту електричної енергії).
  - б) розвиток виробничих потужностей, що сприятиме, як збільшенню обсягів передачі підприємствами-виробниками електричної енергії для цілей покриття внутрішнього попиту на електричну енергію та резерви, так і для цілей їхнього експорту/імпорту.
- ПрАТ «Укргідроенерго» та ДП «НАЕК «Енергоатом» у перспективі, функціонуючи в умовах зменшення частки базового навантаження в енергетичній системі та, відповідно, скорочення виробництва електричної

енергії, забезпечення, з одного боку, будівництва нових виробничих потужностей (необхідних ПрАТ «НЕК «Укренерго» для забезпечення безпеки постачання) а, з іншого, покращення ефективності функціонування балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг шляхом концентрування пропозиції на цих сегментах ринку.

Ключовими умовами реалізації такого сценарію є формування достатнього рівня пропозиції підприємствами-виробниками, а також запровадження конкурентних механізмів тарифо- і ціноутворення, зокрема через скасування ПСО та інших механізмів субсидування, лібералізація ринку електричної енергії, що в результаті:

1. Сприятиме підтриманню належного рівня оплати товарів і послуг на ринку, а також розвитку конкуренції.

2. Розширенню переліку допоміжних послуг і додавання відповідного компонента тарифу для оператора системи передачі, НЕК «Укренерго» з метою забезпечення можливості оплати таких послуг.

3. Стимулюванню розвитку (зокрема, шляхом будівництва і введення в експлуатацію) дефіцитних технологій виробництва/зберігання/передачі електричної енергії.

Оскільки, роль кожного підприємства для галузі і ринку та перспективи їхнього розвитку є різними, надалі пропонується розглянути кожне з них окремо.

#### *ДП «НАЕК «Енергоатом»*

За сучасних і перспективних умов функціонування, коли періодично з'являються значні профіцити електричної енергії в енергосистемі і на ринку, ОСП доводиться обмежувати виробництво електричної енергії. Такі обмеження зі зростанням виробничої потужності ВДЕ можуть призводити до обмеження виробництва електричної енергії як на СЕС і ВЕС, так і АЕС, єдиним оператором яких в Україні є ДП «НАЕК «Енергоатом». Як наслідок, такі обмеження призведуть до зменшення коефіцієнту використання встановленої потужності на АЕС (наразі за цим показником вітчизняні АЕС поступаються більшості АЕС світу), збільшенню питомих витрат, збільшенню собівартості, втраті конкурентних позицій на ринку й недоцільності утримання на балансі підприємства частини енергоблоків АЕС.

Причиною цього є, окрім стрімкого розвитку ВДЕ в Україні є ще й зміна структури попиту в Україні, збільшення нерівномірності попиту на електричну енергію (як упродовж доби, так і тижня, місяця, сезону) та фактична відсутність маневрової здатності наявних енергоблоків АЕС. Це вказує на актуальність ефективного розвитку підприємства за умов, що склалися. Як наслідок реалізація планів будівництва з використанням технологій, що не передбачають можливість участі у балансуванні енергосистеми, нових енергоблоків й продовження експлуатації наявних втрачає свій сенс, оскільки результати моделювання вказують на те, що у період до 2032 року в Україні слід передбачити використання реакторів ММР-160 потужністю 2 ГВт взамін застарілих ВВЕР-1000 при будівництві нових енергоблоків у 2028 та 2030 роках.

З метою уникнення обмежень виробництва слід передбачити можливість збільшення маневрової здатності вітчизняними АЕС до необхідного рівня (табл. 3.10).

Таблиця 3.10 – Економічно обґрунтовані режими експлуатації енергоблоків АЕС України

| Режим роботи залежно від доби тижня (Р – робочий день, В – вихідний та/або святковий день) | Потужність генерації (у % від номінальної) відповідно до часу протягом доби |     |     |      |       |       |       |       | $a_d^f$ |
|--|---|-----|-----|------|-------|-------|-------|-------|---------|
|  | 0-3   | 3-6 | 6-9 | 9-12 | 12-15 | 15-18 | 18-21 | 21-24 |         |
| № 1Р   | 65  | 75  | 85  | 100  | 100   | 85    | 75    | 65    | 1,1     |
| № 2Р   | 75  | 75  | 85  | 100  | 100   | 85    | 75    | 75    | 1,05    |
| № 3Р   | 100   | 100 | 100 | 100  | 100   | 100   | 100   | 100   | 1       |
| № 1В   | 50  | 50  | 50  | 65   | 75    | 75    | 65    | 50    | 1,1     |
| № 2В   | 50  | 50  | 50  | 50   | 50    | 50    | 50    | 50    | 1,05    |

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

Економічно обґрунтовані режими експлуатації енергоблоків АЕС визначалися на основі собівартості виробництва електричної енергії на АЕС [262]:

$$C_{\text{АЕС}}^{\text{LCOE}} = \frac{C^{\text{LCC}}}{E^{\text{LC}}}, \quad (3.2)$$

де:

$C^{LCC}$  – витрати на виробництво електричної енергії протягом життєвого циклу, грн,

$E^{LC}$  – обсяги відпуску електричної енергії, МВт·год.

У свою чергу:

$$C^{LCC} = \sum_{t=1}^n \frac{C_t^{K/C}}{(1+r)^{n+1-t}} + \sum_{t=n+1}^{T+n} \frac{C_t^{M/l} + C_t^l - C_t^V(f)}{(1+r)^{t-n-1}} + \sum_{t=T+n+1}^{t+n+m} \frac{C_t^3}{(1+r)^{t-n-1}}, \quad (3.3)$$

де:

$n$  – строки будівництва електростанції, років;

$t$  – етап життєвого циклу, рік;

$T$  – термін експлуатації, років;

$m$  – строк виводу з експлуатації, рік;

$C_t^V(f)$  – експлуатаційні умовно-змінні витрати як функція від режиму роботи, грн;

$C_t^{M/l}$  – умовно-постійні витрати (без відсотків за користування кредитними коштами), грн;

$C_t^{K/C}$  – капітальні витрати (без урахування кредитних коштів), грн;

$$C_t^{M/l} = \sum_{d=1}^{365} C^N a_d^f, \quad (3.4)$$

де:

$d$  – доба на відповідному етапі життєвого циклу,

$C^N$  – умовно-постійні витрати експлуатації АЕС в номінальному режимі, грн;

$a_d^f$  – коефіцієнт зміни умовно-постійних витрат відповідно до зміни режиму роботи АЕС;

$C_t^l$  – відсотки за користування кредитними коштами, грн;

$C_t^3$  – витрати на зняття з експлуатації, грн.

При цьому обсяг виробництва становить:

$$E^{LC} = \sum_{t=n+1}^{T+n} \sum_{d=1}^{365} E^n b_d^f, \quad (3.5)$$

де:

$E^n$  – обсяги відпуску електричної енергії АЕС у номінальному режимі впродовж доби, МВт·год/доба;

$b_d^f$  – коефіцієнт зміни обсягів відпуску електричної енергії АЕС за зміни режиму роботи.

З огляду на те, що для частини наявних енергоблоків добігає кінця їх граничний строк експлуатації, доцільно на наявних майданчиках започаткувати будівництво нових енергоблоків з широким регульовальним діапазоном і порівняно меншою встановленою одиничною потужністю. Під такі вимоги підпадають малі модульні реактори (ММР). Порівняння техніко-економічних показників, при визначенні доцільності будівництва атомних реакторів за старими та новими технологіями наведено у табл. 3.11.

Таблиця 3.11 – Порівняння техніко-економічних показників ядерних реакторів

| Техніко-економічні показники   | Реактори типу ВВР-1000 | Реактори типу ММР-160 |
|--|------------------------|-----------------------|
| Капітальні інвестиції, дол. США/кВт                                      | 5250                   | 5250                  |
| Умовно-змінні витрати, дол. США/кВт                                      | 73,35                  | 73,35                 |
| Умовно-постійні витрати, дол. США/кВт·год                                | 1,65                   | 1,65                  |
| Витрати на зняття з експлуатації, % від капітальних інвестицій           | 400                    | 400                   |
| Ефективність перетворення первинної енергії, %                           | 33,8                   | 32                    |
| Максимальний КВВП, %   | 93                     | 98                    |
| Питомі енергетичні витрати, МВт·год теплової енергії/електричної енергії | 0,04                   | -                     |
| Тривалість життєвого циклу, років  | 80                     | 80                    |
| Тривалість будівництва, років  | 5                      | 3                     |
| Можливий початок введення в експлуатацію, рік                            | 2031 (2025)*           | 2025                  |
| Витрати електричної енергії для власних потреб, %                        | 5                      | 5                     |

\* за умови будівництва на наявних майданчиках.

Джерело: складено на основі власних досліджень

Заміна застарілих неманеврових енергоблоків на нові маневрові надасть можливість суттєво знизити собівартість виробництва електричної енергії на вітчизняних АЕС, збільшити дохідну частину ДП «НАЕК «Енергоатом», брати

участь у найбільш на всіх сегментах ринку, що ще більше збільшить дохідну частину експлуатуючого підприємства. Так, за результатами моделювання (відштовхуючись від проєктної тривалості експлуатації реакторів типу ММР-160 у 30 років), ефект від реалізації оптимального сценарію на прикладі ДП «НАЕК «Енергоатом» становитиме не менше 13,2 млрд грн. З іншого боку, це надасть можливість ПрАТ «НЕК «Укренерго» покращити безпеку постання й одночасно уникнути обмежень виробництва на СЕС і ВЕС.

На рис. 3.17 наведено розрахований показник чистого грошового потоку ( $NPV$ ) для ДП «НАЕК «Енергоатом» у випадку реалізації оптимального сценарію розвитку електроенергетики (з використанням методу Монте-Карло).

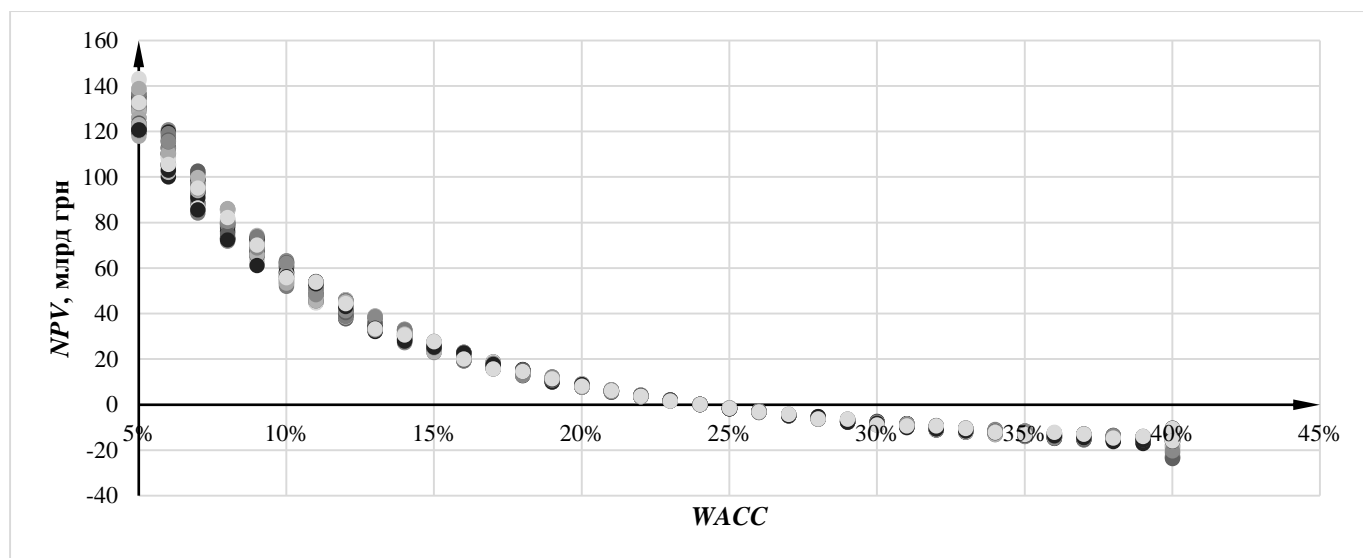


Рисунок 3.17 – Залежність показника  $NPV$  для  
ДП «НАЕК «Енергоатом» від  $WACC$  у випадку реалізації оптимального  
сценарію

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

Доцільність реалізації заходів з розвитку ДП «НАЕК «Енергоатом», передбачених оптимальним сценарієм розвитку електроенергетики, підтверджується позитивним показником чистого грошового потоку за прийнятого рівня  $WACC$ , що, у свою чергу, вказує на ефективність економічної трансформації даного підприємства та його економічну життєздатність у перспективі.

*ПрАТ «Укргідроенерго»*



В умовах зменшення обсягів конкурентного сегменту ринку, збільшення потреб у маневрових потужностях, зменшення гідрологічної забезпеченості вітчизняних ГЕС та низьку наповненість ринку допоміжних послуг, ПрАТ «Укргідроенерго» слід змінити пріоритети з виробництва електричної енергії для ринку двосторонніх договорів на виробництво електричної енергії для балансуєчого ринку та забезпечення резервів для ринку допоміжних послуг.

Оскільки графіки виробництва даного підприємства досить сильно залежить від природних чинників (перш за все, від гідрології), а обсяги мінімального виробництва диктуються мінімальними попусками води на водоймах, тому доцільно частину електричної енергії й надалі реалізовувати за умовами двосторонніх договорів.

Результати моделювання показали, що для забезпечення належного рівня безпеки постачання вже наразі потребується використання установки зберігання енергії (УЗЕ). Їх заміною могли б слугувати вітчизняні ГАЕС, оператором більшості з них є ПрАТ «Укргідроенерго» (табл. 3.12).

Таблиця 3.12 – Порівняння техніко-економічних показників будівництва ГАЕС та акумуляторних батарей (перше число вказує на значення у 2022 році, друге – на очікуване значення у 2030 році)

| Техніко-економічні показники                                   | ГАЕС | УЗЕ*       |
|--|------|------------|
| Капітальні інвестиції, євро/кВт                                | 1500 | 600 – 542  |
| Умовно-змінні витрати, євро/кВт                                | 2,12 | 8,6 – 7,6  |
| Умовно-постійні витрати, євро/кВт·год                          | 45   | 2,5 – 1,91 |
| Витрати на зняття з експлуатації, % від капітальних інвестицій | 3    | 80-50      |
| Енергоефективність, %  | 87   | 92         |
| Максимальний КВВП, %   | 26   | 33,3       |
| Тривалість життєвого циклу, років                              | 60   | 10 – 12    |
| Тривалість будівництва, років                                  | 5    | 3 – 1      |

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

З даних, наведених у табл. 3.12, випливає, що економічно недоцільно використовувати УЗЕ порівняно з ГАЕС. Попри те, що у випадку будівництва нових ГАЕС потребуються порівняно високі капітальні інвестиції, проте вони нівелюються тривалістю їхнього життєвого циклу. Варто наголосити на тому, що у табл. 3.12 наведені техніко-економічні показники для випадку будівництва нових об'єктів, а не для випадку модернізації чи реконструкції. Тому, капітальні інвестиції будуть суттєво меншими.

Наразі ж вітчизняні ГАЕС не можуть бути слугувати аналогом УЗЕ через відсутність регулювання потужності на гідроагрегатах ГАЕС, адже при будівництві використовувалися застарілі неманеврові технології. Звідси слідує необхідність у проведенні робіт з модернізації наявних і тих, що перебувають у процесі будівництва, ГАЕС. З іншого боку, зокрема, з урахуванням стрімкого розвитку потужностей на ВДЕ, економічно доцільним для ПрАТ «Укргідроенерго» є і впровадження акумуляторних батарей порівняно невеликої ємності (від 300 до 400 МВт·год сукупною потужністю 200 МВт). Беручи до уваги проєктну тривалість експлуатації ГАЕС (не менше 40 років) та УЗЕ економічний ефект від реалізації таких заходів становитиме від 12,9 млрд грн.

Як і у випадку з потужностями АЕС, без переоснащення наявних ГАЕС їх КВВП буде знижуватися, призводячи до збільшення собівартості виробництва електричної енергії та погіршення фінансового результату підприємства.

На рис. 3.18 наведено розрахований показник чистого грошового потоку ( $NPV$ ) для ПрАТ «Укргідроенерго» у випадку реалізації оптимального сценарію розвитку електроенергетики (з використанням методу Монте-Карло).

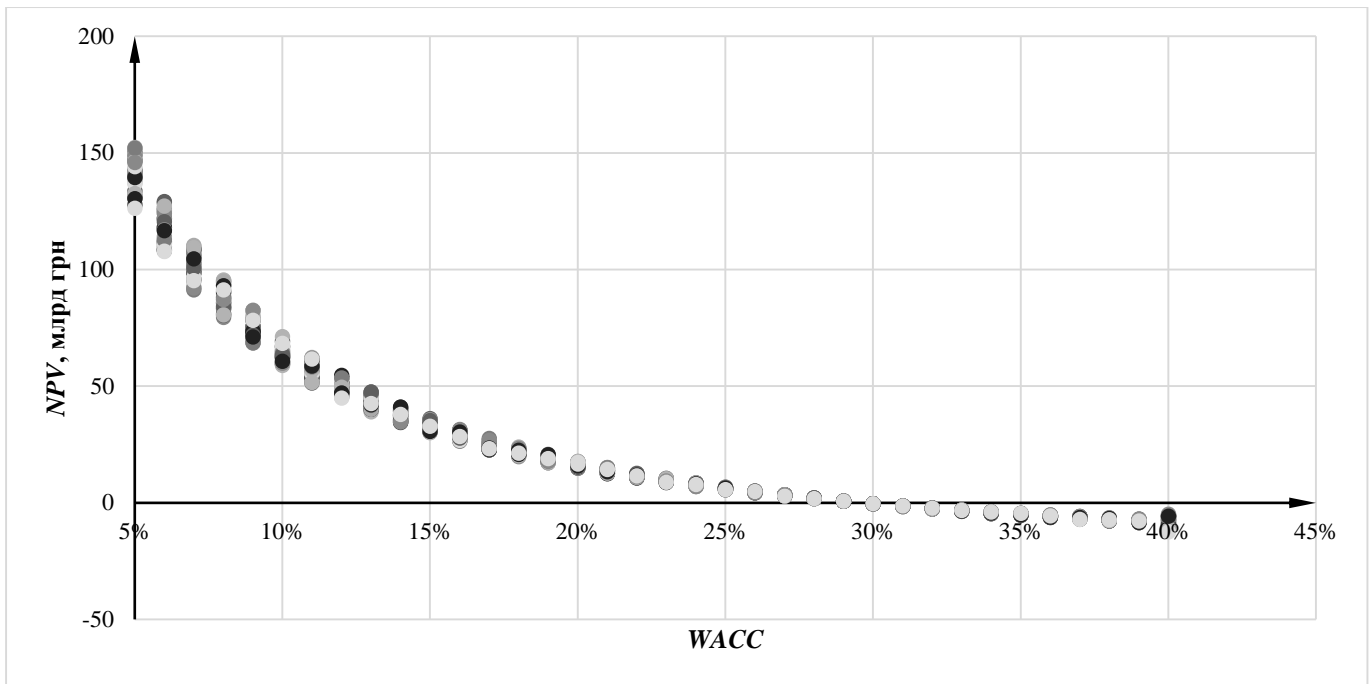


Рисунок 3.18 — Залежність показника  $NPV$  для  
ПрАТ «Укргідроенерго» від  $WACC$  у випадку реалізації оптимального  
сценарію

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

Доцільність реалізації заходів з розвитку ПрАТ «Укргідроенерго», передбачених оптимальним сценарієм розвитку електроенергетики, підтверджується позитивним показником чистого грошового потоку за прийнятого рівня  $WACC$ , що, у свою чергу, вказує ефективність економічної трансформації даного підприємства та його економічну життєздатність у перспективі.

#### *ПрАТ «Укр енерго»*

З урахування економічно доцільних заходів з модернізації на вітчизняних ГАЕС ПрАТ «Укргідроенерго», будівництва УЗЕ ПрАТ «Укргідроенерго» та будівництва нових потужностей на АЕС ДП «НАЕК «Енергоатом», ПрАТ «НЕК «Укр енерго» вдасться покращити рівень безпеки постачання електричної енергії в Україні. Серед іншого, передбачається у перспективі і збільшення виробничих потужностей ВДЕ, що що слугує додатковим джерелом прибутків для ПрАТ «Укр енерго» у разі забезпечення видачі повної потужності ВДЕ з регіонів їх концентрації до центрів попиту електричної енергії.

Як видно з рис. 3.19, найбільша концентрація попиту на електричну енергію в Україні зосереджена у Дніпропетровській, Запорізькій, Харківській, Донецькій та Київській областях.

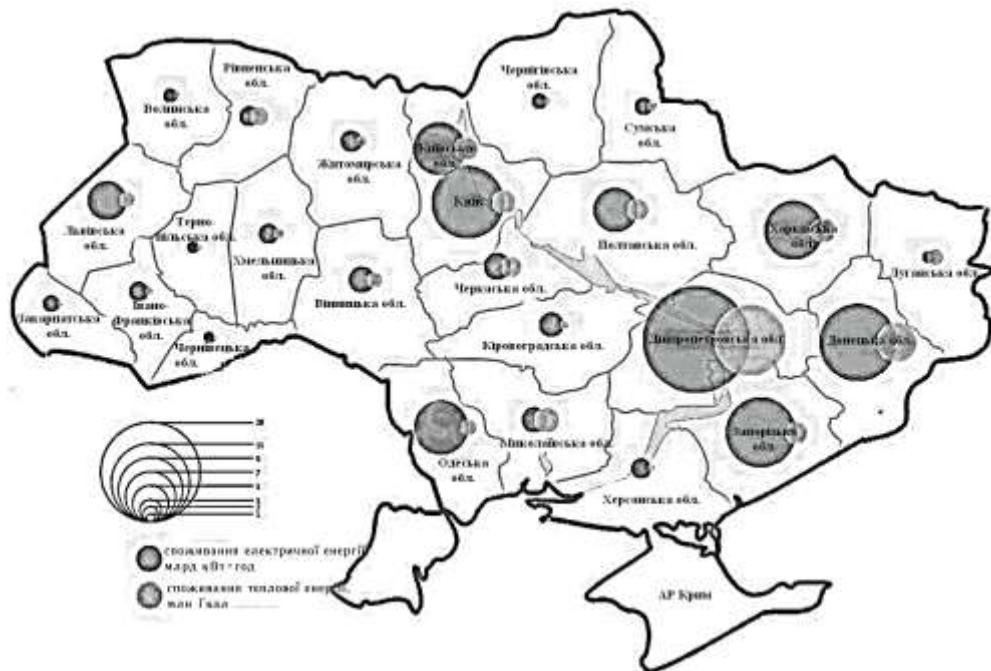


Рисунок 3.19 – Мапа концентрації попиту на електричну енергію в Україні у 2021 році

*Джерело: складено на основі [265 – 267]*

Тим часом як концентрація СЕС спостерігається, відповідно до потенціалу сонячного випромінювання, в Одеській, Миколаївській та Херсонській областях (рис. 3.20).

Більшість ВЕС України теж віддалені від основних регіонів споживання – у прибережних зонах Чорного моря (рис. 3.21).



Рисунок 3.20 – Мапа розосередження генеруючих потужностей СЕС України станом на кінець 2021 року та потенціалу сонячного випромінювання

*Джерело: складено на основі [265 – 267]*



Рисунок 3.21 – Мапа розосередження генеруючих потужностей ВЕС України станом на кінець 2021 року та потенціалу вітрової енергії на висоті 50 м над рівнем горизонту

*Джерело: складено на основі [265 – 267]*

Така віддаленість центрів споживання від центрів виробництва електричної енергії з відновлюваних джерел потребує додаткового розвитку мереж й надасть можливість наростити ПрАТ «НЕК «Укренерго» обсяги передачі електричної енергії (табл. 3.13).

Таблиця 3.13 – Прогнозні обсяги передачі електричної енергії  
ПрАТ «НЕК «Укренерго» до 2030 року за оптимального сценарію розвитку  
вітчизняної електроенергетики

| Показники  | 2015  | 2016  | 2017  | 2018  | 2019  | 2020  | 2025  | 2030  |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Обсяги передачі електричної енергії магістральними мережами України, млрд кВт·год* | 120,1 | 111,2 | 113,8 | 113,3 | 116,3 | 120,0 | 140,8 | 178,7 |
| Вартість послуг з передачі електричної енергії (товарна продукція), млрд грн       | 5,3   | 7,1   | 8,0   | 5,4   | 4,6   | 6,7   | 7,8   | 9,9   |
| Фактичний середньозважений тариф на передачу електричної енергії, коп./кВт·год     | 4,4   | 6,3   | 7,0   | 4,8   | 5,6   | 5,6** | 5,6** | 5,6** |

\* – без урахування передачі міждержавними ЛЕП.

\*\* – за незмінних тарифів на передачу електричної енергії.

Джерело: складено на основі [209]

За таких умов економічний ефект від впровадження низки зазначених заходів складе 3,2 млрд грн (за період 2024 – 2032 рр.).

Окреслені напрями трансформації за таких умов надають можливість досліджуванім підприємства вітчизняної електроенергетики ефективно трансформуватися і, водночас, покращити рівень безпеки постачання і рівень енергетичної безпеки країни. Однак, ключовою умовою такої трансформації є пом'якшення залежності від рішень НКРЕКП і Міністерства енергетики.

Одним із результатів економіко-математичної моделі функціонування і розвитку підприємств електроенергетики є часткове покриття потреб у резервах відновлення частоти на розвантаження виробниками з ВДЕ, що є порівно ефективнішим за розміщення резервів на об'єктах водневої та інших видів енергетики [269]. Результати

аналізу витрат-вигод від впровадження кожного з таких засобів покриття потреб у резервах відновлення частоти на розвантаження наведено у Додатку М.

Вочевидь, за прийнятих припущень, економічно доцільним є залучення виробників з ВДЕ до забезпечення резервів відновлення частоти на розвантаження. При цьому економічний ефект (за 20 років використання такого засобу) від їх залучення сягає 8 454 млн грн (порівняно з будівництвом маневрових ГАЕС).

На рис. 3.22 наведено розрахований показник чистого грошового потоку ( $NPV$ ) для ПрАТ «НЕК «Укренерго» у випадку реалізації оптимального сценарію розвитку електроенергетики (з використанням методу Монте-Карло).

