

УДК 330.34:502.131.1:620.9
№ держреєстрації 0120U104806
Інв. №

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Сумський державний університет (СумДУ)
40017, м. Суми, вул. Римського-Корсакова, 2
тел. (0542) 330172, факс (0542) 334058, e-mail: kanc@sumdu.edu.ua

ЗАТВЕРДЖУЮ



В. СКОРІТКО, доцент
Д. КАРПУША

ЗВІТ

про науково-дослідну роботу
за договором від 27 жовтня 2020 року № 73/01.2020 та
за договором від 28 квітня 2021 року № 31/01/0135

ФОРМУВАННЯ ЕКОНОМІЧНИХ МЕХАНІЗМІВ СТАЛОГО РОЗВИТКУ ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УМОВАХ ГЛОБАЛЬНИХ ТА ЛОКАЛЬНИХ ЗАГРОЗ ЕНЕРГЕТИЧНІЙ БЕЗПЕЦІ УКРАЇНИ

грантова підтримка Національного фонду досліджень України
у межах конкурсу «Наука для безпеки людини та суспільства»

(заключний)










Науковий керівник НДР,
головний науковий співробітник,
д. екон. н., професор

І. М. СОТНИК

2021

Результати роботи розглянуто науковою радою СумДУ, протокол від 14 грудня 2021 року № 6

СПИСОК АВТОРІВ

- Науковий керівник НДР,**
головний науковий
співробітник,
д. екон. н., проф.
- 
14.12.2021
- I. M. СОТНИК
(вступ; розділи 4-5;
підрозділи 1.2, 2.1-2.2,
3.2-3.4, 8.2; висновки)
- Відповідальний виконавець,**
провідний науковий
співробітник,
к. екон. н., доц.
- 
14.12.2021
- T. O. КУРБАТОВА
(реферат; розділ 5;
підрозділи 1.2, 2.1-2.2,
3.1-3.2, 8.1)
- Виконавці:**
Провідний науковий
співробітник,
д. екон. н., проф.
- 
14.12.2021
- O. V. ПРОКОПЕНКО
(підрозділи 1.2, 2.1-2.2,
3.3, 4.2)
- Провідний науковий**
співробітник,
д. екон. н., проф.
- 
14.12.2021
- O. Вас. КУБАТКО
(підрозділи 1.2, 1.3, 3.1,
3.3, 5.1, 8.1)
- Старший науковий**
співробітник,
д. екон. н.
- 
14.12.2021
- У. С. ПИСЬМЕННА
(розділ 7; підрозділи
1.1, 2.2, 3.4, 8.2)
- Старший науковий**
співробітник,
к. екон. н., с.н.с.
- 
14.12.2021
- G. S. ТРИПОЛЬСЬКА
(розділ 6; підрозділи
1.2, 2.2, 3.4, 8.2)
- Інженер**
I категорії
- 
14.12.2021
- С. В. ГИРЧЕНКО
(підрозділи 1.3, 2.2, 5.1)
- Лаборант**
- 
14.12.2021
- A. A. ОЛОНДАР
(підрозділи 1.3, 3.2, 4.1)
- Лаборант**
- 
14.12.2021
- С. О. СКРИПКА
(підрозділи 1.3, 3.2, 4.1)

РЕФЕРАТ

Звіт про НДР: 280 с., містить 8 розділів, 36 табл., 25 рис., 290 джерел.

Об'єкт дослідження – організаційно-економічні механізми стимулювання розвитку відновлювальної енергетики України.

Предмет дослідження – економічні відносини, що виникають із приводу генерації, транспортування, розподілу та споживання електроенергії з відновлювальних енергетичних ресурсів.

Мета роботи – удосконалення організаційно-економічних механізмів розвитку відновлювальної енергетики для забезпечення енергетичної безпеки України в умовах глобальних та локальних загроз.

Методика дослідження – факторний, порівняльний, статистичний, стохастичний факторний аналіз, методи головних компонент, вагових коефіцієнтів, енергетичних балансів, економіко-математичного моделювання і прогнозування, ланцюгових підстановок, Weighted Average Cost of Capital and Levelized Cost of Electricity methods.

Результати та їх новизна:

вперше у вітчизняній науці: визначені мінімальні ставки «зеленого» тарифу за різними технологіями відновлювальної енергетики; розроблено низку варіацій «зеленого» тарифу й обґрунтовано застосування їх комбінацій та оптимальних термінів дії для суб'єктів господарювання різних рівнів; розроблений поетапний алгоритм розподілу пільгового бюджетного фінансування на покриття частки безвідсоткових кредитів за регіональними проектами «зеленої» енергетики; обґрунтовано ринковий механізм стимулювання розвитку енергоакуюлюючих потужностей в сегментах балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг; запропоновано вбудовані в існуючі схеми державної підтримки («зелений» тариф, «зелені» аукціони) та нові (пільгове фінансування інвестицій, енергетичні кооперативи) організаційно-економічні механізми стимулювання розвитку енергоакуюлюючих потужностей;

вперше у світовій та вітчизняній науці: розроблена методика визначення оптимального напрямку інвестування у розвиток «зеленої»

енергетики регіону; запропонований механізм розподілу пільгового фінансування між проєктами будівництва енергооб'єктів в межах певної технології відновлювальної енергетики в регіоні;

удосконалено: методичні підходи до ідентифікації та прогнозування впливу ключових драйверів на енергоефективний розвиток країн в умовах глобальних і локальних загроз; методику оцінювання і прогнозування рівня енергетичної безпеки національної економіки; методику визначення оптимального варіанта «зеленого» тарифу; схеми державної підтримки розвитку відновлювальної енергетики на основі «зелених» аукціонів; підходи до обґрунтування мінімальних строків окупності інвестиційних проєктів «зеленої» енергетики; підходи до оцінювання впливу встановлення нових потужностей відновлювальної енергетики на зайнятість;

дістали подальшого розвитку: обґрунтування механізмів взаємодії енергетичної та економічної безпеки національної економіки в умовах глобальних і локальних загроз; наукові положення щодо прогнозування зміни рівня енергетичної та економічної безпеки економічних систем в умовах глобальних та локальних загроз; підходи до трансформації механізмів енергетичної політики при переході до нової конкурентної моделі функціонування енергетичного комплексу; ідентифікація факторів впливу на розбудову технологій відновлювальної енергетики та ефективність інвестицій у них в регіонах України; підходи до оцінювання собівартості виробництва енергії з викопних енергетичних ресурсів; оцінки прогнозованої потреби в системах накопичення енергії в Україні до 2030 року.

Впровадження результатів НДР: результати досліджень використовуються в навчальному процесі Сумського державного університету та при виконанні гранту Єврокомісії ім. Ж. Моне. Результати звіту викладені у рекомендаціях, які можуть бути використані органами державної влади, що здійснюють регулювання сектору відновлювальної енергетики для удосконалення чинного законодавства.

Ключові слова: ВІДНОВЛЮВАЛЬНА ЕНЕРГЕТИКА, ЗАГРОЗИ, «ЗЕЛЕНІ» АУКЦІОНИ, «ЗЕЛЕНИЙ» ТАРИФ, ЕНЕРГЕТИЧНА БЕЗПЕКА, ЕКОНОМІЧНИЙ МЕХАНІЗМ, СТАЛИЙ РОЗВИТОК.

ABSTRACT

Report SRW: 280 p., there are 8 chapters, 36 tables, 25 draw., 290 sour.

Research object – organizational and economic mechanisms for promoting renewable energy development in Ukraine.

Research subject – economic relations arising in the process of generation, transportation, distribution, and consumption of energy from renewable energy sources.

Purpose of work – to improve the scheme of economic support for renewable energy development for ensuring the energy security of Ukraine under global and local threats.

Research methods – factor, comparative, statistical, stochastic factor analysis, methods of principal components, weight coefficients, energy balances, economic and mathematical modeling and forecasting, chain substitutions, Weighted Average Cost of Capital and Levelized Cost of Electricity methods.

Results and novelty:

first in domestic science: substantiated the minimum feed-in tariff rates for renewable energy technologies; developed the feed-in tariff variations' set and justified the application of their combination and the optimal terms of validity for different levels economic entities; developed a staged algorithm for allocating preferential budget financing to cover the share of interest-free loans on regional renewable energy projects; substantiated the market mechanism for stimulating the energy storage capacity development in the segments of the balancing market and the ancillary services market; proposed organizational and economic mechanisms integrated into existing schemes of state support (green auctions, feed-in tariff) and the new ones (preferential financing of investments, energy cooperatives) to stimulate the energy storage capacity development;

first in world and domestic science: developed a methodology for identifying the optimal direction of investing in the regional renewable energy deployment; proposed the mechanism of preferential financing distribution between power facilities' construction projects using a certain renewable energy technology in the region;

improved: scientific and methodological approaches to identifying and forecasting the impact of key drivers on national economies' energy efficiency under the global and local threats; methodology for assessing and forecasting the energy security level of the national economy; methodology for determining the optimal feed-in tariff option; state support schemes for renewable energy development based on green auctions; approaches to the substantiation of minimum payback periods for renewable energy investment projects; approaches to assessing the impact of new renewable energy capacity installation on employment;

got further development: substantiation of energy and economic security mechanisms interaction in the national economy under the global and local threats; scientific provisions on forecasting changes in the energy and economic security level of economic systems under global and local threats; approaches to the transformation of the state energy policy mechanisms under the energy sector transition to a new competitive model; identification of factors influencing the development of renewable energy and the effectiveness of investments in them in Ukraine's regions; approaches to estimating the cost of electricity generation from fossil and nuclear fuels; estimations of the projected need for energy storage systems in Ukraine until 2030.

Implementation of the results of SRW: The research results are used in the educational process of Sumy State University and during the performance of the European Commission Grant Jean Monnet Chair. The report recommendations can be used by public authorities regulating the renewable energy sector to improve existing legislation.

Keywords: RENEWABLE ENERGY, ENERGY EFFICIENCY, THREATS, GREEN AUCTIONS, FEED-IN TARIFF, ENERGY SECURITY, ECONOMIC MECHANISM, SUSTAINABLE DEVELOPMENT.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	10
ЧАСТИНА 1 РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДИКИ ОЦІНКИ РІВНЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ НАЦІОНАЛЬНОЇ ЕКОНОМІКИ. УДОСКОНАЛЕННЯ СХЕМ ПІДТРИМКИ НА ОСНОВІ «ЗЕЛЕНИХ» АУКЦІОНІВ ТА «ЗЕЛЕНОГО» ТАРИФУ	
	23
1 РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДИКИ ОЦІНКИ РІВНЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ НАЦІОНАЛЬНОЇ ЕКОНОМІКИ.....	23
1.1 Обґрунтування механізмів взаємодії енергетичної та економічної безпеки.....	23
1.2 Удосконалення методичних підходів до оцінювання впливу сучасних факторів на енергетичну безпеку країни	32
1.3 Моделювання і прогнозування рівня енергетичної та економічної безпеки національної економіки.....	45
2 УДОСКОНАЛЕННЯ СХЕМ ДЕРЖАВНОЇ ПІДТРИМКИ СТАЛОГО РОЗВИТКУ ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ НА ОСНОВІ «ЗЕЛЕНИХ» АУКЦІОНІВ	
	59
2.1 Підходи до трансформації механізмів державної енергетичної політики	59
2.2 Удосконалення схем державної підтримки сталого розвитку відновлювальної енергетики на основі «зелених» аукціонів та «зеленого» тарифу.....	65
3 РОЗРОБЛЕННЯ ВАРІАЦІЙ «ЗЕЛЕНОГО» ТАРИФУ ТА МЕТОДИКИ ВИЗНАЧЕННЯ ЙОГО ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ ДЛЯ НОВИХ «ЗЕЛЕНИХ» ЕНЕРГООБ'ЄКТІВ БІЗНЕС-СЕКТОРА І ПРИВАТНИХ ДОМОГОСПОДАРСТВ.....	
	77
3.1 Варіації «зеленого» тарифу та обґрунтування їх застосування в Україні.	77

3.2	Визначення ставки мінімального «зеленого» тарифу і його варіацій для нових енергооб'єктів сонячної та вітрової електроенергетики домогосподарств.....	81
3.3	Методика визначення оптимального варіанта «зеленого» тарифу для нових енергооб'єктів бізнес-сектора і домогосподарств	89
3.4	Оцінювання повної вартості виробництва електроенергії з викопного та ядерного палива в контексті розвитку «зеленої» енергетики.....	95
ЧАСТИНА 2 РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДИКИ ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО НАПРЯМУ ІНВЕСТУВАННЯ У РОЗВИТОК ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В РЕГІОНАХ УКРАЇНИ		
102		
4	МЕТОДИЧНІ ПІДХОДИ ДО ОПТИМІЗАЦІЇ ІНВЕСТУВАННЯ У ВІДНОВЛЮВАЛЬНУ ЕНЕРГЕТИКУ ТЕРИТОРІЙ	102
4.1	Обґрунтування необхідності регулювання інвестиційних потоків у секторі відновлювальної енергетики	102
4.2	Факторний аналіз ефективності регіонального розвитку «зеленої» енергетики України і визначення напрямів інвестування у галузь	108
4.3	Модель вибору оптимального напрямку інвестування у відновлювальну енергетику в регіоні	113
4.4	Обґрунтування бюджетного фінансування проєктів «зеленої» енергетики	123
5	ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ НАПРЯМІВ ІНВЕСТУВАННЯ У «ЗЕЛЕНУ» ЕНЕРГЕТИКУ ДОМОГОСПОДАРСТВ НА ПРИКЛАДІ СУМСЬКОЇ ОБЛАСТІ.....	128
5.1	Врахування цілей регіонального розвитку при інвестуванні у технології відновлювальної енергетики	128
5.2	Визначення пріоритетних для фінансування проєктів «зеленої» енергетики в домогосподарствах регіону	143
6	ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ВСТАНОВЛЕННЯ НОВИХ ПОТУЖНОСТЕЙ ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ НА ЗАЙНЯТІСТЬ.....	148
6.1	«Зелений» енергетичний перехід: світові і вітчизняні перспективи	148

6.2 Трансформація ринку праці в умовах розвитку відновлювальної енергетики: прогностні сценарії	156
ЧАСТИНА 3 ФОРМУВАННЯ ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНИХ МЕХАНІЗМІВ СТИМУЛЮВАННЯ РОЗВИТКУ ЕНЕРГОАКУМУЛЮЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ В УКРАЇНІ.....	
7 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРОАКУМУЛЮЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ ТА РИНКОВІ МЕХАНІЗМИ ЇХ РОЗВИТКУ	170
7.1 Прогнозування обсягів необхідних енергоакумулюючих потужностей в Україні	171
7.2 Ринковий механізм стимулювання та інвестиції у системах накопичення енергії.....	181
8 ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНІ МЕХАНІЗМИ РОЗБУДОВИ ЕНЕРГОАКУМУЛЮЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ.....	192
8.1 Стимулювання розвитку систем накопичення енергії в рамках існуючих схем підтримки «зеленої» енергетики	192
8.2 Розроблення нових механізмів стимулювання поширення енергоаккумуляційних потужностей	200
ВИСНОВКИ.....	215
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	229
ПЕРЕЛІК НАУКОВИХ ТА НАВЧАЛЬНО-МЕТОДИЧНИХ ПРАЦЬ, ВИДАНИХ ЗА ТЕМОЮ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	260
РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО УДОСКОНАЛЕННЯ ЧИННОГО ЗАКОНОДАВСТВА У СФЕРІ ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ РІВНЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ УКРАЇНИ.....	268

ВСТУП

Пандемія COVID-19 як глобальна загроза існуванню людства протягом 2020-2021 років мала всеохоплюючий вплив на функціонування національних економік і зокрема, їх енергетичний розвиток. Дослідження наслідків пандемії для енергетичних секторів різних країн свідчать про в цілому позитивний вплив COVID-19 на декарбонізацію енергетики, оскільки вона супроводжувалася зростанням частки відновлювальної енергії в енергобалансах держав [1]. Для України така тенденція також мала місце, але нівелювалася іншими явищами, які суттєво спотворювали позитивний ефект декарбонізації. Зокрема, зростання частки «зеленої» електроенергії в енергобалансі країни через гарантування державою закупівлі 100% виробленої відновлювальної енергії та відповідне зниження частки атомних електростанцій і збільшення частки екологічно «брудних», проте маневрових вугільних станцій у відповідь на скорочення енергопопиту обумовили загострення проблем балансування Об'єднаної енергетичної системи України (ОЕСУ). За таких умов відновлювальна енергетика (ВЕ) не змогла виконати одну зі своїх основних функцій – декарбонізації національного енергетичного сектору [2], натомість додавши системних проблем, що поставило під сумнів доцільність подальшого дотримання чинної концепції державної політики у сфері «зеленої» енергетики.

Відсутність достатньої кількості балансуєчих і маневрових потужностей в енергосистемі України створює великі технічні виклики для стабільного функціонування вітчизняного енергетичного сектору [3]. Ситуація, яка склалася, ставить під загрозу подальший розвиток ВЕ і несе потенційні ризики згортання розбудови «зелених» генеруючих потужностей в умовах впливу пандемії COVID-19 на енергетичний сектор та економічної рецесії в країні. Однак, стримування розвитку ВЕ є недоцільним, оскільки саме за рахунок її розбудови можна вирішити низку нагальних проблем, пов'язаних з вичерпністю запасів викопних паливно-енергетичних ресурсів

та залежністю від їх імпорту, техногенним навантаженням традиційної енергетики на довкілля, необхідністю виконання зобов'язань, взятих Україною в рамках Європейського Енергетичного Товариства та Паризької Кліматичної Угоди тощо. Зберегти подальший вектор розвитку ВЕ можливо шляхом створення нових та удосконалення чинних механізмів управління даним сектором, які дозволять усунути бар'єри, що сповільнюють розбудову «зелених» генеруючих потужностей, та мінімізувати вплив пандемії COVID-19 й інших глобальних і локальних загроз на енергетичний сектор України.

Зокрема, зміни в регулюванні розвитку ВЕ потребують удосконалення економічного обґрунтування мінімального розміру та оптимального варіанту «зеленого» тарифу для різних технологій ВЕ, його варіацій та цінового діапазону ведення торгів в рамках механізму «зелених» аукціонів тощо. Усунення наявних дисбалансів щодо переважаючого розвитку сонячних і вітрових енерготехнологій на користь більш маневрових гідроелектростанцій та автономних джерел енергопостачання на відновлювальних ресурсах вимагає раціоналізації інвестицій в технології «зеленої» енергетики, що дозволить забезпечити ефективний територіальний розподіл «зелених» енергооб'єктів, зменшити втрати в локальних і магістральних електричних мережах, покращити енергопостачання регіонів та ін. Розроблення й імплементація механізмів стимулювання впровадження достатньої кількості систем накопичення енергії в Україні пом'якшить системні дисбаланси та створить передумови для пришвидшеного «зеленого» енергопереходу країни. Поряд з цим, вдосконалення методики оцінки рівня енергетичної безпеки країни з урахуванням впливів розбудови ВЕ, цін на ресурси, енергетичних флуктуацій тощо уможливить адекватне оцінювання новітніх глобальних і локальних загроз енергетичному розвитку.

Дослідженню проблем енергетичної галузі, розбудови ВЕ, енергетичній безпеці, механізмам управління електроенергетикою присвячені праці багатьох зарубіжних (М. Karatayev, S. Hall [4], M. Rajavuori, K. Huhta [5], A. Vieira, R. Stewart, R. Lamberts, C. Beal [6], L. Visintainer, W. Gerstlberger

М. Lima, А. Frank [7] та ін.) та українських (О. Стоян [8], С. Майстро, М. Більовський [9], Н. Малиш, С. Москаленко [10] та ін.) вчених. Науковцями розроблено теоретичні засади управління розвитком «зеленої» енергетики [7; 8; 9], методологічні та методичні підходи до визначення рівня енергетичної безпеки [4; 5], прикладні засади економічних механізмів стимулювання розвитку ВЕ [6] тощо. Водночас, дотепер фрагментарний характер носять наукові дослідження, присвячені удосконаленню схеми економічної підтримки розвитку ВЕ України на основі «зелених» аукціонів та інших організаційно-економічних механізмів управління сталим розвитком галузі у бізнес-секторі і приватних домогосподарствах з метою забезпечення енергетичної безпеки держави в умовах енергетичних флуктуацій і викликів, спричинених глобальними (зокрема пандемією COVID-19) та локальними загрозами. Крім того, на сьогодні відсутні комплексні наукові дослідження щодо створення механізмів заохочення розбудови балансуєчих потужностей, зокрема систем накопичення електроенергії та маневрових електростанцій, які працюють на відновлювальних енергетичних джерелах (ВДЕ), для забезпечення балансування й інтеграції «зеленої» енергетики до ОЕСУ. Заповненню цих наукових прогалів і присвячений даний звіт. Він містить результати трьох етапів науково-дослідної роботи «Формування економічних механізмів сталого розвитку відновлювальної енергетики в умовах глобальних та локальних загроз енергетичній безпеці України», яка виконувалася протягом 2020-2021 рр.

Мета досліджень полягає в удосконаленні схеми економічної підтримки розвитку ВЕ України на основі «зелених» аукціонів та інших організаційно-економічних механізмів управління сталим розвитком галузі у бізнес-секторі і приватних домогосподарствах з метою забезпечення енергетичної безпеки України в умовах енергетичних флуктуацій і викликів, спричинених глобальними (зокрема пандемією COVID-19) та локальними загрозами.

Об'єктом дослідження є організаційно-економічні механізми стимулювання розвитку ВЕ України. Предмет дослідження – економічні відносини, що виникають із приводу генерації, транспортування, розподілу та споживання електроенергії з ВДЕ.

Методи дослідження – факторний, порівняльний, структурний, причинно-наслідковий, статистичний, стохастичний факторний аналіз (статистичні залежності часових рядів), методи головних компонент, вагових коефіцієнтів, енергетичних балансів, економіко-математичного моделювання і прогнозування (зокрема, смугові фільтри Бакстера-Кінга, Годріка-Прескотта та Баттерворта), ланцюгових підстановок та попарного порівняння альтернативних проектів; метод Weighted Average Cost of Capital та методика Levelized Cost of Electricity.

Відповідно до мети науково-дослідної роботи були поставлені такі завдання:

- визначити коло факторів, що впливають на розвиток ВЕ й енергоефективності виробництва і споживання в умовах глобальних (зокрема пандемії COVID-19) та локальних загроз;

- розробити методику оцінки впливу на рівень енергетичної безпеки національної економіки динаміки розвитку ВЕ й енергоефективності виробництва і споживання, тарифів на енергію й енергетичних флуктуацій, спричинених глобальними (зокрема пандемією COVID-19) та локальними викликами;

- розробити прогнози зміни рівня енергетичної та економічної безпеки національної економіки залежно від динаміки розвитку ВЕ й енергоефективності виробництва і споживання;

- сформулювати масив техніко-економічних даних щодо реалізації проектів ВЕ на території України та провідних країн світу;

- розрахувати вартість генерації одиниці електроенергії для різних технологій ВЕ (сонячна, вітрова, мала гідроенергетика, біоенергетика (агробіогаз, біогаз полігонів твердих побутових відходів, тверда біо-

маса)) на основі методики Levelized Cost of Electricity для обґрунтування цінового діапазону ведення торгів на «зелену» електроенергію;

– обґрунтувати мінімальні строки окупності інвестиційних проєктів з ВЕ на основі розрахунку ставки дисконтування, що враховує Weighted Average Cost of Capital за власним і позиковим капіталом, отриманим за програмами кредитування проєктів ВЕ комерційними банками України та / або міжнародними фінансовими інституціями, справедливий прибуток власника тощо;

– обґрунтувати ставку мінімального «зеленого» тарифу та його варіації за різними технологіями ВЕ для бізнес-суб'єктів, нові «зелені» енергооб'єкти яких не підпадають під дію механізму «зелених» аукціонів;

– обґрунтувати ставку мінімального «зеленого» тарифу та його варіації за технологіями сонячної та вітрової електроенергетики для нових енергооб'єктів приватних домогосподарств;

– розробити методику визначення оптимального варіанта «зеленого» тарифу для нових енергооб'єктів бізнес-сектора і приватних домогосподарств та економічно обґрунтованих термінів державної підтримки на його основі;

– ідентифікувати фактори, що впливають на ефективність інвестицій у розвиток ВЕ регіону;

– визначити можливі напрями інвестування у ВЕ регіону з урахуванням сформованих факторів впливу;

– сформулювати модель вибору оптимального напрямку інвестування у розвиток ВЕ регіону;

– здійснити прогнозування обсягів необхідних енергоакумуючих потужностей на основі очікуваної динаміки зростання частки відновлювальної енергії в енергобалансі країни та потреби у високоманеврених енергопотужностях;

– розробити організаційно-економічні стимулюючі механізми розвитку енергоакумуючих потужностей в рамках «зелених» аукціонів,

схем підтримки на основі «зеленого» тарифу, пільгових інвестицій, створення енергокооперативів тощо.

На початковому етапі робіт «Розроблення методики оцінки рівня енергетичної безпеки національної економіки» у 2020 році розроблялися підходи до вдосконалення методики оцінки рівня енергетичної безпеки країни на основі врахування динаміки процесів розвитку ВЕ й енергоефективності виробництва і споживання, впливу тарифів на енергію й енергетичних флуктуацій, спричинених глобальними (зокрема пандемією COVID-19) та локальними викликами. Основні результати досліджень за цим етапом подані у розділі 1 та опубліковані у працях [11; 12; 13; 14; 15; 16; 17].

Виконання наступного етапу роботи (перший етап у 2021 році) «Удосконалення схем державної підтримки сталого розвитку ВЕ на основі «зелених» аукціонів. Розроблення низки варіацій «зеленого» тарифу та методики визначення його оптимального варіанту для нових «зелених» енергооб'єктів бізнес-сектора і приватних домогосподарств» передбачало удосконалення схем державної підтримки сталого розвитку ВЕ на основі «зелених» аукціонів шляхом обґрунтування вартості електрогенерації за різними технологіями ВЕ з урахуванням оцінки вартості власного та позикового капіталів, справедливого прибутку тощо для встановлення оптимального цінового діапазону ведення торгів для різних категорій суб'єктів господарювання. Крім того, на цьому етапі розроблялася низка варіацій «зеленого» тарифу та методика визначення оптимального варіанту тарифу для нових генеруючих потужностей з метою стимулювання розвитку ВЕ в бізнес-секторі і секторі приватних домогосподарств як з позиції виробника, так і споживача. Основні результати досліджень за цим етапом подані у розділах 2 і 3 та опубліковані у працях [18; 19; 20; 21; 22; 23; 24; 25; 26; 27].

На підсумковому етапі роботи (другий етап у 2021 році) «Розроблення методики визначення оптимального напрямку інвестування у розвиток ВЕ регіонів. Розроблення організаційно-економічних механізмів стимулювання

розвитку енергоакумуючих потужностей» формувалися підходи до оптимізації регіонального інвестування у розвиток ВЕ України, а також організаційно-економічні механізми стимулювання розбудови енергоакумуючих потужностей для вирішення технічних викликів, пов'язаних із балансуванням генерації електроенергії з ВДЕ з метою забезпечення стабільної роботи ОЕСУ. Результати досліджень за цим етапом подані у розділах 4-8 та опубліковані у працях [28; 29; 30; 31; 32; 33; 34; 35; 36; 37; 38; 39].

Наукова новизна отриманих результатів полягає у такому:

вперше:

– у вітчизняній науці на підставі оцінювання нормативної вартості генерації «зеленої» електроенергії за методикою Levelized Cost of Electricity визначені мінімальні ставки «зеленого» тарифу за різними технологіями ВЕ (сонячна, вітрова, мала гідроенергетика, біоенергетика (агробіогаз, біогаз твердих побутових відходів, тверда біомаса)) для приватних домогосподарств і бізнес-суб'єктів, нові «зелені» енергооб'єкти яких не підпадають під дію механізму «зелених» аукціонів; застосування мінімальних ставок дозволяє забезпечити беззбиткове функціонування об'єктів ВЕ;

– у вітчизняній науці розроблено низку варіацій «зеленого» тарифу й обґрунтовано застосування комбінацій регульованого та регресивного «зеленого» тарифу, а також оптимальних термінів їх дії для нових малих об'єктів ВЕ домогосподарств і бізнес-суб'єктів з урахуванням середніх строків окупності проєктів за технологіями ВЕ, справедливого прибутку власників, інфляційних факторів тощо, що дозволяє регулювати розвиток технологій «зеленої» енергетики, підвищувати енергонезалежність домогосподарств та досягати національних цілей розбудови галузі;

– у світовій та вітчизняній науці розроблена методика визначення оптимального напрямку інвестування у розвиток ВЕ регіону на основі багатофакторного аналізу, що враховує вартість генерації електроенергії за

різними технологіями «зеленої» енергетики, рівень регіонального техногенного навантаження на довкілля, потреби регіону в електроенергії та ступінь їх задоволення, стан розвитку регіональної енергетичної інфраструктури тощо;

– у світовій та вітчизняній науці запропонований механізм розподілу пільгового фінансування між проєктами будівництва «зелених» енергооб’єктів в межах певної технології ВЕ в регіоні, що ґрунтується на оцінюванні конкурентних характеристик проєктів з позицій місцевої влади та передбачає визначення проєктної частки безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат з розрахунку на 1 МВт встановленої потужності генеруючого об’єкта;

– у вітчизняній науці розроблений поетапний алгоритм розподілу бюджетного фінансування на покриття частки безвідсоткових кредитів за регіональними проєктами, що використовують різні технології «зеленої» енергетики, який на першому етапі передбачає визначення частки безвідсоткового кредиту за кожною технологією ВЕ в регіоні, на другому – обсягів виділеного фінансування на регіональний розвиток цих технологій, гарантуючи будівництво обраних об’єктів на ВДЕ на території;

– у вітчизняній науці обґрунтовано ринковий механізм стимулювання розвитку енергоакумулюючих потужностей в сегментах балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг в Україні, який передбачає використання систем накопичення енергії за трьома типами застосувань з оцінюванням системних ефектів за кожним типом, а також запровадження аукціонів на надання послуг з первинного регулювання, балансуючих груп виробників енергії з ВДЕ, «віртуальних електростанцій», децентралізованих систем накопичення енергії;

– у вітчизняній науці запропоновано вбудовані в існуючі схеми державної підтримки організаційно-економічні механізми стимулювання розвитку енергоакумулюючих потужностей, які в рамках «зелених» аукціонів і «зеленого» тарифу передбачають накладення на інвесторів зобов’язань щодо будівництва систем накопичення енергії залежно від встановленої потужності електростанцій на ВДЕ з метою інтеграції останніх в ОЕСУ;

– у вітчизняній науці запропоновано нові організаційно-економічні механізми стимулювання розвитку енергоакumuлюючих потужностей, що охоплюють: 1) запровадження пільгового фінансування інвестицій у системи накопичення енергії, яке визначається за категоріями суб'єктів господарювання (виробники «зеленої» енергії, кінцеві енергоспоживачі, підприємства з надання системних послуг) і враховує вплив енергоакumuляції на енергетичну інфраструктуру, балансування енергопотужностей, потребу в системах накопичення енергії територій тощо; 2) залучення енергетичних кооперативів до експлуатації енергоакumuляційних систем на основі отримання ними економічних вигід від самозабезпечення електроенергією, додаткових доходів від постачання профіцитних обсягів електроенергії в мережу за «зеленим» тарифом тощо;

удосконалено:

– науково-методичні підходи до ідентифікації та прогнозування впливу ключових драйверів, що визначають енергоефективний розвиток національних економік в умовах глобальних і локальних загроз, які на відміну від існуючих ґрунтуються на застосуванні методу головних компонент та стохастичного факторного аналізу панельних даних, розрахункових коефіцієнтах параметрів економетричної моделі та реальних статистичних даних незалежних показників для формування лінійної апроксимації та прогнозу зміни частки електроенергії, згенерованої на основі ВДЕ;

– методику оцінювання і прогнозування рівня енергетичної безпеки національної економіки, яка на відміну від існуючих доповнена показниками, що враховують вплив на енергетичну безпеку динаміки розвитку ВЕ (індекс декаплінгу фінансового навантаження ВЕ на державний бюджет) й енергоефективності виробництва і споживання (індекс декаплінгу енергоефективності), тарифів на енергію (рівень енергетичної бідності домогосподарств), стабільності роботи ОЕСУ (індекс розвиненості потужностей для балансування генерації електроенергії в ОЕСУ) та енергетичних флуктуацій (показник енергетичних флуктуацій), спричинених

глобальними (зокрема пандемією COVID-19) і локальними викликами, що дозволяє на державному рівні об'єктивніше оцінювати, ефективніше реагувати та запобігати негативним змінам в енергетичній безпеці країни в сучасних умовах;

– методику визначення оптимального варіанту «зеленого» тарифу, яка на відміну від існуючих базується на оцінюванні дивергенції/конвергенції «зелених» тарифів і реальної собівартості генерації електрики з ВДЕ (розрахованої за методикою Levelized Cost of Electricity), виборі сформованих варіацій «зеленого» тарифу (поетапне комбінування регульованого та регресивного тарифів) і забезпечує ефективне стимулювання розвитку нових «зелених» енергопотужностей, які не підпадають під схему підтримки на основі «зелених» аукціонів, як з позиції виробника (забезпечення окупності проєктів та отримання справедливого прибутку), так і споживача (економічна обґрунтованість ціни на електроенергію та відсутність надмірних виплат за «зеленим» тарифом за рахунок кінцевих споживачів);

– схеми державної підтримки сталого розвитку ВЕ на основі «зелених» аукціонів, які на відміну від інших базуються на обґрунтуванні цінового діапазону ведення торгів для різних категорій суб'єктів господарювання, нижньою межею якого виступає собівартість генерації одиниці електроенергії за технологіями ВЕ (сонячна, вітрова, мала гідроенергетика, біоенергетика (агробіогаз, біогаз полігонів твердих побутових відходів, тверда біомаса)), розрахована на основі методики Levelized Cost of Electricity, а верхньою – чинні ставки «зеленого» тарифу за відповідною технологією;

– підходи до обґрунтування мінімальних строків окупності інвестиційних проєктів ВЕ, обчислених на основі ставки дисконтування за методом Weighted Average Cost of Capital, що враховує вартість власного і позикового капіталу, отриманого за програмами кредитування комерційних банків України (для домогосподарств) та програмою Ukraine Sustainable Energy Lending Facility (для бізнес-суб'єктів), справедливий прибуток власника, ризик ведення бізнесу тощо, дозволяючи визначати оптимальний

термін дії важеля державної підтримки у схемах «зелених» аукціонів і «зеленого» тарифу;

– підходи до оцінювання впливу встановлення нових потужностей ВЕ на зайнятість, які на відміну від існуючих враховують зміну кількості робочих місць у сферах виробництва обладнання для «зелених» енергооб'єктів, їх будівництва та монтажу, експлуатації і технічного обслуговування, а також постачання їм палива (біомаси), що дозволило оцінити трансформації секторального ринку праці України до 2030 року за двома прогностичними сценаріями;

дістали подальшого розвитку:

– обґрунтування механізмів взаємодії енергетичної та економічної безпеки національної економіки в умовах глобальних і локальних загроз, відмінною рисою яких є ідентифікація зв'язків між сталістю енергетичного балансу та ефективністю розвитку економічної системи, оцінка економічних ризиків енергетичної безпеки і врахування впливу економічних факторів розвитку енергоринку (конкурентне ціноутворення, структуризація та зрілість енергоринків) на розбудову сектору ВЕ, що уможливорює ухвалення управлінських рішень в енергетичному комплексі, які позитивно впливають на економічну безпеку країни;

– наукові положення щодо прогнозування зміни рівня енергетичної та економічної безпеки економічних систем залежно від динаміки розвитку ВЕ й енергоефективності виробництва і споживання у кризових умовах, які на відміну від існуючих базуються на дослідженні флуктуацій впливу коронакризи на циклічні складові споживання електроенергії в Україні за групами споживачів із використанням смугових фільтрів Баттерворта, що дозволяє привести флуктуації до порівняльного періоду появи карантинних обмежень з метою виявлення короткострокових відхилень від тренду та оцінки випереджальних та збіжних рядів економічної динаміки;

– підходи до трансформації механізмів державної енергетичної політики в контексті переходу до нової конкурентної моделі

функціонування енергетичного комплексу, відмінною рисою яких є забезпечення сталого розвитку ВЕ у конкурентному середовищі відповідно до Глобальних і національних цілей сталого розвитку, інтеграція з європейським енергетичним законодавством, своєчасна зміна важелів економічного стимулювання розбудови галузі та збалансований розвиток різних технологій «зеленої» енергетики;

– підходи до оцінювання повної собівартості виробництва енергії з викопного та ядерного палива, які на відміну від існуючих передбачають обчислення нормованої вартості електроенергії за методикою Levelized Cost of Electricity з урахуванням витрат на виведення об'єктів з експлуатації, що дозволяє обґрунтувати реальну конкурентоспроможність «коричневої» електрики порівняно із «зеленою» в контексті енергетичної та екологічної безпеки;

– ідентифікація факторів впливу на розбудову різних технологій ВЕ та ефективність інвестицій у них в регіонах України, що на відміну від існуючих, враховують глобальні і локальні загрози регіональному розвитку та визначають критерії формування перспективних напрямів інвестування у «зелену» енергетику територій;

– оцінки прогнозованої потреби в системах накопичення енергії в Україні до 2030 року, які на відміну від існуючих виконані за двома сценаріями та типами застосувань енергоакумуючих потужностей і враховують очікувану динаміку зростання частки відновлювальної енергії в електробалансі країни та вимоги Європейської директиви RED II.

Результати виконаних досліджень використовуються в навчальному процесі Сумського державного університету, а також застосовані при виконанні гранту Єврокомісії програма ім. Жана Моне «Економічна політика ЄС та громадянське суспільство» (619878-EPP-1-2020-1-UA-EPPJMO-CHAIR). Висновки і рекомендації звіту систематизовані у розроблених науково-обґрунтованих рекомендаціях щодо змін законодавчих актів України у сфері «зеленої» енергетики, зокрема Законів

України «Про ринок електричної енергії» № 27-28, 2017 р. та «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» № 23, 2019 р., Методичних рекомендацій щодо розрахунку рівня економічної безпеки України № 1277, 2013 р. Вони можуть бути впроваджені у практику органів державної влади України, зокрема Комітету Верховної Ради з питань енергетики та житлово-комунальних послуг, Національної комісії, що здійснює регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України для удосконалення нормативно-методичної бази підтримки сталого розвитку ВЕ, забезпечення реалізації Енергетичної Стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність».