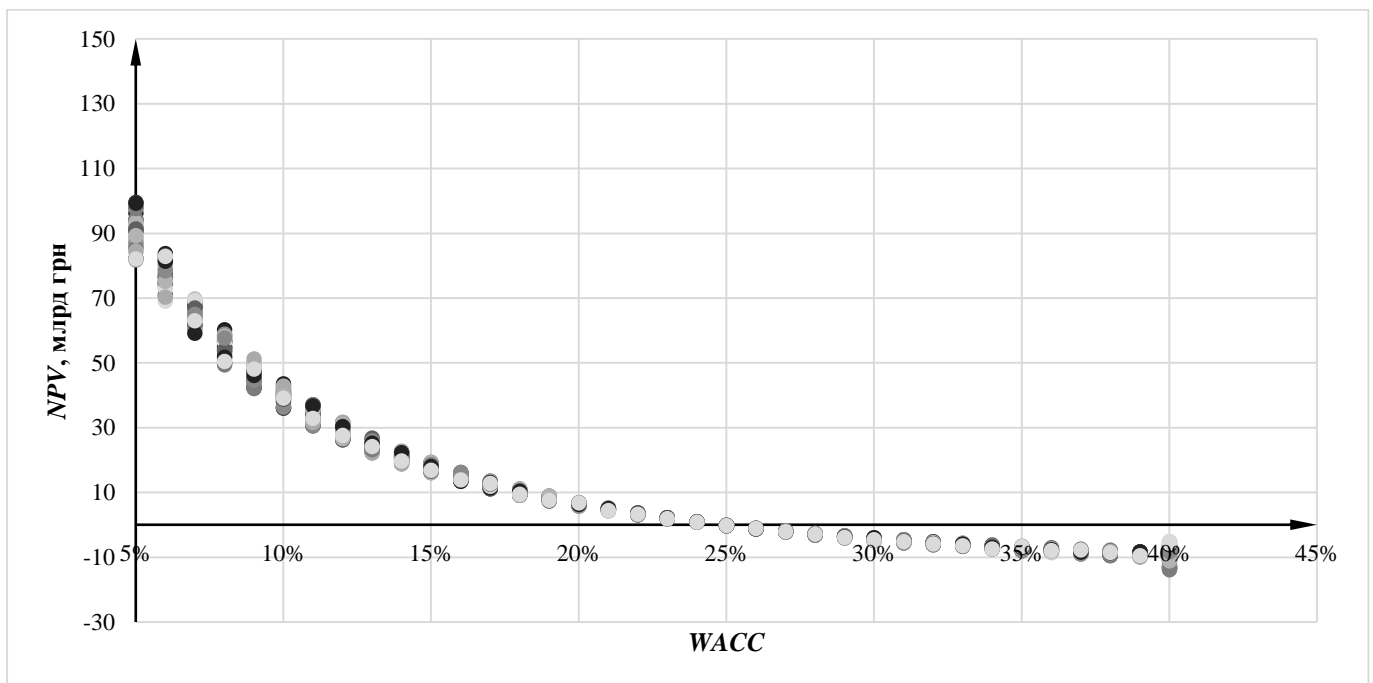


Рисунок 3.22 — Залежність показника  $NPV$  для  
ПрАТ «НЕК «Укренерго» від  $WACC$  дисконтування у випадку реалізації  
оптимального сценарію

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

Доцільність реалізації заходів з розвитку ПрАТ «НЕК «Укренерго», передбачених оптимальним сценарієм розвитку електроенергетики, підтверджується позитивним показником чистого грошового потоку за прийнятого рівня  $WACC$ , що, у свою чергу, вказує ефективність економічної трансформації даного підприємства та його економічну життєздатність у перспективі.

Варто наголосити на тому, що таке покращення економічної ефективності діяльності досліджуваних підприємств досягається за рахунок трансформування не тільки окремо взятих підприємств, а за рахунок трансформації всієї галузі, тобто на системному рівні. Таким чином, реалізація одного із заходів, передбачених реалізацією оптимального сценарію, без реалізації інших – виходячи із постановки задачі (цільової функції) матиме інший, гірший економічний ефект для системи.

Таким чином, із застосуванням деталізованого економіко-математичного моделювання функціонування і розвитку підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції (зокрема за умови роботи на сегментованому конкурентному ринку електричної енергії) визначено такі напрями ефективної трансформації вітчизняних підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції як покращення виконання поточних робіт; виконання поточних робіт іншим способом та виведення на наявний ринок нових продуктів, а саме: модернізація наявних виробничих потужностей (для ПрАТ «Укргідроенерго») та будівництво нових (для ПрАТ «Укргідроенерго», ДП «НАЕК «Енергоатом» і ПрАТ «НЕК «Укренерго»); переорієнтація виробничо-комерційної діяльності на такі сегменти ринку як балансуєчий ринок та ринок допоміжних послуг (для ПрАТ «Укргідроенерго» та ДП «НАЕК «Енергоатом»), виведення нових продуктів на ринок (для ДП «НАЕК «Енергоатом»), розширення кола збуту шляхом експансії європейського ринку електричної енергії (для ПрАТ «Укргідроенерго», ДП «НАЕК «Енергоатом» і ПрАТ «НЕК «Укренерго»), розширення кола збуту шляхом збільшення кількості кінцевих користувачів з ВДЕ і, водночас, збільшення обсягів передачі електричної енергії (для ПрАТ «НЕК «Укренерго»); запровадження і формування попиту на ринку нового продукту – стратегічного резерву потужності (для ПрАТ «НЕК «Укренерго»). Окрім того, доведено економічну життєздатність досліджуваних підприємств у перспективі унаслідок реалізації окреслених трансформацій.



### *Висновки до розділу 3*

На основі результатів економіко-математичного моделювання функціонування і розвитку вітчизняних підприємств електроенергетики доведено доцільність трансформації та, водночас, запропоновано комплекс заходів трансформації на прикладі ДП «НАЕК «Енергоатом», ПрАТ «Укргідроенерго», ПрАТ «НЕК «Укренерго».

1.3 використанням економіко-математичної моделі на базі методів машинного навчання, спрогнозовано обсяги і криві попиту на електричну енергію та резерви, з урахуванням:

- зміни кліматичних чинників;
- динаміки прогнозу міжгалузевого балансу;
- зростання обсягів виробництва з ВДЕ та потреб у засобах їх інтеграції;
- трансформації кривої та структури (за основними групами споживачів) попиту товари і послуги, які торгуються на ринку електричної енергії.

2.3 використанням комбінації запропонованих економіко-математичних моделей передбачено:

- збільшення диспропорції між конкурентним і неконкурентним сегментами ринку, що пов'язано із збільшенням обсягів виробництва підприємствами-виробниками, які провадять діяльність з виробництва електричної енергії з використаннями відновлюваних джерел енергії;
- збільшення дефіциту резервів;
- зниження рівня безпеки постачання електричної енергії в Україні;
- збільшення дефіциту маневрових потужностей, що негативно впливає на гнучкість всієї енергетичної системи;
- зростання попиту на ринку допоміжних послуг;
- поява дефіциту електричної енергії і пропозиції, що й слугує основним чинником необхідності трансформації підприємств електроенергетики у перспективі, що не надає можливості виконувати свої безпосередні функції

ПрАТ «НЕК Укренерго», які пов'язані із підтриманням балансу попиту та пропозиції в ОЕС України.

3. На основі результатів моделювання визначено ефективні (спираючись на розрахунок *NPV* та оцінки економічної життєздатності) напрями трансформації досліджуваних підприємств, що серед іншого надає таким підприємствам покращити у перспективі принаймні до 2032 року свій фінансовий стан:

– ДП «НАЕК «Енергоатом» слід передбачити використання реакторів ММР-160 потужністю 2 ГВт при будівництві нових енергоблоків у 2028 та 2030 роках з метою участі у балансуванні ОЕС України (відповідно, брати участь таких сегментах ринку як балансуючий ринок та ринок допоміжних послуг) й уникнення обмежень на виробництво та відповідного збільшення собівартості електричної енергії (економічний ефект за увесь період експлуатації нових реакторів становитиме не менше 13,2 млрд грн);

– ПрАТ «Укргідроенерго» модернізувати потужності на наявних ГАЕС (розширивши діапазон їх регулювання), звести 200 МВт УЗЕ та змістити пріоритети з виробництва електричної енергії за двосторонніми договорами на виробництво електричної енергії на балансуючому ринку та ринку допоміжних послуг (економічний ефект за увесь період експлуатації модернізованих ГАЕС становитиме не менше 12,9 млрд грн);

– ПрАТ «НЕК «Укренерго» забезпечити будівництво нових елементів мережевого господарства з метою збільшення обсягів передачі електричної енергії від районів її виробництва до районів її споживання. З метою виконання своїх безпосередніх функцій (зокрема, дотримання перманентного балансу між попитом і пропозицією на електричну енергію, а відповідно й уникнення дефіциту енергії та пропозиції) передбачити запровадження нової допоміжної послуги на ринку електричної енергії – послуги з надання стратегічного резерву.

Основні наукові результати розділу опубліковані у роботах [270 – 276].

## ВИСНОВКИ

У дисертації сформульовано та вирішено наукове завдання із поглиблення теоретико-методичних підходів і роброблення науково-практичних рекомендацій щодо трансформації підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції.

За результатами проведеного дослідження можна сформулювати такі висновки теоретико-методичного змісту та науково-практичного спрямування:

1.З використанням результатів опрацювання наукової літератури досліджено наявні підходи до трансформації підприємств, які не висвітлюють усіх особливостей прояву такого економічного явища. Це зумовило доцільність удосконалення низки теоретичних і науково-методичних положень, що полягає у включенні до загальноприйнятих предметних областей мікрорівня (підприємства, бізнесові одиниці), також і суміжних нижчих і вищих рівнів – нано- (споживачі) і мезорівнів (ринок, галузь, регіон). У ході дослідження узагальнено підходи до інтерпретації сутності такої економічної категорії як “трансформація підприємств”. Дослідивши природу впливу основних чинників трансформації підприємств можна зробити висновок проте, що трансформація є динамічним і комплексним процесом, а тому потребується застосування комплексного, динамічного підходу до дослідження трансформації підприємств електроенергетики, що включатиме можливість застосування процесного підходу.

2.На основі опрацювання наукової літератури, встановлено взаємозв’язок між поняттями «розвиток», «стратегія» і «трансформація». За результатами критичного аналізу наукових джерел виокремлено основні науково-методичні засади розвитку і трансформації підприємства, а саме: цілі та етапи формування стратегій, розвитку й, відповідно, трансформації підприємств, а також способи його трансформації з урахуванням наявних обмежень. Подальше вивчення складових наведеного переліку надає можливість сформувати формалізовану оптимізаційну задачу (включно із системою обмежень, умов і цільовою функцією) функціонування і розвитку підприємства внаслідок його трансформації.

3.На основі результатів дослідження чинників трансформації (як динамічного

і комплексного процесу) підприємства та його середовища обґрунтовано необхідність якісного та кількісного оцінювання ефектів трансформації підприємств, а тому запропоновано використання *SWOT*-аналізу, економіко-математичного моделювання та компаративного аналізу. На основі аналізу наявних методів запропоновано універсальний, комплексний і бінарний критерій оцінювання ефективності трансформації підприємства – позитивне значення показника *NPV*, який запропоновано використовувати в якості цільової функції функціонування підприємства, адже його використанням надає можливість імітувати прагнення підприємства забезпечити свою економічну життєздатність. З використанням математичного апарату доведено і передбачено необхідність використання в економіко-математичній моделі функціонування і розвитку підприємств електроенергетики визначення таких показників як *VoRS* та *VoLL* (що забезпечуватимуть наявність розв’язку задачі оптимізації та за змістом виражають штраф за сформований дефіцит товарів і послуг або граничні ціни на ринку), врахування динаміки стохастичних подій, а також процесного підходу за умови роботи на сегментованому ринку електричної енергії.

4. На підставі ретроспективного системно-структурного аналізу середовища функціонування підприємств електроенергетики надав можливість дійти висновку про те, що у більшості розвинених країн трансформація електроенергетики та її основних елементів (підприємств) супроводжуються: розділенням великих вертикально-інтегрованих підприємств, впровадженням конкуренції, зниженням цін на ринку електричної енергії, залученням інвестицій, а також зміною моделі структуризації галузі і ринку. У результаті такого аналізу виокремлено 4 основні моделі структуризації галузі та ринку. Для кожної з моделей здійснено порівняльний аналіз позитивних і негативних рис. На основі результатів аналізу законодавчої бази України та ЄС визначено належність структуризації галузі та ринку до найбільш конкурентної моделі з наявністю особливих рис.

5. Визначено, що успішність трансформації підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції значно залежить від інституційного середовища. Відзначено, що змістовність трансформацій визначено законодавчо і більшість основних

документів ЄС, що регулюють діяльність в енергетиці, вже імплементовано в Україні, за якою закріплено монопольне право діяльності у сфері передачі електричної енергії, а також передбачено функціонування сегментів ринку, на яких поряд із торгівлею електричної енергією, передбачено і торгівля допоміжними послугами (потужностями, резервами), що є потенційним джерелом доходів для підприємств. Водночас, результати аналізу надали можливість дійти висновку про те, що успішній трансформації підприємств електроенергетики перешкоджає таке: функціонування одного неконкурентного сегменту ринку поряд з традиційними конкурентними сегментами, який демонструє стрімку динаміку розвитку (учасниками якого є виробники з ВДЕ, що реалізують електричну енергію не за ринковими правилами); переобтяженість низки підприємств виконанням ПСО та компенсацією різниці між ринковими цінами та «зеленим» тарифом, наявність цінових обмежень на конкурентних сегментах ринку тощо.

6. На основі результатів аналізу встановлено, що значних змін у зв'язку з плином євроінтеграційних процесів в Україні зазнають великі державні підприємства (зокрема, ДП «НАЕК «Енергоатом», ПрАТ «НЕК «Укренерго» та ПрАТ «Укргідроенерго»), адже, окрім зміни моделі ринку електричної та зміни підходу до ціноутворення, передбачається і проходження процедури анбандлінгу. На основі результатів аналізу низки показників і *SWOT*-аналізу встановлено, що перспективи розвитку досліджуваних підприємств характеризуються різними як сильними, так і слабкими сторонами, а також різними загрозами та можливостями. Однак, попри наявність особливостей і специфіки їх товарної продукції (послуг) досліджуваних підприємств, вони характеризуються високим рівнем енергетичної, екологічної та експлуатаційної безпеки, підтримкою Уряду, низьким впливом на навколишнє середовище, та, головне, потенціалом до збільшення обсягів виробництва і прибутковості, зокрема через експансію європейського ринку електричної енергії.

7.3 використанням економіко-математичної моделі на базі методів машинного навчання, спрогнозовано обсяги та криві попиту на електричну енергію та резерви, з урахуванням:

- зміни кліматичних чинників;
- динаміки прогнозу міжгалузевого балансу;
- зростання обсягів виробництва з ВДЕ та потреб у засобах їх інтеграції;
- трансформації характеру та структури (за основними групами споживачів) попиту товари і послуги, які торгуються на ринку електричної енергії.

8.3 використанням комбінації запропонованих економіко-математичних моделей передбачено:

- збільшення диспропорції між конкурентним і неконкурентним сегментами ринку, що пов'язано із збільшенням обсягів виробництва підприємствами-виробниками, які провадять діяльність з виробництва електричної енергії з використанням відновлюваних джерел енергії;
- збільшення дефіциту резервів;
- зниження рівня безпеки постачання електричної енергії в Україні;
- збільшення дефіциту маневрових потужностей, що негативно впливає на гнучкість всієї енергетичної системи;
- зростання попиту на ринку допоміжних послуг;
- поява дефіциту електричної енергії і пропозиції, що й слугує основним чинником необхідності трансформації підприємств електроенергетики у перспективі, що не надає можливості виконувати свої безпосередні функції ПрАТ «НЕК Укренерго», які пов'язані із підтриманням балансу попиту та пропозиції в ОЕС України.

9.3 використанням економіко-математичного моделювання функціонування і розвитку підприємств електроенергетики визначено ефективні (спираючись на розрахунок *NPV* та оцінки економічної життєздатності) напрями трансформації досліджуваних підприємств:

- ДП «НАЕК «Енергоатом» слід передбачити використання реакторів ММР-160 потужністю 2 ГВт при будівництві нових енергоблоків у 2028 та 2030 роках з метою участі у балансуванні ОЕС України (відповідно, брати участь таких сегментах ринку як балансуєчий ринок та ринок допоміжних послуг) й уникнення обмежень на виробництво та відповідного збільшення

- собівартості електричної енергії (економічний ефект за увесь період експлуатації нових реакторів становитиме не менше 13,2 млрд грн);
- ПрАТ «Укргідроенерго» модернізувати потужності наявних ГАЕС (розширивши діапазон їх регулювання), звести 200 МВт УЗЕ та змістити пріоритети з виробництва електричної енергії за двосторонніми договорами на виробництво електричної енергії на балансуєчому ринку та ринку допоміжних послуг (економічний ефект за увесь період експлуатації модернізованих ГАЕС становитиме не менше 12,9 млрд грн);
  - ПрАТ «НЕК «Укренерго» забезпечити будівництво нових елементів мережевого господарства з метою збільшення обсягів передачі електричної енергії від районів її виробництва до районів її споживання. З метою виконання своїх безпосередніх функцій (зокрема, дотримання перманентного балансу між попитом і пропозицією на електричну енергію, а відповідно й уникнення дефіциту енергії та пропозиції) передбачити запровадження нової допоміжної послуги на ринку електричної енергії – послуги з надання стратегічного резерву.

Отже, у дисертації поглиблено теоретико-методичні підходи та зроблено науково-практичні рекомендації щодо трансформації підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції. Таким чином, мету роботи досягнуто.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Dergachova V., Pysar N. Implementation of the market approach to the processes of management of the energy sector of ukrainian economy under conditions of European integration. *Восточно-Европейский журнал передовых технологий*. 2018. No. 3 (3). P. 40—49.
2. Варава Л., Савонік Н. Дослідження економічної конкуренції на ринку електроенергії України. *Редакційна колегія*. 2018. С. 275.
3. Москалюк С. Сучасні проблеми та суперечності реалізації державної енергетичної політики України. *Public administration*. 2019. № 4. С. 43.
4. Трансформація. *Академічний тлумачний словник української мови*. URL: <http://sum.in.ua/s/transformacija> (дата звернення: 27.04.2023).
5. Bracewell R. N., Bracewell R. N. The Fourier transform and its applications. McGraw-Hill New York, 1986. Vol. 31999.
6. Gietz R. D., Woods R. A. Yeast transformation by the LiAc/SS Carrier DNA/PEG method. *Yeast protocol*. 2006. P. 107—120.
7. Івченко Є. Трансформація як поняття та підходи до його розуміння в економічному контексті. *Ефективна економіка*. 2015. Т. 12.
8. Бусел В. Т. Великий тлумачний словник сучасної української мови (з дод. і допов.). *Ірпінь: ВТФ Перун*. 2005.
9. Левенець Ю. Політична енциклопедія / НАН України, Ін-т політ. і етнонац. дослідж. імені І. Ф. Кураса; редкол.: (голова) [та ін.] ; [упоряд. Ю. шаповал]. Київ : Парлам. вид-во, 2011. 807 с.
10. Якобчук В. П., Богоявленська Ю. В., Тищенко С. В. Історія економіки та економічної думки. Київ : «Центр учб. літ.», 2015. 476 с.
11. Мочерний С. В. Економічна енциклопедія: в трьох томах. Т. 3. Київ : Акад., 2002. 687 с.
12. Радіонова О. Зайнятість у великих містах: сучасний економіко-теоретичний аналіз: монографія. 2014.



13. Veblen T., Galbraith J. K. The theory of the leisure class. Houghton Mifflin Boston, 1973. Vol. 1899.
14. Schumpeter J. A. Capitalism, socialism and democracy. routledge, 2013.
15. Друкер П. Эра социальной трансформации (пер. с англ. Т. Лопухиной). 2003. URL: <http://gtmarket.ru/laboratory/expertize/2006/2506> (дата звернення: 13.05.2020).
16. Clark C., Others. The conditions of economic progress. *The conditions of economic progress*. 1967.
17. Chenery H. B. Patterns of industrial growth. *The American economic review*. 1960. Vol. 50, no. 4. P. 624—654.
18. Kuznets S., Murphy J. T. Modern economic growth: rate, structure, and spread. Yale University Press New Haven, 1966. Vol. 2.
19. Syrquin M. Patterns of structural change. *Handbook of development economics*. 1988. Vol. 1. P. 203—273.
20. Тоффлер Э. Третья волна. *Народное образование*. 2008. № 2. С. 55—61.
21. Белл Д. Грядущее постиндустриальное общество. Academia, 2004.
22. Report by the commission on the measurement of economic performance and social progress / J. E. Stiglitz et al. Commission on the measurement of economic performance and social progress Paris, 2009.
23. Лузин Г. П., Павлов К. В. Патоекономика, или общая теория переходных, кризисных социально-экономических процессов и состояний. *Мурманск: Обл. кн. изд-во*. 1999. Т. 5.
24. Геєць В. М. Інституційні перетворення і суспільний розвиток. *Економіка і прогнозування*. 2005. № 2. С. 9—36.
25. Kondratieff N. D. Кондратьев НД Большие циклы конъюнктуры и теория предвидения. М.: Экономика. 2002.
26. Герасименко А. Г. Економічний зміст та напрямки трансформації економічних систем; Essence and vectors of economic systems transformation. *Науковий журнал Економічний вісник Національного гірничого університету; Научный журнал Экономический вестник Национального горного университета; Scientific journal Economic Bulletin of the National Mining University*. 2015.

- 27.Потравка Л. Сутність, зміст та етапи трансформації соціально-економічної системи. *Українська наука: минуле, сучасне, майбутнє*. 2014. № 19 (2). С. 192—200.
- 28.Гражевська Н. Еволюція сучасних економічних систем: навч. посіб. КНУ ім. Т. Шевченка. К.: Знання. 2011.
- 29.Фоменко В. О. Трансформація діяльності підприємства з метою дотримання принципу безперервності. 2007. URL: [https://ena.lpnu.ua/bitstream/ntb/34164/1/129\\_616-621.pdf](https://ena.lpnu.ua/bitstream/ntb/34164/1/129_616-621.pdf) (дата звернення: 27.03.2018).
- 30.Турило А. М., Корнух О. В. Економічна трансформація як ключове поняття сучасного громадського розвитку. *Науковий вісник Херсонського державного університету. Сер.: Економічні науки*. 2014. № 6 (3). С. 189—191.
- 31.Herrendorf B., Rogerson R., Valentinyi A. Growth and structural transformation. *Handbook of economic growth*. 2014. Vol. 2. P. 855—941.
- 32.YourDictionary. *YourDictionary: Definitions and Meanings From Over a Dozen Trusted Dictionary Sources*. URL: <https://www.yourdictionary.com/dictionary-definitions> (дата звернення: 27.04.2023).
- 33.Проданова Л. В., Забаріна Д. А. Соціально-економічна система як об'єкт трансформацій. *Вісник Хмельницького національного університету*. 2009. № 3. С. 152—156.
- 34.Gumenyuk A. M. Безпека структурно-інституціональної трансформації економіки регіону: теоретичні основи та прикладні аспекти. НІСД Нац. ін-т стратег. дослідж., 2014.
- 35.Жаліло Я. А. Економічна стратегія держави: теорія, методологія, практика: монографія. К.: НІСД. 2003. Т. 2. С. 368.
- 36.Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 р. № 2019-VIII : станом на 31 берез. 2023 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text> (дата звернення: 27.04.2023).
- 37.Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2035 року “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність” : Розпорядж. Каб. Міністрів України від 18.08.2017 р. № 605-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-r#Text> (дата звернення: 27.04.2023).

38. Экономика формирования электроэнергетических систем / И. М. Волькенау та ін. Москва : Энергия, 1981. 320 с.
39. Hunt S. Making competition work in electricity. John Wiley \& Sons, 2002. Vol. 146.
40. Про затвердження Кодексу системи передачі : Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики та комун. послуг від 14.03.2018 р. № 309 : станом на 20 січ. 2023 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text> (дата звернення: 27.04.2023).
41. Бацалай Ю. М. Поняття процесного підходу до діяльності організації [Електронний ресурс]. URL: [http://www.rusnauka.com/34\\\_NIEK\\\_2010/Economics/75140.doc.htm](http://www.rusnauka.com/34\_NIEK\_2010/Economics/75140.doc.htm) (дата звернення: 14.12.2018).
42. Жаліло Я. А. Теорія та практика формування ефективної економічної стратегії держави: монографія. Нац. ін-т стратег. дослідж., 2009.
43. Саллівон Д. Успіх у глобальній економіці. *Економічні реформи сьогодні*. 2000. № 34. С. 15.
44. Бойчик І. М. Економіка підприємства. 2016.
45. Ансофф І. Стратегическое управление. Экономика, 1989.
46. Саєнко М. Г. Стратегія підприємства. 2012.
47. Минцберг Г., Куинн Дж. Б., Гошал С. Стратегический процесс/Пер. с англ. под ред. ЮН Каптуревского. СПб.: Питер. 2001. Т. 688.
48. Карлоф Б. Деловая стратегия: Пер. с англ./Науч. ред. и авт. послесл. ВА Приписнов. М.: Экономика. 1991. Т. 239. С. 2.
49. Портер М. Е. Стратегія конкуренції/Пер. з англ. А. Олійник, Р. Скільський. К.: Основи. 1998. Т. 390. С. 5.
50. Винокуров В. А. Организация стратегического управления на предприятии. М.: Центр экономики и маркетинга. 1996. Т. 2. С. 160.
51. Туленков Н. Ключевая позиция стратегического менеджмента в организации. *Проблемы теории и практики управления*. 1997. Т. 4. С. 104—107.

52. Крук М. Д. Разработка корпоративных стратегических компаний. *ЭКО. Экономика и организация промышленного производства*. 2001. № 6. С. 112—117.
53. Мескон М., Альберт М. др. Основы менеджмента, М. Дело. 2007.
54. Шершньова З. Є. Стратегічне управління. ДВНЗ "Київ. нац. ун-т ім. Вадима Гетьма.", 2004.
55. Дойль П. Дойль, П. Менеджмент: стратегия и тактика. 1999.
56. Готь О. Я., Бондаренко С. М. Стратегія підприємства як чинник його конкурентоспроможності. *Ефективна економіка*. 2017.
57. Раєвська О. В. Управління розвитком підприємства: методологія, механізми, моделі: монографія. *Науково-дослідний центр індустріальних проблем розвитку НАН України; Харківський національний економічний ун-т*. 2006. С. 496.
58. Мельник Л. Г. Фундаментальные основы развития. Унив. кн., 2003.
59. Соколенко В. А., Бондаренко О. М. Сутність та види стратегії розвитку. 2015.
60. Chandler Jr A. D. Strategy and structure: Chapters in the history of the American industrial enterprise. MIT press, 1969. Vol. 120.
61. Петруха С. В., Петруха Н. М. Економічна стратегія промислових підприємств: методологія, теорія та практика (частина 1). *Ефективна економіка*. 2013. № 2.
62. Ukraine's electricity system striving for European energy integration / R. Tulchinskiy et al. *Polityka energetyczna*. 2020. Vol. 23.
63. Estimation of management effectiveness of electricity supply enterprises in emerging economies / T. Skibina et al. 2021.
64. Нефінансові звіти. *ПРАТ "НЕК "Укренерго"*. URL: [https://ua.energy/?page\\_id=66830](https://ua.energy/?page_id=66830) (дата звернення: 02.01.2022).
65. The Clean Energy for all Europeans Package - Florence School of Regulation. *Florence School of Regulation*. URL: <https://fsr.eui.eu/the-clean-energy-for-all-europeans-package> (дата звернення: 27.04.2023).