**ЧАСТИНА 1 РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДИКИ ОЦІНКИ РІВНЯ
ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ НАЦІОНАЛЬНОЇ ЕКОНОМІКИ.
УДОСКОНАЛЕННЯ СХЕМ ПІДТРИМКИ НА ОСНОВІ «ЗЕЛЕНИХ»
АУКЦІОНІВ ТА «ЗЕЛЕНОГО» ТАРИФУ**

**1 РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДИКИ ОЦІНКИ РІВНЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ
БЕЗПЕКИ НАЦІОНАЛЬНОЇ ЕКОНОМІКИ**

**1.1 Обґрунтування механізмів взаємодії енергетичної та економічної
безпеки**

Індекс енергетичної безпеки України, обрахований Міністерством економіки, у 2019 році становив 49 % (незадовільна зона) проти 53 % у попередньому році при нижньому пороговому значенні задовільної зони у 60 % [40]. У 2020 році незадовільний рівень енергобезпеки, спричинений у 2019 році переважно дією двох негативних факторів: по-перше, низькою ефективністю виробництва і транспортування палива й енергії через колосальне випередження темпами зносу темпів модернізації технологічного обладнання об'єктів енергетичної інфраструктури та, по-друге, диспропорціями енергетичного балансу країни, що погіршився через загальноекономічний вплив пандемії COVID-19. Цей вплив можна узагальнити чотирма основними факторами (табл. 1.1).

Очевидно, що вплив факторів, поданих у табл. 1.1, тісно пов'язаний із функціонуванням і розвитком генерації з ВДЕ та її місцем в енергобалансі держави. Оцінку впливу загроз енергетичній безпеці на сталість розвитку ВЕ можливо здійснювати, користуючись наступними науково-практичними підходами. Визначальними показниками сталості енергетичного балансу (енергосистеми) вважається надійність, аналогічно із надійністю технічних систем [41; 42], а також енергетична незалежність разом з енергетичною ефективністю [43]. Важливим для забезпечення оптимальності енергетичного балансу, а отже і сталості, є додержання пропорцій між видами первинних

енергоносіїв і відхід від домінування того чи іншого невідновлювального енергоресурсу. Отже, сталість енергетичного балансу може бути виражена через три групи індикаторів або описана положенням і рухом у системі координат:

- енергомісткість економіки та ефективність перетворення нею енергоресурсів;
- уразливість (vulnerability, доступність енергоресурсів, надійність енергопостачання, здатність протистояти загрозам) [44];
- екологічна сталість паливно-енергетичного комплексу (енергоринку).

Таблиця 1.1 – Основні групи факторів впливу коронакризи на енергетичну безпеку України (розроблено автором)

Фактор	Характеристика впливу фактора
Зниження ділової активності	зменшення середньодобового енергоспоживання, що спричинило зміни в пропорціях електробалансу між видами енергогенерації
Загальне падіння енергоспоживання	зростання обсягів і кількості обмежень генерації з ВДЕ
Зменшення платоспроможності споживачів	зростання заборгованості в системі енергоринку
Розвиток віддаленої роботи, закриття підприємств	реконфігурація (згладжування) добового графіка навантаження ОЕСУ

Перша група індикаторів подана відомими показниками енергомісткості та енергоефективності, які широко використовуються в економічній практиці [45]. До групи індикаторів «Уразливість» належать показники, що визначають положення по другій осі (vulnerability), а саме:

1. Частка ВДЕ (Renewable Energy Ratio, RER):

$$RER = REU / TPES, \quad (1.1)$$

де REU – первинне постачання енергії з ВДЕ, млн т нафтового еквіваленту (н.е.);

$TPES$ – загальне первинне постачання енергії, млн т н.е.

2. Коефіцієнт достатності енергозабезпечення та енергетичних потужностей (*Power Capacities Availability, PCA*), що є оберненим до показника дефіциту енергії:

$$PCA = 1 - PCD, \quad (1.2)$$

де PCD – відношення дефіцитної пікової енергогенеруючої потужності до пікового навантаження енергосистеми.

3. Коефіцієнт незалежності енергопостачань (*Energy Independence Ratio, EIR*):

$$EIR = 1 - Im / TPES, \quad (1.3)$$

де Im – імпортовані первинні паливно-енергетичні ресурси, млн т н.е.

Третя група індикаторів включає показники, які застосовуються на національному і міжнародному рівнях. Документом [46] для виконання цілі «Доступна і чиста енергія» визначені 4 завдання і 7 індикаторів сталого розвитку в енергетичній сфері, а також цільові значення цих індикаторів до 2030 року (табл. 1.2). Разом із цим, виходячи із трилеми енергетичної сталості, рейтинг країн за якою щорічно обраховує і публікує Всесвітня Енергетична Рада, значення Індексу енергетичної сталості (ESI) [47] формуються на основі критеріїв «енергетична безпека», «доступність енергії», «екологічна сталість» (див. табл. 1.2) [14]. На рис. 1.1 співвіднесено ці компоненти. Деякі з них, а саме: енергоефективність, частка ВДЕ та економічне зростання – мають дуальні зв'язки через взаємний вплив (парадокс Джевонса, пропорції між видами економічної діяльності, розвиток ринків та інституційного середовища, кореляція між капіталомісткістю й енергомісткістю, інноваційність технологічного прогресу тощо). Детальніше зв'язки між компонентами енергетичної та економічної сталості нами розкрито нижче.

Таблиця 1.2 – Критерії оцінки сталості в енергетиці, що впливають з Цілей сталого розвитку енергетичної сфери (побудовано автором на основі [47])

Критерій (завдання)	Показники (індикатори)
<i>Вплив на сталість розвитку згідно з Національною доповіддю – 2017 «Цілі сталого розвитку: Україна»</i>	
Розширення та модернізація енергетичної інфраструктури для сталого енергопостачання на основі інноваційних технологій	- виробництво електроенергії; - технологічні витрати електроенергії в розподільчих мережах; - втрати тепла в тепломережах
Диверсифікація постачання первинних енергоресурсів	- максимальна частка імпорту первинних енергоресурсів (крім ядерного палива) від одного джерела в загальному обсязі постачання; - частка одного постачальника на ринку ядерного палива
Збільшення частки ВДЕ	- частка енергії з ВДЕ у загальному кінцевому споживанні
Підвищення енергоефективності економіки	- первинна енергоемність валового внутрішнього продукту за паритетом купівельної спроможності
<i>Вплив на сталість розвитку згідно з методологією Всесвітньої Енергетичної Ради</i>	
Енергетична безпека	- диверсифікованість постачань енергоресурсів; - рівень надійності постачань; - рівень енерго- та ресурсоефективності
Екологічна сталість	- вплив на довкілля та клімат (вплив на рівні викидів забруднюючих речовин, парникових газів, динаміка приведення рівнів викидів до встановлених Національним планом скорочення викидів, вплив на використання водних та земельних ресурсів, біорізноманіття, ландшафт, шумове забруднення, поводження з відходами)
Доступність енергії	- фізична та економічна доступність енергоресурсів (рівень газифікації, забезпеченість лічильниками, рівень енергетичної бідності або частка витрат на енергоресурси в структурі доходів домогосподарств, вплив на кількість реципієнтів субсидій)

Дефіцит енергетичної сталості (енергетичної безпеки) як джерело ризиків в економіці. В умовах інтеграції енергетичних ринків високі волатильні ціни на основні енергоресурси, обмеженість заходів щодо підвищення ефективності їх споживання стають джерелом формування ризиків сталого розвитку економіки багатьох країн світу. Основні бізнес-ризики в енергетичній сфері, виділені компанією Ernst&Young у [48].

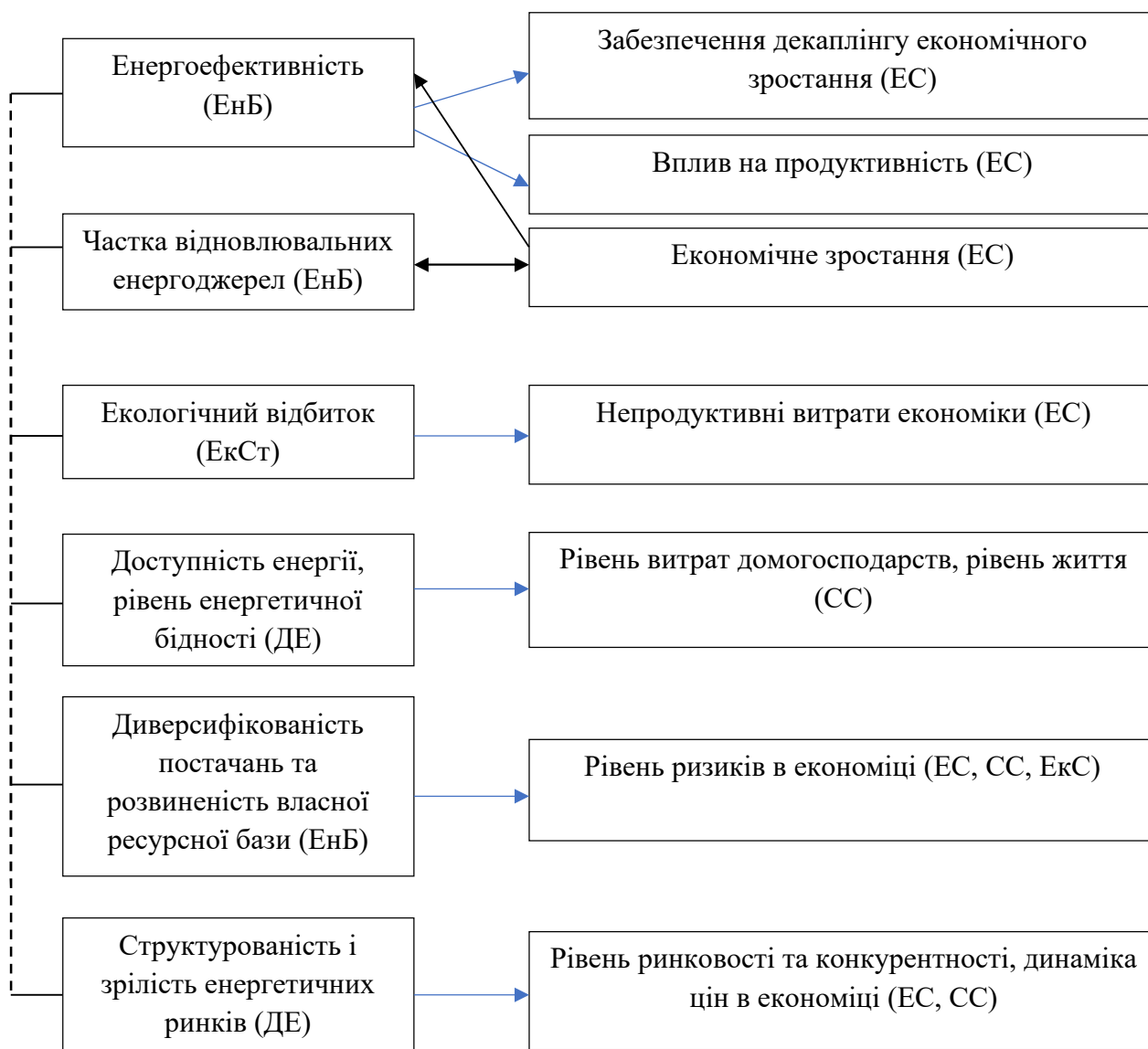


Рисунок 1.1 – Взаємодія компонентів енергетичної та економічної сталості
(побудовано автором)

Примітка. ЕС – економічна складова, СС – соціальна складова, ЕкС – екологічна складова; ЕнБ – енергетична безпека, ЕкСт – екологічна сталість, ДЕ – доступність енергії.

Частка ВДЕ в енергобалансі та зростання економіки. Ступінь залежності економіки від викопних палив також має вплив на її сталість. Кореляція між часткою енергії з ВДЕ в енергобалансі та економічним зростанням досліджувалась зокрема М. Марінас та ін. [49]. Ними підтверджено двоспрямований причинно-наслідковий зв'язок між обсягами споживання енергії з ВДЕ та економічним зростанням у довгостроковій

перспективі для всіх країн, що досліджувались. Однак встановлено, що в короткостроковій перспективі у низці країн (Румунія, Болгарія) зв'язок між цими показниками був відсутній, у той час як в інших (Угорщина, Литва, Словенія) зростання споживання відновлювальної енергії прискорювало темпи зростання економіки. Дослідниками зазначається, що економічний розвиток, заснований на енергоефективності та нарощуванні встановленої потужності ВДЕ, покращує якість економічного зростання, а це робить його більш сталим з точки зору соціальної інтеграції (соціальної справедливості, зменшення нерівності) та екологічного впливу. Розвиток енергетики, що ґрунтується на власних технологіях і власній ресурсній базі, забезпечує більший мультиплікативний ефект в економіці та більше економічне зростання. Саме в цьому полягає двоспрямованість зв'язку між обсягами споживання енергії з ВДЕ та економічним зростанням у довгостроковій перспективі. Тому, країнам, де наявність зв'язку не була підтверджена, доцільно скоригувати свою енергетичну, промислову та інноваційну політику з метою більшого використання власних технологічної бази, фінансового і людського капіталу, матеріальних ресурсів, а також механізмів державно-приватного партнерства й інноваційних програм для розвитку енергетичних технологій на ВДЕ для максимізації впливу на сталість економічного зростання.

С. Соррел, порушуючи питання недооцінки впливу використання енергії на продуктивність, наводить порівняння ортодоксального й екологічного поглядів на енергію, продуктивність та економічне зростання [50]. При цьому сукупна факторна продуктивність за своєю суттю є відображенням технологічного рівня економіки та відбиває загальну ефективність поєднання факторів виробництва. Інновації також є фактором виробництва, оскільки забезпечують якісну зміну ефективності виробничого процесу. Саме екологічний погляд найкраще пояснює вплив розвитку ВДЕ на сталість економічного розвитку.

Структуризація, зрілість енергетичних ринків і конкурентне ціноутворення як передумова розширення ролі ВДЕ в енергобалансі.

Структуризація енергетичних ринків є одним з головних чинників, що впливають на їх ефективність. Недостатньо структурований ринок не буде ефективно функціонувати, а будь-які несвоєчасні заходи щодо виправлення деформованих ринкових механізмів можуть призвести до кризи ринку. Структура ринків та дія системи має створювати умови для найвищої віддачі як для споживачів, так і для підприємств-виробників та постачальників енергоресурсів. Для цього необхідно, щоб всі витрати і вигоди кожної технології концентрувалися для створення стимулів для конкуренції, із можливістю взаємодії між великою кількістю учасників ринку. Конкуренція покликана підвищити операційну та інвестиційну ефективність. Довгостроковий тренд трансформує енергетичний ринок у більш технологічно диверсифікований і динамічний, що використовує переваги зростаючих зв'язків та торгівлі. Традиційна й альтернативні моделі організації конкурентних енергетичних ринків не виключають можливості переходу до нерегульованого спотового ринку покупців. Конкуренція передбачає:

- відсутність перешкод для доступу на ринок для інвесторів в енергетичну систему;
- наявність достатніх виробничих потужностей для задоволення попиту без обмеження пропозиції (в сфері виробництва, передачі, постачання електроенергії, палива тощо), а також достатності регулюючих потужностей для інтеграції об'єктів ВДЕ в енергосистему;
- інформування (цінові сигнали) про потреби в інвестиціях у нові енергогенеруючі потужності і стимулювання інвестиційного процесу;
- конкурентні методи ціноутворення на електроенергію з ВДЕ.

Ці умови досягаються шляхом введення зобов'язань енергокомпаній, у тому числі тих, що експлуатують установки на ВДЕ, щодо потужності, утворення додаткового ринку потужності (із запровадженням двоставкових

тарифів – за енергію та потужність, або шляхом розвитку строкового ринку енергоресурсів, на якому ціни сигналізують про майбутнє співвідношення попиту і пропозиції.

На основі світового досвіду та вітчизняних особливостей паливно-енергетичного комплексу можна визначити слабкі сторони політики реалізації економічного потенціалу країни в енергетичній сфері, які посилюють уразливість паливно-енергетичного комплексу під впливом загроз енергетичній безпеці:

- проблеми забезпечення оперативної і балансової надійності роботи ОЕСУ, у тому числі забезпечення належного обсягу готових до роботи маневрених потужностей для регулювання добового графіку навантаження ОЕСУ, достатності енергетичних резервів;

- недостатній паритет між видами енергогенерації та у паливовикористанні;

- обмеженість платоспроможного попиту споживачів енергоресурсів;

- мультиплікативний ефект впливу цін на енергоресурси в економіці, що формує цінову стелю і необхідність застосування «прайс кепів» в організованих сегментах ринку електроенергії, а також «фіаско ринку», або неповна спроможність ринкових механізмів спрямовувати інвестиційні ресурси для розвитку певних видів енергетичних потужностей, що необхідні для посилення рівня надійності і безпеки енергопостачання [15].

Крім того, для сегменту ВДЕ слабкими сторонами є невизначеності з упровадженням відповідальності за небаланси, вади товарної моделі механізму покладення спеціальних обов'язків, що утворюють заборгованості, у тому числі перед суб'єктами ВЕ, послаблення операційної надійності ОЕСУ із введенням в експлуатацію надлишкової потужності ВЕ, недосконала система «зелених» аукціонів. В умовах викликів енергетичній безпеці такі слабкі сторони посилюють загрози.

Рух у напрямі сталості розвитку енергетичного сектору, підвищення надійності та безпеки енергетичних ринків – це рух, паралельний напрямку

інтеграції енергетичних ринків України до енергетичних ринків Європейського Союзу, який передбачає, перш за все, повноцінне впровадження Україною положень Третього енергетичного пакету Європейського Союзу, спрямованих на створення конкурентних та недискримінаційних умов на внутрішньому енергоринку. На ринку електроенергії це – удосконалення ОЕСУ у відповідності до вимог ENTSO-E (Європейського об'єднання операторів передаючих мереж), що дозволить забезпечити паралельну роботу із енергосистемами Європейського Союзу та інтеграцію українського енергоринку до пан-європейського. Окрім цього це – забезпечення відповідно до вимог Європейського Союзу наявності мереж транскордонної передачі між Україною та Європейського Союзу на рівні не менше 15 % відносно обсягу внутрішнього ринку України. Разом з впровадженням заходів з лібералізації ринку електроенергії, поступово здійснюються заходи з переходу до роботи ринку двосторонніх договорів та балансуєчого ринку. Нагальною є практична реалізація механізму ціноутворення, що забезпечуватиме планове повернення капітальних інвестицій в модернізацію та створення нових енергетичних потужностей. У межах інвестиційних можливостей проводяться роботи з реалізації технічних вимог ENTSO-E, перш за все в частині забезпечення вимог регулювання частоти, активної і реактивної потужності, оскільки вітчизняна енергосистема не має необхідного обсягу резервів автоматичного вторинного регулювання частоти і потужності, а також будівництва та модернізації об'єктів основної системоутворюючої мережі з метою виконання критерію N-1 (збереження стійкої роботи енергосистеми та відновлення її нормального функціонування у разі раптового виходу з ладу одного найбільш потужного енергетичного об'єкту), забезпечення надійної видачі потужності з електростанцій та передачі електроенергії по внутрішніх перетинах. Це найбільш повільно впроваджуваний та інвестиційно місткий компонент, оскільки передбачає будівництво нових і модернізацію енергогенеруючих

об'єктів, ліній електропередачі, встановлення на підстанціях додаткових автотрансформаторів та модернізацію підстанцій.