66. Enterprise Transformation. *Product Roadmap Software / ProductPlan*. URL: <https://www.productplan.com/glossary/enterprise-transformation> (дата звернення: 27.04.2023).

67. Про затвердження Загальних положень безпеки атомних станцій : Наказ Держ. ком. ядер. регулювання України від 19.11.2007 р. № 162 : станом на 21 жовт. 2011 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0056-08#Text> (дата звернення: 27.04.2023).

68. Про затвердження Правил експлуатації водосховищ Дніпровського каскаду : Наказ М-ва зах. довкілля та природ. ресурсів України від 27.05.2022 р. № 210. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0704-22#Text> (дата звернення: 27.04.2023).

69. McMillan M., Rodrik D. Globalization, structural change and productivity growth (working paper 17143). National Bureau of Economic Research, Cambridge, MA. <https://www.nber.org>, 2011.

70. Панченко В. Г. Теоретичні підходи до визначення економічної сили та економічних інтересів держави як детермінант її економічної політики (випадок неопротекціонізму). *Інвестиції: практика та досвід*. 2018. № 5. С. 12—19.

71. Уильямсон О. И. Экономические институты капитализма: фирмы, рынки, отношенческая контрактация. *Спб.: Лениздат*. 1996. Т. 199. С. 97—101.

72. Норт Д. Норт, Д. Институты, институциональные изменения и функционирование экономики. 1997.

73. Ватаманюк З. Інституційні засади формування економічної системи України: теорія і практика. *Львів: Новий світ-2000*. 2005.

74. Довгань Л. Є., Герасимчук В. Г., Малик І. П. Інституціональне середовище українських моделей корпоративного управління. 2006.

75. Мохонько Г. А., Малик І. П. Інституціональне забезпечення стійкості корпоративних утворень. *Науковий вісник Херсонського державного університету. Сер.: економічні науки*. 2014. № 5 (2). С. 187—191.

76. Degtiareva O. A., Pudychева G. A. Path dependence of Ukrainian energy system. *Aktual'ni Problemy Ekonomiky= Actual Problems in Economics*. 2014. No. 151. P. 79.

77.Стоянець Н. В. Залежність від попереднього розвитку (path dependence) аграрного сектору економіки України. *Вісник Одеського національного університету. Серія: економіка*. 2017. № 22, Вип. 12. С. 70—74.

78.Antonelli C. The economics of path-dependence in industrial organization. *International journal of industrial organization*. 1997. Vol. 15, no. 6. P. 643—675.

79.Згуровський М. З. Сценарний аналіз як системна методологія передбачення. *Системні дослідження та інформаційні технології*. 2002.

80.Про затвердження Національної економічної стратегії на період до 2030 року : Постанова Каб. Міністрів України від 03.03.2021 р. № 179 : станом на 16 берез. 2021 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/179-2021-p#Text> (дата звернення: 27.04.2023).

81.Про Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок : Розпорядж. Каб. Міністрів України від 08.11.2017 р. № 796-р : станом на 24 листоп. 2021 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/796-2017-p#Text> (дата звернення: 27.04.2023).

82.Другий національно визначений внесок України до Паризької кліматичної угоди. *Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України*. URL: <https://mepr.gov.ua/news/37151.html> (дата звернення: 02.01.2023).

83.Концепція національної програми трансформації вугільних регіонів в Україні до 2027 року. *Міністерство розвитку громад, територій та інфраструктури*. URL: <https://www.minregion.gov.ua/press/news/konczepczyi-paczionalnoyi-programy-transformacziyi-vugilnyh-regioniv-ukrayiny-do-2027-roku> (дата звернення: 24.01.2022).

84.Про затвердження Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року : Закон України від 21.04.2011 р. № 3268-VI : станом на 10 черв. 2012 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3268-17#Text> (дата звернення: 27.04.2023).

85.Концепція Державної цільової економічної програми розвитку атомно-промислового комплексу до 2026 року. *Міністерство енергетики та вугільної промисловості України*. URL:

<http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245541521> (дата звернення: 10.05.2018).

86. Концепція "зеленого" енергетичного переходу України до 2050 року. *Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України*. URL: <https://mepr.gov.ua/news/34424.html> (дата звернення: 25.01.2023).

87. Про схвалення Програми розвитку гідроенергетики на період до 2026 року : Розпорядж. Каб. Міністрів України від 13.07.2016 р. № 552-р : станом на 18 серп. 2020 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/552-2016-p#Text> (дата звернення: 27.04.2023).

88. Про схвалення Концепції реалізації державної політики у сфері теплопостачання : Розпорядж. Каб. Міністрів України від 18.08.2017 р. № 569-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/569-2017-p#Text> (дата звернення: 27.04.2023).

89. Paris Agreement. URL: [https://unfccc.int/sites/default/files/english\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf).

90. Директива 2000/60/ЄС Європейського Парламенту і Ради "Про встановлення рамок діяльності Співтовариства в галузі водної політики" від 23 жовтня 2000 року : Директива Європ. Союзу від 23.10.2000 р. № 2000/60/ЄС : станом на 11 берез. 2008 р. URL: [https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/994\\_962#Text](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/994_962#Text) (дата звернення: 27.04.2023).

91. Конвенція про оцінку впливу на навколишнє середовище у транскордонному контексті : Конвенція Орг. Об'єдн. Націй від 25.02.1991 р. : станом на 4 черв. 2004 р. URL: [https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995\\_272#Text](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_272#Text) (дата звернення: 27.04.2023).

92. Конвенція про охорону дикої флори та фауни і природних середовищ існування в Європі : Конвенція Ради Європи від 19.09.1979 р. : станом на 29 жовт. 1996 р. URL: [https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995\\_032#Text](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_032#Text) (дата звернення: 27.04.2023).

93. Директива 2009/119/ЄС : Держ. агентство резерву України. URL: <https://rezerv.gov.ua/diyalnist/mizhnarodne-spivrobitnytstvo/mznn/direktiva-2009119yes>.

94. Воднева стратегія ЄС до 2050 року. *Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України*. URL: [https://saee.gov.ua/sites/default/files/3\\_Repkin\\_24\\_11\\_2020.pdf](https://saee.gov.ua/sites/default/files/3_Repkin_24_11_2020.pdf) (дата звернення: 06.05.2021).

95. Про схвалення Плану розвитку системи передачі на 2022 — 2031 роки : Постанова від 10.12.2021 р. № 2477. URL: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-shvalennya-planu-rozvitku-sistemi-peredachi-na-2022-2031-roki> (дата звернення: 02.05.2023).

96. План розвитку ТОВ "Оператор ГТС України" 2021 — 2030. *Товариство з обмеженою відповідальністю "Оператор ГТС України"*. URL: <https://tsoua.com/wp-content/uploads/2020/12/TYNBP-2021-2030-TSO-.pdf> (дата звернення: 02.05.2023).

97. Про схвалення Концепції реалізації державної політики у сфері теплопостачання : Розпорядж. Каб. Міністрів України від 18.08.2017 р. № 569-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/569-2017-p#Text> (дата звернення: 27.04.2023).

98. Про схвалення Національної транспортної стратегії України на період до 2030 року : Розпорядж. Каб. Міністрів України від 30.05.2018 р. № 430-р : станом на 7 квіт. 2021 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/430-2018-p#Text> (дата звернення: 27.04.2023).

99. Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast). URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>.

100. Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast) (Text with EEA relevance.). *An official website of the European Union*. URL: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L\\_.2018.328.01.0082.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:TOC](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:TOC) (дата звернення: 02.05.2023).



101. Про затвердження національних стандартів України та скасування національного стандарту : Наказ від 03.09.2007 р. № 209. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0209609-07#Text>.

102. Федотова І. В., Бал С. К. Життєздатність підприємства: поняття й специфічні риси. *Економика транспортного комплексу*. 2020. № 36. С. 5—23.

103. Котлубай В. О., Шишман М. В., Іванова О. О. Трансформація економіки України: сучасні проблеми та тенденції розвитку. *Всеукраїнська науково-практична конференція «Трансформація економіки та права в умовах системних реформ України»*. 2017. С. 77—79.

104. Дергачова В. В., Кузнєцова К. О., Чорній В. В. Ресурсне забезпечення конкурентоспроможності підприємств паливно-енергетичного комплексу України в контексті інтеграції до європейського простору. КПП ім. Ігоря Сікорського, 2018.

105. Тащєєв Ю. В. Роль відновлюваних джерел енергії в енергетичній трансформації. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: В 42 матеріали XXI міжнародної науково-практичної конференції (Київ, 14-15 травня 2020 р.)*.--К.: Інтерсервіс, 2020.--823 с. У збірнику викладено матеріали доповідей учасників конференції, присвяченої розвитку відновлюваної енергетики з. 2020. С. 62.

106. Охріменко О. О., Яресько Р. С. Оцінювання ефективності ризик-менеджменту інвестиційних проєктів підприємств електрогенерації. *Науковий вісник Херсонського державного університету. Серія: економічні науки*. 2015. № 13 (4). С. 54—61.

107. Могилевский В. Д. Методология систем: вербальный подход/Отд-ние экон. РАН. М.: ОАО "Издательство "Экономика". 1999. Т. 251.

108. Оптнер С. Л. Системный анализ для решения деловых и промышленных проблем. Сов. радио, 1969.

109. Охріменко О. О. Методичні підходи до оцінки ефективності венчурних проєктів. *Економічний аналіз*. 2013. Т. 14, № 2. С. 70—77.

110. Охріменко О. О., Манаєнко І. М. Ефективність інвестиційного механізму підприємств електроенергетики: діалектика якісних та кількісних перетворень. *Проблеми економіки*. 2013. № 4. С. 40—47.

111. Диспетчерська інформація. *ПрАТ "НЕК "Укренерго"*. URL: <https://ua.energy/diyalnist/dyspetcherska-informatsiya> (дата звернення: 08.02.2022).

112. Methodology for the European resource adequacy assessment. *An official website of the European Union*. URL: [https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/methodology\\_for\\_the\\_european\\_resource\\_adequacy\\_assessment.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/methodology_for_the_european_resource_adequacy_assessment.pdf) (дата звернення: 07.02.2023).

113. Парфент'єва Я. Р., Глущенко Я. І. Передумови розвитку альтернативної енергетики в контексті світових та вітчизняних проблем енергозабезпечення. *Вісник Одеського національного університету. Серія: економіка*. 2016. № 21, Вип. 6. С. 136—140.

114. Тащєєв Ю. В. Відновлювана енергетика: підходи до моделювання декарбонізації енергетичних систем. *Укладачі-науковці кафедри економіки підприємства та організації підприємницької діяльності Одеського національного економічного університету: Янковий О.Г.* С. 248.

115. Marginal Cost Pricing in a World without Perfect Competition: Implications for Electricity Markets with High Shares of Low Marginal Cost Resources. *National Renewable Energy Laboratory*. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/69076.pdf> (дата звернення: 02.05.2023).

116. Greer M. Electricity marginal cost pricing: applications in eliciting demand responses. Elsevier, 2012.

117. Ціноутворення на енергетичних ринках: досвід ЄС та України. *Разумков Центр*. URL: [https://razumkov.org.ua/uploads/article/2016\\_ENERGY-GAZ-pravki.pdf](https://razumkov.org.ua/uploads/article/2016_ENERGY-GAZ-pravki.pdf).

118. Борисенко А. В., Саух С. Є. Модель функціонування та розвитку генеруючих потужностей в ринкових умовах. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2010.

119. Круцяк М. О. Щодо вирішення питання підвищення конкурентоспроможності вітчизняної продукції в умовах інтеграції України в ЄС. *Міжнародна економіка: Інтеграція науки та практики. Збірник наукових праць*. 2014. № 4. С. 40—46. URL: <http://ied.kpi.ua/wp-content/uploads/2015/09/IE-2014.pdf> (дата звернення: 02.05.2023).

120. Круцяк М. О. Проблеми реалізації положень Закону «Про засади функціонування ринку електричної енергії в Україні в рамках євроінтеграції. *Збірник тез доповідей. [Київ, 19—21 травня 2015 р.] II міжнародна науково—технічна та навчально—методична конференція «енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку — PEMS'15»*. 2015. С. 63—64.

121. Krutsyak M. Regulation of the world liberalization experience of electricity markets. *Міжнародна економіка: Інтеграція науки та практики. Збірник наукових праць*. 2016. С. 105.

122. Войтко С. В., Круцяк М. О. Енергоефективність як драйвер економічного розвитку держави. *Сучасні проблеми економіки і підприємництва*. 2016. № 18. С. 12—18.

123. Круцяк М. О. Принциповість різниці систем стратегічного і антикризового управління на підприємстві. *Матеріали всеукраїнської науково—практичної конференції, «Актуальні питання організації та управління діяльністю підприємств у сучасних умовах господарювання»*. 2016.

124. Круцяк М. О. Проблеми та шляхи забезпечення стабільного функціонування ринку електричної енергії в Україні з урахуванням європейського досвіду. *Науковий вісник*. 2018. С. 63.

125. Home. *European Network of Transmission System Operators for Electricity*. URL: <https://www.entsoe.eu/> (дата звернення: 02.05.2023).

126. Регулирование электроэнергетики - мировые тенденции. *РАО ЕЭС России*. URL: <http://rao-ees.ru/ru/reforming/foreign/show.cgi> (дата звернення: 19.05.2021).

127. О единой государственной концепции реформирования электроэнергетики : доклад Рабочей группы президиума Государственного совета РФ по вопросам реформирования электроэнергетики. *Институт свободы «Московский либертариум»*. URL: [http://www.libertarium.ru/1\\_energy\\_kr\\_04](http://www.libertarium.ru/1_energy_kr_04) (дата звернення: 13.05.2021).

128. Закон про анбандлінг: чому потрібно розділити газотранспортну систему та як це вплине на український ринок. *Урядовий портал*. URL: <https://www.kmu.gov.ua/news/zakon-pro-anbandling-chomu-potribno-rozdiliti->

gazotransportnu-sistemu-ta-yak-ce-vpline-na-ukrayinskij-rinok (дата звернення: 02.05.2023).

129. Вовк О. М., Тульчинська С. О. Методологічні засади модернізації підприємств інфраструктурної сфери. 2020.

130. Тульчинська С. О., Вовк О. М. Теоретичні основи формування модернізаційного потенціалу на підприємствах інфраструктурної сфери. *Вісник*. 2019. С. 2224.

131. Гайдучький І. П. Методологічні підходи до оцінки інвестиційної привабливості сталого низьковуглецевого розвитку. *Інвестиції: практика та досвід*. 2016. № 18. С. 5—13.

132. Энергетика: історія, сучасність і майбутнє / В. І. Бондаренко та ін. *Ред. вид.* "Енергетика: історія сучасність і майбутнє". 2006. URL: <http://energetika.in.ua/ua/books/>.

133. Хант С., Шаттлуорт Г. Конкуренция и выбор в электроэнергетике. *London.: national economic research associates. an MMC company*. 1998.

134. VanDoren P. M. The deregulation of the electricity industry, a primer. Cato Institute, 1998.

135. Вишнякова А. С. Зарубежный опыт реформирования электроэнергетики. *Вопросы государственного и муниципального управления*. 2010. № 2. С. 92—100.

136. Косорлуков И. А. Зарубежный опыт в реформировании рынка электроэнергии и создании свободного рынка электроэнергии и мощности. *Основы экономики, управления и права*. 2013. № 4 (10). С. 75—78.

137. Костицына К. В., Костицына А. А. Зарубежный опыт реформирования энергетики. Европейский союз. *Вестник Удмуртского университета. Серия "Экономика и право"*. 2012. № 3. С. 46—53.

138. Черныш Ю. В. Зарубежный опыт и российская практика реформирования электроэнергетики.

139. Economy Profile Ukraine. Doing Business 2020. *The World Bank Group*. URL: <https://www.doingbusiness.org/content/dam/doingBusiness/country/u/ukraine/UKR.pdf> (дата звернення: 02.05.2023).

140. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2050 року : Розпорядж. Каб. Міністрів України від 21.04.2023 р. № 373-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/373-2023-p#Text> (дата звернення: 07.09.2023).

141. Гайдучський І., Голобородько А. Проблеми досягнення цілей сталого розвитку в умовах війни. *Бізнес, інновації, менеджмент: проблеми та перспективи*. 2022. С. 270—270.

142. Про Стратегію сталого розвитку "Україна - 2020" : Указ Президента України від 12.01.2015 р. № 5/2015. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/5/2015#Text> (дата звернення: 02.05.2023).

143. Програма енергонезалежності та реформа електроенергетики. *Національна Рада реформ*. URL: <http://reforms.in.ua/ua/reforms/programa-energonezalezhnosti-ta-reforma-energetiki#overview> (дата звернення: 11.05.2017).

144. Проект "Коаліційна угода Верховної Ради України VII скликання". *Офіційний сайт Об'єднання «Самопоміч»*. URL: [http://samopomich.ua/wp-content/uploads/2014/11/%20Koaliciyna\\_uhoda\\_parafovana\\_20.11.pdf](http://samopomich.ua/wp-content/uploads/2014/11/%20Koaliciyna_uhoda_parafovana_20.11.pdf) (дата звернення: 22.11.2018).

145. Річний огляд діяльності Держенергонагляду у 2013 році. *Держенергонагляд*. URL: <http://195.78.68.67/minugol/doccatalog/document?id=244928071>.

146. Degtiareva O., Pudychева H., Stelling J. N. Modern energy challenges: economic and managerial approach. *Hochschule Mittweida Verlag, Diskussionspapier*. 2019. Vol. 7.

147. Реформа державних підприємств: статус та пропозиції. *Національна Рада реформ*. URL: [http://reforms.in.ua/sites/default/files/upload/docs/\\_soe\\_reform\\_for\\_kabmin\\_ukr.pdf](http://reforms.in.ua/sites/default/files/upload/docs/_soe_reform_for_kabmin_ukr.pdf) (дата звернення: 01.05.2019).

148. Про схвалення Стратегії підвищення ефективності діяльності суб'єктів господарювання державного сектору економіки : Розпорядж. Каб. Міністрів України від 27.05.2015 р. № 662-р : станом на 18 трав. 2017 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/662-2015-p#Text> (дата звернення: 02.05.2023).

149. Про перелік об'єктів права державної власності, що не підлягають приватизації : Закон України від 07.07.1999 р. № 847-XIV : станом на 20 жовт. 2019 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/847-14#Text> (дата звернення: 02.05.2023).

150. Про засади функціонування ринку електричної енергії України : Закон України від 24.10.2013 р. № 663-VII : станом на 11 черв. 2017 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/663-18#Text> (дата звернення: 02.05.2023).

151. Договір про заснування Енергетичного Співтовариства : Договір Європ. співтовариства від 25.10.2005 р. URL: [https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/994\\_926#Text](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/994_926#Text) (дата звернення: 02.05.2023).

152. Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства : Закон України від 15.12.2010 р. № 2787-VI. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2787-17#Text> (дата звернення: 02.05.2023).

153. Україна отримала статус кандидата на членство в ЄС. *Урядовий портал*. URL: <https://www.kmu.gov.ua/news/ukrayina-otrimala-status-kandidata-na-chlenstvo-v-yes> (дата звернення: 09.08.2023).

154. Директива 2003/54/ЄС Європейського Парламенту та Ради Європейського Союзу стосовно спільних правил для внутрішнього ринку електроенергії, яка скасовує Директиву 96/92/ЄС : Директива Європ. Союзу від 26.06.2003 р. № 2003/54/ЄС. URL: [https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/994\\_571#Text](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/994_571#Text) (дата звернення: 02.05.2023).

155. Regulation (EC) No 1228/2003 of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity (Text with EEA relevance). *An official website of the European Union*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex:32003R1228> (дата звернення: 02.05.2023).

156. Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC (Text with EEA relevance). *An official website of the European Union*. URL:

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex:32009L0072> (дата звернення: 02.05.2023).

157. REGULATION (EC) No 714/2009 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003 (Text with EEA relevance). *An official website of the European Union*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:EN:PDF> (дата звернення: 02.05.2023).

158. Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та "зеленої" трансформації енергетичної системи України : Закон України від 30.06.2023 р. № 3220-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3220-20#Text> (дата звернення: 07.09.2023).

159. Regulation (EU) 2019/941 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on risk-preparedness in the electricity sector and repealing Directive 2005/89/EC (Text with EEA relevance.). *An official website of the European Union*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32019R0941> (дата звернення: 02.05.2023).

160. COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation. *An official website of the European Union*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32017R1485> (дата звернення: 02.05.2023).

161. Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast) (Text with EEA relevance.). *An official website of the European Union*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32019R0943> (дата звернення: 02.05.2023).

162. DECISION OF THE MINISTERIAL COUNCIL OF THE ENERGY COMMUNITY D/2022/03/MC-EnC. *Energy Community*. URL: [https://www.energy-community.org/dam/jcr:d5a1a894-88db-4326-818b-f2c648bd237e/Decision03-2022-MC\\_newELacquis\\_15-12-2022.pdf](https://www.energy-community.org/dam/jcr:d5a1a894-88db-4326-818b-f2c648bd237e/Decision03-2022-MC_newELacquis_15-12-2022.pdf) (дата звернення: 02.05.2023).

163. DECISION OF THE MINISTERIAL COUNCIL OF THE ENERGY COMMUNITY No 2021/13/MC-EnC. *Energy Community*. URL: [https://www.energy-community.org/dam/jcr:3304cadf-c63b-433f-9636-79d9ec63b186/Decision\\_2021-13-MC-EnC.pdf](https://www.energy-community.org/dam/jcr:3304cadf-c63b-433f-9636-79d9ec63b186/Decision_2021-13-MC-EnC.pdf) (дата звернення: 02.05.2023).

164. Clean energy for all Europeans package. *An official website of the European Commission*. URL: [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en) (дата звернення: 02.05.2023).

165. Ковалів Ю. Хід реалізації реформи ринку електричної енергії України. *ТОВ «Українська енергетична біржа»*. URL: <http://www.ueex.com.ua/files/Julia%20Kovaliv.pdf> (дата звернення: 30.05.2019).

166. Електроенергетика України: стан і тенденції розвитку/Доповідь Центру Разумкова. *Національна безпека і оборона*. 2012. № 6. С. 2—42.

167. Земляний М. Г. Особливості приватизації в енергетиці України. *Фахове видання з економічних, філософських, політичних наук та державного управління. Затверджено постановами Президії ВАК України*. 2013.

168. Климовець І. В. Приватизація енергетичних підприємств України: перспективи, проблеми, способи реалізації. *Менеджмент та підприємництво в Україні: етапи становлення і проблеми розвитку : збірник наукових праць.*, Львів : Видавництво Львівської політехніки. 2011. С. 383—388.

169. Олійник Я. І. Ринок електроенергії України: сучасний стан і перспективи розвитку. *Маркетинг та логістика в системі менеджменту/Національний університет "Львівська політехніка"--Львів: Видавництво Львівської політехніки*. 2012. С. 310—312.

170. Стрельбіцька Н.Є. Лібералізація оптового ринку електроенергетики України Н. Є. Лібералізація оптового ринку електроенергетики України. *Бізнесінформ*. 2014. № 4. С. 135—139. URL: [https://www.researchgate.net/profile/Nataliya-Strelbitska/publication/272151942\\_Liberalizacia\\_optovogo\\_rinku\\_elektroenergetiki\\_Ukraini\\_persi\\_naslidki\\_Liberalisation\\_of\\_the\\_Ukrainian\\_Electric\\_Energy\\_Wholesale\\_Market\\_First\\_Results/links/54dba56e0cf2a7769d921dbc/Liberalizacia-optovogo-rinku-](https://www.researchgate.net/profile/Nataliya-Strelbitska/publication/272151942_Liberalizacia_optovogo_rinku_elektroenergetiki_Ukraini_persi_naslidki_Liberalisation_of_the_Ukrainian_Electric_Energy_Wholesale_Market_First_Results/links/54dba56e0cf2a7769d921dbc/Liberalizacia-optovogo-rinku-)



elektroenergetiki-Ukraini-persi-naslidki-Liberalisation-of-the-Ukrainian-Electric-Energy-Wholesale-Market-First-Results.pdf.

171. Суходоля О. М. Досвід реформування ринку електричної енергії в Україні. *Стратегічні пріоритети*. 2014. № 1. С. 59—68.

172. Суходоля О. М., Сменковський А. Ю. Енергетичний сектор України: перспектива реформування чи стагнації?. *Стратегічні пріоритети*. 2013. № 2. С. 74—80.

173. Гайдуцький І. Системи та механізми мотивації низьковуглецевого розвитку: теорія, методологія, практика. TOV" DKS TSentr", 2018.

174. The price for sustainable development of renewable energy sector: the case of Ukraine / I. Sotnyk et al. *E3S Web of Conferences*. 2021. P. 02006.

175. Зведений перелік суб'єктів природних монополій станом на 31.12.2021. *Антимонопольний комітет України*. URL: [https://amcu.gov.ua/storage/app/sites/1/зв%20монополії/des\\_12\\_2021.pdf](https://amcu.gov.ua/storage/app/sites/1/зв%20монополії/des_12_2021.pdf) (дата звернення: 02.05.2023).

176. Єдині та Державні реєстри України. *Опендатабот*. URL: <https://opendatabot.ua/registry> (дата звернення: 02.05.2023).

177. Про ратифікацію Кредитної угоди (Проект "Будівництво високовольтної повітряної лінії 750 кВ Рівненська АЕС - Київська") між Україною та Європейським банком реконструкції та розвитку : Закон України від 29.10.2008 р. № 621-VI. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/621-17#Text> (дата звернення: 02.05.2023).

178. Про ратифікацію Кредитної угоди (Проект "Будівництво повітряної лінії 750 кВ Запорізька АЕС - Каховська") між Україною та Європейським банком реконструкції та розвитку : Закон України від 06.07.2011 р. № 3594-VI. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3594-17#Text> (дата звернення: 02.05.2023).

179. Коссе І. Реформа ринку електроенергії в Україні. *Доступно: [Дата звернення 16 Листопад 2018]*. 2012.

180. Аналіз цін в ОРЕ. ДП "Енергоринок". URL: <http://www.er.gov.ua/doc.php?c=5> (дата звернення: 02.05.2023).

181. Про затвердження Звіту про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, у 2013 році : Постанова від 27.03.2014 р. № 348. URL:

[https://zakononline.com.ua/documents/show/62992\\_\\_\\_62992#n8](https://zakononline.com.ua/documents/show/62992___62992#n8).

182. Про затвердження Положення про покладення спеціальних обов'язків на учасників ринку електричної енергії для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії : Постанова Каб. Міністрів України від 05.06.2019 р. № 483 : станом на 28 берез. 2023 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/483-2019-п#Text> (дата звернення: 27.04.2023).

183. Про затвердження Порядку підготовки та фінансування проєктів з метою реалізації плану реконструкції та модернізації теплових електростанцій : Наказ М-ва палива та енергетики України від 24.05.2006 р. № 183. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0701-06#Text> (дата звернення: 02.05.2023).

184. Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики : Указ Президента України від 23.11.2011 р. № 1059/2011 : станом на 27 серп. 2014 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1059/2011#Text> (дата звернення: 02.05.2023).