Для сегменту ВЕ ліквідація вищевказаних слабких сторін в умовах дії загроз енергетичній безпеці потребує першочергових заходів, а саме: переходу від товарної до фінансової моделі механізму покладення спеціальних обов'язків, удосконалення системи аукціонів з розподілу квоти підтримки, запровадження компенсацій виробникам «зеленої» енергії в разі системних обмежень, повноцінного запуску сегменту ринку допоміжних системних послуг для формування ринкових стимулів розповсюдження систем акумулювання і гнучких генеруючих потужностей з метою розширення можливостей ОЕСУ з інтеграції ВДЕ в електричну мережу.

1.2 Удосконалення методичних підходів до оцінювання впливу сучасних факторів на енергетичну безпеку країни

Сьогодні рівень економічної безпеки економіки України та енергетичної безпеки як однієї з її складових офіційно визначається на підставі Методичних рекомендацій щодо розрахунку рівня економічної безпеки України, затверджених наказом Міністерства економічного розвитку і торгівлі України № 1277 від 29.10.2013 р. [51]. Відповідно до Рекомендацій, інтегральний показник енергетичної безпеки обчислюється на підставі розрахунку 10 показників, таких як:

- частка власних джерел у балансі паливно-енергетичних ресурсів держави, %;
- рівень імпортової залежності за домінуючим ресурсом у загальному постачанні первинної енергії, %;
- частка імпорту палива з однієї країни (компанії) у загальному обсязі його імпорту, %;
- знос основних виробничих фондів підприємств паливно-енергетичного комплексу, %;

- відношення інвестицій у підприємства паливно-енергетичного комплексу до валового внутрішнього продукту, %;
- енергоємність валового внутрішнього продукту, кг умовного палива (у. п.) / грн;
- запаси природного газу, місяців споживання;
- запаси кам'яного вугілля, місяців споживання;
- частка ВДЕ у загальному постачанні первинної енергії, %;
- частка втрат при транспортуванні та розподілі енергії, %.

Аналізуючи зазначені показники, відзначимо, що, на нашу думку, їх перелік потребує оновлення і доповнення. Причиною тому є те, що такі вагомні фактори впливу на енергетичну безпеку, як розвиток ВЕ, динаміка енергоефективності, тарифи на електроенергію, енергетичні флуктуації та інші сучасні чинники, які набувають критичного значення в умовах глобальних і локальних загроз, майже не відображені у переліку показників Методичних рекомендацій. Зокрема, частково вплив розвитку ВЕ на енергобезпеку відображений показником «частка ВДЕ у загальному постачанні первинної енергії», а енергоефективність непрямо врахована у показнику «енергоємність валового внутрішнього продукту». Водночас, решта зазначених факторів взагалі ігноруються Рекомендаціями та не враховані іншими складовими економічної безпеки [51].

Пандемія COVID-19 створила значні загрози енергетичній безпеці України, які практично не відображаються показниками, що входять до чинного переліку індикаторів Методичних рекомендацій. З моменту прийняття цього документу пройшло 7 років, які ознаменувалися бурхливим розвитком ВЕ в Україні, анексією Криму і, відповідно, втратою більш ніж третини сонячних електростанцій країни, військовим конфліктом на Донбасі, що призвів до втрати державного контролю над частиною українських вугільних запасів. Всі ці події обумовили нові виклики енергетичній безпеці країни, які практично неможливо адекватно врахувати, використовуючи затверджений Методичними рекомендаціями застарілий перелік показників.

У свою чергу, відсутність адекватних оцінок рівня енергетичної й економічної безпеки перешкоджає ефективному управлінню факторами впливу на неї, прогнозуванню її динамічного стану у майбутньому з урахуванням глобальних та локальних загроз.

Отже, виникає об'єктивна необхідність в удосконаленні чинних методичних підходів до оцінювання і прогнозування рівня енергетичної та економічної безпеки національної економіки на підставі врахування нових показників безпеки, що, з одного боку, відображають реакцію енергетичного сектору та економічної системи на новітні виклики, а іншого – обліковують нові тенденції і потреби розвитку енергетичної галузі.

1.2.1 Індекс декаплінгу фінансового навантаження відновлювальної енергетики на державний бюджет

Розвиток ВЕ та зростання частки ВДЕ в електробалансі країни вносить свої корективи у розподіл встановлених енергопотужностей, структуру обсягу виробництва електроенергії та фінансові потоки електроенергетичної галузі. Через високі «зелені» тарифи, гарантовані державою, відбувається активна розбудова електростанцій на ВДЕ, збільшується виробіток «зеленої» електроенергії, обов'язкової для закупівлі державою і, отже, її споживання. Оскільки українським урядом не визначено спеціальних джерел фінансування «зелених» тарифів, зростання питомої частки «зеленої» електроенергії обумовлює збільшення середньозваженої ціни на всю електроенергію, що виробляється в країні. У зв'язку з цим зростає фінансове навантаження на кінцевих споживачів, яке сьогодні стримується державою за рахунок утворення дефіциту ДП «Гарантований покупець» [52]. Наприклад, у 2017 році частка «зеленої» електроенергії становила близько 1,5 % у загальному балансі електроенергії в країні, тоді як цінове навантаження на оптовий ринок електроенергії склало 7,5 % і зросло до 8,2 % у 2018 році [53]. У 2020 році частка електроенергії з ВДЕ в Україні зросла до 8%, що становить 26 % грошового обігу на ринку електроенергії [54]. Очевидно, що

така ситуація вже у найближчому майбутньому може призвести до колапсу платежів в енергосистемі, загрожує енергетичній безпеці країни і потребує термінового вирішення шляхом коригування «зелених» тарифів.

З іншого боку, передумовою для зниження «зелених» тарифів є стійкі тенденції здешевлення технологій на ВДЕ, які спостерігаються на глобальних та локальних ринках. Так, витрати на генерацію електроенергії сонячними фотоелектричними установками та наземними вітроелектростанціями скоротилися на 82 % і 39 % відповідно у порівнянні з 2010 роком [55]. Зменшення витрат на генерацію «зеленої» електроенергії знаходить своє відображення у поступовому зниженні державної фінансової підтримки даного сектору. Відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії» передбачено поступове зниження коефіцієнтів для розрахунку «зеленого» тарифу, які лежать в основі формування ціни на електроенергію з ВДЕ [56]. Так, коефіцієнт «зеленого» тарифу для електроенергії, згенерованої сонячними електростанціями, встановлена потужність яких перевищує 10 МВт, зменшився у 1,7 рази у порівнянні з 2013 роком. Для електроенергії, виробленої з енергії вітру вітроелектростанціями потужністю більше 2 МВт, коефіцієнт «зеленого» тарифу зменшився у 1,3 рази у порівнянні з аналогічним періодом. Менші темпи зниження вартості генерації демонструють біоенергетичні технології, коефіцієнт «зеленого» тарифу для яких зменшився у 1,1 рази у порівнянні з 2013 роком.

Завдяки постійно зростаючій конкурентоспроможності, ВЕ стає економічно привабливим рішенням для декарбонізації національної економіки, узгоджуючи короткострокові економічні потреби із довгостроковими цілями сталого розвитку. Однак, динамічний розвиток ВЕ стикається з проблемами підтримки і розширення інфраструктури для зберігання та транспортування «зеленої» електроенергії, що потребує значних фінансових капіталовкладень для її ефективної інтеграції з ОЕСУ. Іншим невирішеним питанням є дефіцит маневрових потужностей в ОЕСУ,

який став особливо помітним на тлі динамічного розвитку ВЕ, з одного боку, та зниження енергоспоживання через вплив пандемії COVID-19 – з іншого.

У контексті вищевикладеного перелік показників, що визначають енергетичну безпеку країни, доцільно доповнити відносним показником, який відображає вплив зростаючого фінансового навантаження ВЕ на кінцевих споживачів і державний бюджет через застосування «зелених» тарифів та його контр-тенденцію щодо здешевлення технологій на ВДЕ, яка створює передумови для зниження «зелених» тарифів. З цією метою пропонується застосовувати модифікований *індекс декаплінгу фінансового навантаження ВЕ на державний бюджет* (*Decoupling Index_{FL}*) [57; 58], що розраховується як співвідношення темпів зміни середньозваженого «зеленого» тарифу (євро / МВт·год) за всіма використовуваними у країні технологіями ВЕ (ΔI_{FIT}) до темпів зміни середньозваженої вартості технологій ВЕ (ΔI_{REcost} , євро / МВт·год):

$$Decoupling\ Index_{FL} = \frac{\Delta I_{FIT}}{\Delta I_{REcost}}. \quad (1.4)$$

Використання євро для розрахунку темпів показників, що входять до індексу декаплінгу, обумовлюється фіксацією «зеленого» тарифу в Україні у євро для уникнення негативного впливу коливань валютного курсу гривні. Це, у свою чергу, захищає суб'єктів господарювання, які генерують електроенергію з ВДЕ, від інфляційних ризиків та гарантує отримання сталих доходів від експлуатації генеруючих потужностей ВЕ.

Варто зазначити, що для розрахунку показника *Decoupling Index_{FL}* можна застосовувати як співвідношення темпів зміни середньозваженого «зеленого» тарифу та середньозваженої вартості всіх технологій ВЕ, представлених на ринку, так і співвідношення темпів зміни «зеленого» тарифу для окремої технології ВЕ та її вартості. У першому випадку індекс декаплінгу буде показувати ефективність / неефективність державної політики ціноутворення

на ринку ВЕ у цілому, у другому випадку – ефективність / неефективність державної політики ціноутворення для конкретної технології ВЕ.

Чим більшим віддаленим від одиниці по модулю є значення індексу декаплінгу, тим більшим є розходження (дивергенція) між темпами зміни «зелених» тарифів та темпами здешевлення технологій, що свідчить про неефективність державної політики у сфері ВЕ і зростання енергетичної небезпеки. Конвергенція показників ΔI_{FIT} та ΔI_{REcost} та наближення індексу декаплінгу до одиниці свідчать про зростаючу відповідність тарифів на «зелену» енергію її реальній вартості і, відповідно, оптимізацію фінансового навантаження на бюджет, зниження загроз національній енергобезпеці.

1.2.2 Індекс декаплінгу енергоефективності

Іншим вагомим фактором, що визначає енергетичну безпеку держави в сучасних умовах та впливає на розвиток ВЕ, є енергоефективність виробництва і споживання. У свою чергу, технології ВЕ здійснюють певний внесок у зростання енергоефективності національних економік, оскільки сприяють заміщенню традиційних палив ВДЕ та декарбонізації економічних систем. Таким чином, можна констатувати дуальний зв'язок енергоефективності і ВЕ, їх спільний вплив на енергетичну безпеку.

Найчастіше вплив енергоефективності враховують через показник енергоємності валового внутрішнього продукту, який для України у 2-3 рази перевищує аналогічні показники розвинених країн світу та сусідніх держав. Так, незважаючи на поступове зниження енергоємності національного господарства (більш ніж у 2,5 рази протягом 1997–2019 рр. за даними [59]), станом на 2019 рік енергоємність валового внутрішнього продукту України у розмірі 0,232 кг н.е./дол. США (ПКС 2015) перевищувала аналогічні показники Польщі у 2,73 рази (0,085 кг н.е./дол. США), Німеччини – у 3,27 рази (0,071 кг н.е./дол. США), Чехії – у 2,15 рази (0,108 кг н.е./дол. США). Водночас, показник енергоємності, що входить до складу показників енергетичної безпеки у Методичних рекомендаціях, є витратним показником

і не дає можливості оцінити дивергенцію обсягів енергоспоживання та економічних результатів у контексті впливу на енергетичну безпеку. В сучасних умовах вичерпування запасів викопних палив слід не лише знижувати енергоємність валового внутрішнього продукту або підвищувати енергоефективність виробництва і споживання, а важливо робити це, забезпечуючи скорочення абсолютних обсягів залучення енергетичних ресурсів до господарського обороту, тим самим створюючи основу для сталого розвитку. У зв'язку з цим, пропонуємо додатково ввести до переліку показників відносний індикатор – *індекс декаплінгу енергоефективності* (*Decoupling Index_{EE}*), що розраховується як співвідношення темпів економічного зростання (обсягів валового внутрішнього продукту, дол. США) (ΔI_{GDP}), до темпів зміни обсягів енергоспоживання (кг н. е.) (ΔI_{EC}):

$$Decoupling\ Index_{EE} = \frac{\Delta I_{GDP}}{\Delta I_{EC}}. \quad (1.5)$$

Застосування даного показника дає можливість оцінити динамічну результативність заходів з підвищення енергоефективності національного господарства, врахувати зміну структури економічної системи та її вплив на ефективність енергоспоживання й енергетичну безпеку. Чим більшим віддаленим від одиниці по модулю є значення індексу декаплінгу енергоефективності, тим більшою є дивергенція між темпами економічного зростання та темпами зміни обсягів енергоспоживання, тобто спостерігається ефект декаплінгу. Останній може бути позитивним, якщо *Decoupling Index_{EE}* > 1, при цьому:

1) $\Delta I_{GDP} > \Delta I_{EC}$, $\Delta I_{GDP} > 1$ та $\Delta I_{EC} < 1$ (відбувається економічне зростання при зниженні обсягів енергоспоживання);

2) $\Delta I_{GDP} > 1$ та $\Delta I_{EC} = 1$ (відбувається економічне зростання при незмінних обсягах енергоспоживання);

3) $\Delta I_{GDP} = 1$ та $\Delta I_{EC} < 1$ (відбувається скорочення обсягів енергоспоживання за відсутності економічного зростання)

або негативним (інші випадки) з точки зору прогресу в енергоефективності, розвитку економіки або енергетичної безпеки. У зазначених вище трьох випадках досягається зростання енергоефективності процесів виробництва і споживання, сприяючи зміцненню енергетичної безпеки. Водночас, найбільш прийнятним варіантом є перший – економічне зростання при зниженні обсягів енергоспоживання, за якого забезпечується сталий розвиток національної економіки.

1.2.3 Енергетична бідність домогосподарств

Важливим показником, що впливає на енергетичну й економічну безпеку в контексті розвитку ВЕ та стимулювання зростання енергоефективності, є тарифи на електроенергію для споживачів. З одного боку, для забезпечення енергетичної безпеки вони мають покривати всі обґрунтовані витрати енерговиробників та забезпечувати отримання нормального прибутку, з іншого – бути фінансово посильними для споживачів. Якщо перша умова щодо окупності витрат енерговиробників, як правило, виконується або за рахунок встановлення економічно обґрунтованих цін, або ж субсидування частини цих витрат державою внаслідок встановлення соціальних цін, то друга умова – посильності фінансового навантаження на енергоспоживачів – часто порушується, породжуючи явище енергетичної бідності. Остання означає «неможливість забезпечити соціально та матеріально необхідний рівень енергетичних послуг удома» [60] і традиційно пов'язується з домогосподарствами. Проте, на наш погляд, певною мірою це явище може бути притаманне і неенергетичним підприємствам, особливо малому та середньому бізнесу, коли внаслідок зростання тарифів на енергію компанія змушена урізати заробітну плату та інші статті витрат для вивільнення коштів на оплату енергетичних видатків, тим самим втрачаючи і прагнучи зберегти конкурентні переваги.

Оцінити рівень енергетичної бідності можна за допомогою визначення відсотка доходів середньостатистичного домогосподарства, що витрачаються на сплату енергетичних витрат. Європейські та міжнародні організації, які опікуються питаннями бідності, визначають цей показник на рівні 10 % [61]. Для України у 2019 році питома вага витрат домогосподарств на оплату житла, води, електроенергії, газу та інших видів палива складала 14,6 % порівняно з 9,2 % у 2010 році, 11,7 % – у 2015 році. При цьому протягом 2010–2014 рр. цей показник щорічно був нижче 10 %, а у 2015–2019 рр. стабільно перевищував 10% бар'єр (з піковим значенням у 17 % у 2017 році) [62]. Враховуючи, що суто енергетичні витрати складають близько 80-85 % комунальних витрат домогосподарств, в останні 5 років можна констатувати наявність феномену енергетичної бідності серед українського населення. Енергетична бідність тісно пов'язана як з низькими доходами домогосподарств, які не спроможні сплачувати свої комунальні рахунки, так і з високими тарифами на енергію, низькою енергоефективністю житлового фонду і неможливістю її підвищити внаслідок низьких доходів населення і високих енергетичних цін, загрожуючи кризою неплатежів.

Таким чином, **енергетична бідність домогосподарств** суттєво впливає на енергетичну й економічну безпеку держави. Тому пропонуємо доповнити перелік показників енергобезпеки цим індикатором, що розраховується за формулою:

$$k_{ue} = \frac{Exp_{util}}{Inc_{hh}} \times 100\%, \quad (1.6)$$

де k_{ue} – рівень енергетичної бідності (відсоток видатків домогосподарств на оплату енерговитрат, %);

Exp_{util} – енергетичні (комунальні) витрати домогосподарств у певному періоді, грн;

Inc_{hh} – загальні доходи домогосподарств у цьому ж періоді, грн.

Перевищення фактичним показником енергетичної бідності порогу у 10% означає посилення енергетичної й економічної небезпеки, дотримання показника в межах до 10% свідчить про задовільний рівень безпеки за цим показником. Важливо, що даний показник, крім тарифів на енергію, опосередковано враховує субсидії, платоспроможність населення, ефективність впровадження енергоефективних заходів у житловому фонді.

1.2.4 Розвиненість потужностей для балансування електрогенерації в ОЕСУ

Одним із важливих показників, що впливає на енергетичну безпеку країни, є стабільна робота ОЕСУ. Особливістю ОЕСУ є надлишок базової та дефіцит маневрової потужності [63]. Протягом останніх років ця проблема посилювалася за рахунок введення в експлуатацію значної кількості сонячних та вітрових електростанцій, генерація електроенергії на основі яких є нестабільною та важкопрогнозованою, оскільки безпосередньо залежить від сезону, часу доби та погодних умов. У період карантинних обмежень, обумовлених пандемією COVID-19, стрімке зростання частки ВДЕ в умовах відсутнього зростання внутрішнього попиту на електроенергію, обмежених можливостей її експорту та переважання базової атомної генерації створили виклики операційній безпеці в ОЕСУ [64]. Нестабільне функціонування ОЕСУ є безпосередньою загрозою енергетичній безпеці країні, тому показник розвиненості потужностей для балансування генерації електроенергії доцільно включити до розрахунку інтегрального показника енергетичної безпеки.

Показник розвиненості потужностей для балансування генерації електроенергії в ОЕСУ може розраховуватися за формулою:

$$I_b = \frac{\sum GP_{mi+A}}{\sum GC_i}, \quad (1.7)$$

де I_b – індекс розвиненості потужностей для балансування генерації електроенергії;

GP_m – встановлена потужність i -го виду маневрових енергогенеруючих об'єктів;

AC – встановлена потужність енергоакумуючих потужностей, МВт;

GP_i – встановлена потужність i -го виду енергогенеруючих об'єктів, МВт.

Оптимального значення вищенаведених індекс досягає при значеннях, близьких до одиниці. При цьому забезпечується максимальний рівень розвиненості енергетичних потужностей для балансування генерації електроенергії, що позитивно впливає на підвищення рівня енергетичної безпеки країни.