185. Geography comparison. *Climatescope by BloombergNEF*. URL: <https://www.global-climatescope.org/tools/geography-comparison/> (дата звернення: 02.08.2023).

186. Technology Data. *Energistyransen*. URL: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data> (дата звернення: 02.05.2023).

187. Статистика зовнішнього сектору. *Національний Банк України*. URL: <https://bank.gov.ua/ua/statistic/sector-external#5> (дата звернення: 02.08.2023).

188. Electricity and heat statistics. *Eurostat*. URL: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity\\_and\\_heat\\_statistics#Installed\\_electrical\\_capacity](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_and_heat_statistics#Installed_electrical_capacity) (дата звернення: 05.08.2023).

189. Розвиток ВДЕ в Україні. *Міністерство розвитку громад та територій України*. URL: <https://www.minregion.gov.ua/wp-content/uploads/2017/03/Rozvitok-VDE-v-Ukrai--ni.pdf> (дата звернення: 16.05.2018).

190. Про внесення змін до розпорядження Кабінету Міністрів України від 25 лютого 2015 р. № 133 : Розпорядж. Каб. Міністрів України від 18.01.2017 р. № 65-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/65-2017-p#Text> (дата звернення: 02.05.2023).

191. Встановлена потужність енергосистеми України. *ПрАТ "НЕК "Укренерго"*. URL: <https://ua.energy/vstanovlena-potuzhnist-energosityemy-ukrayiny/>. (дата звернення: 02.01.2022).

192. Архів даних. *ДП "Енергоринок"*. URL: <http://www.er.gov.ua/doc.php?c=36> (дата звернення: 02.05.2023).

193. Результати торгів на РДН. *ДП "Оператор ринок"*. URL: [https://www.oree.com.ua/index.php/control/results\\_mo](https://www.oree.com.ua/index.php/control/results_mo) (дата звернення: 30.08.2023).

194. Energy security assessment of emerging economies under global and local challenges / I. Sotnyk et al. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 18. P. 5860.

195. Balancing Ukraine's energy system: challenges under high renewable energy penetration and the COVID-19 pandemic / T. Kurbatova et al. *E3S Web of Conferences*. 2021. P. 05007.

196. Day-ahead Prices. *ENTSO-E Transparency Platform*. URL: [https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show?name=&defaultValue=false&viewType=GRAPH&areaType=BZN&atch=false&dateTime.dateTime=13.08.2023+00:00|CET|DAY&biddingZone.values=CTY|10Y1001A1001A83F!BZN|10Y1001A1001A82H&resolution.values=PT15M&resolution.values=PT30M&resolution.values=PT60M&dateTime.timezone=CET\\_CEST&dateTime.timezone\\_input=CET+\(UTC+1\)+/+CEST+\(UTC+2\)](https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show?name=&defaultValue=false&viewType=GRAPH&areaType=BZN&atch=false&dateTime.dateTime=13.08.2023+00:00|CET|DAY&biddingZone.values=CTY|10Y1001A1001A83F!BZN|10Y1001A1001A82H&resolution.values=PT15M&resolution.values=PT30M&resolution.values=PT60M&dateTime.timezone=CET_CEST&dateTime.timezone_input=CET+(UTC+1)+/+CEST+(UTC+2)) (дата звернення: 05.08.2023).

197. Cross-Border Physical Flow. *ENTSO-E Transparency Platform*. URL: [https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/physicalFlow/show?name=&defaultValue=false&viewType=TABLE&areaType=BORDER\\_CTY&atch=false&dateTime.dateTime=04.09.2023+0](https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/physicalFlow/show?name=&defaultValue=false&viewType=TABLE&areaType=BORDER_CTY&atch=false&dateTime.dateTime=04.09.2023+0)

0:00|CET|DAY&amp;border.values=CTY|10Y1001C--00003F!CTY\_CTY|10Y1001C--00003F\_CTY\_CTY|10YSK-SEPS-----

K&amp;dateTime.timezone=CET\_CEST&amp;dateTime.timezone\_input=CET+(UTC+1)+/+CEST+(UTC+2) (дата звернення: 05.08.2023).

198. Постанова від 27 червня 2023 р. № 1126 Про встановлення граничних цін на ринку «на добу наперед», внутрішньодобовому ринку та балансуєчому ринку. *Національна комісія що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг*. URL: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-vstanovlennya-granichnih-cin-na-rinku-na-dobu-napered-vnutrishnodobovomu-rinku-ta-balansuyuchomu-rinku> (дата звернення: 02.09.2023).

199. Про затвердження Положення про покладення спеціальних обов'язків на учасників ринку електричної енергії для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії: Постанова Каб. Міністрів України від 05.06.2019 р. № 483: станом на 1 черв. 2023 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/483-2019-п#Text> (дата звернення: 17.09.2023).

200. Офіційний сайт. *ТОВ «Українська енергетична біржа»*. URL: <https://www.ueex.com.ua/> (дата звернення: 01.09.2023).

201. Середньозважені ціни за типами графіку постачання — [www.ueex.com.ua](http://www.ueex.com.ua). *ТОВ «Українська енергетична біржа»*. URL: <https://www.ueex.com.ua/exchange-quotations/electric-power/prices> (дата звернення: 02.05.2023).

202. Historical data. *HUPX*. URL: <https://hupx.hu/en/market-data/dam/historical-data> (дата звернення: 02.05.2023).

203. Балансуючий ринок та врегулювання небалансів. *ПрАТ "НЕК "Укренерго"*. URL: <https://ua.energy/novyj-rynok-e-e/rynok-dopomizhnyh-poslug/rezultaty-balansuyuchogo-rynku/> (дата звернення: 18.01.2022).

204. Перевірка відповідності на ринку допоміжних послуг та реєстр одиниць надання допоміжних послуг. *Офіційний сайт ПрАТ НЕК "Укренерго"*. URL: <https://ua.energy/dopomizhni-poslугy/perevirka-vidpovidnosti-na-rdp/#1592338271252-2593a29b-47a6> (дата звернення: 29.08.2023).

205. Про ціни і ціноутворення : Закон України від 21.06.2012 р. № 5007-VI : станом на 9 черв. 2022 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/5007-17#Text> (дата звернення: 27.04.2023).

206. Про природні монополії : Закон України від 20.04.2000 р. № 1682-III : станом на 31 берез. 2023 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1682-14#Text> (дата звернення: 27.04.2023).

207. Основні завдання та функції національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (регулятора). *Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг*. URL: <https://www.nerc.gov.ua/?id=11804> (дата звернення: 02.05.2023).

208. Train K. E., others. Optimal regulation: the economic theory of natural monopoly. *MIT press books*. 1991. Vol. 1.

209. Baumol W. J., Bradford D. F. Optimal departures from marginal cost pricing. *The american economic review*. 1970. Vol. 60, no. 3. P. 265—283.

210. Hogan W. W. A market power model with strategic interaction in electricity networks. *The energy journal*. 1997. Vol. 18, no. 4.

211. Oren S., Spiller P., Varaiya P. F. Wu, “Folk Theorems on Transmission Access: Proofs and Counterexamples,” University of California Energy Institute. *POWER Working Paper PWP-023*. 1995.

212. Nodal prices and transmission rights: a critical appraisal / S. S. Oren et al. *The electricity journal*. 1995. Vol. 8, no. 3. P. 24—35.

213. Про затвердження Статуту державного підприємства “Національна атомна енергогенеруюча компанія “Енергоатом” : Постанова Каб. Міністрів України від 24.02.2021 р. № 302. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/302-2021-п#Text> (дата звернення: 02.05.2023).

214. Кадастр викидів. *Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України*. URL: <https://mepr.gov.ua/news/33423.html> (дата звернення: 02.05.2023).

215. ДП "НАЕК "Енергоатом". *Головна*. URL: <https://www.atom.gov.ua/uk/> (дата звернення: 02.05.2023).

216. Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку : Закон України від 08.02.1995 р. № 39/95-ВР : станом на 31 берез. 2023 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/39/95-вр#Text> (дата звернення: 27.04.2023).

217. Про затвердження стратегічного плану розвитку державного підприємства “Національна атомна енергогенеруюча компанія “Енергоатом” на 2022—2026 роки : РОЗПОРЯДЖ. від 12.08.2022 р. № 806-р. URL: <https://www.kmu.gov.ua/npas/pro-zatverdzhennia-stratehichnoho-planu-rozvytku-derzhavnoho-pidpriemstva-natsionalna-atomna-enerhoheneruiucha-kompaniia-enerhoatom-na-20222026-roky-i120822-806>.

218. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей - 2021. *ПрАТ "НЕК "Укренерго"*. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2022/04/Zvit-z-otsinky-dostatnosti-generuyuchykh-potuzhnostej-2021.pdf>. (дата звернення: 01.02.2022).

219. Радіаційний стан. ДП «НАЕК «Енергоатом». URL: <https://www.energoatom.com.ua/table.html> (дата звернення: 02.05.2023).

220. Публічна звітність. ДП «НАЕК «Енергоатом». URL: <https://www.energoatom.com.ua/accounting.html> (дата звернення: 02.05.2023).

221. Статут. *ПрАТ "НЕК "Укренерго"*. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/09/Statut-Minenergo-2021-1.pdf> (дата звернення: 02.05.2023).

222. Перелік підприємств, які мають стратегічне значення для економіки і безпеки держави. *Урядовий портал*. URL: <https://www.kmu.gov.ua/npas/10493361> (дата звернення: 02.05.2023).

223. Фінансовий звіт. *ПрАТ НЕК "Укренерго"*. URL: [https://ua.energy/pro\\_kompaniyu/zvitnist/finansovuj-zvit/](https://ua.energy/pro_kompaniyu/zvitnist/finansovuj-zvit/) (дата звернення: 02.05.2023).

224. Про затвердження Статуту приватного акціонерного товариства “Укргідроенерго” : Постанова Каб. Міністрів України від 24.02.2021 р. № 235 : станом на 14 жовт. 2022 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/235-2021-п#Text> (дата звернення: 02.05.2023).

225. Медіацентр. *ПрАТ "Укргідроенерго"*. URL: [https://uhe.gov.ua/media\\_tsentr/pytannya-ta-vidpovidi](https://uhe.gov.ua/media_tsentr/pytannya-ta-vidpovidi) (дата звернення: 02.05.2023).

226. Стратегічний план розвитку ПрАТ "Укргідроенерго" на 2019-2023 роки. ПрАТ "Укргідроенерго". URL: [https://uhe.gov.ua/sites/default/files/2019-04/Стратегія\\_2019\\_2023.pdf](https://uhe.gov.ua/sites/default/files/2019-04/Стратегія_2019_2023.pdf) (дата звернення: 02.05.2023).

227. Фінансова звітність. ПрАТ "Укргідроенерго". URL: [https://uhe.gov.ua/pro\\_kompaniyu/dokumenty/finansova\\_zvitnist](https://uhe.gov.ua/pro_kompaniyu/dokumenty/finansova_zvitnist) (дата звернення: 02.05.2023).

228. Krutsyak M. Evaluation of ev market expansion on the perspectives of electric power engineering development in Ukraine. *Вісник економіки транспорту і промисловості*. 2018. No. 64. P. 151—159.

229. Круцяк М. О. Кореляційний аналіз динаміки валового внутрішнього продукту і показників функціонування електроенергетики України. *Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського*. 2018. № 6. С. 9—14.

230. Круцяк М. О. Change management in ukrainian power industry caused by the expansion of electric vehicles market. *Вісник економіки транспорту і промисловості*. 2018. No. 64.

231. Гайдучський І. П. Дуалістична політика державної підтримки сталого низьковуглецевого розвитку. *Економіка та держава*. 2016. № 10. С. 34—37.

232. Модель системи управління ефективністю та прогнозування використання електричної енергії / М. І. Сотник та ін. Сум. держ. ун-т, 2020.

233. Гайдучський І. П. Низьковуглецевий розвиток: глобальні інструменти мотивації. *Інвестиції: практика та досвід*. 2017. № 2. С. 22—26.

234. Войтко С. В., Шатковский А. В. Индикативный подход оценивания инвестиционной привлекательности стран: сфера возобновляемой энергетики. *Бизнес Информ*. 2013. № 7. С. 141—148.

235. Degtiareva O., Pudychева H. Ukrainian energy system: the main characteristics and factor analysis. *Management, Research & Practice*. 2020. Vol. 12, no. 4.

236. Tashcheiev Y. Solar energy supply scenarios for enterprises: Evidence from Ukraine. Working Papers, 2020. URL: <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.14660.24968>.

237. Modelling of the dependencies of industrial development on marketing efficiency, innovation and technological activity indicators / O. Ilyash et al. *Ekonomika*. 2021. Vol. 100, no. 1. P. 94—116.

238. Трофименко О. Тенденції розвитку інновацій в енергетичній сфері в сучасних умовах. *Економіка та суспільство*. 2020. № 22.

239. Pasztorova J. Composite fuel poverty index as a means to assess energy security of the country. *The Economic Annals-XXI Journal is included into nine international indexation databases*. 2018. P. 50.

240. Loss of Load Expectation (LOLE). *Emissions-EUETS.com*. URL: <https://www.emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/450-loss-of-load-expectation-lole> (дата звернення: 02.05.2023).

241. Mid-term Adequacy Forecast 2018 Appendix 1: Methodology and Detailed Results 2018 edition. *European Network Of Transmission System Operators For Electricity (Entso-E)*. URL: <https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/2018/MAF%202018%20Methodology%20and%20Detailed%20Results.pdf> (дата звернення: 02.05.2023).

242. Трипольська Г. С., Сотник І. М. Оцінювання повної вартості виробництва атомної енергії в контексті розвитку "зеленої" енергетики. 2021.

243. Wagner L., Molyneaux L., Foster J. The magnitude of the impact of a shift from coal to gas under a Carbon Price. *Energy policy*. 2014. Vol. 66. P. 280—291.

244. Ситайло У. В. Оцінювання результативності стратегії економічної безпеки енергоринку України в умовах євроінтеграції : Дисертація. Київ, 2020. 230 с.

245. Technology pathways in decarbonisation scenarios. *Asset*. URL: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2018\\_06\\_27\\_technology\\_pathways\\_-\\_finalreportmain2.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2018_06_27_technology_pathways_-_finalreportmain2.pdf) (дата звернення: 02.05.2023).

246. Electricity generation costs 2020. *Assets. Department for Business, Energy and Industrial Strategy*. URL: [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/911817/electricity-generation-cost-report-2020.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/911817/electricity-generation-cost-report-2020.pdf) (дата звернення: 02.05.2023).



247. New Energy Outlook 2020. *BloombergNEF*. URL: [https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/928908\\_NEO2020-Executive-Summary.pdf](https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/928908_NEO2020-Executive-Summary.pdf) (дата звернення: 02.05.2023).

248. Energy Outlook 2020 edition. *BP*. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2020.pdf> (дата звернення: 02.05.2023).

249. 2023 Engineering and Construction Industry Outlook. *Deloitte United States*. URL: <https://www2.deloitte.com/us/en/pages/energy-and-resources/articles/engineering-and-construction-industry-trends.html> (дата звернення: 02.05.2023).

250. Technology Outlook 2025: the 10 technology trends creating a new power reality. *DNV*. URL: <https://www.dnv.com/news/technology-outlook-2025-the-10-technology-trends-creating-a-new-power-reality-63977> (дата звернення: 02.05.2023).

251. Belgian Long Term Electricity System Scenarios. *EnergyVille*. URL: <https://www.energyville.be/belgian-long-term-electricity-system-scenarios> (дата звернення: 02.05.2023).

252. ETRI 2014 - Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050. *JRC Publications Repository*. URL: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC92496> (дата звернення: 02.05.2023).

253. Outlook for Energy | ExxonMobil. *ExxonMobil*. URL: <https://corporate.exxonmobil.com/Energy-and-innovation/outlook-for-energy> (дата звернення: 02.05.2023).

254. 2Q 2017 Frontier Power Market Outlook Micro-grids on the horizon April 25, 2017. *Solare B2B: il magazine per l'efficienza e il risparmio energetico*. URL: [https://www.solareb2b.it/wp-content/uploads/2017/06/2Q-BNEF-Frontier-Power-MO\\_paywall-27AprPDF.pdf](https://www.solareb2b.it/wp-content/uploads/2017/06/2Q-BNEF-Frontier-Power-MO_paywall-27AprPDF.pdf) (дата звернення: 02.05.2023).

255. Projected Costs of Generating Electricity 2020 — Analysis - IEA. *IEA*. URL: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020> (дата звернення: 02.05.2023).

256. The age of transition: 2021 Energy CEO Outlook. *KPMG*. URL: <https://home.kpmg/xx/en/home/insights/2021/09/2021-energy-ceo-outlook.html> (дата звернення: 02.05.2023).

257. Levelized Cost Of Energy, Levelized Cost Of Storage, and Levelized Cost Of Hydrogen 2020. *Lazard*. URL: <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen-2020> (дата звернення: 02.05.2023).

258. Outlook for new coal-fired power stations in Germany, the Netherlands and Spain. *POYRY*. URL: [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/194335/Poyry\\_Report\\_-\\_Coal\\_fired\\_power\\_generation\\_in\\_Germany.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/194335/Poyry_Report_-_Coal_fired_power_generation_in_Germany.pdf) (дата звернення: 02.05.2023).

259. The Future of Energy. Australia's Energy Choice. *PwC*. URL: <https://www.pwc.com.au/power-utilities/future-of-energy/future-of-energy.pdf> (дата звернення: 02.05.2023).

260. Global Energy Outlook 2021: Pathways from Paris. *Resources for the Future*. URL: <https://www.rff.org/publications/reports/global-energy-outlook-2021-pathways-from-paris/> (дата звернення: 02.05.2023).

261. TotalEnergies Energy Outlook 2021. *TotalEnergies*. URL: [https://totalenergies.com/system/files/documents/2021-09/2021\\_TotalEnergies\\_Energy\\_Outlook.pdf](https://totalenergies.com/system/files/documents/2021-09/2021_TotalEnergies_Energy_Outlook.pdf) (дата звернення: 02.05.2023).

262. TYNDP 2022 for public consultation until 16 September. *ENTSO-E*. URL: <https://tyndp.entsoe.eu/> (дата звернення: 12.10.2022).

263. SPR Quick Facts. *Energy.gov*. URL: <https://www.energy.gov/ceser/strategic-petroleum-reserve-9> (дата звернення: 02.05.2023).

264. Шульженко С. В. Техніко-економічні показники виробництва електроенергії АЕС в маневреному режимі. *Проблеми загальної енергетики*. 2016. № 1. С. 34—40.

265. Ukraine. *Global Wind Atlas*. URL: <https://globalwindatlas.info/area/Ukraine> (дата звернення: 02.05.2023).

266. Ukraine. *Global Solar Atlas*. URL: <https://globalsolaratlas.info/download/ukraine> (дата звернення: 02.05.2023).
267. Ukrainian energy market. Overview of the sector and future projects. *Flanders Investment & Trade*. URL: [https://www.flandersinvestmentandtrade.com/export/sites/trade/files/market\\_studies/Ukrainian%20Energy%20Market.pdf](https://www.flandersinvestmentandtrade.com/export/sites/trade/files/market_studies/Ukrainian%20Energy%20Market.pdf) (дата звернення: 02.05.2023).
268. Основні показники. *ПрАТ "НЕК "Укренерго"*. URL: <https://ua.energy/diyalnist/osnovni-pokaznyky/#1538728313202-d5f2ddd9-f9f2> (дата звернення: 02.05.2023).
269. Глобальні тенденції розвитку водневих технологій у промисловості / Ю. В. Тащєєв та ін. *Бизнес Інформ*. 2020. № 8 (511). С. 103—114.
270. Krutsyak M. Forecasting demand on the Ukrainian electricity market using socio-economic variables. *Economics, Management and Sustainability*. 2019. Vol. 4, no. 1. P. 46—57.
271. Круцяк М. О. Прогнозування попиту на вітчизняному ринку електричної енергії на основі результатів аналізу динаміки соціально-економічних показників. *Економічний аналіз*. 2018. № 28, № 3. С. 37—46.
272. Круцяк М. О. Композиція оптимізаційної економіко-математичної моделі покриття графіка електричного навантаження за сучасних умов функціонування. *Підприємництво та інновації*. 2018. № 5. С. 140—149.
273. Круцяк М. О. Економіко-математична модель сезонної електрогенерації з використанням технологій негарантованої генерації. *Актуальні проблеми економіки*. 2018. № 208. С. 105—120.
274. Круцяк М. О. Техніко-економічне планування на основі сценарних прогнозів у галузі електроенергетики. 2018.
275. Krutsyak M. Alternative variants of development of electric power industry of Ukraine taking into account european experience. *Міжнародне науково-технічне співробітництво: принципи, механізми, ефективність: зб. наук. пр. XV (XXVII) міжнар. наук.-практ. конф. : Міжнар. наук.-практ. конф., Київ, 14—15 March 2019. Київ, 2019. Р. 22.*

276. Krutsyak M. Neural networks as an instrument for forecasting demand on the electricity market. *Стратегії та політика розвитку територій : міжнародні, національні, регіональні та локальні виклики : Матеріали міжнародної науково—практичної конференції, 10—12 травня 2018 р., Чернівці (Україна) — Сучава (Румунія).* — Чернівці : Чернівецький нац. ун—т, 2018. — 156 с.

277. Regional Investment Plan Continental South East. ENTSO-E, Brüssel. *ENTSO-E*. URL: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/SDC/TYNDP/2012/120705\\_CSE-RegIP\\_2012\\_report\\_FINAL.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/2012/120705_CSE-RegIP_2012_report_FINAL.pdf) (дата звернення: 23.05.2018).

278. Home. *Operation Simulation Associates, Inc.* URL: <http://www.powrsym.com/> (дата звернення: 02.05.2023).

279. Regional Investment Plan Continental South West. ENTSO-E, Brüssel. *ENTSO-E*. URL: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/SDC/TYNDP/2012/Regional\\_investment\\_plan\\_CSW\\_2012.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/2012/Regional_investment_plan_CSW_2012.pdf) (дата звернення: 02.05.2023).

280. Regional Investment Plan Continental Central South. ENTSO-E, Brüssel. *ENTSO-E*. URL: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/SDC/TYNDP/2012/120705\\_CCS-RegIP\\_2012\\_report\\_FINAL.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/2012/120705_CCS-RegIP_2012_report_FINAL.pdf) (дата звернення: 02.05.2023).

281. Testing and certification services. *CESI*. URL: [http://www.cesi.it/services/Documents/CESI\\_SW\\_for\\_Transmission\\_System\\_Operators.pdf](http://www.cesi.it/services/Documents/CESI_SW_for_Transmission_System_Operators.pdf) (дата звернення: 02.05.2023).

282. Masterplan 2020, 4th edition. *Austrian Power Grid AG*. URL: <http://www.apg.at/en/grid/grid%20expansion/masterplan> (дата звернення: 02.05.2023).

283. Szenarienanalysen für den Masterplan 2030 der Austrian Power Grid AG / K. Reich et al. 7. *Symposium Energieinnovation: EnInnov 2002*. 2012.

284. Elia Plan de développement fédéral 2010-2020. *FPS Economy*. URL: [http://economie.fgov.be/fr/binaries/plan\\_developpement\\_elia\\_tcm326-161067.pdf](http://economie.fgov.be/fr/binaries/plan_developpement_elia_tcm326-161067.pdf) (дата звернення: 02.05.2023).

285. Організаційна структура ДП "НЕК "Укренерго". *Документи Google*. URL: <https://drive.google.com/file/d/0B7kagzrc4PjVOVBvbTFVeWoyVEE/view> (дата звернення: 23.11.2017).

286. Публічна звітність. *ПрАТ "Укргідроенерго"*. URL: [https://uhe.gov.ua/public\\_reporting](https://uhe.gov.ua/public_reporting) (дата звернення: 02.05.2023).

287. Strategies for development of ukrainian energy market under conditions of geopolitical challenges / V. Dergachova et al. *Науковий вісник національного гірничого університету*. 2018. Vol. 10, no. 5. P. 148—154.

288. Динамічні ряди показників енергетичних балансів за 1990-2018 роки. *Держстат України*. URL: [http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2019/energ/drpeb/dr\\_u.htm](http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2019/energ/drpeb/dr_u.htm) (дата звернення: 02.05.2023).

289. Елисеева И. И., Юзбашев М. М. Общая теория статистики: Учеб./Под ред. ИИ Елисеевой.-5-е изд., перераб. и доп. М.: *Финансы и статистика*. 2004.

290. Раевнева Е. В., Кизим Н. А. Прикладная статистика: современные подходы и инструментарий анализа массовых явлений и процессов. ИД<<ИНЖЭК>>, 2010.

291. Аналіз споживання електричної енергії в Україні. *Офіційний сайт ДП НЕК "Укренерго"*. URL: [http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/ukrenergo/control/uk/publish/article?url;\\_id=96046&ca1:\\_id=35380](http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/ukrenergo/control/uk/publish/article?url;_id=96046&ca1:_id=35380) (дата звернення: 17.10.2017).

292. Галузева програма розвитку магістральних та міждержавних електричних мереж ОЕС України на період до 2023 року (Проект). *Офіційний сайт ДП НЕК "Укренерго"*. URL: <http://ukrenergo.energy.gov.ua> (дата звернення: 17.11.2017).

293. Electricity price statistics - Statistics Explained. *European Commission*. URL: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity\\_price\\_statistics](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics) (дата звернення: 02.05.2023).

294. Тарифи на електроенергію для населення. *Національна комісія що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг*. URL: <http://www3.nerc.gov.ua/?id=4787> (дата звернення: 02.05.2019).

295. Тарифи на електроенергію з 01.03.2017. URL: *національна комісія що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг*. URL: <https://www.nerc.gov.ua/?id=15013> (дата звернення: 20.07.2019).

296. Структури тарифів на електроенергію для населення. *Національна комісія що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг*. URL: <https://www.nerc.gov.ua/?id=15338> (дата звернення: 09.05.2019).

297. Pysar N. Determination of parity price for gas and electricity in terms of estimation of household incomes and energy costs. *Determination of parity price for gas and electricity in terms of estimation of household incomes and energy costs: Pysar, Nadiia*. 2018.

298. Транскордонні перетоки. *ПрАТ "НЕК "Укренерго"*. URL: <https://ua.energy/diyalnist/dyspatcherska-informatsiya/peretoky/#1581338606829-4501ced7-9f29> (дата звернення: 26.01.2022).

299. What is generation capacity?. *Energy.gov*. URL: <https://www.energy.gov/ne/articles/what-generation-capacity> (дата звернення: 02.05.2023).

300. Data view. *ENTSO-E Transparency Platform*. URL: <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/physicalFlow/show> (дата звернення: 02.05.2023).

301. Electricity price statistics - Statistics Explained. *An official website of the European Union*. URL: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity\\_price\\_statistics#Electricity\\_prices\\_for\\_household\\_consumers](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics#Electricity_prices_for_household_consumers) (дата звернення: 02.05.2023).