1.2.5 Енергетичні флуктуації

З метою визначення прийняттого діапазону необхідних обсягів балансуєчих потужностей ОЕСУ доцільно відстежувати показник енергетичних флуктуацій, що відображає пікові навантаження на енергетичну мережу та суттєво впливає на енергетичну безпеку країни. Згладжування енергетичних флуктуацій забезпечує більш стабільне і надійне функціонування ОЕСУ, уникнення віялових відключень електроенергії. У свою чергу, прогнозування енергетичних флуктуацій на основі відповідного індикатора дозволяє мінімізувати ризики максимальних пікових навантажень на мережу та вчасно запобігти виникненню аварійних ситуацій в енергосистемі. Незважаючи на те, що показники розвиненості потужностей для балансування генерації електроенергії в ОЕСУ та енергетичних флуктуацій є взаємозалежними, вважаємо за доцільне обидва включити до переліку показників енергобезпеки. Це дасть можливість впливати на рівень енергетичної безпеки, застосовуючи ці два важелі одночасно.

Отже, *показник енергетичних флуктуацій* може бути визначений за формулою:

$$\sum_t^T [(x_t - \tau_t)^2 + \lambda((\tau_{t+1} - \tau_t) + (\tau_t - \tau_{t-1}))^2], \quad (1.8)$$

де x_t – фактичне значення показника електроспоживання / генерації у часовому періоді t ;

$\tau_t, \tau_{t+1}, \tau_{t-1}$ – трендові значення показника електроспоживання / генерації відповідно у часовому періоді $t, (t+1), (t-1)$;

λ – значення параметру смугового фільтру для згладжування флуктуацій;

T – кількість досліджуваних часових періодів.

Критерієм оцінювання даного показника з точки зору впливу на енергобезпеку є діапазон коливання його значень у межах 20%. Це гарантує оптимальний режим роботи енергогенеруючих компаній за економічного навантаження їх енергоустаткування, коли забезпечується досягнення максимального коефіцієнту корисної дії енергетичного обладнання. Іноді можлива короткочасна робота установок з навантаженням на 10-20% вище їх номінальної потужності за більш низького коефіцієнта корисної дії [65]. Режим, за яким устаткування електростанції стійко працює з розрахунковим навантаженням при номінальних значеннях основних параметрів або при зміні їх у допустимих межах, називається стаціонарним. Для забезпечення роботи обладнання у стаціонарному режимі нами і введений допустимий діапазон енергетичних флуктуацій у розмірі 20%.

Відхилення від тренду (флуктуації) $z_t = x_t - \tau_t$ є циклічною складовою бізнес-циклів, що становлять основу багатьох економічних досліджень. У цьому разі економічні смугові фільтри згладжують трендову компоненту та залишають високочастотні компоненти зі структури економічного часового ряду. Згладжування другої різниці флуктуацій відбувається завдяки параметру λ , значення якого повинне бути встановлене дослідниками залежно від часових властивостей ряду. На основі емпіричних досліджень стандартне значення параметра λ для квартальних даних становить 1 600, 6,25 – для річних даних, та 129 600 – для щомісячних даних [66; 67].

Для вирішення згаданих суперечностей пропонується використовувати раціональний хвильовий фільтр, відомий у фізико-математичних науках як цифровий фільтр Баттерворта, котрий є більш гнучким і точно відмічає як частоти, що повинні залишитися, так і ті, які повинні бути згладжені. Будь-які економічні та соціальні показники є динамічними явищами, що мають як трендові компоненти, так і циклічні компоненти – відхилення від тренду зі змінними волатильностями та амплітудами.

З точки зору економічної безпеки, використання лінійних смугових фільтрів дає можливість виявити пікові значення споживання за окремими місяцями у році, відділяючи циклічну компоненту від трендової. Крім того, за допомогою смугових фільтрів можна побудувати цикли споживання електроенергії за окремими групами споживачів. Особливо дані результати будуть актуальні при прогнозуванні виробництва відновлювальної електроенергії, оскільки остання носить явно виражений циклічний характер.

Зазначені вище 5 показників, якими пропонується доповнити існуючий перелік параметрів енергетичної безпеки у Методичних рекомендаціях, доцільно враховувати при обчисленні рівня енергетичної безпеки національної економіки за тим самим алгоритмом, що застосовується для існуючих 10 показників. Зокрема, відповідно до пп. IV-VII Методичних рекомендацій ця процедура передбачає формування множини індикаторів, визначення їх характеристичних значень, здійснення їх нормування і обчислення вагових коефіцієнтів з подальшим розрахунком інтегрального індексу енергетичної безпеки та індексу економічної безпеки в цілому [51]. Вдосконалення методичних підходів до оцінювання енергетичної та економічної безпеки країни на основі розроблених додаткових показників забезпечує врахування впливу розвитку ВЕ, розбудови енергоефективних процесів, цінових факторів, енергетичних флуктуацій, балансує енергопотужностей в умовах глобальних та локальних загроз на динамічний стан безпеки національної економіки.

1.3 Моделювання і прогнозування рівня енергетичної та економічної безпеки національної економіки

1.3.1 Ідентифікація детермінант енергетичної безпеки методами стохастичного факторного аналізу

Аналіз впливу сучасних глобальних загроз на енергетичну й економічну безпеку національних економік засвідчує, що ВЕ має значний потенціал до швидкого відновлення у посткризових умовах та розширення своєї частки в енергобалансі як в Україні, так й інших державах світу, тим самим формуючи передумови для зміцнення енергетичної безпеки (сталості) економічних систем. Отже, зростання частки електроенергії, згенерованої за допомогою ВДЕ, може розглядатися як один із факторів енергетичної безпеки національних економік. У зв'язку з цим, дослідимо ключові драйвери, що впливають на рівень енергетичної безпеки країни, використовуючи стохастичний факторний аналіз, зокрема, статистичні залежності часових рядів, та прийнявши як результативний показник частку ВДЕ в енергобалансі країни ($RE, \%$). Враховуючи, що чинниками впливу на RE сьогодні є економічні, соціальні, політичні, екологічні та інші фактори, відповідно до праць [11; 58; 68; 69; 70; 71; 72; 73; 74; 75; 76; 77; 78; 79; 80], виокремимо такі: валовий внутрішній продукт на душу населення; енергоефективність економічної системи; формування основного капіталу; очікувана тривалість населення при народженні; частка індустріального виробництва; частка сервісної економіки; високотехнологічний експорт країни; наявність членства країни в Європейському Союзі; вуглецемісткість валового внутрішнього продукту та обернений показник – карбонова ефективність валового внутрішнього продукту.

Отже, сформована нами економіко-математична модель для виявлення і прогнозування впливу ключових драйверів на енергетичну безпеку країни набуде вигляду:

$$RE = F (GDP_{pc}, Ef, GFCF, LEX, MVA, SVA, HTA, EU, CO2GDP), \quad (1.9)$$

де GDP_{pc} – валовий внутрішній продукт на душу населення, дол. США;

Ef – енергоефективність економічної системи (дол. США валового внутрішнього продукту / кг н.е.);

$GFCF$ – формування основного капіталу (% від валового внутрішнього продукту);

LEX – очікувана тривалість населення при народженні, років;

MVA – частка індустріального виробництва (% валового внутрішнього продукту);

SVA – частка сервісної економіки (% валового внутрішнього продукту);

HTA – високотехнологічний експорт країни (% валового внутрішнього продукту);

EU – наявність членства країни в Європейському Союзі (двоїста зміна членства: значення 0 (не є членом Європейського Союзу) або 1 (входить до Європейського Союзу));

$CO2GDP$ – вуглецемісткість валового внутрішнього продукту (викиди CO_2 , тис. тон / валовий внутрішній продукт, дол. США).

На основі наявних даних у базах Світового Банку та Європейського Банку Реконструкції та Розвитку нами було сформовано вибірку для 36 розвинених країн світу з 2001 по 2015 роки. Обраний нами список включає такі країни ОЕСР: Австралію, Австрію, Бельгію, Канаду, Чилі, Чехію, Данію, Естонію, Фінляндію, Францію, Німеччину, Грецію, Угорщину, Ісландію, Ірландію, Ізраїль, Італію, Японію, Латвію, Литву, Люксембург, Мексику, Нідерланди, Нову Зеландію, Норвегію, Польщу, Португалію, Словаччину, Словенію, Південну Корею, Іспанію, Швецію, Швейцарію, Туреччину, Великобританію та США [81]. Вибір країн для моделювання обумовлений наступними міркуваннями:

1) для дослідження доцільно обрати країни з розвинутою ринковою економікою, оскільки, як правило, саме в них розвиток ВЕ відбувається

значними темпами вже кілька десятиліть, що перетворило цю галузь у вагомий фактор національної енергетичної безпеки. Для країн, що розвиваються, та держав з транзитивною економікою, частка ВДЕ в загальному енергобалансі часто не перевищує 5-10 %, що не дає можливості розглядати її як один з ключових показників державної енергетичної безпеки. Крім того, аналіз тенденцій розвитку ВЕ в країнах третього світу свідчить, що у міру розбудови цього сектору саме виділені нами ключові драйвери, які впливають на розвиток «зеленої» енергетики в розвинених державах, визначають контури його розгортання в країнах, що розвиваються. Отже, результати моделювання, отримані на основі даних розвинених держав, можуть бути застосовані і в інших країнах світу у перспективі;

2) інформаційні бази даних для країн ОЕСР є найбільш повними за показниками як ВЕ, так і ключовими драйверами її розвитку, тому доцільно будувати вибірку саме з урахуванням цих країн для отримання достовірних даних моделювання.

Використовуючи програмне середовище Stata 14.0, авторами виконано емпіричну оцінку рівня енергетичної безпеки національних економік з 2001 по 2015 роки без урахування екологічного фактору (вуглецеємісткості / карбонової ефективності валового внутрішнього продукту) (табл. 1.3). Із табл. 1.3 слідує, що у національних економічних системах, які мали більші значення доходів на душу населення, частка електроенергії, згенерованої на основі ВДЕ, зменшується. Тобто, більш заможні країни не мають стимулів для інвестування у ВЕ. Проте зі зростанням енергоефективності розвитку у національних економічних системах відбувається збільшення частки «зеленої» електроенергії. Це підтверджує той факт, що ВЕ є важливою складовою підвищення енергоефективності держав. Так, при зростанні випуску валового внутрішнього продукту у розрахунку на 1 кг н.е. відбувалося зростання частки ВЕ на 1,8 процентних пункти.

Таблиця 1.3 – Емпірична оцінка рівня енергетичної безпеки національних економік за 2001–2015 роки без урахування екологічного фактору (розраховано авторами в програмному середовищі Stata 14.0)

RE	Coef.	Std.Err.	z	P> z	[95%Conf.Interval]	
GDPpc	-0.0002493	0.0000508	-4.91	0.000	-0.0003489	-0.0001497
Ef	1.810662	0.1963814	9.22	0.000	1.425762	2.195563
GFCF	-0.4558509	0.0638419	-7.14	0.000	-0.5809788	-0.3307231
MVA	-0.3067979	0.1093158	-2.81	0.005	-0.5210528	-0.0925429
SVA	0.2100654	0.0603825	3.48	0.001	0.0917178	0.3284131
LEX	1.92623	0.1915169	10.06	0.000	1.550864	2.301596
HTA	0.128216	0.0353659	3.63	0.000	0.0589002	0.1975319
EU	3.778273	2.403089	1.57	0.116	-0.9316948	8.488241
cons	-141.9003	15.07767	-9.41	0.000	-171.452	-112.3486

Інвестиції в основний капітал виявилися фактором, що стримує розвиток ВЕ. Останнє може бути пояснене поки що збереженням тенденцій переважного інвестування в об'єкти традиційної енергетики, яка базується на викопних паливах. Розвиток сервісного сектору економіки є статистично значущим чинником та позитивно корелює зі зростанням частки «зеленої» енергетики. У той самий час, розбудова матеріального виробництва перешкоджає підвищенню частки ВЕ. У країнах з більшою тривалістю життя при народженні та більшою часткою високотехнологічного експорту спостерігається більш інтенсивні темпи розвитку «зеленої» енергетики. Участь у програмах Європейського Союзу виявилася статистично не значущим фактором.

Ідентифікація ключових драйверів розвитку ВЕ як показника енергетичної безпеки дозволяє визначити і сформулювати інструментарій державного управління процесами розбудови сектору «зеленої» енергії. При цьому важливим є прогнозування майбутніх змін у галузі під впливом як

державного регулювання, так і ринкових, природних та інших трансформацій. У зв'язку з цим, для прогнозування розвитку частки ВЕ нами використано результати стохастичного факторного аналізу відповідних ключових драйверів (рис. 1.2). Так, з рис. 1.2 слідує, що зі зростанням рівня енергетичної ефективності національних економік відбувається прямопропорційне зростання частки електроенергії, згенерованої на основі ВДЕ.

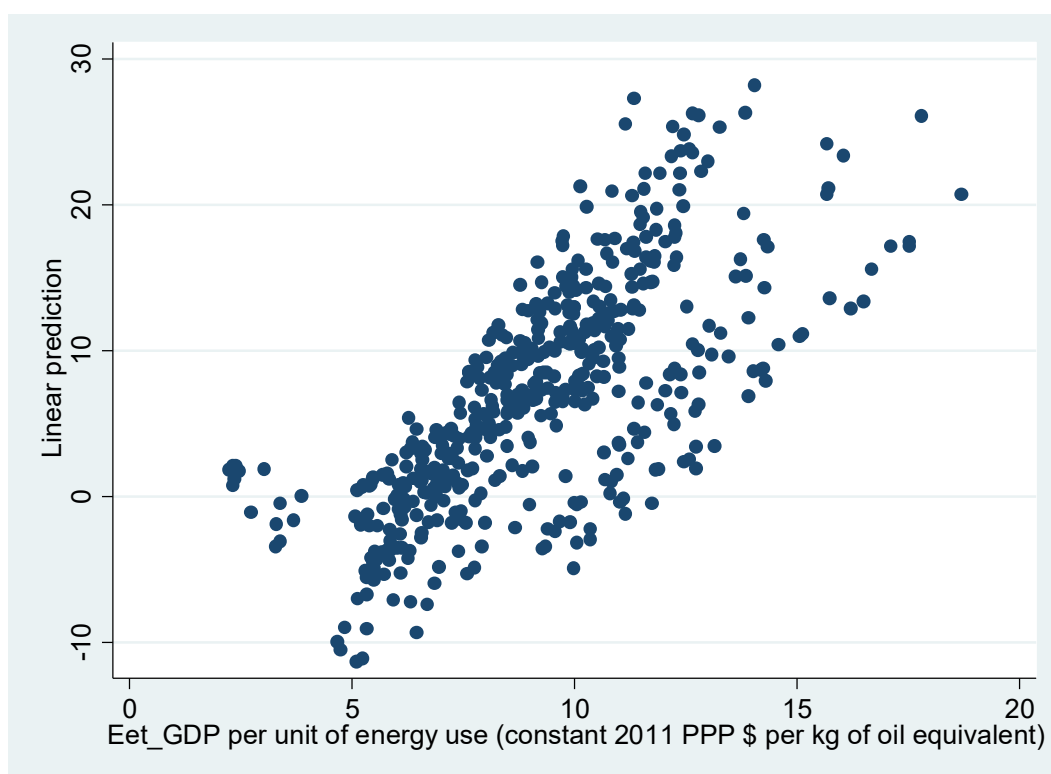


Рисунок 1.2 – Прогноз зміни частки електроенергії, згенерованої на основі ВДЕ, залежно від рівня енергетичної ефективності валового внутрішнього продукту (розраховано авторами в програмному середовищі Stata 14.0)

Аналогічним чином можуть бути спрогнозовані залежності зміни частки електроенергії, згенерованої на основі ВДЕ, від вуглецемісткості / карбонової ефективності валового внутрішнього продукту, у разі включення цих показників до розрахунків, тобто дослідження впливу екологічного фактору (табл. 1.4. та рис. 1.3). При цьому показником покращення карбонової

ефективності валового внутрішнього продукту (валовий внутрішній продукт, дол. США / викиди CO₂ тис. тон) є зменшення показників CO₂ у розрахунку на одиницю валового внутрішнього продукту.

Таблиця 1.4 – Емпірична оцінка рівня енергетичної безпеки національних економік за 2001–2015 роки з урахуванням показників вуглецемісткості валового внутрішнього продукту (розраховано авторами в програмному середовищі Stata 14.0)

RE	Coef.	Std.Err.	z	P> z	[95%Conf.Interval]	
GDPpc	-.0005794	.0001132	-5.12	0.000	-.0008012	-.0003575
Ef	3.210305	.350801	9.15	0.000	2.522748	3.897862
GFCF	-.4661552	.0946993	-4.92	0.000	-.6517623	-.280548
MVA	.0228675	.1656077	0.14	0.890	-.3017177	.3474526
SVA	.2413929	.0855644	2.82	0.005	.0736898	.409096
LEX	1.545645	.3088093	5.01	0.000	.9403901	2.1509
HTA	.0387373	.0505816	0.77	0.444	-.0604009	.1378755
EU	-19.80211	8.073709	-2.45	0.014	-35.62629	-3.977934
CO2GDP	-330291.2	6317586	-0.05	0.958	-1.27e+07	1.21e+07
cons	-80.28436	25.6463	-3.13	0.002	-130.5502	-30.01854

Із табл. 1.4 слідує, що у національних економічних системах, які мали більші значення доходів на душу населення, частка електроенергії, згенерованої на основі ВДЕ, зменшується. У цілому результати табл. 1.4 відповідають результатам табл. 1.3. Проте суттєвою відмінністю є статистична незначущість показника вуглецемісткості валового внутрішнього продукту: зміна викидів CO₂ на одиницю валового внутрішнього продукту не корелює з темпами змін у секторі ВЕ.

Побудуємо індивідуальний прогноз зміни частки електроенергії, згенерованої на основі ВДЕ, залежно від рівня карбонової ефективності валового внутрішнього продукту, для того щоб виключити помилки

ендогенності економетричної моделі (1.9) за результатами розрахунків табл. 1.4. Результати прогнозування подані на рис. 1.3.

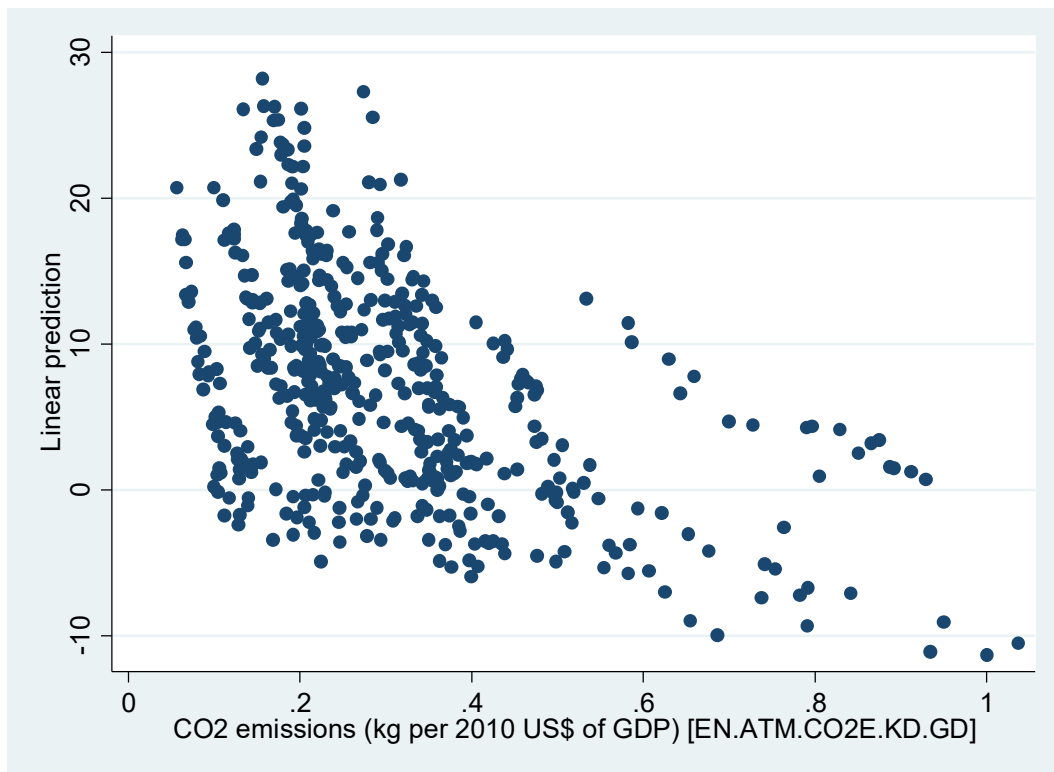


Рисунок 1.3 – Прогноз зміни частки електроенергії, згенерованої на основі ВДЕ, залежно від рівня карбонової ефективності валового внутрішнього продукту (розраховано авторами в програмному середовищі Stata 14.0)

Так, на рис. 1.3 видно, що зі зростанням рівня карбонової ефективності валового внутрішнього продукту відбувається прямопропорційне зростання частки електроенергії, згенерованої на основі ВДЕ.

1.3.2 Ідентифікація факторів енергетичної безпеки методом головних компонент

Для визначення ключових драйверів рівня енергетичної безпеки національних економік у контексті динаміки розвитку ВЕ скористаємося методом головних компонент.

Аналіз головних компонент PCA (від англ. Principal component analysis) – це економетричний підхід, що використовується для зменшення розмірності даних із збереженням основної описової статистики [82]. Провідні власні вектори розкладу матриці кореляції або коваріації змінних описують ряд некорельованих лінійних комбінацій змінних, що містять більшу частину дисперсії.

Аналіз головних компонент використовується, щоб дізнатись більше про основну структуру даних. Для методу PCA матриця кореляції або коваріації обчислюється на основі змінних як симетрична матриця $a \times k \times k$ з іменами рядків і стовпців. Аналіз головних компонент спрямований на виявлення меншої кількості змінних, які в певному сенсі узагальнюють їх більший набір. Обґрунтування методу вимагає отримання кореляцій із змінних, вимірюваних на деякій безперервній шкалі.

Метод головних компонент застосовується, коли коефіцієнти кореляції не можуть бути розраховані на основі метричних змінних. Розрахунки методу представляють у вигляді матриці X , елементи якої в рядку n і стовпці j містять вимірювання вибірки n для змінної j . Модель PCA узагальнює інформацію в матриці X .

Якість будь-якого q -мірного наближення можна виміряти мінливістю показника порівняно із набором збережених головних компонент. Насправді сума дисперсій вихідних змінних p є слідом коваріаційної матриці S . За допомогою результатів простої теорії матриць можна показати, що значення суми дисперсій вихідних змінних є сумою дисперсій усіх головних компонент. Отже, стандартним показником якості головної компоненти є частка загальної дисперсії, на яку він припадає:

$$\mu_j = \frac{\gamma_j}{\sum_{j=1}^p \gamma_j} = \frac{\gamma_j}{tr(S)}, \quad (1.10)$$

де μ_j – відсоток варіації показників вибірки, пояснених головною компонентою γ_j ;

$tr(S)$ – слід S або її ортогональна проекція.

Поступовий характер головних компонент також означає, що ми можемо говорити про частку загальної дисперсії, яка пояснюється набором змінних. Загальноприйнятою практикою є використання деякого заздалегідь визначеного відсотка загальної дисперсії, щоб вирішити, скільки головних компонент слід зберегти. Відзначимо, що перші головні компоненти пояснюють найбільшу варіацію у вибірці і тому на практиці для пояснення 70% загальної мінливості, яка є загальноприйнятою, використовується 3-4 головних компоненти.

Розрахунки за методом головних компонент з урахуванням формули (1.10) подані у табл. 1.5 та 1.6.

Таблиця 1.5 – Головні компоненти та пояснене значення варіації в статистичних даних національних економік з точки зору енергетичної безпеки (розраховано авторами в програмному середовищі Stata 14.0)

Головні компоненти/ кореляція К-ть спостережень = 497 Кількість компонент = 8 Трейсер = 8			Ротація: (unrotated = principal) Значення Rho = 1.0000	
Компоненти	Власний вектор	Різниця	Пропорція	Кумулятивне значення поясненої варіації
RE	2.58289	1.02513	0.2870	0.2870
GDPpc	1.55777	0.467451	0.1731	0.4601
Ef	1.09032	0.127506	0.1211	0.5812
GFCF	0.962809	0.16988	0.1070	0.6882
MVA	0.792929	0.080935	0.0881	0.7763
SVA	0.711994	0.115428	0.0791	0.8554
LEX	0.596566	0.152541	0.0663	0.9217
HTA	0.444025	0.183321	0.0493	0.9710

Із табл. 1.5 видно, що перші чотири головні компоненти пояснюють 68% варіації у статистичних даних вибірки 36 розвинених країн. Останнє дає можливість сформуванню узагальненого індексу енергоефективного та

енергобезпечного розвитку національних економік на основі сформованих чотирьох головних компонент.

Таблиця 1.6 – Головні компоненти (значення власних векторів) в статистичних даних національних економік з точки зору енергетичної безпеки (розраховано авторами в програмному середовищі Stata 14.0)

Variable	Comp1	Comp2	Comp3	Comp4	Comp5	Comp6	Comp7
RE	0.3402	-0.2672	0.1887	0.0100	0.5481	0.6365	-0.0292
GDPpc	0.4459	0.3239	-0.1806	0.1751	0.1863	-0.3744	0.1493
Ef	0.2679	-0.1183	-0.2433	0.7234	-0.4427	0.1913	-0.0295
GFCF	-0.4066	0.3077	-0.0757	0.1539	0.3065	-0.0053	0.5631
MVA	-0.3289	0.1325	0.5788	0.3539	-0.2110	0.2593	0.2078
SVA	-0.3173	0.1862	-0.5211	0.3196	0.3915	0.2102	-0.2739
LEX	0.4750	0.2870	0.0566	-0.0244	0.0277	0.1234	0.4780
HTA	0.1169	0.5466	0.4405	0.1801	0.1667	-0.1304	-0.5523

Таким чином, на основі методу головних компонент можна сформувати комплексний індекс енергоефективного та енергобезпечного розвитку економічних систем із використанням мінімальної кількості показників, які максимально пояснюють варіацію у реальних економічних даних.

1.3.3 Прогнозування зміни рівня енергетичної та економічної безпеки національної економіки

Зміна енергетичних потреб суб'єктів господарювання, спричинена впливом глобальних та локальних загроз, зокрема, в умовах пандемії COVID-19, обумовлює флуктуації в обсягах енергоспоживання, негативно впливаючи на стабільність енергетичної галузі і, відповідно, енергетичну й економічну безпеку національної економіки. Відстеження таких флуктуацій та їх подальше прогнозування є потужним інструментом державного регулювання процесів енерговиробництва і споживання, попередження виникнення енергетичних криз та економічних збитків. Ґрунтуючись на виявлених флуктуаціях, можна оцінювати і прогнозувати розвиток ВЕ,

енергоефективності виробництва та споживання, вплив цих процесів на динаміку енергетичної безпеки країни.

З метою встановлення характеру змін в енергоспоживанні вітчизняних бізнес-суб'єктів і населення у кризовому 2020 році, нами були проведені дослідження динаміки споживання електроенергії у 2018–2020 рр. Вплив коронавірусної кризи змінив попит на електрику, саме тому для порівняння були взяті два попередні «умовно благополучні» роки.

Використовуючи статистичні дані щодо місячного споживання / виробництва електричної енергії в Україні, нами було виділено відповідні флуктуації за допомогою фільтра Баттерворта на основі методичних підходів [83; 84; 85; 86; 87; 88; 89; 90; 91; 92; 93; 94; 95; 96]. Результати аналізу впливу коронавірусу та карантинних обмежень на циклічні складові споживання електричної енергії в Україні подані на рис. 1.4.

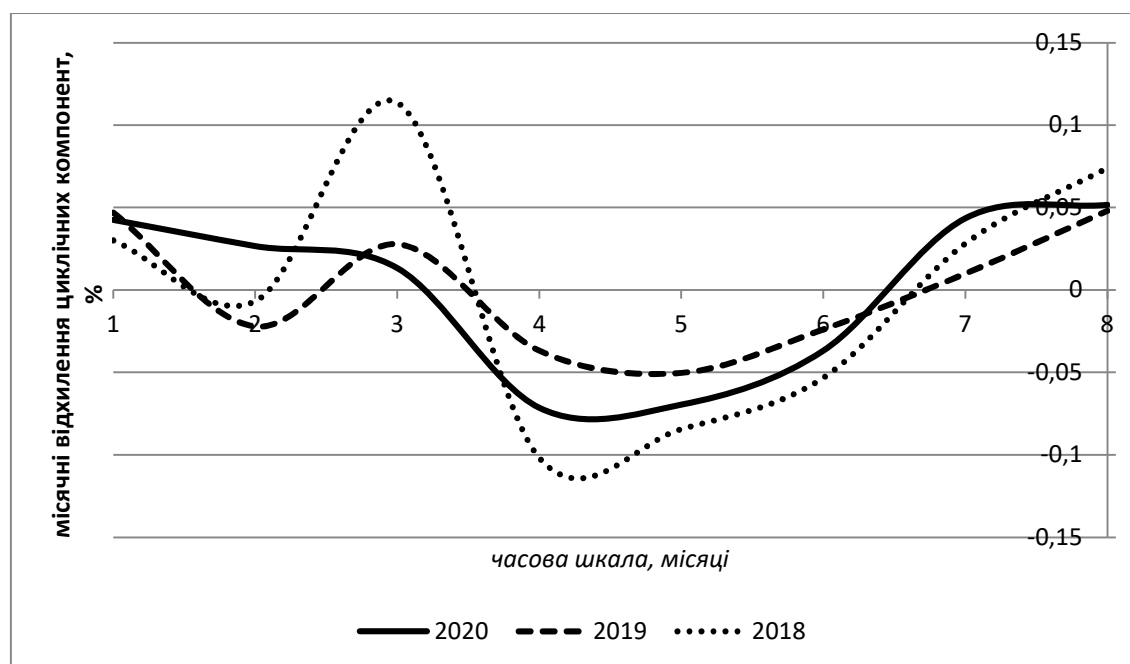


Рисунок 1.4 – Флуктуації нетто-споживання електроенергії в Україні за всіма групами споживачів у 2018–2020 рр. (за вісім місяців кожного року)
(побудовано авторами на основі даних [97])

Із рис. 1.4 видно, що найбільша волатильність споживання електроенергії по Україні була в 2018 році, у 2020 році спостерігалися

мінімальні відхилення від трендової складової – в межах 5 %, у той час як відповідні флуктуації у 2018 році були на рівні більше 10%. Що стосується структури циклів нетто-споживання електроенергії по Україні за усіма групами споживачів, то варто відмітити, що коронавірусна криза та запровадження карантинних заходів не вплинули на циклічну складову, натомість зменшилася лише глибина флуктуацій у 2020 році.

Короткострокові відхилення від тренду, спричинені незначним шоком, можуть відбиватися в динаміці випереджальних та збіжних рядів економічної динаміки, і на підставі зазначеного можуть бути зроблені неправильні висновки про існування системного процесу в структурі економічного циклу. Проаналізуємо вплив COVID-19 та карантинних обмежень на циклічні складові споживання електричної енергії населенням України (рис. 1.5).

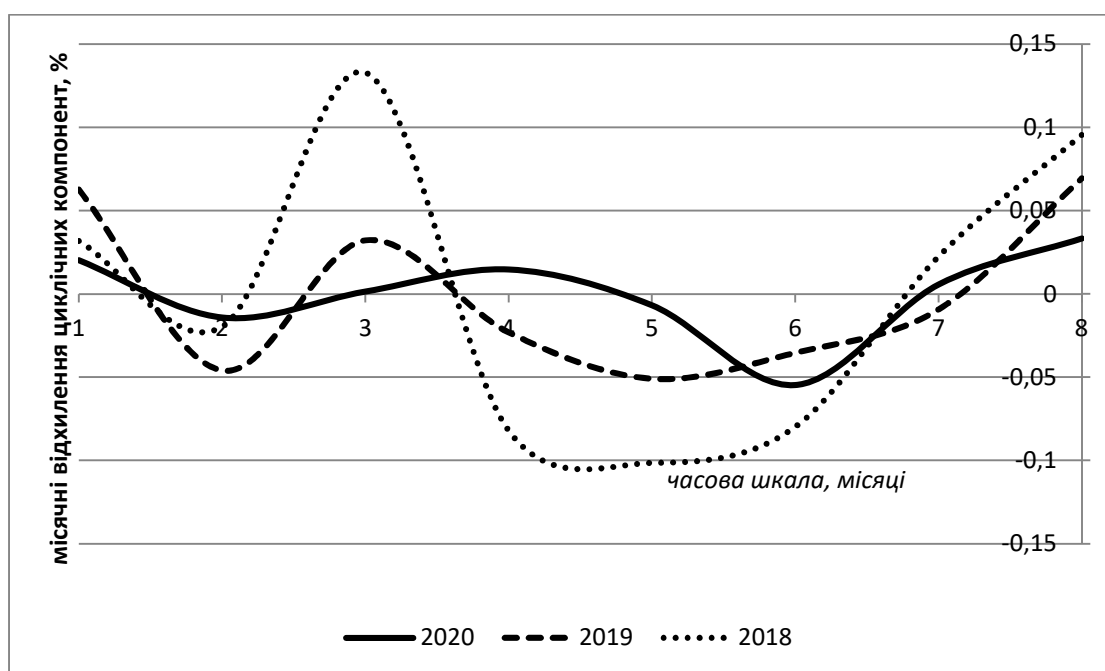


Рисунок 1.5 – Флуктуації споживання електроенергії населенням України за всіма групами споживачів у 2018–2020 рр. (за вісім місяців кожного року)
(побудовано авторами на основі даних [97])

Так, із рис. 1.5 видно, що найменша амплітуда флуктуацій спостерігалася саме в 2020 році, зокрема відхилення від трендової складової були в межах 5 %. Проте цікавими є відмінності у споживанні електричної енергії у 2020 році порівняно із попередніми періодами. Зокрема, починаючи із оголошення карантинних заходів у березні, споживання електричної енергії населенням почало зростати, незважаючи на те, що у минулих роках наприкінці березня (завершення опалювального сезону) споживання електрики зменшувалося. У 2018-2019 рр. циклічний мінімум споживання електричної енергії припадав на травень, після чого споживання енергії починало зростати. У 2020 році циклічний мінімум споживання електричної енергії припав на червень.

Проаналізуємо циклічну складову споживання електричної енергії промисловістю України (рис. 1.6).

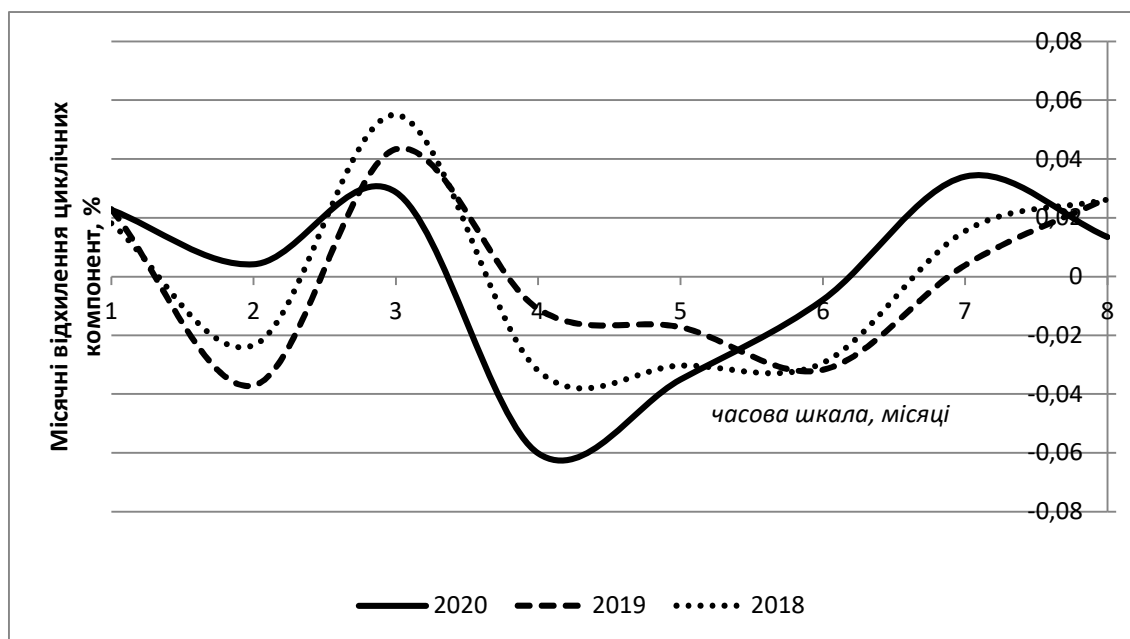


Рисунок 1.6 – Флуктуації споживання електроенергії промисловістю України за усіма групами споживачів у 2018–2020 рр. (за вісім місяців кожного року) (побудовано авторами на основі даних [97])

Із рис. 1.6 видно, що промисловість України у 2020 році не змогла вийти на звичні для неї максимальні циклічні значення споживання електричної енергії у березні 2020 року (падіння було на рівні 6 % від трендового рівня). Натомість карантинні заходи у травні та червні стали причиною мінімальних циклічних значень споживання електричної енергії. Також із рис. 1.6 видно, що сама циклічна складова споживання електричної енергії у промисловості у 2020 році була іншою, ніж у попередні 2 роки.

Отже, коронавірусна криза внесла свої корективи у споживання електрики усіма групами споживачів [98]. З точки зору енергетичної та економічної безпеки пандемія змушує енергокомпанії перебудовувати свій звичайний графік роботи задля врахування нових пікових значень попиту на енергію. Кожна хвиля коронавірусної кризи прогнозовано приводить до зростання енергоспоживання домогосподарств та зменшення енергетичного навантаження виробничих підприємств. Здійснюючи прогнозування впливу динаміки розвитку ВЕ й енергоефективності виробництва і споживання на енергобезпеку країни на основі флуктуацій, слід відмітити, що коронавірусна криза не завдала шкоди енергогенеруючим компаніям саме із технологічного боку, оскільки флуктуації споживання усіма групами споживачів були меншими, ніж у докризових роках. Вирівнювання електроспоживання за усіма групами споживачів в умовах коронавірусної кризи не зменшило рівень енергетичної безпеки, проте імовірність захворювання працівників енергогенеруючих компаній ставить під загрозу нормальний ритм роботи усієї енергетичної та економічної системи. Тому енергогенеруючі компанії повинні приділяти більше уваги впровадженню технологій Smart-grid для забезпечення енергетичної й економічної безпеки країни. Також, при подальшому антикризовому управлінні енергосектором слід враховувати виявлені особливості перерозподілу структури енерговиробництва на користь зростання частки дорогої «зеленої» електроенергії, зниження інвестицій у розвиток енергоефективних потужностей тощо в умовах пандемії COVID-19, що погіршують енергетичну та економічну безпеку України, і вживати адекватних заходів для протидії їм.