## ДОДАТКИ

## Додаток А

Документи, що підтверджують впровадження результатів дисертаційної роботи

|   |  |
|---|--|
|   | <p>Науково-виробниче приватне підприємство<br/> <b>“ДАК – Електропром”</b><br/>         20705, Україна, Черкаська обл., м. Сміла, пров. Амурський, 12<br/>         Р/р 2600715059 у ПАТ «Райффайзен Банк Аваль», МФО 380805,<br/>         ІПН 301475423046, Код ЄДРПОУ: 30147542<br/>         Тел./факс (04733) 2-90-64, 3-24-04, 3-61-91, 5-32-39, e-mail: dakelektro@ukr.net</p> |
| <p align="center"><b>ДОВІДКА</b></p>  |  |
| <p align="center">про впровадження результатів дисертаційного дослідження здобувача<br/>         кафедри міжнародної економіки<br/>         Національного технічного університету України<br/>         «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»<br/>         Круцяка Михайла Орестовича</p>   |  |
| <p>Пропозиції, запропоновані у дисертаційній роботі <i>Круцяка Михайла Орестовича</i> на тему <i>“Трансформація підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції”</i>, щодо доцільності впровадження системи управління попитом на електричну енергію на базі енергоакуюлюючого обладнання з використанням технологій <i>Smart-GRID</i> у години пікового виробітку електричних станцій на базі джерел з негарантованою генерацією та систем високоманевреної генерації електричної енергії (розосереджених газотурбінних генеруючих установок змінного струму промислової частоти напругою понад 10 кВ і потужністю від 50 МВт) у години провалу навантаження, були покладені як основа для розробки техніко-економічного обґрунтування з метою подальшої розробки технічного рішення, що у подальшому будуть використані у повсякденній роботі інфраструктурних і, відповідно, генеруючих підприємств електроенергетики України.</p> |  |
| <p>Авторські пропозиції та їх практична реалізація надають можливість забезпечення надійного покриття попиту на електричну енергію упродовж дня незалежно від пори року чи часу доби, а й, відповідно, покращити рівень енергетичної безпеки країни, конкурентоспроможності регіону та підприємства.</p>  |  |
| <p>Директор НВП «ДАК-Електропром»</p> <p align="center"> </p>   | <p align="right"> <br/>         Підпис<br/> <b>В.І. Давиденко</b> </p>   |





УКРАЇНА

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

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ

03056, м. Київ, пр-т Перемоги, 37; тел. (+38 044) 204-94-94 тел./факс (+38 044) 204-97-88  
http://www.kpi.ua e-mail: mail@kpi.ua

03.03.2021 № 4114-10



«ЗАТВЕРДЖУЮ»  
Перший проректор  
КПІ імені Ігоря Сікорського

Юрій ЯКИМЕНКО

» 24 березня 2021 року

**АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ  
результатів дисертації  
аспіранта кафедри міжнародної економіки  
факультету менеджменту та маркетингу КПІ імені Ігоря Сікорського  
Круцяка Михайла Орестовича  
на здобуття наукового ступеня доктора філософії**

Комісія у складі:

Голова – декан факультету менеджменту та маркетингу КПІ імені Ігоря Сікорського, д.т.н., професор Гавриш О. А.; члени комісії – к.е.н., доцент Кухарук А. Д., к.с.н., доцент Грінько І. М., к.е.н., доцент Іванова Т. В., цим Актом засвідчують, що результати наукового дослідження аспіранта кафедри міжнародної економіки М. О. Круцяка використано при підготовці та викладенні курсів лекцій та практичних занять з дисципліни «Економіка організації та планування виробництва» та «Глобальні економічні процеси в умовах трансформації».

Зокрема, у навчальному процесі використовуються:

- методичні засади формування економіко-математичних моделей складних економічних систем з використанням стохастичних методів при економічному плануванні виробництва;
- методичні засади визначення вагових показників сукупності чинників на перебіг економічних процесів в умовах трансформації з використанням системного підходу та методів машинного навчання.

Голова комісії:

Члени комісії:

О. Гавриш д.т.н., проф. Гавриш О. А.  
І. Грінько к.е.н., доцент Грінько І. М.,  
Т. Іванова к.е.н., доцент Іванова Т. В.  
А. Кухарук к.е.н., доцент Кухарук А. Д.,





**УКРЕНЕРГО**

Національна енергетична компанія

вул. С. Петлюри, 25, м. Київ, 01032,  
тел.: +38 044 238-30-15, факс: +38 044 238-32-64,  
e-mail: nec-kapsc@ua.energy, web: ua.energy,  
код ЄДРПОУ 00100227

20.08.2019 № 4/24764

Про впровадження результатів

#### ДОВІДКА

Видана Круцяку Михайлу Орестовичу про те, що матеріали його наукових досліджень впроваджені та були використані ПрАТ «НЕК «Укренерго» (виконує функції оператора системи передачі згідно з Законом України «Про ринок електричної енергії» № 2019-VIII від 13.04.2017) при розробці Плану розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2020-2029 роки.

Основна наукова цінність результатів досліджень здобувача полягає у розробці адекватної економіко-математичної моделі функціонування і розвитку ОЕС України в умовах лібералізації ринку електричної енергії. З її використанням вдалося виявити «вузькі» місця енергетичної системи, а також резерви для підвищення енергетичної безпеки країни, безпеки постачання та підвищення надійності ОЕС України, що, у подальшому, згідно з метою дослідження може задати правильного вектору спрямування майбутніх інвестицій, необхідних для подальшого розвитку ОЕС України відповідно до взятих Україною зобов'язань.

Голова науково-технічної ради,  
заступник директора —  
операційний директор,

Брехт О. О.



вул. С. Петлюри, 25, м. Київ, 01032,  
 тел.: +38 044 238-30-15, факс: +38 044 238-32-64,  
 e-mail: nec-kanc@ua.energy, web: ua.energy,  
 код ЄДРПОУ 00100227

№ \_\_\_\_\_

Про впровадження результатів

### ДОВІДКА

Видана Круцяку Михайлу Орестовичу про те, що матеріали його наукових досліджень впроваджені та були використані ПрАТ «НЕК «Укренерго», що виконує функції оператора системи передачі згідно з Законом України «Про ринок електричної енергії» № 2019-VIII від 13.04.2017, в діяльності підприємства та при підготовці Звіту про результати моніторингу безпеки постачання електричної енергії Міністерства енергетики України та Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей за 2019 рік (затверджений Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг 13.03.2020 постановою № 605).

Наукова цінність результатів досліджень здобувача полягає у розробці найбільш деталізованої економіко-математичної моделі функціонування і розвитку ОЕС України в умовах європейської інтеграції електроенергетики України. З її використанням вдалося виявити:

- 1) ризики та загрози функціонування і розвитку енергетичної системи України, що пов'язані з:
  - виявленими тимчасовими дефіцитами та профіцитами генеруючих потужностей;
  - відсутністю економічних стимулів розвитку дефіцитних в енергетичній системі України маневрових потужностей;
  - відсутністю економічних механізмів зміни режимів роботи вітчизняних гідроакмулюючих електричних станцій з метою підвищення рівня балансової надійності енергетичної системи України;
  - доцільністю залучення підприємств-виробників електричної енергії з відновлюваних джерел енергії до надання допоміжних послуг;
  - впровадженню поряд з ринком електричної енергії ринку потужності та відповідного позаринкового механізму його функціонування;



ДОКУМЕНТ ПІДПИСАНО КЕП

Сертифікат 20B4E4EDDD30998C0400000042E9230085E46E00  
 Підписувач Зайченко Віталій Борисович  
 Дійсний з 22.01.2019 14:26:24 по 22.01.2021 14:26:24

НЕК "Укренерго"



Вих. № 01/41532  
 від 13.11.2020

## 2

- необхідністю перегляду Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок на предмет зміни механізмів фінансування зазначених у ньому заходів, а також обсягів і строків його реалізації;
- 2) резерви підвищення прибутковості підприємства за рахунок:
- збільшення грошових надходжень від транспортування електричної енергії міждержавними та магістральними лініями електропередачі через збільшення частки децентралізованої генерації у загальній структурі генерації;
  - покращення якості прогнозування виробітку електричної енергії підприємствами-виробниками електричної енергії з відновлюваних джерел енергії, що очікувано призведе до зменшення операційних витрат підприємства на оплату використаних допоміжних послуг на балансуєчому ринку електричної енергії та відповідно до зменшення частки останнього у загальній структурі ринку;
  - спільної оптимізації ремонтних кампаній великих вітчизняних підприємств електроенергетики України з метою уникнення тимчасових дефіцитів генеруючих потужностей, максимізації добробуту в секторі та зменшення операційних витрат підприємства на оплату використаних допоміжних послуг на балансуєчому ринку електричної енергії.

Директор з управління ОЕС України –  
головний диспетчер

Зайченко В. Б.



Відокремлений підрозділ  
**НАУКОВО-ПРОЕКТНИЙ  
 ЦЕНТР РОЗВИТКУ ОБ'ЄДНАНОЇ  
 ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ**

буль. Дорогомицька, 11/8, м. Київ, 04112,  
 тел.: +38 (044) 206-73-68; факс: +38 (044) 206-73-91,  
 e-mail: prsg-kanc@ua.energy,  
 код ЄДРПОУ 36470200

15.11.2018 № 11/45382

**ДОВІДКА**  
 про використання окремих пропозицій та положень,  
 запропонованих здобувачем Круцяком Михайлом Орестовичем у  
 дисертаційному дослідженні

Обґрунтовані у дисертації Круцяка М. О. рекомендації щодо можливості використання результатів прогнозування обсягів попиту на електричну енергію на середньострокову перспективу з використанням економетричних методів прогнозування за інерційних сценаріїв розвитку ринку, а також щодо підвищення якості прогнозних оцінок розвитку електроенергетики України за рахунок включення показника питомої енергозатратності економіки до загальної моделі прогнозування, оскільки тенденції останніх років свідчать про зменшення тісноти кореляційного зв'язку між реальним валовим внутрішнім продуктом і обсягами споживання електроенергії, що протирічить прийнятим закономірностям — були використані при підготовці проекту Звіту з відповідності (достатності) генеруючих потужностей за 2018 рік, який Оператор системи передачі електричної енергії щорічно розробляє відповідно до вимог Статті 19 «Баланс попиту та пропозиції на електричну енергію» Закону України № 2019-VIII «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 року.

В.о. виконавчого директора



А.М. Ходаківський

## Додаток Б

### Вибір інструментарію моделювання та композиція економіко-математичної моделі функціонування підприємств електроенергетики

Оскільки, явища трансформування підприємств електроенергетики, ринку електричної енергії та галузі загалом не представляють новизни, тому наявні наукові надбання у вигляді спеціалізованих моделей, реалізованих у різних програмних засобах і програмному забезпеченні. Виходячи із мети роботи, перш за все, слід загострити увагу на країнах ЄС та їхньому досвіді трансформування ринку електроенергетики, ринку електричної енергії та його учасників. Так, панєвропейський енергетичний простір є складною структурою, яку формують регіональні утворення енергетичних систем країн Європи (табл. Б.1), а ті, у свою чергу, із енергетичних підприємств. А плани розвитку кожної енергетичної системи, ґрунтуються на результатах моделювання, отриманих з використанням різних методів і підходів, реалізованих у різноманітних програмних засобах. Водночас кожна з країн, що входять до регіональної групи, здійснює моделювання розвитку й оцінювання ефекту від трансформації підприємств на національному рівні, з використанням програмних засобів, відмінних від тих, що використовується на регіональному рівні (табл. Б.1).

Таблиця Б.1 – Поділ країн Європи на регіональні групи у контексті планування в електроенергетиці

| Регіональні групи                                       | Країни   | ПЗ для моделювання                         |
|---|--|--|
| 1   | 2  | 3  |
| Країни Балтійського моря (BS)                           | Норвегія, Швеція, Данія, Фінляндія, Естонія, Литва, Латвія, Польща, Німеччина                                | EMPS, SAMLAST, MAPS                        |
| Країни континентальної південно-східної Європи (CSE)    | Угорщина, Словенія, Румунія, Сербія, Болгарія, Македонія, Чорногорія, Боснія і Герцеговина, Хорватія, Італія | Тільки детальний опис без наведення назв   |
| Країни континентальної центрально-східної Європи (CCE)  | Австрія, Хорватія, Чехія, Німеччина, Угорщина, Польща, Румунія, Словаччина, Словенія                         | PowrSym3 (Operation Simulation Associates) |
| Країни континентальної центрально-західної Європи (CSW) | Франція, Португалія, Іспанія   | ANTARES, MAREA, RESERVAS                   |

| 1  | 2  | 3                            |
|--|--|------------------------------|
| Країни континентальної центрально-південної Європи (CCS) | Франція, Німеччина, Чехія, Італія, Австрія, Словенія   | ANTARES, PROMED (Terna/CESI) |
| Країни Північного моря (NS)                              | Франція, Німеччина, Люксембург, Бельгія, Нідерланди, Данія, Норвегія, Великобританія, Ірландія | EMPS, SAMLAST, MAPS          |

Джерело: складено на основі [262; 277 – 284]

З урахуванням зазначеного, більш широкого застосування знайшли такі програми та комплекси (у тому числі і комерційні) як: *Plexos by Energy Exemplar, ABB, Poyry, PSR, Antares, Unicorn, EPIS, AleaSoft, OpenLink, UPLAN, ETSAP, E3ME, GEM-E3, ASTRA, NEMESIS, CGE modelling, NACE 2-digit* та багато інших.

Запропоновано обрати з їх числа одне ПЗ, котре якнайкраще відповідатиме нашим очікуванням (табл. Б.2) щодо можливості вирішення поставлених мети і завдань та реалізації запропонованих автором методичних підходів.

Таблиця Б.2 – Відповідність ПЗ поставленим автором задачам

| Найменування ПЗ                  | Відповідність показникам, %  |                                       |  |                                     |                                      |                                 |                                     |                                   |                                   |
|----------------------------------|------------------------------|---------------------------------------|--|-------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
|                                  | прогнозування обсягів попиту | врахування використання і руху палива | моделювання ринку двосторонніх договорів | моделювання ринку «на добу наперед» | моделювання внутрішньодобового ринку | моделювання балансууючого ринку | моделювання ринку допоміжних послуг | рівень деталізації вихідних даних | можливість розширення функціоналу |
| 1                                | 2                            | 3                                     | 4  | 5                                   | 6                                    | 7                               | 8                                   | 9                                 | 10                                |
| <i>Plexos by Energy Exemplar</i> | 75                           | 100                                   | 50                                       | 50                                  | 100                                  | 90                              | 100                                 | 100                               | 100                               |
| <i>Antares</i>                   | 25                           | 75                                    | 50                                       | 50                                  | 50                                   | 50                              | 50                                  | 50                                | 75                                |
| <i>ABB</i>                       | 75                           | 75                                    | 50                                       | 50                                  | 50                                   | 75                              | 75                                  | 75                                | 75                                |
| <i>Poyry</i>                     | 25                           | 75                                    | 50                                       | 50                                  | 50                                   | 50                              | 25                                  | 25                                | 50                                |
| <i>PSR</i>                       | 10                           | 75                                    | 25                                       | 25                                  | 25                                   | 25                              | 25                                  | 25                                | 25                                |
| <i>EPIS</i>                      | 10                           | 50                                    | 25                                       | 25                                  | 50                                   | 25                              | 25                                  | 25                                | 25                                |
| <i>AleaSoft</i>                  | 10                           | 50                                    | 25                                       | 25                                  | 50                                   | 25                              | 25                                  | 25                                | 25                                |
| <i>OpenLink</i>                  | 10                           | 25                                    | 25                                       | 25                                  | 10                                   | 25                              | 10                                  | 25                                | 100                               |
| <i>UPLAN</i>                     | 10                           | 50                                    | 25                                       | 25                                  | 25                                   | 25                              | 25                                  | 25                                | 25                                |
| <i>Unicorn</i>                   | 10                           | 25                                    | 25                                       | 10                                  | 50                                   | 25                              | 25                                  | 25                                | 25                                |

| 1              | 2  | 3   | 4  | 5  | 6  | 7  | 8  | 9  | 10 |
|----------------|----|-----|----|----|----|----|----|----|----|
| <i>GEM-E3</i>  | 10 | 50  | 25 | 25 | 10 | 25 | 25 | 25 | 25 |
| <i>ASTRA</i>   | 10 | 50  | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 10 | 25 |
| <i>ETSAP</i>   | 10 | 25a | 10 | 10 | 25 | 25 | 25 | 25 | 50 |
| <i>E3ME</i>    | 10 | 25  | 25 | 25 | 25 | 25 | 10 | 25 | 25 |
| <i>NEMESIS</i> | 10 | 10  | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 |

*Джерело: складено на основі власних досліджень*

Таким чином, з урахуванням відповідності ПЗ можливості вирішення поставлених у дослідженні завдань, нами в якості основного інструменту дослідження обрано *Plexos by Energy Exemplar*.

На рис. Б.1 представлена композиція економіко-математичної моделі функціонування підприємств електроенергетики в умовах лібералізованого ринку електричної енергії.

Економіко-математична модель включає основні обмеження і вимоги до вітчизняної електроенергетики та її підприємств, що містяться у міжнародних та національних зобов'язаннях України, перелік яких наведено у табл. Б.3.

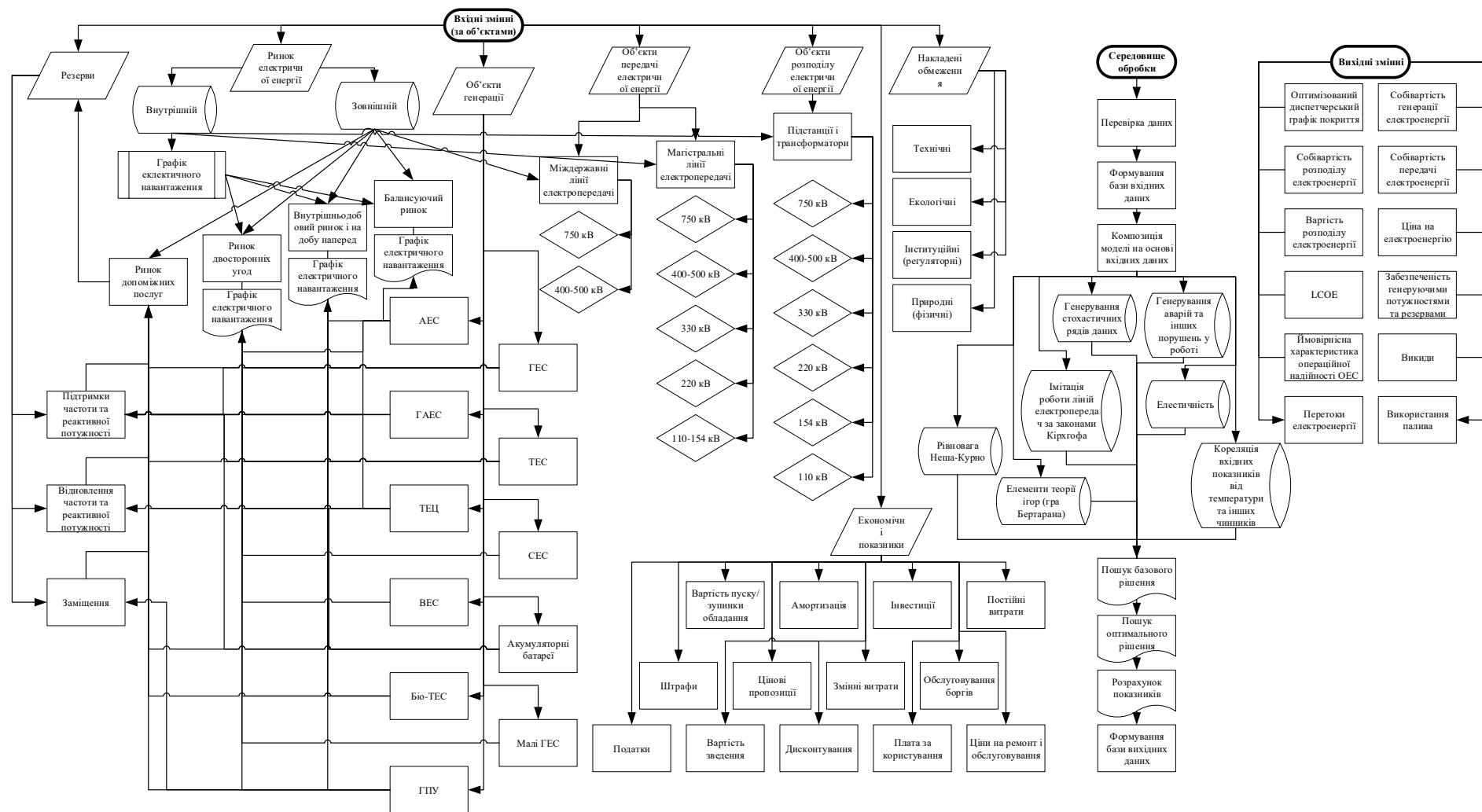


Рис. Б.2. Композиція економіко-математичної моделі функціонування і розвитку підприємств електроенергетики в умовах євроінтеграції

Джерело: складено на основі власних досліджень



Таблиця Б.3 – Враховані в моделюванні основні обмеження і вимоги до вітчизняної електроенергетики та її підприємств, що містяться у міжнародних та національних зобов'язаннях України

| № | Сектор             | Релевантно до | Зобов'язання   | Документ  | Дата прийняття | Тип         |
|---|--------------------|---------------|--|---|----------------|-------------|
| 1 | 2                  | 3             | 4  | 5   | 6              | 7           |
| 1 | Енергетика загалом | —             | Досягнення кліматичної нейтральності до 2060 р.  | Національна економічна стратегія на період до 2030 року                 | 2021           | Національні |
| 2 | Енергетика загалом | —             | Дотримання граничних обсягів викидів для усіх великих спалювальних установок (на 31.12.2033 р.: SO – 51004,4 т/рік; NO <sub>x</sub> – 53791,3 т/рік; Пил – 5172,0 т/рік) | Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок | 2017           | Міжнародні  |
| 3 | Енергетика загалом | —             | Скорочення обсягів викидів парникових газів на 65 % до 2030 р. (відносно рівня викидів 1990 р.)  | Другий Національно визначений внесок України до Паризької угоди         | 2021           | Міжнародні  |

| 1 | 2                               | 3   | 4   | 5  | 6    | 7                           |
|---|---------------------------------|---|---|--|------|-----------------------------|
| 4 | Видобуток енергетичних ресурсів | Уранова руда, природний газ, сира нафта та конденсат, вугілля | Зниження енергоємності видобувної промисловості на 30 %   | Національна економічна стратегія на період до 2030 року                                      | 2021 | Національ<br>ні             |
| 5 | Видобуток енергетичних ресурсів | Вугілля   | Зменшення видобутку вугілля на 25 % (на державних шахтах)   | Концепція національної програми трансформації вугільних регіонів в Україні до 2027 року      | 2020 | В проєкті                   |
| 6 | Видобуток енергетичних ресурсів | Природний газ   | Забезпечення 100 % потреб населення природних газом за рахунок власного видобутку                           | Національна економічна стратегія на період до 2030 року                                      | 2021 | Національ<br>ні             |
| 7 | Видобуток енергетичних ресурсів | Природний газ, сира нафта та газовий конденсат                | Збільшення видобутку впродовж 2021-2030 рр. до 160 млрд м <sup>3</sup> газу і 40 млн тон нафти і конденсату | Загальнодержавна програма розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року | 2011 | Національ<br>ні             |
| 8 | Переробка енергетичних ресурсів | Урановий оксидний концентрат                                  | Технічне переоснащення і створення потужностей для  | Концепція Державної цільової економічної програми розвитку                                   | 2021 | Перебуває на стадії проєкту |

| 1  | 2  | 3   | 4  | 5  | 6    | 7               |
|----|--|---|--|--|------|-----------------|
|    |  |   | виробництва діоксиду цирконію в обсязі 320 тон/рік та початок випуску цієї продукції: 10 тон та 100 тон діоксиду цирконію у 2025 та 2026 рр. | атомно-промислового комплексу до 2026 року                       |      |                 |
| 9  | Виробництво електричної і теплової енергії | ТЕС   | 100 % заміщення вугільних ТЕС у 2050 р. за рахунок ВДЕ у поєднанні з новими високоманевровими генеруючими потужностями на газі               | Концепція «зеленого» енергетичного переходу України до 2050 року | 2020 | Національ<br>ні |
| 10 | Виробництво електричної і теплової енергії | ГЕС/ГАЕС  | Частка ГЕС і ГАЕС у загальному балансі до 15,5 % у 2026 р.   | Програма розвитку гідроенергетики України на період до 2026 року | 2016 | Національ<br>ні |
| 11 | Виробництво електричної і теплової енергії | АЕС, ГЕС, ТЕС, ТЕЦ, ГЕС, ГАЕС, ВЕС, СЕС, інші ВДЕ | Зменшення технологічних витрат і втрат енергії у процесі її  | Національна економічна стратегія на період до 2030 року          | 2021 | Національ<br>ні |

| 1  | 2  | 3                  | 4  | 5  | 6    | 7               |
|----|--|--------------------|--|--|------|-----------------|
|    |  |                    | виробництва та постачання до 8 % у 2030 р.   |  |      |                 |
| 12 | Виробництво електричної і теплової енергії | ВЕС, СЕС, інші ВДЕ | Частка виробництва з ВДЕ у загальному виробництві електричної енергії на рівні 25 % у 2030 р.                | Національна економічна стратегія на період до 2030 року          | 2021 | Національ<br>ні |
| 13 | Виробництво електричної і теплової енергії | ВЕС, СЕС, інші ВДЕ | Частка ВДЕ у виробництві електричної енергії 70 % у 2050 р.  | Концепція «зеленого» енергетичного переходу України до 2050 року | 2020 | Національ<br>ні |
| 14 | Виробництво електричної і теплової енергії | ВЕС, СЕС, інші ВДЕ | Частка ВДЕ не менше 30 % в електроенергетиці у 2030 р.   | Другий Національно визначений внесок України до Паризької угоди  | 2021 | Міжнарод<br>ні  |
| 15 | Виробництво електричної і теплової енергії | Інші ВДЕ           | Частка використання альтернативних джерел енергії у виробництві теплової енергії об'єктами теплопостачання у | Концепція реалізації державної політики у сфері теплопостачання  | 2017 | Національ<br>ні |

| 1  | 2  | 3        | 4   | 5  | 6    | 7           |
|----|--|----------|---|--|------|-------------|
|    |  |          | 2025 р. – 30 %, у<br>2035 р. – 40 %.  |  |      |             |
| 16 | Виробництво електричної і теплової енергії | Інші ВДЕ | Збільшення обсягів виробництва тепла з використанням біопалива на 30 % у 2030 р.  | Другий Національно визначений внесок України до Паризької угоди  | 2021 | Міжнародні  |
| 17 | Виробництво електричної і теплової енергії | ГЕС/ГАЕС | Введення нових високоманеврових потужностей ГЕС – 640 МВт та ГАЕС – 2900 МВт  | Програма розвитку гідроенергетики України на період до 2026 року   | 2016 | Національні |
| 18 | Виробництво електричної і теплової енергії | ГЕС/ГАЕС | Адаптація режиму експлуатації ГЕС до змін клімату   | Паризька кліматична угода  | 2016 | Міжнародні  |
| 19 | Виробництво електричної і теплової енергії | ГЕС/ГАЕС | Врегулювання управління територіями ПЗФ, Смарагдової мережі (водосховища, гідроспороди) в процесі експлуатації ГЕС/ГАЕС | Бернська Конвенція про охорону дикої флори та фауни і природних середовищ існування; ЗУ «Про ОВД»; ЗУ «Про СЕО»; Закон України «Про Смарагдову мережу (наразі в процесі прийняття) | 2017 | Національні |

| 1  | 2  | 3        | 4   | 5  | 6    | 7               |
|----|--|----------|---|--|------|-----------------|
| 20 | Виробництво електричної і теплової енергії | ГЕС/ГАЕС | Проведення процедури оцінки впливу на довкілля, стратегічної екологічної оцінки у внутрішньому та транскордонному контексті                                     | Конвенція ЕСПО; 3У «Про ОВД»; 3У «Про СЕО»   | 2017 | Національ<br>ні |
| 21 | Виробництво електричної і теплової енергії | ГЕС/ГАЕС | Забезпечення доступу до інформації з питань навколишнього середовища. Участь та інформування громадськості стосовно прийняття рішень щодо планованої діяльності | Директива № 2003/4/ЄС «Про доступ громадськості до екологічної інформації»; Директива № 2003/35/ЄС «Про забезпечення участі громадськості у підготовці окремих планів та програм, що стосуються навколишнього середовища». | 2003 | Міжнарод<br>ні  |
| 22 | Виробництво електричної і теплової енергії | ГЕС/ГАЕС | Забезпечення режиму експлуатації ГЕС/ГАЕС без   | Воднева рамкова директива (Директива 2000/60/ЄС Європейського  | 2000 | Міжнарод<br>ні  |

| 1  | 2  | 3             | 4   | 5   | 6    | 7               |
|----|--|---------------|---|---|------|-----------------|
|    |  |               | погіршення якості води у водних об'єктах  | парламенту та Ради «Про встановлення рамок діяльності Співтовариства в галузі водної політики») |      |                 |
| 23 | Виробництво електричної і теплової енергії | ГЕС/ГАЕС      | Дотримання вимог чинного законодавства України при плануванні будь-якої діяльності  | Закон України «Про охорону земель»  | 2003 | Національ<br>ні |
| 24 | Накопичення енергії                        | Нафтопродукти | Створення екстрених резервів нафти щонайменше (для 90 днів середньодобового значення імпорту нетто або для 61 днів середнього внутрішнього добового споживання) | Директива Ради 2009/119/ЄС від 14.09.2009   | 2017 | Міжнарод<br>ні  |
| 25 | Виробництво електричної і теплової енергії | Водень        | Будівництво до 2030 р. в Україні електролізерів води загальною потужністю   | Воднева стратегія ЄС до 2050 року   | 2020 | Міжнарод<br>ні  |

| 1  | 2  | 3                  | 4  | 5   | 6    | 7               |
|----|--|--------------------|--|---|------|-----------------|
|    |  |                    | 9,8 ГВт/год, які будуть виробляти 6,7 ГВт/год водню або 58,7 ТВт/год на рік ( $\approx 16,6$ млрд м <sup>3</sup> на рік або 45,2 млн м <sup>3</sup> на добу) |   |      |                 |
| 26 | Виробництво електричної і теплової енергії | ТЕС/ТЕЦ            | Виведення з експлуатації блоків ТЕС і ТЕЦ (на органічному паливі)  | Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок | 2017 | Національ<br>ні |
| 27 | Транспортування енергії                    | Електрична енергія | Будівництво 4 ГВт загальної потужності передачі електричної енергії між Україною та ЄС   | План розвитку системи передачі на 2020 – 2029 роки                      | 2020 | Національ<br>ні |
| 28 | Транспортування енергії                    | Електрична енергія | Забезпечення необхідного обсягу резервів підтримання частоти (первинних  | План розвитку системи передачі на 2020 – 2029 роки                      | 2020 | Національ<br>ні |



| 1  | 2                       | 3                  | 4   | 5  | 6    | 7               |
|----|-------------------------|--------------------|---|--|------|-----------------|
|    |                         |                    | резервів) на рівні 200 МВт  |  |      |                 |
| 29 | Транспортування енергії | Електрична енергія | Будівництво нової ПЛ 400 кВ між ПС 400 кВ «Мукачеве» та «Велке Капушани»; Відновлення експлуатації міждержавних ЛЕП між ОЕС Україна та <i>ENTSO-E</i> (ЛЕП 750 кВ «Южно-Українська АЕС – Ісакча», ЛЕП 220 кВ «Львів – Стрий»); Будівництво «крила» 400 кВ на ПС 750/400 кВ «Приморська» з двоковою ЛЕП 400 кВ Приморська – Ісакча (Румунія) | План розвитку системи передачі на 2020 – 2029 роки | 2020 | Національ<br>ні |

| 1  | 2                       | 3                  | 4   | 5   | 6    | 7               |
|----|-------------------------|--------------------|---|---|------|-----------------|
|    |                         |                    | та встановленням<br>АТ 750/400 кВ   |   |      |                 |
| 30 | Транспортування енергії | Природний газ      | Заміна 55 одиниць<br>ГРС на нові<br>автоматичні<br>блочно модульні в<br>найближчі 3 роки;<br>Реконструкція<br>85 одиниць ГРС<br>до 2030 року;<br>Реконструкція<br>10 одиниць<br>компресорних<br>стацій в<br>найближчі<br>5 років;<br>Залучення<br>37,3 млрд грн<br>інвестицій в<br>наступні 10 років;<br>Виведення з<br>експлуатації<br>272 ГПА до<br>2030 р. | План розвитку ГТС<br>2021-2030 роки ОГТСУ                               | 2021 | Національ<br>ні |
| 31 | Розподіл енергії        | Електрична енергія | Впровадження<br>RAB-регулювання.<br>На перший<br>регуляторний   | «Про затвердження<br>Змін до Порядку<br>визначення<br>регуляторної бази | 2020 | Національ<br>ні |

| 1  | 2                | 3                  | 4  | 5   | 6    | 7               |
|----|------------------|--------------------|--|---|------|-----------------|
|    |                  |                    | період (три роки) встановлюються окремі регуляторні норми доходу для «старої» і «нової» бази активів – 3 % і 16,74 %, досягнення встановлених показників якості послуг переноситься з 8-го на 13-й рік після переходу на стимулююче тарифоутворення. | активів суб'єктів природних монополій у сфері електроенергетики»; «Про затвердження Змін до Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії» |      |                 |
| 32 | Розподіл енергії | Електрична енергія | Зменшення рівня переривань у електропостачанні за показником <i>SAIDI</i> (середня тривалість переривань для кожного клієнта) до < 175 хвилин у 2030 р.  | Національна економічна стратегія на період до 2030 року   | 2021 | Національ<br>ні |

| 1  | 2  | 3   | 4   | 5  | 6    | 7               |
|----|--|---|---|--|------|-----------------|
| 33 | Розподіл енергії                         | Теплова енергія   | Зменшення втрат теплової енергії у теплових мережах у процесі її транспортування до 10 %;<br>Реконструкція та модернізація систем теплопостачання на всіх етапах технологічного процесу;<br>Досягнення середнього річного обсягу енергоспоживання теплової енергії – 20-60 кВт·год/м <sup>2</sup> | Концепція реалізації державної політики у сфері теплопостачання до 2035 року   | 2017 | Національ<br>ні |
| 34 | Кінцеве споживання та енергоефективність | Промисловість, побутові споживачі, інше непобутове споживання | Досягнення середнього річного енергоспоживання теплової енергії в новозбудованих або модернізованих будівлях на рівні   | Національний план дій з енергоефективності на період до 2030 року;<br>Концепція реалізації державної політики у сфері теплопостачання до 2035 року | 2017 | Національ<br>ні |

| 1  | 2  | 3  | 4  | 5   | 6    | 7           |
|----|--|--|--|---|------|-------------|
|    |  |  | 60–80 кВт·год/м <sup>2</sup> у 2026 р. та 20–60 кВт·год/м <sup>2</sup> у 2035 р.                           |   |      |             |
| 35 | Кінцеве споживання та енергоефективність | Промисловість, побутові споживачі, інше непобутове споживання            | До 2026 р. здійснити термомодернізацію 40–50 % будівель, а до 2035 р. – 100 % будівель                     | Національний план дій з енергоефективності на період до 2030 року; Концепція реалізації державної політики у сфері теплопостачання до 2035 року | 2017 | Національні |
| 36 | Кінцеве споживання та енергоефективність | Промисловість, побутові споживачі, інше непобутове споживання            | Щорічна реконструкція не менше 3 % загальної площі будівель, що належать усім рівням державного управління | <i>Energy Efficiency Directive</i>  | 2018 | Міжнародні  |
| 37 | Кінцеве споживання та енергоефективність | Промисловість, транспорт, побутові споживачі, інше непобутове споживання | Досягнення сукупної економії енергії у кінцевому споживанні протягом періоду 2021–2030 рр. (еквівалентно   | <i>Energy Efficiency Directive</i>  | 2018 | Міжнародні  |

| 1  | 2  | 3         | 4   | 5  | 6    | 7               |
|----|--|-----------|---|--|------|-----------------|
|    |  |           | річній економії не менше 0,8 % від кінцевого споживання енергії)  |  |      |                 |
| 38 | Кінцеве споживання та енергоефективність | Транспорт | Збільшення частки електротранспорту у внутрішньому сполученні до 75 % у 2030 р.   | Національна транспортна стратегія України на період до 2030 року | 2018 | Національ<br>ні |
| 39 | Кінцеве споживання та енергоефективність | Транспорт | Зростання частки електромобілів до 15 % від щорічних реєстрацій авто в 2030 р.  | Другий Національно визначений внесок України до Паризької угоди  | 2021 | Міжнарод<br>ні  |
| 40 | Кінцеве споживання та енергоефективність | Транспорт | Рівень застосування альтернативних видів палива (біопалива або його сумішей з традиційним паливом) та електричної енергії (виробленої, як з традиційних | Національна транспортна стратегія України на період до 2030 року | 2018 | Національ<br>ні |

| 1  | 2  | 3  | 4   | 5   | 6    | 7          |
|----|--|--|---|---|------|------------|
|    |  |  | палив, так і з ВДЕ) до 50 % у 2030 р.   |   |      |            |
| 41 | Кінцеве споживання та енергоефективність | Транспорт  | Використання ВДЕ у транспортному секторі кожною країною на рівні не менше 14 % у 2030 р.  | Положення Директиви Європейського Парламенту та Ради 2018/2001 від 11 грудня 2018 року  | 2018 | Міжнародні |
| 42 | Кінцеве споживання та енергоефективність | Промисловість, побутові споживачі, інше непобутове споживання, транспорт | Частка енергоносіїв, вироблених з ВДЕ, у структурі загального кінцевого енергоспоживання має становити не менше як 27 % у 2030 р. | Розпорядження Європейської Комісії від 22 січня 2014 «Рамкова кліматична та енергетична політика на період з 2020 до 2030 року» | 2014 | Міжнародні |

## Додаток В

Таблиця В.1 – Хронологія імплементації у законодавство України основних вимог до функціонування ринку електричної енергії, які містяться у Третньому енергетичному пакеті ЄС

| Нормативно-правовий акт   | Дата прийняття | Ініціатори                 | Короткий зміст  |
|---|----------------|----------------------------|---|
| 1   | 2              | 3                          | 4   |
| Договір про заснування Енергетичного співтовариства   | 24.09.2010 р.  | Європейське співтовариство | Україна гармонізує національне законодавство з нормами законодавства ЄС у сфері енергетики, зокрема, положення Директив Третього Енергетичного пакету |
| Закон України № 2787-VI «Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про Енергетичне співтовариство»                     | 15.12.2010 р.  | Верховна Рада України      | Ратифікація «Договору про заснування Енергетичного співтовариства»  |
| Закон України № 2019-19 «Про ринок електричної енергії»   | 13.04.2017 р.  | Верховна Рада України      | На виконання положень Директиви 2009/72/ЄС повне реформування ринку електричної енергії   |
| «Угода про умови майбутнього об'єднання енергосистем України та Молдови з енергосистемою континентальної Європи»                          | 28.06.2017 р.  | ПрАТ «НЕК «Укренерго»      | Забезпечення синхронної роботи ОЕС України з енергосистемою синхронної зони континентальної Європи <i>ENTSO-E</i>                                     |
| Розпорядження № 605-р схвалено Енергетичну стратегію України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» | 18.08.2017 р.  | Кабінет Міністрів України  | Визначено цілі розбудови енергетичного сектору відповідно до потреб економічного та соціального розвитку країни на період до 2035 року.               |
| Розпорядження № 497-р «Про затвердження плану заходів з реалізації етапу «Реформування енергетичного сектору (до                          | 06.06.2018 р.  | Кабінет Міністрів України  | Складено план заходів з реалізації етапу «Реформування енергетичного сектору (до 2020 року)».   |



| 1  | 2             | 3                             | 4   |
|--|---------------|-------------------------------|---|
| 2020 року) Енергетичної стратегії»   |               |                               |   |
| Закон України № 1540-19 «Про національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» (НКРЕКП)                           | 22.09.2016 р. | Верховна Рада України         | НКРЕКП здійснює регулювання діяльності природних монополій, зокрема шляхом проведення цінової та тарифної політики, у тому числі у сфері електроенергетики.   |
| Постанова № 256 (у редакції від 21.06.2018 р.) «Про затвердження Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з оптового постачання електричної енергії» | 16.12.1996 р. | НКРЕКП                        | Визначено, що оптовий ринок електричної енергії України (ОРЕ України) функціонуватиме за моделлю «єдиного покупця».   |
| Постанова № 755 (у редакції від 17.03.2018 р.)   | 05.05.2000 р. | Кабінет Міністрів України     |   |
| Постанова № 922 (у редакції від 17.03.2018 р.)   | 05.06.2000 р. | Кабінет Міністрів України     |   |
| Постанова № 307 «Правила ринку»  | 14.03.2018 р. | НКРЕКП, ПрАТ «НЕК «Укренерго» | Урегульовує взаємовідносини та функції Ринку двосторонніх договорів, Ринку допоміжних послуг; Балансуючого ринку та Адміністратора розрахунків  |
| Постанова № 308 «Правила ринку «на добу наперед» та «внутрішньодобового ринку»   | 14.03.2018 р. | НКРЕКП, ДП «Енергоринок»      | Визначаються взаємовідносини між учасниками ринку «на добу наперед» і «внутрішньодобового ринку» та оператором ринку; порядок визначення ціни на електричну енергію; порядок і вимоги до забезпечення виконання зобов'язань за договорами купівлі-продажу електричної енергії тощо. |

| 1  | 2             | 3      | 4  |
|--|---------------|--------|--|
| Постанова № 309 «Кодекс системи передачі»                        | 14.03.2018 р. | НКРЕКП | Урегульовує взаємовідносини Оператора системи передачі (ОСП) та користувачів системи передачі щодо планування, розвитку та експлуатації (у тому числі оперативно-технологічного управління) системи передачі у складі ОЕС України, а також приєднання та доступу до системи передачі);   |
| Постанова № 310 «Кодекс систем розподілу»                        | 14.03.2018 р. | НКРЕКП | визначає вимоги та правила взаємовідносин ОСР, користувачів системи розподілу і замовників послуги з приєднання, оперативного та технологічного управління системою розподілу, її розвитку та експлуатації; забезпечення доступу і приєднання електроустановок; встановлює базові системні вимоги, спрямовані на забезпечення надійного функціонування і розвитку системи розподілу тощо |
| Постанова № 311 «Кодекс комерційного обліку електричної енергії» | 14.03.2018 р. | НКРЕКП | Визначає принципи організації комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії (виробленої, експортованої та імпортованої), а також переданої, розподіленої та спожитої електричної енергії ; організацію точок обліку, збір та обробку даних обліку; права та обов'язки сторін стосовно організації комерційного  |

| 1   | 2             | 3      | 4  |
|---|---------------|--------|--|
|   |               |        | обліку електричної енергії тощо.   |
| Постанова № 312 «Правила роздрібного ринку електричної енергії»   | 14.03.2018 р. | НКРЕКП | Врегульовуються взаємовідносини купівлі-продажу електричної енергії між електропостачальником (електропостачальниками) та споживачем (для власного споживання) |
| Постанова № 1388 «Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з передачі електричної енергії»                             | 09.11.2017 р. | НКРЕКП | Згідно з назвою  |
| Постанова № 1469 «Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з постачання електричної енергії споживачу»                 | 27.12.2017 р. | НКРЕКП | Згідно з назвою  |
| Постанова № 1470 «Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії»                            | 27.12.2017 р. | НКРЕКП | Згідно з назвою  |
| Постанова № 1466 «Ліцензійні умови провадження господарської діяльності зі здійснення функцій оператора ринку»                      | 27.12.2017 р. | НКРЕКП | Згідно з назвою  |
| Постанова № 1467 «Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії»                          | 27.12.2017 р. | НКРЕКП | Згідно з назвою  |
| Постанова № 1468 «Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з перепродажу електричної енергії (трейдерська діяльність)» | 27.12.2017 р. | НКРЕКП | Згідно з назвою  |

| 1   | 2             | 3      | 4               |
|---|---------------|--------|-----------------|
| Постанова № 1471<br>«Ліцензійні умови<br>провадження господарської<br>діяльності зі здійснення<br>функцій гарантованого<br>покупця»   | 27.12.2017 р. | НКРЕКП | Згідно з назвою |
| Постанова № 1406<br>«Порядок складання,<br>подання, погодження,<br>оприлюднення програми<br>відповідності оператора<br>системи розподілу, звіту<br>про її виконання та<br>погодження повноваженої<br>особи з питань<br>відповідності» | 27.12.2017 р. | НКРЕКП | Згідно з назвою |
| Постанова № 1016<br>«Порядок здійснення<br>сертифікації оператора<br>системи передачі<br>електричної енергії»   | 10.08.2017 р. | НКРЕКП | Згідно з назвою |
| Постанова НКРЕКП № 893<br>«Методика визначення<br>доступної пропускної<br>спроможності<br>міждержавних перетинів<br>(міждержавних<br>електричних мереж<br>України)»   | 23.08.2018 р. | НКРЕКП | Згідно з назвою |

## Додаток Г

Таблиця Г.1 – Основні вимоги до функціонування ринку електричної енергії наведених у ключових регламентах і директивах Третього енергетичного пакету ЄС

| Документ   | Зміст основних вимог  |
|--|---|
| 1  | 2   |
| Директива 2009/72/ЄС про спільні правила внутрішнього ринку електричної енергії та про скасування Директиви 2003/54/ЄС [156] | <p>Повна відкритість ринку, яка надає можливість усім споживачам вільно обирати постачальників, а усім постачальникам здійснювати вільне постачання споживачам.</p> <p>Відокремлення та забезпечення незалежності діяльності з постачання і виробництва електричної енергії від операцій у мережі. Створення незалежних ОСП та ОСР.</p> <p>Забезпечення формування прозорих і недискримінаційних тарифів для доступу до мереж, які застосовуються для усіх споживачів на недискримінаційній основі. Тарифи систем передачі та розподілу мають відображати витрати та враховувати граничні мережеві витрати на розподіл генерації та заходи з управління попитом.</p> <p>Забезпечення незалежності регуляторів електроенергетики від будь-яких суб'єктів ринку.</p> <p>Впровадження інституту постачальників останньої інстанції.</p> <p>Можливість накладення на електроенергетичні підприємства, які надають послуги загальноєкономічного значення, зобов'язання з обслуговування населення.</p> <p>Організація доступу споживачів до даних про споживання, ціни та вартість послуг. Запровадження недискримінаційних систем оплати послуг.</p> <p>Перехід до ринкового механізмів ціноутворення, які формують правильні стимули для розвитку мереж та інвестицій у проекти розвитку.</p> <p>Обов'язкова сертифікація ОСП.</p> <p>Інтеграція національного ринку у єдиний європейський простір.</p> <p>Впровадження інституту енергетичного омбудсмена, який забезпечує ефективну обробку рекламацій та позасудове врегулювання конфліктів.</p> <p>Розробка та впровадження операторами мереж програми відповідності, спрямованої на забезпечення не дискримінаційного доступу до мереж. Контроль над її виконанням здійснюється незалежно від регуляторних органів.</p> <p>Щорічна розробка ОСП та подання регулятору звіту з оцінки адекватності та 10-річного плану розвитку мереж.</p> |

| 1  | 2   |
|--|---|
| <p>Регламент (ЄС) 714/2009 про умови доступу до мереж передачі електричної енергії та яким скасовується Регламент (ЄС) 1228/2003 [157]</p> | <p>Створення мережевих кодексів, що забезпечують та регулюють ефективний та прозорий доступ до мереж транскордонного обміну електричної енергії.</p> <p>Створення Європейської мережі ОСП (<i>ENTSO-E</i>).</p> <p>Обов'язкове врахування при встановленні тарифів національної мережі витрат і доходів, які утворюються внаслідок компенсаційних розрахунків між ОСП електричної енергії.</p> <p>Недоцільність застосовування тарифікації за відстанню або спеціальних тарифів, які оплачуються тільки експортерами або імпортерами на додачу до основної оплати за доступ до національної мережі.</p> <p>Обов'язкова сертифікація ОСП.</p> <p>Розв'язання проблеми перенавантажень у мережі мають вирішуватися на основі методів, що не припускають вибору між контрактами окремих учасників ринку.</p> <p>Використання ринкових методів управління перевантаженням.</p> <p>Виділення потужностей тільки за допомогою проведення явних (потужності) або неявних (потужності і енергія) аукціонів.</p> |

*Джерело: складено на основі [156; 157]*

## Додаток Д

В середині 2019 року в ЄС було анонсовано Четвертий енергетичний пакет ЄС під назвою “Чиста енергія для всіх європейців” (англ. *Clean energy for all Europeans package*). Основні зміни, які передбачаються Четвертим енергетичним пакетом ЄС наведено у табл. Д.1. Цей пакет формують низка директив і регламентів [159; 160; 161], адаптованих рішенням № 2022/03/МС-ЄнС [162] та рішенням № 2021/13/МС-ЄнС [163] Енергетичного співтовариства щодо України, серед яких такі: Регламент (ЄС) 2019/941, Регламент (ЄС) 2019/943, Директива (ЄС) 2019/944, Регламент (ЄС) 2017/2196, Регламент (ЄС) 2017/1485, Регламент (ЄС) 2015/1222, Регламент (ЄС) 2019/942, Регламент (ЄС) 2016/1719. Важливо, що цей пакет не скасовує зміни, реформи і трансформації, які передбачалися Третім енергетичним пакетом, а натомість тільки доповнює його у частині необхідності прискорення розвитку відновлюваної енергетики, енергоефективності, і тим самим посилюючи боротьбу зі зміною клімату [164]. Серед іншого передбачається і таке:

- певні зміни дизайну вже наявного ринку електричної енергії з метою забезпечення інтеграції ВДЕ та збільшення рівня гнучкості енергосистеми на всіх класах напруг та рівнях потужності;

- посилення урядового регулювання з метою прискорення виконання планів ЄС щодо трансформації енергосистеми ЄС;

- запровадження не законодавчих ініціатив, які здебільшого спрямовані на підтримання та забезпечення справедливого переходу до вуглецевої нейтральності вугільних регіонів, енергетичнобідних регіонів та інших.

У 2023 році в Україні розпочато процес імплементації Четвертого енергопакету [158]. Станом на середину 2023 року Регламент (ЄС) 2016/1719 вже було імplementовано Законом України «Про внесення змін до деяких законів України щодо запобігання зловживанням на оптових енергетичних ринках» № 3141-ІХ, що набув чинності 02.07.2023 року. Чинними Законом України “Про ринок електричної енергії”, Законом України “Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та "зеленої" трансформації енергетичної системи України”, Кодексом системи передачі, Правилами ринку та Кодексом комерційного обліку більшість

положень Регламенту (ЄС) 2019/941, Регламенту (ЄС) 2019/943, Директиви (ЄС) 2019/944, Регламенту (ЄС) 2017/2196 і Регламенту (ЄС) 2017/1485 були імплементовані у період 2019 – 2022 рр., коли ж решта – планується до кінця 2023 року.

Успішна імплементація Четвертого енергопакету ЄС в Україні слугуватиме передумовою такому:

- інтеграції вітчизняного сегментованого ринку електричної енергії до загальноєвропейського сегментованого ринку;
- підвищенню рівня гнучкості вітчизняної енергосистеми;
- розвитку транскордонної торгівлі;
- підвищенню рівня відкритості вітчизняної енергетики до інвестування у неї;
- підвищенню рівня безпеки постачання електричної енергії;
- підвищенню рівня використання потенціалу вітчизняних виробників електричної енергії;
- розвитку децентралізованої енергетики;
- досягнення Україною вуглецевої нейтральності у довгостроковій перспективі шляхом запровадження механізму корегування вуглецю на кордоні (англ. *CBAM* – *Carbon border adjustment mechanism*) та інших заходів.