2 УДОСКОНАЛЕННЯ СХЕМ ДЕРЖАВНОЇ ПІДТРИМКИ СТАЛОГО РОЗВИТКУ ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ НА ОСНОВІ «ЗЕЛЕНИХ» АУКЦІОНІВ

2.1 Підходи до трансформації механізмів державної енергетичної політики

Останніми роками у світових підходах до енергетичної політики відбуваються суттєві зміни, пов'язані з переходом від застарілої моделі енергетичного сектору, де переважають великі виробники, викопне паливо, неефективні мережі, недосконала конкуренція на ринках природного газу, електроенергії, вугілля, до нової моделі, в якій створюється більш конкурентне середовище, вирівнюються можливості для розвитку та мінімізується домінування одного з видів виробництва енергії або джерел та/або шляхів постачання палива [18; 19; 99; 100; 101;].

Сьогодні перевага надається підвищенню енергоефективності і використанню енергії з відновлювальних та альтернативних джерел [102]. Впровадження заходів щодо запобігання й адаптації до зміни клімату також є одним із пріоритетів глобального енергетичного розвитку [103; 104]. Це створює нові економічні та технологічні виклики для України, але водночас відкриває і нові можливості для пошуку та впровадження інноваційних розробок у видобутку корисних копалин, переробці викопного палива, виробництві, трансформації, постачанні та споживанні енергії, що потребує формування нової енергетичної політики.

Сталий розвиток «зеленої» енергетики – одна з Глобальних цілей сталого розвитку (ціль № 7 «Відновлювальна енергія»), які є критичними сферами розбудови країн, затвердженими на Саміті Організації Об'єднаних Націй з питань сталого розвитку [105], до яких долучилася Україна. Вони замінили Цілі розвитку тисячоліття, термін дії яких сплив наприкінці 2015 року. Глобальні цілі сталого розвитку були затверджені на період з 2015 по 2030 рік і містять 17 глобальних цілей, які відповідають 169 цілям [105].

Відповідна резолюція Генеральної Асамблеї Організації Об'єднаних Націй «Перетворення нашого світу: Порядок денний сталого розвитку на період до 2030 року» прийнята 25 вересня 2015 року і оголошує новий план дій, спрямований на виведення світу на траєкторію сталого розвитку [106]. Майже кожна країна адаптувала глобальні цілі до національних, включаючи Україну [107]. Ціль № 7 у національній стратегії має такі завдання та індикатори (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 – Завдання та індикатори Цілі № 7 для України [107]

Завдання 1	Індикатор 2
Завдання 7.1. Розширити інфраструктуру та модернізувати мережі для забезпечення надійного та сталого енергопостачання на основі впровадження інноваційних технологій	Індикатор 7.1.1. Виробництво електроенергії, млрд кВт·год
	Індикатор 7.1.2. Технологічні витрати електричної енергії в розподільчих електромережах, %
	Індикатор 7.1.3. Втрати тепла в тепломережах, %
Завдання 7.2. Забезпечити диверсифікацію постачання первинних енергетичних ресурсів	Індикатор 7.2.1. Максимальна частка імпорту первинних енергоресурсів (крім ядерного палива) з однієї країни (компанії) в загальному обсязі їх постачання (імпорту), %
	Індикатор 7.2.2. Частка одного постачальника на ринку ядерного палива, %
Завдання 7.3. Збільшити частку енергії з відновлювальних джерел у національному енергетичному балансі, зокрема за рахунок введення додаткових потужностей об'єктів, що виробляють енергію з відновлювальних джерел	Індикатор 7.3.1. Частка енергії, виробленої з відновлювальних джерел, у загальному кінцевому споживанні енергії, %
Завдання 7.4. Підвищити енергоефективність економіки	Індикатор 7.4.1. Енергоемність валового внутрішнього продукту (витрати первинної енергії на одиницю валового внутрішнього продукту), кг нафтового еквіваленту на 1 дол. США за ПКС 2011

Цільові значення показників встановлені на наступних рівнях (рис. 2.1). Рис. 2.2 показує відставання в індикаторах, дозволяючи визначити напрями подальшого реформування вітчизняного енергетичного комплексу. Можна стверджувати, що ціль № 7 входить до ТОП-3 найважливіших цілей для

українського уряду, оскільки вона посідає третє місце за кількістю змін до чинних нормативних актів (рис. 2.3). Такі зміни мають передбачати вдосконалення існуючих схем економічного стимулювання розвитку «зеленої» енергетики.

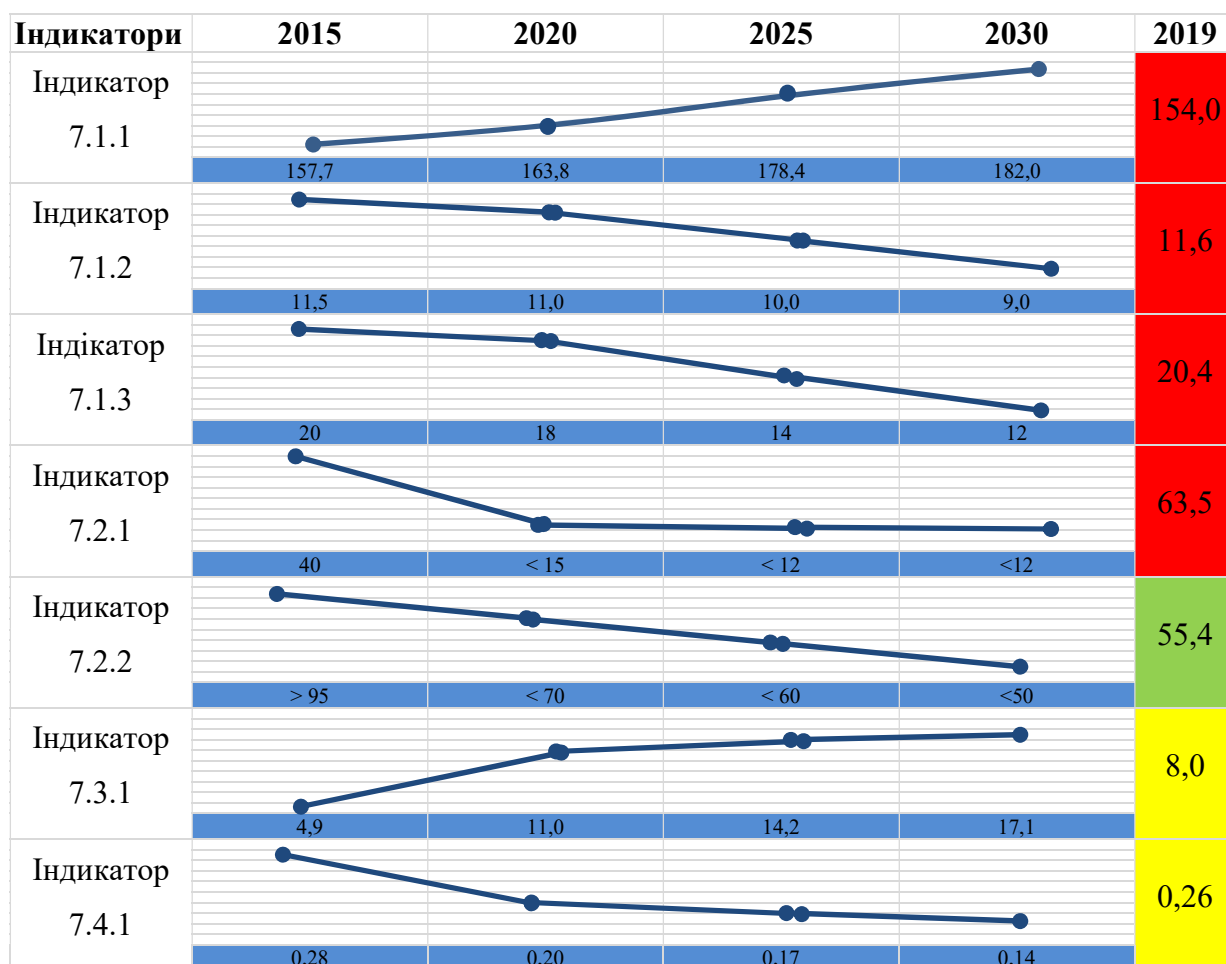


Рисунок 2.1 – Цільові значення показників у Цілі № 7 для України [107]

Останніми роками багато вчених присвятили свої дослідження вивченню механізмів державної підтримки ВЕ. Зокрема у [108] відзначається, що потужна державна підтримка, сформовані політика, програми та ліберальне середовище для залучення іноземних інвестицій, а також все більш сприятлива економічна ситуація перетворили Індію на одного з лідерів на найпривабливіших ринках відновлювальної енергії у світі.



Рисунок 2.2 – Відставання України в індикаторах Цілі № 7 [18]

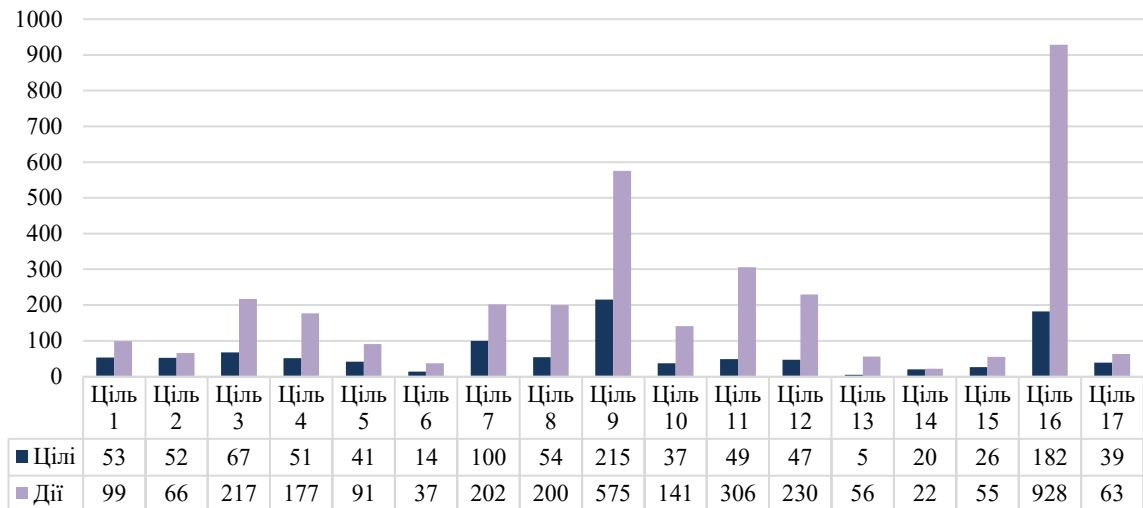


Рисунок 2.3 – Статус включення Глобальних цілей сталого розвитку до чинних національних стратегічних та політичних документів України (розроблено авторами на основі даних [109])

Важливість ролі національних урядів відзначається в інших працях, а саме: необхідною є побудова державно-приватного партнерства на основі інтегрованих та кооперативних підходів і на основі практичного досвіду [110]; формування схем підтримки, які є специфічними для технологій, та таких, що уникають зайвих ризиків у доходах від проектів, є більш

ефективним та дієвим, ніж технологічно нейтральні схеми підтримки або схеми з більшим ризиком отримання прибутків [111].

Автори [112] провели фундаментальні дослідження європейських схем державної підтримки ВЕ, які стосувалися підтримки інвестицій, «зелених» тарифів, продажу «зелених» сертифікатів, а також фіскальних і фінансових заходів, які держави-члени Європейського Союзу прийняли для просування технологій, що використовують ВДЕ. Описані технології можна частково застосувати для України, але тут немає готового рішення, тому важливо вивчати найкращі практики і на цій основі розробляти напрями вдосконалення державної підтримки сталого розвитку ВЕ в країні.

Традиційно найпопулярнішими в Україні є викопні енергоресурси: природний газ та вугілля, які разом складають понад 60% внутрішнього енергетичного балансу. Проте Україна використовує для власних потреб й інші енергоносії, такі як нафта, атомна, гідро-, вітрова та сонячна енергія тощо. Основними ВДЕ в країні є гідроенергія, енергія біопалива і відходів, а також вітру та сонця [113]. Власне виробництво енергоресурсів у 2019 році склало 63,4%. На кінцеве споживання припадало 52% електроенергії. При цьому сектор домогосподарств споживав 14,8% усієї електроенергії, промисловість – 17%.

Розвиток конкурентного ринкового середовища та умов для систематичного розвитку ресурсної бази ядерної енергії, модернізації генеруючих потужностей і заміни сировини альтернативними видами палива, подальшої розвідки та видобутку вуглеводнів, у тому числі нетрадиційних, а також наявний великий потенціал зростання енергоефективності і розвитку ВЕ сприятиме поступовому зміцненню позицій України у раціональному виробництві енергії та її більш економічному споживанню. Водночас, енергетичний сектор потребує значного реформування, яке має на меті забезпечити інтереси споживачів шляхом встановлення адекватних механізмів ціноутворення, підключення споживачів до мереж та прозорого тарифування послуг відповідно до принципів Третього енергетичного пакету.

Для цього необхідно забезпечити формування і застосування економічно обґрунтованих цін для всіх категорій споживачів, подолати непрозорість бізнесу українських енергетичних компаній та відкрити енергетичний ринок для європейських корпорацій за умов чесної конкуренції.

Одним із ключових документів, яким керується Україна щодо розбудови енергетичного сектору, є «Концепція «зеленого» енергетичного переходу України до 2050 року», яка окреслює стратегічні орієнтири розвитку паливно-енергетичного комплексу України на період до 2050 року [114]. Реалізація цілей Концепції потребуватиме дещо інших підходів до регулювання енергетики, що ґрунтуються на фундаментальних принципах, прийнятих країнами Європейського Союзу, розробки документів стратегічного планування та практичної діяльності щодо реалізації державної політики в енергетичному секторі.

Ще однією необхідною трансформацією в управлінні розвитком ВЕ є своєчасна зміна економічних механізмів стимулювання її розвитку. У міру зростання частки «зеленої» електроенергії в кінцевому енергоспоживанні, «зелений» тариф втрачає свою ефективність, і уряди країн впроваджують ринкові механізми, що передбачають конкуренцію між учасниками ринку. Зазначена причина обумовила впровадження в Україні аукціону з розподілу квоти підтримки або механізму «зелених» аукціонів, що детально розглянутий у [32].

Відповідно до [115] аукціони з розподілу річних квот підтримки повинні проводитися з 1 липня 2019 року по 31 грудня 2029 двічі на рік, не пізніше 1 квітня та 1 жовтня відповідного року. Однак, варто зазначити, що старт «зелених» аукціонів в Україні був відтермінований через пандемію COVID-19, оскільки в умовах невизначеності не були сформовані річні квоти, що визначають сумарну потужність «зеленої» енергетики, яка претендує на державну підтримку.

2.2 Удосконалення схем державної підтримки сталого розвитку відновлювальної енергетики на основі «зелених» аукціонів та «зеленого» тарифу

2.2.1 Методичні підходи до розрахунку вартості генерації «зеленої» електроенергії та термінів окупності інвестиційних проектів

Визначення актуальної вартості електрики, виробленої з ВДЕ, яка може забезпечити адекватний рівень рентабельності інвестиційних проектів, є одним із основних завдань при впровадженні економічних механізмів, спрямованих на заохочення генерації «зеленої» електроенергії. На сучасному етапі одним із найбільш зручних інструментів для оцінювання вартості генерації електроенергії на основі різних технологій ВЕ є методика оцінки нормованої вартості електрики – Levelized Cost of Electricity (LCOE). Показник LCOE відображає фіксований тариф на електроенергію, при якому сукупна дисконтована виручка від продажу електроенергії кінцевому споживачу дорівнює сукупним дисконтованим витратам упродовж всього життєвого циклу енергогенеруючого об'єкта [116]. Окремі країни світу, наприклад Німеччина, Нідерланди, Великобританія, Іспанія та інші використовують результати розрахунку LCOE як основу для визначення пільгових тарифів на електроенергію з ВДЕ [117]. З метою отримання більш точних результатів, LCOE рекомендовано розраховувати для кожної конкретної країни [118].

Для розрахунку вартості електроенергії з ВДЕ в Україні за методикою LCOE пропонуємо враховувати такі показники:

- інвестиційні витрати;
- експлуатаційні витрати;
- вартість палива (для всіх видів ВДЕ, окрім біомаси, паливна складова відсутня);
- витрати на виведення генеруючого об'єкта з експлуатації;
- обсяг згенерованої електроенергії;

- ставку дисконтування.

Як зазначалося вище, при розрахунку LCOE дисконтовані доходи від генерації електроенергії дорівнюють дисконтованій вартості її генерації, що з урахуванням вищеперелічених складових можна узагальнити таким чином:

$$\begin{aligned} \sum_{t=0}^n (E_{it} \cdot LCOE_i) \cdot (1+r)^{-t} &= \\ &= \sum_{t=0}^n (I_{it} + O_{it} + F_{it} + D_{it}) \cdot (1+r)^{-t} \end{aligned} \quad (2.1)$$

де E_{it} – обсяг згенерованої електроенергії з i -го виду ВДЕ у t -му році, МВт·год;

$LCOE_i$ – фіксований тариф на електроенергію, що відображає вартість її генерації з i -го виду ВДЕ упродовж всього життєвого циклу електростанції, євро/МВт·год;

I_{it} – інвестиційні витрати для реалізації проекту на основі i -го виду ВДЕ у t -му році, євро;

Q_{it} – витрати на експлуатацію та технічне обслуговування генеруючого об'єкта на основі i -го виду ВДЕ у t -му році, євро;

F_{it} – витрати на паливо для генеруючого об'єкта на основі i -го виду ВДЕ у t -му році, євро;

D_{it} – витрати на виведення генеруючого об'єкта на основі i -го виду ВДЕ з експлуатації у t -му році, євро;

t – рік реалізації проекту;

r – ставка дисконтування;

n – тривалість життєвого циклу генеруючого об'єкта, років.

Таким чином, $LCOE_i$ можна розрахувати за формулою:

$$LCOE_i = \frac{\sum_{t=0}^n ((I_{it} + Q_{it} + F_{it} + D_{it}) \cdot (1+r)^{-t})}{\sum_{t=0}^n (E_{it} \cdot (1+r)^{-t})}. \quad (2.2)$$

Для обчислення вартості як власних, так і позикових коштів, залучених для реалізації проєктів ВЕ, при розрахунку $LCOE_i$ розмір ставки дисконтування пропонуємо визначати на основі середньозваженої вартості капіталу (WACC) [119; 120]:

$$WACC = K_s \cdot W_s + K_d \cdot W_d \cdot (1 - tx), \quad (2.3)$$

де K_s – вартість власного капіталу для реалізації інвестиційного проєкту, частка одиниці;

W_s – частка власного капіталу за балансом, частка одиниці;

K_d – вартість позикового капіталу для реалізації інвестиційного проєкту, частка одиниці;

W_d – частка позикового капіталу за балансом, частка одиниці;

tx – ставка податку на прибуток підприємства, частка одиниці.