Таблиця Д.1 – Основні зміни у функціонуванні електроенергетики та ринку електричної енергії, передбачен регламентами та директивами Четвертого енергетичного пакету ЄС «Чиста енергія для всіх європейців»

| Документ  | Основні зміни  |
|---|--|
| 1   | 2  |
| Регламент (ЄС) 2019/941 про попередження ризиків в енергетичному секторі та скасування Директиви 2005/89/ЄС | <p>Передбачено розробку національних планів, спрямованих на попередження ризиків в енергетичному секторі (зокрема передбачено зміст таких планів, процедуру оцінювання планів Європейською Комісією тощо).</p> <p>Передбачено механізми управління енергетичним сеткором у разі настання кризових ситуацій, що включає раннє попередження та оголошення кризової ситуації в енергетичному секторі, співпрацю та допомогу, відступання від певних правил ринку.</p> <p>Оцінку та моніторг ситуації в енергетичному секторі.</p> |



| 1   | 2  |
|---|--|
| Регламент (ЄС) 2019/943 про внутрішній ринок електричної енергії  | <p>Оновлено принципи балансування та фінансової відповідальності за недотримання балансу.</p> <p>Врегульовано процедури об'єднання таких сегментів ринку як балансуючий ринок, ринок «на добу наперед», внутрішньодобовий ринок та форвардних ринків у межах <i>ENTSO-E</i>.</p> <p>Посилено роль заходів управління попитом.</p> <p>Запроваджено ринковий інструмент редиспетчеризації.</p> <p>Врегульовано питання доступу до мереж у випадках їх роботи в умовах перевантаженості (зокрема плати за перевантаження).</p> <p>Врегульовано процес оцінювання достатності енергетичних ресурсів на національному, регіональному та загальноєвропейському рівні.</p> <p>Запроваджено фінансові механізми підтримання достатнього рівня потужностей.</p> <p>Оновлено завдання <i>ENTSO-E</i> та принципи співробітництва з <i>ACER</i>, операторами системи передачі, регіональними координаційними центрами, принципи дотримання та покращення рівня прозорості.</p> <p>Передбачено запровадження в ЄС об'єднання операторів системи розподілу (зокрема визначено їхні завдання, принципи роботи та взаємодії).</p> <p>Передбачено розробку настанов і кодексів системи передач, а також їх гармонізацію.</p> |
| Регламент (ЄС) 2019/944 про загальні правила внутрішнього ринку електричної енергії                           | <p>Оновлено правила організації в електроенергетиці у частині:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- появи угод на постачання електричної енергії з динамічною ціною;</li> <li>- появи угод з агрегування;</li> <li>- появи активних споживачів.</li> </ul> <p>Визначено поняття енергетичної бідності.</p> <p>Передбачено ініціативи для розвитку гнучкості енергосистеми на рівні систем розподілу (у тому числі за участі електромобілів).</p> <p>Передбачено процедуру анбандлінгу операторів систем розподілу.</p> <p>Уможливлено функціонування невеликих ізольованих, острівних енергосистем.</p> <p>Оновлено завдання операторів системи передачі.</p> <p>Оновлено перелік повноважень і завдань регуляторних органів (зокрема у частині міжнародної співпраці).</p>  |
| Регламент (ЄС) 2017/2196 про встановлення мережевого кодексу з аварійних ситуацій в енергетиці та відновлення | <p>Передбачено появу мережевого кодексу з аварійних ситуацій в енергетиці та відновлення.</p> <p>Передбачено появу плану захисту енергосистеми (включно з процедурою його роброблення, застосування, координації з учасними).</p> <p>Передбачено мінімальні вимоги до комплексу заходів залежно від чинників, які можуть призвести до аварійної ситуації.</p>  |

| 1  | 2  |
|--|--|
| Регламент (ЄС) 2017/1485 про встановлення настанов щодо експлуатації системи передачі електричної енергії                | Оновлено вимоги і принципи забезпечення операційної безпеки системи передачі.<br>Оновлено правила та обов'язки операторів систем передачі, операторів систем розподілу та інших з метою покращення якості оперативного планування та експлуатації у режимі реального часу.   |
| Регламент (ЄС) 2017/1222 про встановлення настанов щодо розподілу пропускної спроможності та управління перевантаженнями | Оновлено настанови щодо розподілу міжзональної пропускної спроможності та управління перевантаженнями (зокрема у випадку сполучення ринків «на добу наперед» та внутрішньодобових ринків для чого передбачена розробка відповідних спільних методологій).  |
| Регламент (ЄС) 2019/942 що засновує Агенцію з питань співробітництва енергетичних регуляторів (доопрацьований)           | Оновлено перелік завдань і повноважень регуляторних органів з огляду на низький рівень міжнародної координації, а також участь над розробкою планів захисту системи передачі, попередження ризиків в енергетичному секторі, появи агрегаторів, розвитку децентралізованої енергетики тощо.                         |
| Регламент (ЄС) 2016/1719 про встановлення настанов щодо форвардного розподілу пропускної спроможності                    | Оновлено правила щодо розподілу міжзональної пропускної спроможності на форвардних ринках.<br>Передбачено появу та функціонування єдиної платформи розподілу міжзональної пропускної спроможності.<br>Передбачено розробку та використання загальних методологій визначення міжзональних пропускних спроможностей. |

*Джерело: складено на основі [159 – 163]*

## Додаток Е

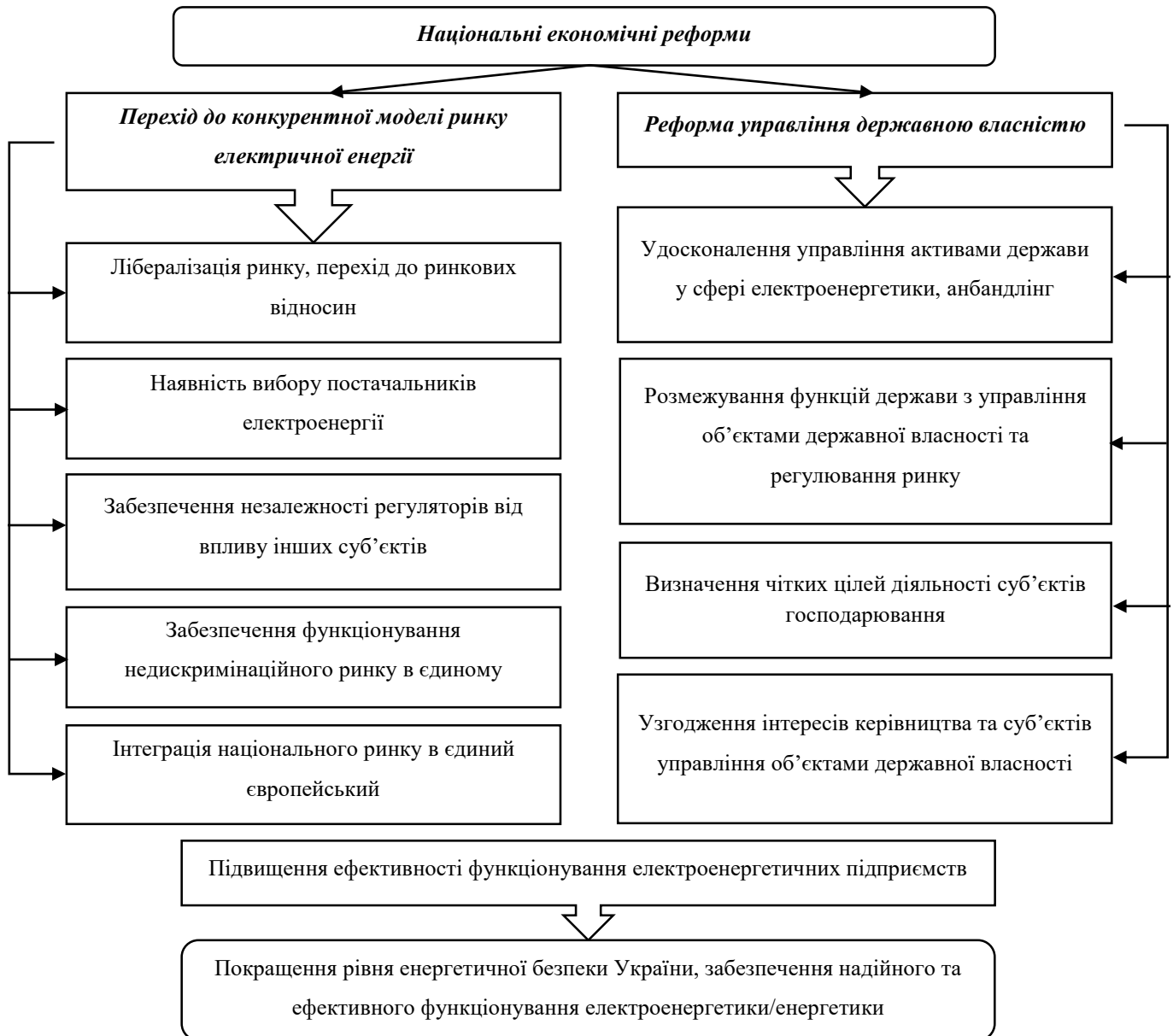


Рисунок Е.1 – Структура національних економічних реформ в Україні на засадах конкурентної моделі ринку електричної енергії та реформи управління державною власністю

Джерело: складено на основі [148; 147; 36; 144; 150]

## Додаток Ж

### Графічні схеми організаційних структур досліджуваних підприємств

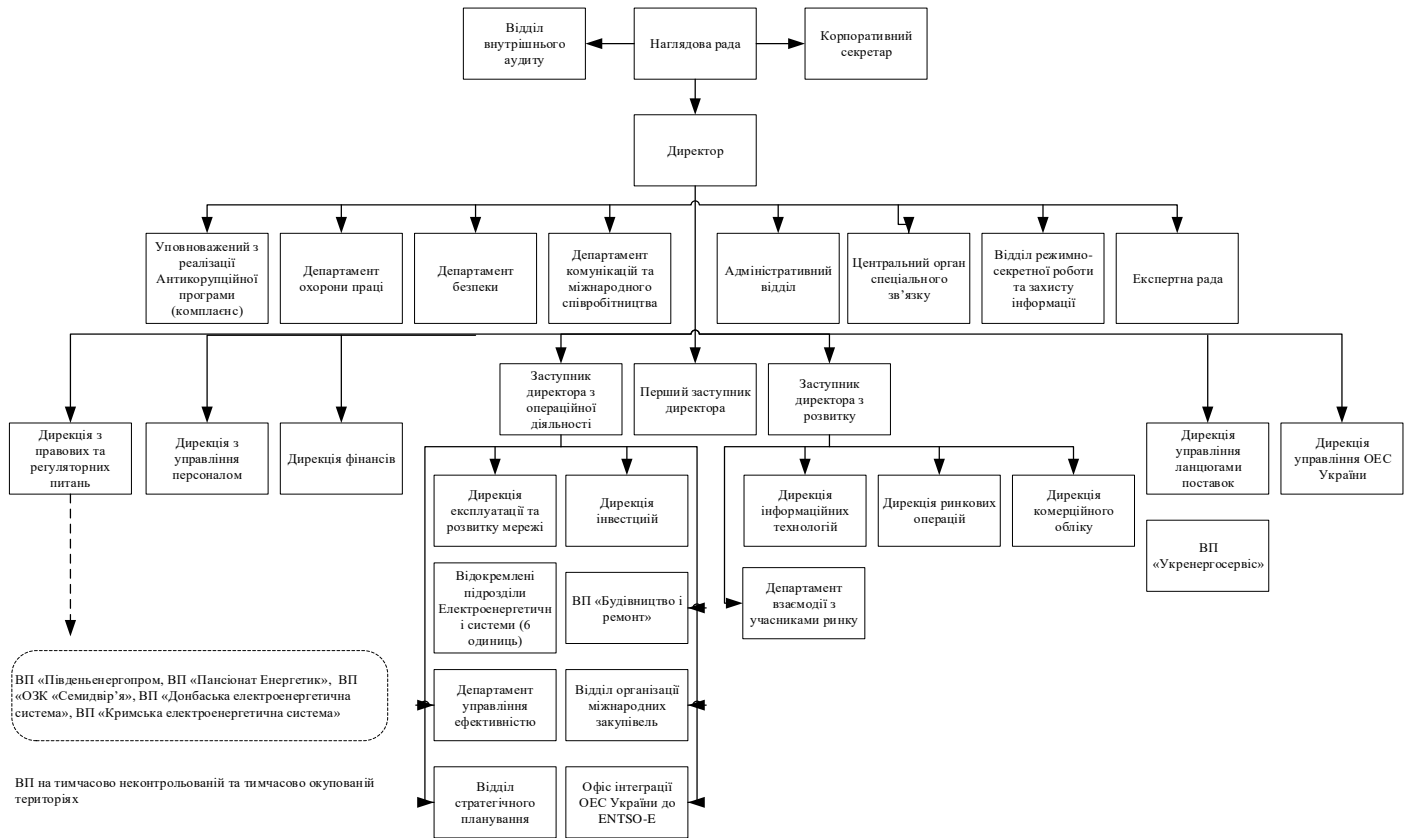


Рис. Ж.1. Організаційна структура ПрАТ «НЕК «Укренерго»

Джерело: складено на основі [285]

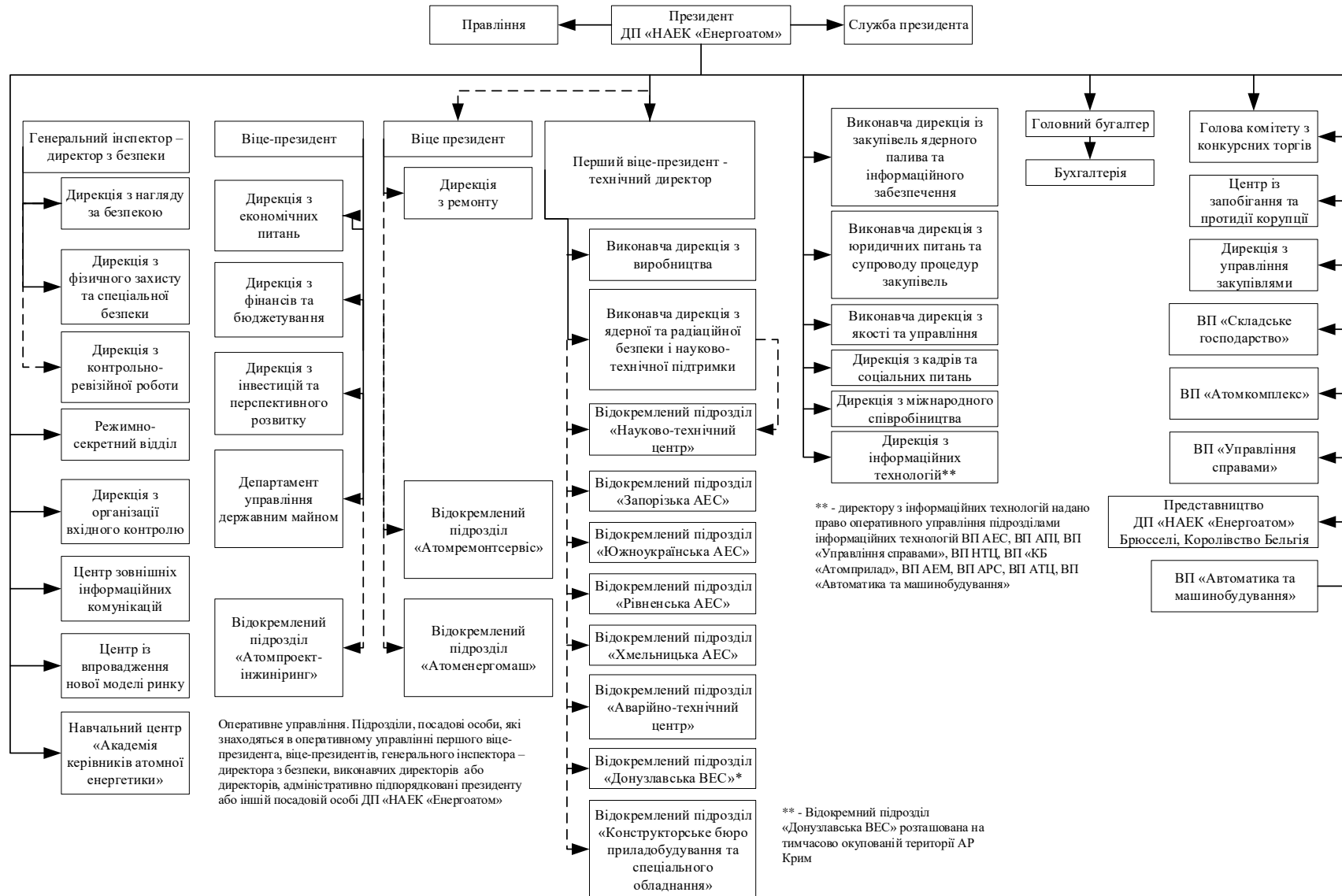


Рис. Ж.2. Організаційна структура ДП «НАЕК «Енергоатом»

Джерело: складено на основі [220]

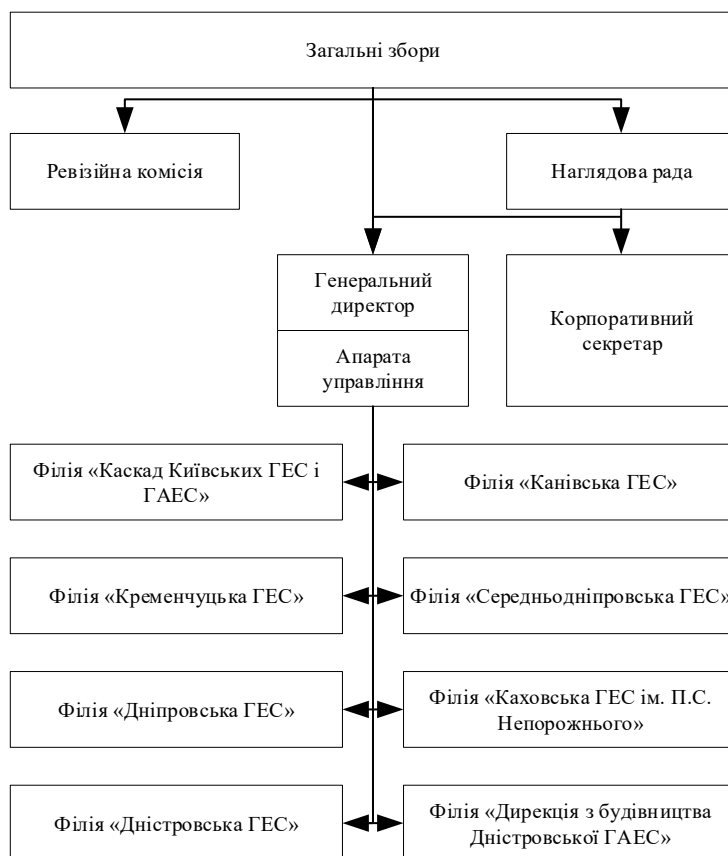


Рис. Ж.3. Організаційна структура ПрАТ «Укргідроенерго»

*Джерело: складено на основі [286]*

### Додаток К

У табл. К.1 наведено результати дослідження тенденцій, які мали місце у період 2013 – 2019 рр. (більш пізні періоди виключені із дослідження через аномальний вплив пандемії *COVID-2019* та вплив повномасштабного російського вторгнення в Україну у 2022 році).

Таблиця К.1 – Динаміка споживання електричної енергії в Україні усього та за категоріями споживачів у 2013 – 2019 рр., млрд кВт·год

| Основні галузі промисловості та групи споживачів       | 2013  | 2014* | 2015* | 2016  | 2017  | 2018  | 2019  |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Споживання електричної енергії всього (нетто), у т.ч.: | 147,3 | 134,7 | 118,7 | 118,3 | 118,7 | 122,1 | 109,0 |
| 1. Промисловість                                       | 66,3  | 60,9  | 50,2  | 50,0  | 50,9  | 52,0  | 42,4  |
| 1.1. паливна   | 8,5   | 7,4   | 4,3   | 3,6   | 3,6   | 3,5   | 2,9   |
| 1.2. металургійна                                      | 35,1  | 33,9  | 28,8  | 28,9  | 29,0  | 29,6  | 22,3  |
| 1.3. хімічна та нафтохімічна                           | 4,9   | 3,8   | 3,1   | 3,0   | 2,9   | 3,1   | 3,5   |
| 1.4. машинобудівна                                     | 5,3   | 4,4   | 3,7   | 3,7   | 4,0   | 4,1   | 3,3   |
| 1.5. будівельних матеріалів                            | 2,5   | 2,2   | 2,1   | 2,2   | 2,3   | 2,2   | 109,0 |
| 1.6. харчова та переробна                              | 4,7   | 4,5   | 4,1   | 4,2   | 4,4   | 4,5   | 3,8   |
| 1.7. інша  | 5,3   | 4,7   | 4,3   | 4,4   | 4,7   | 5,0   | 4,7   |
| 2. Сільське господарство                               | 3,9   | 3,5   | 3,3   | 3,5   | 3,6   | 3,9   | 3,1   |
| 3. Транспорт   | 8,7   | 7,3   | 6,8   | 6,8   | 7,0   | 7,0   | 6,4   |
| 4. Будівництво   | 1,0   | 0,9   | 0,7   | 0,8   | 0,9   | 1,0   | 1,0   |
| 5. Комунал.-побутові споживачі                         | 18,5  | 16,6  | 15,2  | 15,2  | 14,9  | 15,5  | 14,4  |
| 6. Інші непромислові споживачі                         | 7,4   | 6,5   | 6,0   | 6,0   | 6,3   | 6,9   | 7,7   |
| 7. Населення   | 41,4  | 39,0  | 36,5  | 35,9  | 35,1  | 35,9  | 34,1  |

\* – з квітня 2014 року без урахування АР Крим, з травня 2015 року – і без урахування ТНКТ Донецької та Луганської областей.

Джерело: складено на основі [64]

Як видно з таблиці вище, дані вказують на помітний спад попиту, що частково пояснюється тим, що 2014 рік характеризується втратою контролю над АР Крим, а 2015 рік – ще й над частиною територій Донецької та Луганської областей. Тому, у подальших розрахунках, ґрунтуючись на результатах наявних досліджень, що містять

рекомендації з розвитку енергетики в умовах втрати територіальної цілісності [287], дані періодів до 2015 року будуть враховуватися як скореговані за вирахуванням споживання втрачених територій та з урахуванням зміни структури споживання основних груп споживачів (табл. К.2).

Таблиця К.2 – Динаміка споживання первинних джерел енергії та структури кінцевого споживання електричної енергії в Україні у 2016 – 2018 рр., %

| Джерела енергії      | Призначення                 |      |      |                               |      |      |               |      |      |                  |      |      |                                  |      |      |      |      |      |
|----------------------|-----------------------------|------|------|-------------------------------|------|------|---------------|------|------|------------------|------|------|----------------------------------|------|------|------|------|------|
|                      | Опалення житлових приміщень |      |      | Кондиціонування (охолодження) |      |      | Підігрів води |      |      | Приготування їжі |      |      | Освітлення та живлення побутових |      |      | Інше |      |      |
|                      | 2016                        | 2017 | 2018 | 2016                          | 2017 | 2018 | 2016          | 2017 | 2018 | 2016             | 2017 | 2018 | 2016                             | 2017 | 2018 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Електрична енергія   | 2,1                         | 5,3  | 5,3  | 1,6                           | 1,9  | 2,3  | 8,2           | 10   | 10   | 7                | 8,6  | 8,5  | 81                               | 74   | 73   | 0,2  | 0,2  | 0,2  |
| Теплова енергія      | 73                          | 71   | 71   | –                             | –    | –    | 27            | 29   | 29   | –                | –    | –    | –                                | –    | –    | –    | –    | –    |
| Природний газ        | 60                          | 59   | 59   | –                             | –    | –    | 11            | 13   | 13   | 29               | 29   | 29   | –                                | –    | –    | –    | –    | –    |
| Тверде паливо        | 94                          | 94   | 94   | –                             | –    | –    | 5,2           | 5,6  | 5,6  | 0,5              | 0,4  | 0,4  | –                                | –    | –    | –    | –    | –    |
| Нафтопродукти        | 10                          | 10   | 10   | –                             | –    | –    | 2,3           | 11   | 11   | 88               | 79   | 79   | –                                | –    | –    | –    | –    | –    |
| Біопаливо та відходи | 97                          | 97   | 97   | –                             | –    | –    | 2,7           | 2,9  | 2,9  | –                | –    | –    | –                                | –    | –    | –    | –    | –    |
| Усього               | 56                          | 55   | 55   | 0,3                           | 0,4  | 0,4  | 13            | 14   | 13   | 17               | 17   | 18   | 14                               | 14   | 14   | 0    | 0,1  | 0    |

Джерело: складено на основі [288]

Важливе місце також займає тіснота взаємозв'язку між динамікою ВВП і динамікою обсягів споживання електричної енергії як у цілому, так і за окремими групами споживачів. Для того, щоб зробити порівняння більш наочним, обсяги споживання електричної енергії та ВВП були приведені до зіставного вигляду шляхом використання не абсолютних значень показників, а їх базисних темпів зростання (за базові взяті значення 2010 року) (рис. К.1).



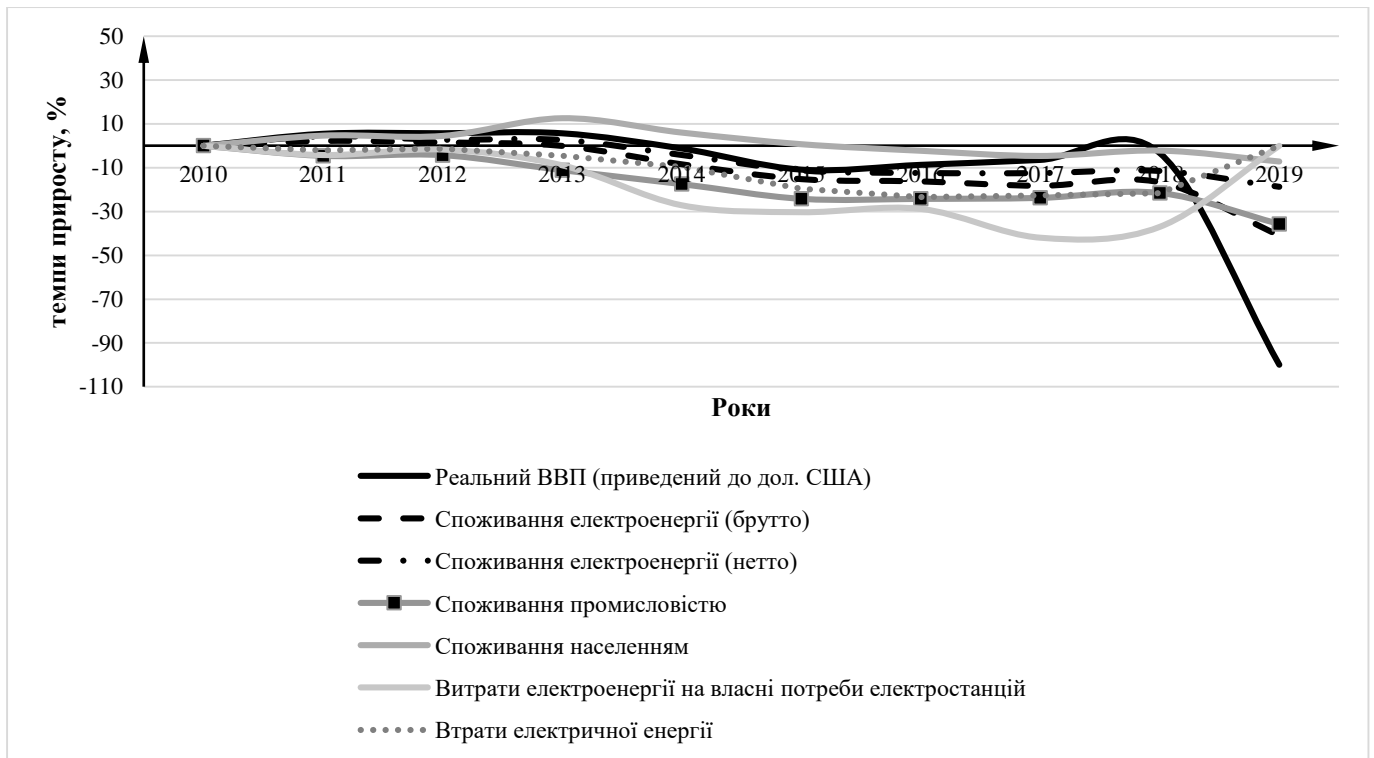


Рис. К.1. Темпи зростання ВВП та обсягів попиту на електричну енергію в Україні усього та за категоріями споживачів у 2010 – 2019 рр.

*Джерело: складено на основі [288]*

Як видно з рис. К.1 зміни ВВП протягом періоду 2010 – 2019 рр. супроводжувалося відповідними змінами у структурі споживання електричної енергії в країні. Тіснота кореляційного зв'язку між темпами зростання реального ВВП і складовими споживання наведені у табл. К.3.

Таблиця К.3 – Коефіцієнти кореляції реального ВВП та обсягів попиту на електричну енергію в Україні усього та за категоріями споживачів за 2010 – 2019 рр.

| Категорії споживачів   | 2010-2014 | 2010-2015 | 2010-2016 | 2010-2017 | 2010-2018 | 2010-2019 |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Споживання електричної енергії (брутто)                      | 0,77      | 0,94      | 0,95      | 0,93      | 0,90      | 0,87      |
| Споживання електричної енергії (нетто)                       | 0,92      | 0,98      | 0,98      | 0,96      | 0,93      | 0,68      |
| Промисловість  | 0,27      | 0,74      | 0,81      | 0,83      | 0,83      | 0,70      |
| Населення  | 0,45      | 0,58      | 0,70      | 0,72      | 0,72      | 0,61      |
| Витрати електричної енергії на власні потреби електростанцій | 0,54      | 0,78      | 0,83      | 0,82      | 0,79      | 0,79      |
| Втрати   | 0,43      | 0,88      | 0,90      | 0,90      | 0,87      | 0,87      |

*Джерело: складено на основі [288]*

У табл. К.3 перший період 2010 – 2014 рр. охоплює 5 років, оскільки вважається, що для розрахунку парного коефіцієнта кореляції число досліджуваних одиниць (в нашому випадку – років) має бути не менш як 5 [289]. Коефіцієнт парної кореляції Пірсона ( $r$ ) був розрахований за формулою (2.8). Варто відмітити, що його значення є значущим у випадку, коли його фактичне значення перевищує критичне [290], тобто 0,5. Окрім того була здійснена перевірка на наявність автокореляції досліджуваних рядів динаміки. Для цього були використані два методи, що надали співставних результатів:

- 1) коефіцієнт автокореляції з часовим лагом 1 [290] надав можливість виявити ті коефіцієнти кореляції, високі значення яких є наслідком автокореляції;
- 2) метод відхилень від тренду [290] як метод усунення автокореляції надав можливість знайти ті показники, для яких у відповідні періоди існував реальний тісний зв'язок, не обумовлений автокореляцією.

Аналіз даних, наведених у табл. К.3, надає можливість дійти висновку, що економічний розвиток країни у період 2015 року проходив екстенсивно, оскільки зростання ВВП супроводжується значно меншими обсягами споживання (як нетто, так і бруто). Цьому можуть слугувати скорочення втрат електричної енергії внаслідок заміни енергетично неефективного обладнання та зростання рівня цін на первинні джерела енергії, що, у свою чергу, призвело до скорочення споживання як енергетичним сектором, так і двома найбільшими групами споживачів – промисловістю та населенням. Ще однією причиною послаблення кореляційного зв'язку між ВВП і споживанням промисловістю з одночасним його посиленням з боку споживання електричної енергії населенням є суттєвий розрив у тарифах на електричну енергію для побутових споживачів та для населення, що робить вигідним маскувати споживання електричної енергії під виглядом домогосподарств.

Щоб запобігти штучному переведенню промислового споживання електричної енергії на побутове слід позбутися причин, що її породжують: перейти від перехресного субсидування споживачів електричної енергії до прозорого ринкового

ціноутворення. При цьому побутові споживачі будуть сплачувати ціну, близьку до непобутових, або навіть вищу, як це відбувається в інших країнах Європи (рис. К.2).

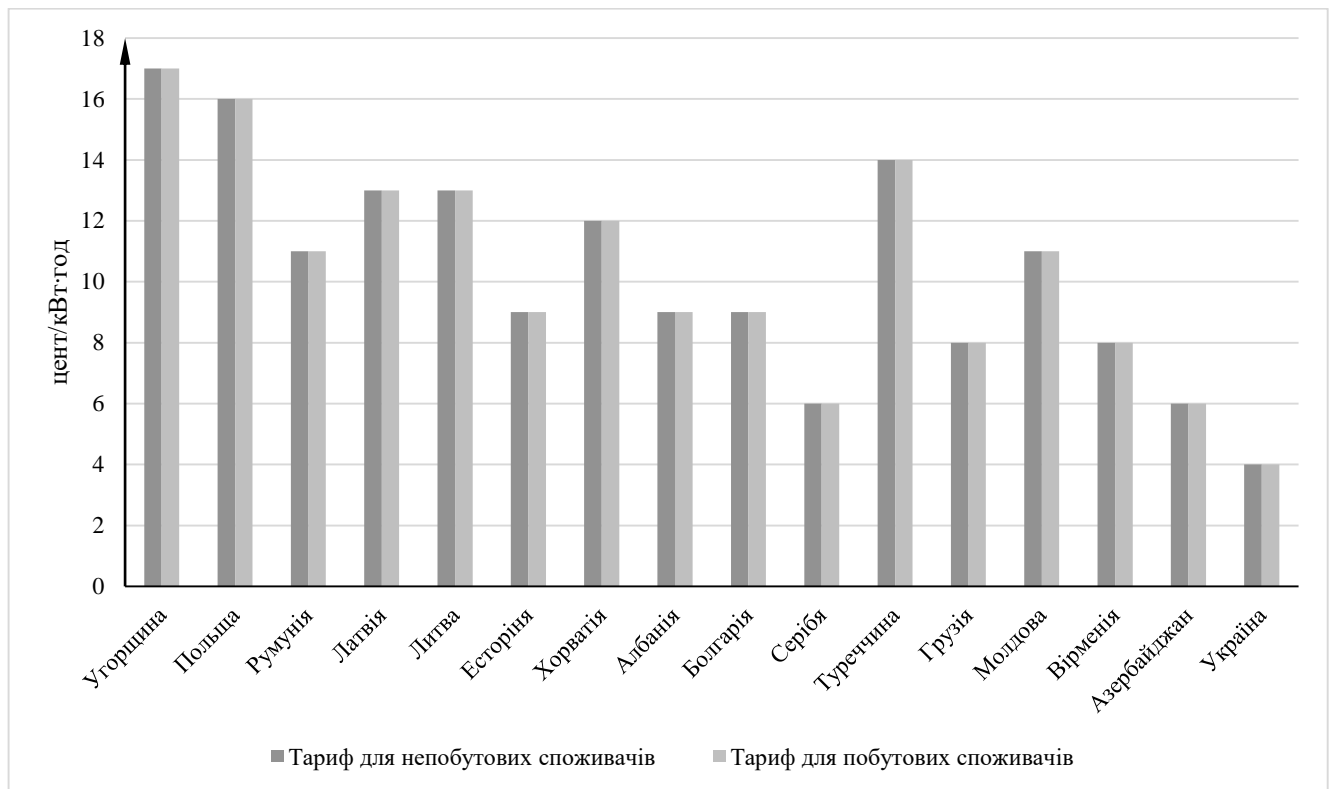


Рис. К.2. Тарифи на електричну енергію для побутових та промислових споживачів у окремих країнах Європи у 2019 р.

*Джерело: складено на основі [291 – 293]*

З рис. К.2 видно, що тариф на електричну енергію для побутових споживачів України найнижчий серед країн Східної Європи. Тоді як тариф для непобутових споживачів в Україні перевищує рівень відповідного тарифу у сусідніх країнах.

Відмова від перехресного субсидування потребує не тільки перегляду тарифної політики в електроенергетиці, а і глибоких змін у пропорціях розподілу суспільного продукту, які полягають у запровадженні соціальних стандартів, реформуванні системи соціальної підтримки тощо. Незаможні верстви населення мають отримувати від держави відповідну адресну допомогу.

Тарифне реформування, що розпочалося в електроенергетиці у 2011 р., можна розглядати як проміжний крок на цьому шляху. На першому етапі реформування тарифи для домогосподарств за обсягами споживання були представлені двома

блоками: «соціальна норма» на обсяг до 150 кВт·год на місяць (з електроплитами та опаленням – до 250 кВт·год) та понад 150 кВт·год на місяць. Тариф на понаднормове споживання був на 30 % вищим [294 – 296]. Однак, обидва рівні тарифів були порівняно невисокими та не розв’язували проблеми перехресного субсидування (рис. К.3). Не принесло суттєвих змін і підвищення тарифів на 15 % з квітня 2011 р.

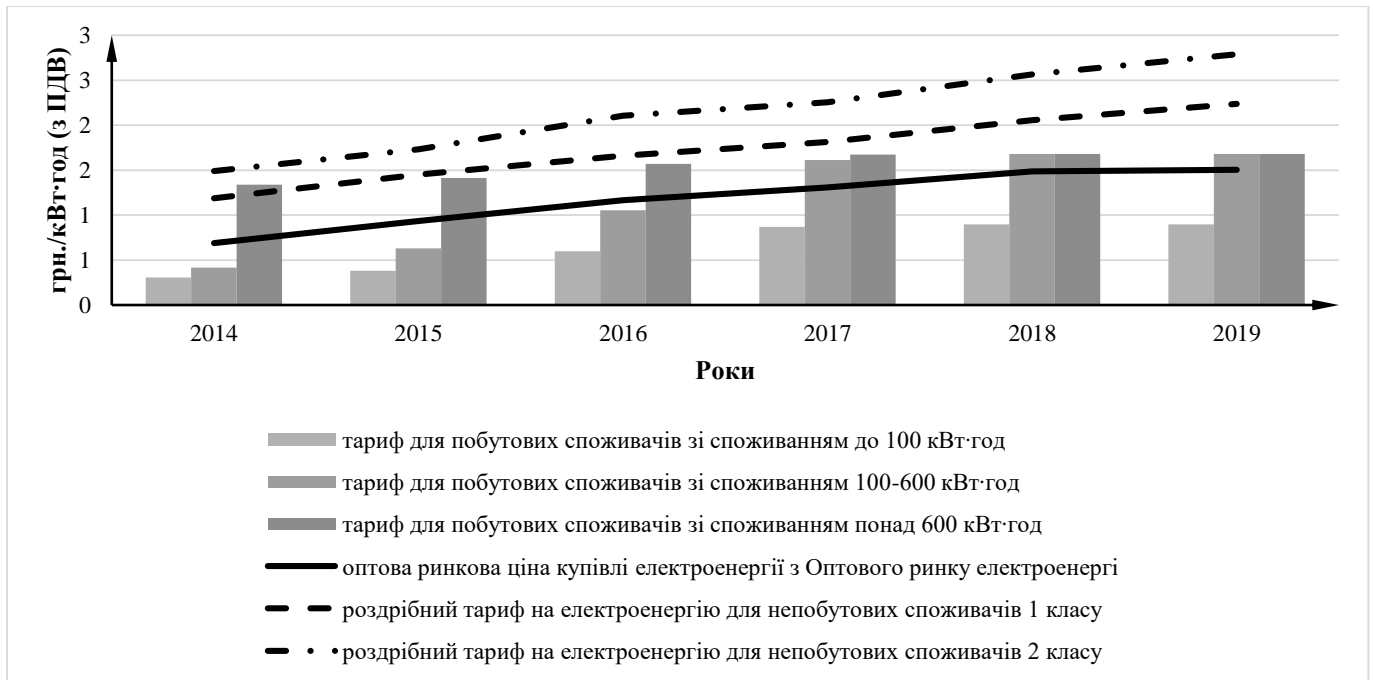


Рис. К.3. Динаміка показників оптової ринкової ціни, роздрібних тарифів для непобутових споживачів (1 та 2 класів) і тарифів для населення на електричну енергію у 2014 – 2019 рр.

*Джерело: складено на основі [294 – 296]*

У травні 2012 р. розпочато другий етап реформування. У межах цього етапу було визначено третій блок тарифів для домогосподарств, споживання яких перевищує 800 кВт·год електричної енергії за місяць. Тарифи третього блоку у 2 рази перевищували тарифи першого блоку. У період з липня 2012 р. цей розрив становив 3,4 – 4,4 рази, а з червня 2014 р. – вже 4,3 – 5,7 рази. Як результат тариф третього блоку для побутових споживачів з липня 2012 р. був близьким до тарифів для непобутових споживачів, а тому надава можливість покривати оптову ринкову ціну.

Таким чином, з другої половини 2012 р. були усунені інституційні умови, що надавали можливість маскувати промислове споживання електричної енергії під

видом побутового, яке здійснювалося з метою скорочення витрат на її оплату. Це призвело до зростання обсягів споживання електричної енергії побутовими споживачами. Тим не менш, навіть попри досягнуті певні успіхи тарифне реформування не було завершеним, оскільки тарифи перших двох блоків все ще залишалися низькими та не надавали можливість покривати витрати, пов'язані з виробництвом та передачею електричної енергії. Кінцевою ж метою тарифного реформування в електроенергетиці є поступове скасування перехресного субсидування споживачів електричної енергії та перехід до прозорого ринкового ціноутворення [297].

## Додаток Л

### Аналіз експортного потенціалу підприємства електроенергетики України

Проаналізуємо експортний потенціалу України на міжнародному ринку електричної енергії, та чинників, які обмежують його реалізацію, у тому числі обмежень з боку системи передачі електричної енергії, зокрема, пропускної спроможності магістральних і міждержавних електричних мереж, відповідності електричної енергії технічним стандартам іноземних країн тощо.

Зазначимо, що в Україні протягом тривалого часу визнавалося, що експорт електричної енергії до країн ЄС є вигідним, а експортний потенціал у цьому напрямі є нереалізованим.

Загалом, Україна має досить високий експортний потенціал у сфері електроенергетики. Так, наприкінці 80-х років минулого століття УРСР експортувала до 30 млрд кВт·год електричної енергії щорічно. За часи незалежності обсяг експорту електричної енергії значно скоротився (табл. Л.1). Пік падіння припав на 2015 рік.

Таблиця Л.1 – Динаміка експорту електричної енергії з України у 1990 – 2019 рр., млрд кВт·год

| Країна                           | Роки |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|----------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|                                  | 1990 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Білорусь                         | 3,5  | 0,7  | 0,0  | 1,2  | 2,9  | 2,5  | 4,1  | 3,0  | 2,4  | 0,0  | 0,0  | 0,0  | 0,0  | 0,0  |
| Молдова                          | 3,5  | 2,9  | 3,0  | -    | -    | 0,6  | 0,8  | 1,5  | 0,7  | 0,0  | 0,0  | 1,1  | 1,0  | 0,6  |
| Польща                           | 7,9  | 0,6  | 0,8  | 0,2  | 0,0  | 0,1  | 1,0  | 1,0  | 0,7  | 0,1  | 1,0  | 0,9  | 1,4  | 1,4  |
| Словаччина,<br>Угорщина, Румунія | 10,0 | 4,0  | 4,1  | 2,7  | 1,2  | 3,1  | 3,9  | 4,4  | 4,2  | 3,6  | 3,1  | 3,1  | 3,8  | 4,4  |
| Разом:                           | 25,4 | 9,2  | 7,9  | 4,1  | 4,2  | 6,4  | 9,8  | 9,9  | 8,1  | 3,6  | 4,0  | 5,2  | 6,2  | 6,5  |

*Джерело: складено на основі [298]*

Дані періодів 2020 – 2023 рр. виключені із дослідження через аномальний вплив пандемії *COVID-2019* та вплив повномасштабного російського вторнення в Україну у 2022 році)

Порівнюючи структуру експорту електричної енергії (табл. Л.1), можна дійти таких висновку, що експортний потенціал до країн СНД було втрачено ще до часів

незалежності (більшість країн характеризуються як енергопрофіцитні), при цьому, звертаючи увагу на коефіцієнт використання встановленої потужності та пропускної спроможності ЛЕП, цілком очевидним стає те, що причина низьких обсягів експорту пов'язана з ціновою конкуренцією на зовнішніх ринках. Так, вугільні ТЕС в Україні завантажені на 30 – 33 % (нормальна завантаженість – 50 – 60 %), АЕС – на 70 % (у розвинених країнах сягає 90 – 95 % [299] тощо.

Зазначимо, що ринок електричної енергії відноситься до тих небагатьох міжнародних ринків, де Україна є порівняно з більшістю європейських країн конкурентоспроможною і навпаки – не конкурентоспроможною порівняно з країнами СНД (рис. Л.1). Свідченням цього є обмеження імпорту до країн СНД і те, що більшість пропускної спроможності міждержавних перетинів вітчизняних магістральних і міждержавних електричних мереж повністю завантажена у європейському напрямку.

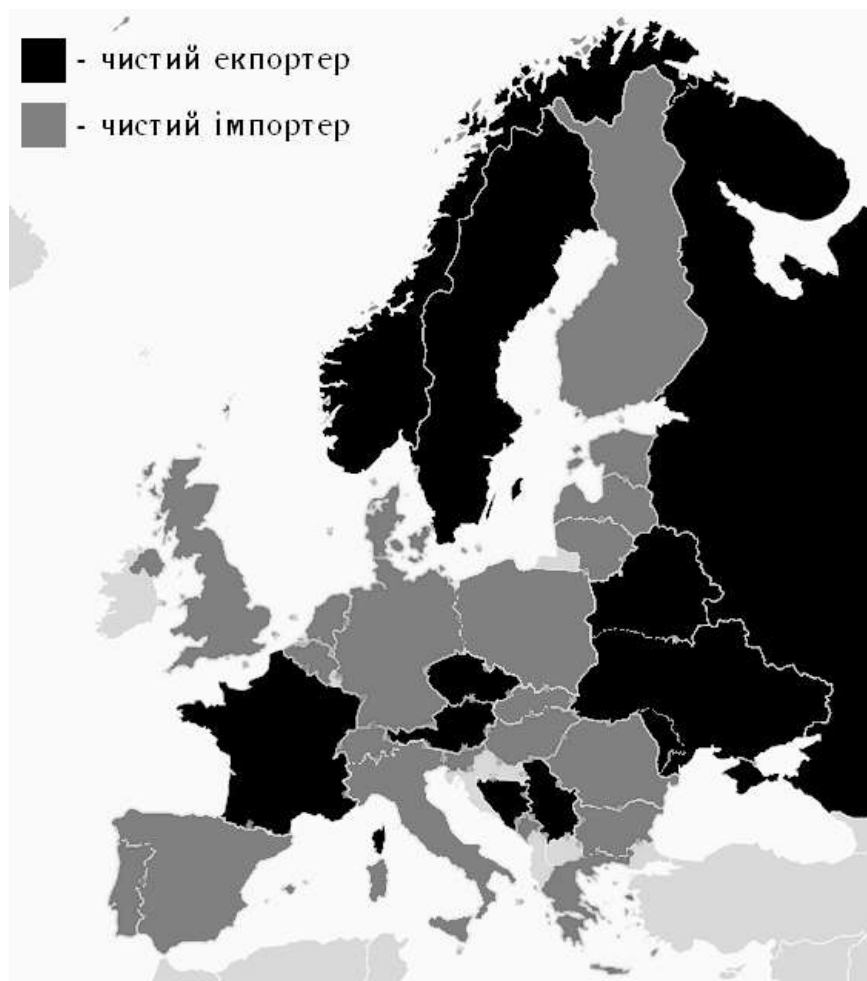


Рис. Л.1. Експортно-імпортні позиції країн Європи у 2019 році

*Джерело: складено на основі [300]*

Причиною цьому слугують порівняно високі ціни на електричну енергію у суміжних європейських країнах. Щоб оцінити вагомість цього аргументу розглянемо інформацію, представлену у табл. Л.2.

Таблиця Л.2 – Ціни на електричну енергію в країнах Єврозони у 2019 р., євро за 1 кВт·год

| Країна          | Ціни для домогосподарств | Ціни для промислових споживачів |
|-----------------|--------------------------|---------------------------------|
| 1               | 2                        | 3                               |
| ЄС-28           | 0,2159                   | 0,1251                          |
| Єврозона        | 0,2294                   | 0,1306                          |
| Бельгія         | 0,2839                   | 0,1147                          |
| Австрія         | 0,2034                   | 0,1076                          |
| Болгарія        | 0,0997                   | 0,0887                          |
| Велика Британія | 0,2122                   | 0,1517                          |
| Греція          | 0,1650                   | 0,1059                          |
| Данія           | 0,2984                   | 0,0707                          |
| Естонія         | 0,1357                   | 0,0917                          |
| Ірландія        | 0,2423                   | 0,1400                          |
| Іспанія         | 0,2403                   | 0,1148                          |
| Італія          | 0,2301                   | 0,1661                          |
| Кіпр            | 0,2203                   | 0,1619                          |
| Латвія          | 0,1629                   | 0,1052                          |
| Литва           | 0,1255                   | 0,0926                          |
| Люксембург      | 0,1798                   | 0,0897                          |
| Мальта          | 0,1305                   | 0,1392                          |
| Нідерланди      | 0,2052                   | 0,0941                          |
| Німеччина       | 0,3088                   | 0,1557                          |
| Польща          | 0,1343                   | 0,1003                          |
| Португалія      | 0,2154                   | 0,1186                          |
| Румунія         | 0,1358                   | 0,0972                          |
| Словаччина      | 0,1577                   | 0,1286                          |
| Словенія        | 0,1634                   | 0,0959                          |
| Угорщина        | 0,1120                   | 0,0970                          |
| Фінляндія       | 0,1734                   | 0,0709                          |
| Франція         | 0,1765                   | 0,1024                          |
| Хорватія        | 0,1321                   | 0,1034                          |



| 1                    | 2      | 3      |
|----------------------|--------|--------|
| Чехія                | 0,1748 | 0,0768 |
| Швеція               | 0,2015 | 0,0738 |
|                      |        |        |
| Ісландія             | 0,1406 | 0,0579 |
| Норвегія             | 0,1867 | 0,0829 |
|                      |        |        |
| Північна Македонія   | 0,0783 | 0,0687 |
| Сербія               | 0,0706 | 0,0833 |
| Туреччина            | 0,0847 | 0,0706 |
| Чорногорія           | 0,1032 | 0,0868 |
|                      |        |        |
| Боснія і Герцеговина | 0,0873 | 0,0667 |
| Косово               | 0,0600 | 0,0660 |
|                      |        |        |
| Грузія               | 0,0809 | 0,0595 |
| Молдова              | 0,0936 | 0,0771 |
| Україна              | 0,0442 | 0,0656 |

*Джерело: складено на основі [301]*

## Додаток М

Таблиця М.1 – Аналіз витрат-вигод з переліком припущень від впровадження додаткових засобів забезпечення резервів відновлення частоти на розвантаження

| Показник                                   | Додаткові засоби забезпечення резервів на розвантаження   |   |   |  |
|--|---|---|---|--|
|  | Послуги з надання резервів на розвантаження ВДЕ   | Впровадження маневрової газової генерації   | Послуги з надання резервів на розвантаження ВДЕ   | Маневрові ГАЕС   |
| 1  | 2   | 3   | 4   | 5  |
| Час на впровадження засобів                | - 6 місяців для цілей впровадження аналітичних інструментів прогнозування і систем управління.<br>- 6-9 місяців для цілей приєднання виробників з ВДЕ до диспетчерських центрів<br>ПрАТ «НЕК «Укренерго»  | - 12 місяців проєктна тривалість будівництва  | - 18-24 місяців проєктна тривалість будівництва   | - 3-5 років проєктна тривалість будівництва  |
| Припущення щодо обсягів капітальних витрат | - витрати на впровадження аналітичних інструментів прогнозування та систем управління: 28 млн грн<br>- приєднання виробників з ВДЕ до диспетчерських центрів<br>ПрАТ «НЕК «Укренерго»<br>- очікувана кількість вітрових електричних станцій у 2025 році: 100 (середньою потужністю 30 МВт)<br>- очікувана кількість сонячних електричних станцій у 2025 році: 1250 (середньою потужністю 7,5 МВт)<br>- середня очікувана вартість обладнання вітрової електричної станції у 2025 році необхідними системами: 2,8 млн грн<br>- середня очікувана вартість обладнання сонячної електричної станції у 2025 | - середня питома вартість будівництва: 19600 грн/кВт<br>- необхідна потужність газової генерації: 727 МВт | - припускається, що кожна акумуляторна батарея на одній станції матиме потужність інверторів 10 МВт і матиме місткість 40 МВт·год<br>- капітальні витрати на будівництво інверторів: 1960 грн/кВт<br>- капітальні витрати на будівництво акумуляторних батарей: 6380 грн/ кВт·год<br>- необхідна потужність 727 МВт<br>- необхідна місткість 2908 МВт·год | - припускається, що кожна ГАЕС матиме потужність агрегатів 100 МВт і матиме місткість 800 МВт·год<br>- необхідна потужність 727 МВт<br>- необхідна потужність 5,816 МВт·год<br>- середня питома вартість будівництва: 6660 грн/кВт |

| 1   | 2   | 3   | 4   | 5   |
|---|---|---|---|---|
|   | році необхідними системами: 5,8 млн грн   |   |   |   |
| Обсяг необхідних капітальних витрат, млн грн                        | 1260  | 14249   | 19989   | 38758   |
| Припущення щодо операційних витрат                                  | - щорічні операційні витрати на підтримку систем автоматизації: 10% від капітальних витрат<br>- щорічні операційні витрати на ІТ-підтримку систем автоматизації: 10% від капітальних витрат | - умовно-постійні витрати: 196 грн/кВт/рік<br>- змінні витрати: 131 грн/МВт·год<br>- питомі витрати палива: 8000 БТо/кВт·год<br>- КВВП 0,41-3,05%<br>- вартість палива: 56 грн/МБТо | - операційні витрати: 22 грн/кВт·год<br>- гарантійне обслуговування: 3 % від капітальних витрат<br>- втрати електричної енергії: 10%<br>- середня ціна продажу електричної енергії: 840 грн/МВт·год<br>- припускається необхідність компенсації дефіциту електричної енергії: 26,3 ГВт·год<br>- припускається необхідність компенсації профіциту електричної енергії: 196 ГВт·год | - умовно-постійні витрати: 1% від річних операційних витрат.<br>- змінні витрати: 112 грн/МВт·год<br>- втрати електричної енергії: 20%<br>- середня ціна продажу електричної енергії: 840 грн/МВт·год<br>- припускається необхідність компенсації дефіциту електричної енергії: 26,3 ГВт·год<br>- припускається необхідність компенсації профіциту електричної енергії: 196 ГВт·год |
| Щорічні операційні витрати, млн грн                                 | 126   | 12914   | 4998  | 451   |
| Припущення щодо вартості обмежень виробку електричної енергії з ВДЕ | - припускається, що питомі витрати компенсації профіциту електричної енергії будуть на рівні: 3780 грн/МВт·год (передбачається компенсації профіциту електричної енергії: 196 ГВт·год       | -   | -   | -   |

| 1   | 2   | 3      | 4      | 5     |
|---|---|--------|--------|-------|
|   | - припускається можливість участі ВДЕ (за умови застосування проактивного підходу до балансування енергетичної системи) наданні резервів на завантаження з ціною таких послуг: 1540 грн/МВт·год |        |        |       |
| Вартість обмежень потужності ВДЕ, млн грн         | 1775  | 0      | 0      | 0     |
| Сукупні витрати за 5 років експлуатації, млн грн  | 10769   | 78820  | 44979  | 41006 |
| Сукупні витрати за 20 років експлуатації, млн грн | 39300   | 272530 | 119955 | 47754 |

*Джерело: складено на основі власних досліджень*