Розрахунок «зеленого» тарифу, за яким закуповується електроенергія, згенерована з ВДЕ в Україні, розраховується за алгоритмом, визначеним постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1817 від 30.08.2019 р. [121]. Так, відповідно до [121] фіксований мінімальний розмір «зеленого» тарифу (FT_{min} , грн за 1 кВт·год без ПДВ) розраховується за формулою:

$$FT_{min} = \frac{T_{con.II\ 01.01.2009} \cdot k_{FT}}{E_{01.01.2009}}, \quad (2.4)$$

де $T_{con.II\ 01.01.2009}$ – роздрібний тариф для споживачів другого класу напруги станом на січень 2009 року (58,46 к. за 1 кВт·год без ПДВ);

k_{FT} – коефіцієнт «зеленого» тарифу, визначений Законом України «Про ринок електричної енергії» (табл. 2.2) [56];

$E_{01.01.2009}$ – курс гривні до євро, офіційно встановлений Національним банком України на 1 січня 2009 року (1085,55 грн за 100 євро).

Динаміку зміни коефіцієнтів «зеленого» тарифу для генеруючих потужностей на основі різних технологій ВЕ в Україні наведено у табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Динаміка зміни коефіцієнтів «зеленого» тарифу для різних технологій ВЕ в Україні з 2020 по 2029 роки [56]

Генеруючі потужності ВЕ, для яких застосовується «зелений» тариф	Коефіцієнти «зеленого» тарифу для генеруючих потужностей ВЕ, введених в експлуатацію:	
	з 01.01.2020 р. по 31.12.2024 р.	з 01.01.2025 р. по 31.12.2029 р.
Сонячні наземні електростанції	2,51	2,23
Вітроелектростанції	1,12	0,98
Малі гідроелектростанції	1,75	1,55
Біоелектростанції (агробіогаз, біогаз твердих побутових відходів, тверда біомаса)	2,07	1,84

Щомісяця мінімальні розміри «зеленого» тарифу переглядаються Національною комісією, що здійснює регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, шляхом їх перерахунку відносно курсу євро станом на 01.01.2009 року за наступним алгоритмом:

$$FT = FT_{min} \cdot E_{30}, \quad (2.5)$$

де FT – «зелений» тариф, за яким реалізується електроенергія (к./кВт·год без ПДВ);

E_{30} – середній курс гривні до євро за останні 30 календарних днів, що передують даті перегляду «зеленого» тарифу, грн за 100 євро.

Для розрахунку дисконтованого терміну окупності інвестиційних проєктів (DPP , років) у сфері ВЕ доцільно використовувати нерівність, яка дозволяє визначити період, коли первісні інвестиції за проєктом будуть покриті за рахунок поточних надходжень [122]:

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \geq IC_0, \quad (2.6)$$

де IC_0 – стартові інвестиції в нульовому періоді (році), грн;

CF_t – чистий грошовий потік у t -му році, грн;

n – тривалість життєвого циклу проєкту, років;

t – рік реалізації інвестиційного проєкту.

Для більш точного розрахунку значення DPP варто скористатися модифікованою формулою, яка ґрунтується на формулі (2.6):

$$DPP = m + \frac{I_{\Sigma} - S_m}{Inc_{m+1}} \cdot (1+r)^{m+1}, \quad (2.7)$$

де I_{Σ} – загальна сума дисконтованих інвестиційних витрат за проєктом, приведена до моменту початку інвестування, грн;

S_m – сумарні дисконтовані доходи (грн), обчислені наростаючим підсумком до тих пір, поки не виконається нерівність: $S_m < I_{\Sigma} < S_{m+1}$ або ж нерівність (2.6), якщо інвестиції були здійснені одноразово на початку проєкту;

m – кількість повних років, у яких сума дисконтованих доходів, розрахованих наростаючим підсумком, менша за суму дисконтованих інвестиційних витрат;

$(m+1)$ – рік, в якому сума дисконтованих доходів, розрахованих наростаючим підсумком, перевищить суму дисконтованих інвестиційних витрат;

Inc_{m+1} – доходи за проєктом в $(m+1)$ -му році, грн [123].

Формула (2.7) враховує, поряд з первісними інвестиціями, всі інші інвестиції за проєктом, які були зроблені в інших, крім нульового, роках виконання проєкту та які впливають на його окупність.

2.2.2 Оцінювання вартості «зеленої» електроенергії за методом LCOE та термінів окупності інвестиційних проєктів

Розрахункове значення $LCOE_i$, як і інших індикаторів ефективності інвестиційних проєктів з виробництва енергії з ВДЕ, безпосередньо залежить від техніко-економічних показників, які будуть покладені в основу оцінки вартості електроенергії з ВДЕ. Тому особливо виваженого підходу вимагає формування масиву техніко-економічних даних, що враховуються при реалізації проєктів «зеленої» енергетики в Україні.

Дані, на основі яких нами здійснювався розрахунок $LCOE_i$, стосуються проєктів ВЕ, що були впроваджені на території України у 2018–2020 роках. Для їх збору були використана низка інформаційних ресурсів [116; 124; 125; 126; 127; 128; 129; 130; 131; 132], зокрема дані інжинірингових та консалтингових компаній, які спеціалізуються на реалізації таких проєктів в Україні, рекомендації Міжнародного Енергетичного Агентства (МЕА) тощо.

Зауважимо, що у даному дослідженні $LCOE_i$ розраховувалося в євро та конвертувалося в гривню за офіційним обмінним курсом Національного банку України. Це обумовлено неможливістю розрахувати вартість позикового капіталу у національній валюті при визначенні ставки дисконтування, оскільки на сьогодні відсутнє доступне довгострокове кредитування проєктів ВЕ великої потужності у національній валюті.

Техніко-економічні дані проєктів «зеленої» енергетики, що впроваджувалися в Україні, дещо різняться. Це обумовлено низкою чинників, зокрема характеристикою точки приєднання до електромережі, її віддаленістю від енергогенеруючого об'єкта, місцем розміщення енергогенеруючого об'єкта, вартістю обладнання та комплектуючих тощо. Тому для розрахунків у дослідженні нами були взяті усереднені дані, наведені в табл. 2.3. Для обчислення $LCOE_i$ розглядалися генеруючі об'єкти ВЕ з однаковою встановленою потужністю – 1 МВт та однаковим життєвим циклом – 25 років. Це дозволяє порівняти вартість генерації електроенергії на основі різних технологій.

Таблиця 2.3 – Усереднені техніко-економічні дані об’єктів ВЕ в Україні (розраховано авторами на основі [116; 124; 125; 126; 127; 128; 129; 130; 131; 132])

Генеруючі потужності ВЕ	Встановлена потужність, МВт	Річна генерація електроенергії, МВт·год/рік	Інвестиційні витрати, євро	Витрати на паливо, євро/рік	Експлуатаційні витрати, євро/рік	Витрати на виведення електростанції з експлуатації, євро	Життєвий цикл генеруючого об’єкта, років
Сонячні наземні електростанції	1	1180	754120,56	–	39887,34	37706,01	25
Вітроелектростанції	1	3200	1102303,06	–	41039,51	55115,15	25
Малі гідроелектростанції	1	4604	2324526,96	–	55687,85	11622,63	25
Біоелектростанції (агробіогаз, вид субстрату – гній великої рогатої худоби)	1	5829	2698739,23	–	76512,49	134936,97	25
Біоелектростанції (біогаз твердих побутових відходів)	1	6120	2894232,12	–	68932,38	144711,61	25
Біоелектростанції (тверда біомаса – соснові пелети)	1	5878	2312023,18	217624	73114,9	115601,15	25

Зазначені в табл. 2.3 обсяги виробництва електроенергії сонячними і вітроелектростанціями коригувалися на коефіцієнт зниження генерації. Так, деградація пластин сонячних панелей призводить до зменшення виробництва електроенергії в середньому на 0,8% на рік від номінальної [127]. Водночас деградація вітрових турбін знижує генерацію електроенергії на 0,5% щорічно [133]. За іншими технологіями були взяті усереднені річні значення. Як видно з табл. 2.3, паливна складова відсутня для більшості технологій ВЕ. У випадку з агробіогазом, вартість гною великої рогатої худоби для фермерського господарства умовно була прийнята за нульову як варіант

утилізації відходів тваринництва. Паливом для електростанцій на твердій біомасі у цьому дослідженні було прийнято соснові пелети, річна потреба в яких на 1 МВт встановленої потужності становить близько 2200 тонн, при цьому вартість 1 тонни – 98,92 євро або 3200,06 грн [134].

Оскільки сектор ВЕ в Україні перебуває на етапі свого формування, на сьогодні відсутні дані щодо вартості виведення з експлуатації «зелених» генеруючих об'єктів. З огляду на зазначене, для розрахунку цього показника були використані рекомендації МЕА. Так, для визначення витрат на виведення генеруючих об'єктів ВЕ з експлуатації, ліквідаційна вартість яких невідома, МЕА рекомендує використовувати показник, який складає 5% від інвестиційних витрат [116].

Розрахунок ставки дисконтування здійснювався нами відповідно до умов реалізації проєктів ВЕ в рамках програми Ukraine Sustainable Energy Lending Facility [135]. Цей вибір обумовлений відсутністю доступного довгострокового кредитування проєктів «зеленої» енергетики великої потужності в Україні. Наприклад, в рамках чинних кредитних програм, спрямованих на підтримку ВЕ, – «Зелена енергія» Ощадбанку [136] та «Еко енергія» Укргазбанку [137] – можна отримати кредитні ресурси лише для реалізації невеликих проєктів і не за всіма технологіями «зеленої» енергогенерації на строк не більше 5-7 років.

Водночас в рамках Ukraine Sustainable Energy Lending Facility надаються кредити від 1,5 мільйонів євро та безоплатна технічна допомога провідних міжнародних експертів щодо розробки проєктів, які відповідають фінансовим, технічним і екологічним критеріям програми. Проєкти, що можуть реалізуватися за цією програмою, поширюються на генерацію електроенергії з таких видів ВДЕ як енергія сонця, вітру, біомаси, біогазу та води [135]. Максимальний термін кредитування за програмою становить 12 років. Вимоги щодо співвідношення власного і позикового капіталів становлять 40 та 60% відповідно. Ставка за кредитом коливається в межах від 6 до 10% річних в євро залежно від характеристик інвестиційного

проекту. Для розрахунку у цьому дослідженні було взяте середнє значення кредитної ставки – 8%.

З огляду на те, що відсотки з обслуговування кредиту відносять на собівартість продукції, позиковий капітал коригувався на величину відсотків податку на прибуток з метою зменшення бази оподаткування. Відповідно до Податкового кодексу України, ставка податку на прибуток підприємств станом 01.07.2021 року становила 18% [138].

Вартість власного капіталу визначимо як суму альтернативних вкладень на депозитні рахунки для юридичних осіб в євро. З цією метою проаналізуємо ставки за депозитами в євро у 5 найбільш надійних банках України: Райффайзен банк Аваль, ОТП Банк, Укрсиббанк, Credit Agricole, Кредобанк [139]. Станом на 01.07.2021 року зазначені банки пропонували такі ставки за депозитами в євро для юридичних осіб: Райффайзен банк Аваль – 0,00%, ОТП Банк – 0,01%, Укрсиббанк – 0,00%, Credit Agricole – 0,01%, Кредобанк – 0,1% [140]. Проведений аналіз засвідчує, що найвищий відсоток за депозитами у євро пропонує Кредобанк, тому саме його ставка буде використана для розрахунку ставки дисконтування. Таким чином, враховуючи вищезазначене, ставка дисконтування r , обчислена за формулою (2.3) і застосована у подальших розрахунках, становить 3,98%.

Значення $LSOE_i$ для електростанцій, які використовують різні види ВДЕ, розраховані за формулою (2.2) і наведені у табл. 2.4. Для конвертації в гривню використовувався офіційний обмінний Національного банку України станом на 01.07.2021 року – 32,35 грн за 1 євро [141].

$LSOE$ – це мінімальна ціна, за якою електроенергія, згенерована за весь термін служби генеруючого об'єкта, повинна бути реалізована для досягнення її точки беззбитковості. Отже, саме $LSOE$ варто розглядати як мінімальний поріг при встановленні «зеленого» тарифу, а також як нижню межу ціни на «зелених» аукціонах.

Далі порівняємо отримані значення $LSOE_i$ та чинних ставок «зелених» тарифів, за якими закуповується електроенергія з ВДЕ в Україні, щоб

оцінити економічну обґрунтованість сучасних тарифів. Для цього розрахуємо величини «зелених» тарифів для різних технологій ВЕ за формулами (2.4)–(2.5).

Таблиця 2.4 – $LCOE_i$ для електроенергії, згенерованої на основі різних технологій ВЕ, у розрахунку на електростанцію потужністю 1 МВт (розраховано авторами)

Генеруючі потужності ВЕ	$LCOE_i$, євро/МВт·год	$LCOE_i$, грн/МВт·год
Сонячні наземні електростанції	79,68	2577,65
Вітроелектростанції	36,14	1169,13
Малі гідроелектростанції	43,17	1396,55
Біоелектростанції (агробіогаз)	42,13	1362,91
Біоелектростанції (біогаз твердих побутових відходів)	40,88	1322,47
Біоелектростанції (тверда біомаса)	74,10	2415,90

Для проведення розрахунків за формулою (2.5) був використаний офіційний середній курс гривні до євро за червень 2021 року – 3285 грн за 100 євро [142]. Зауважимо, що всі розрахунки в дослідженні проводилися на дату 1.07.2021 р. Однак відповідно до чинної методики розрахунку «зеленого» тарифу при його обчисленні враховується «середній курс гривні до євро за останні 30 календарних днів, що передують даті перегляду «зеленого» тарифу, грн за 100 євро» [121]. Тому у формулі нами був застосований середній курс євро за червень 2021 року. Результати розрахунків наведено в табл. 2.5.

Оскільки для всіх біоелектростанцій (агробіогаз, біогаз твердих побутових відходів, тверда біомаса) відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії» [56] використовується однаковий коефіцієнт «зеленого» тарифу (див. табл. 2.2), обчислена його ставка однакова для всіх біотехнологій.

Таблиця 2.5 – «Зелений» тариф для електроенергії, згенерованої на основі різних технологій ВЕ, у розрахунку на електростанцію потужністю 1 МВт (розраховано авторами)

Генеруючі потужності ВЕ	«Зелений» тариф			
	євро/МВт·год	євро/кВт·год	грн/МВт·год	грн/кВт·год
Сонячні наземні електростанції	142,19	0,14	4599	4,60
Вітроелектростанції	60,93	0,06	1971	1,97
Малі гідроелектростанції	91,50	0,09	2960	2,96
Біоелектростанції (агробіогаз)	111,59	0,11	3610	3,61
Біоелектростанції (біогаз твердих побутових відходів)	111,59	0,11	3610	3,61
Біоелектростанції (тверда біомаса)	111,59	0,11	3610	3,61

За результатами розрахунків LCOE 1 МВт·год електрики за різними технологіями ВЕ є нижчою за «зелений» тариф. Отже, *чинні ставки «зеленого» тарифу в Україні покривають витрати на генерацію електроенергії з усіх ВДЕ, представлених на внутрішньому ринку у бізнес-секторі.*

Зважаючи на нестабільність української економіки, важливим показником, який розглядається інвесторами при вкладенні коштів у проекти «зеленої» енергетики в країні, є термін окупності, у тому числі дисконтований. Тому далі розрахуємо терміни окупності інвестиційних проектів ВЕ в Україні за формулами (2.6)–(2.7), ґрунтуючись на сформованому раніше масиві техніко-економічних даних.

Для спрощення розрахунків витрати на виведення генеруючих потужностей «зеленої» енергетики з експлуатації наприкінці реалізації проекту включалися до показника стартових інвестицій з урахуванням фактору часу. Позитивний грошовий потік розраховувався як сума добутків обсягів генерації електроенергії та ставки «зеленого» тарифу у відповідних роках. Негативний грошовий потік склали щорічні суми експлуатаційних витрат та сплати податку на прибуток підприємства. Відповідно, чистий

грошовий потік розраховувався як різниця між позитивним і негативним грошовими потоками. Результати розрахунку термінів окупності інвестиційних проєктів ВЕ наведено в табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – Терміни окупності інвестиційних проєктів ВЕ у розрахунку на електростанцію потужністю 1 МВт (розраховано авторами)

Інвестиційні проєкти ВЕ	Термін окупності, років
Сонячні наземні електростанції	9,8
Вітроелектростанції	11,2
Малі гідроелектростанції	9,7
Біоелектростанції (агробіогаз)	7,6
Біоелектростанції (біогаз твердих побутових відходів)	7,1
Біоелектростанції (тверда біомаса)	9,9

Слід зауважити, що отримані результати відповідають мінімальним термінам окупності, оскільки базуються на ставці дисконтування, що передбачає найбільш сприятливі умови реалізації проєктів. Результати розрахунків засвідчують, що *чинні ставки «зеленого» тарифу в Україні забезпечують більш-менш прийнятні терміни окупності інвестиційних проєктів*. Проте, порівнюючи їх із строками надання кредитів українськими банками (5-7 років максимум) для впровадження проєктів «зеленої» енергетики, фактичні терміни окупності вищі за пропонований банками період кредитування. Це означає, що інвесторам, які прагнуть залучити кредитні ресурси у свої проєкти, доцільно звертатися до програми Ukraine Sustainable Energy Lending Facility, яка пропонує кредитні кошти на строк до 12 років, що перевищує строки окупності розглянутих проєктів. У випадку, якщо інвестор неспроможний виконати вимоги програми, він, по суті, позбавляється можливості залучити кредитні ресурси та впровадити проєкт. Тому доцільно посилювати інвестиційну підтримку проєктів «зеленої» енергетики шляхом пропозиції знижених кредитних ставок, довших термінів кредитування, збільшених сум кредитів тощо.

3 РОЗРОБЛЕННЯ ВАРІАЦІЙ «ЗЕЛЕНОГО» ТАРИФУ ТА МЕТОДИКИ ВИЗНАЧЕННЯ ЙОГО ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ ДЛЯ НОВИХ «ЗЕЛЕНИХ» ЕНЕРГООБ'ЄКТІВ БІЗНЕС-СЕКТОРА І ПРИВАТНИХ ДОМОГОСПОДАРСТВ

3.1 Варіації «зеленого» тарифу та обґрунтування їх застосування в Україні

Визначені у попередньому розділі мінімальні ставки «зелених» тарифів для різних технологій ВЕ і строки окупності проєктів у цій сфері є основою для формування зацікавленості бізнес-інвесторів у розбудові галузі. Крім величини «зеленого» тарифу, важливе значення має вибір його варіації для застосування на практиці, оскільки сила мотиваційного впливу різних варіацій тарифу може коливатися у значних межах.

Органи державної влади для стимулювання і регулювання розвитку сектору ВЕ можуть використовувати широкий спектр варіацій «зеленого» тарифу. Розглянемо найбільш поширені опції, які на сьогодні використовуються країнами світу з метою пошуку найкращих варіантів для українського сектору ВЕ.

1. Фіксований «зелений» тариф – це тариф, який залишається незмінним протягом усього терміну дії механізму підтримки на його основі. Його величина не залежить від роздрібної ціни на електроенергію, інфляції тощо. Така варіація тарифу створює стабільні і прогнозовані умови ведення бізнесу для інвесторів [70; 143; 144].

2. Регульований «зелений» тариф – це тариф, який змінюється від впливом інфляційних процесів. Така опція «зеленого» тарифу дозволяє повністю або частково враховувати рівень інфляції. Він забезпечує збільшення виплат інвесторам в міру нарощування інфляції. Це, з одного боку, дає змогу виробникам електроенергії з ВДЕ уникнути зниження доходів від реалізації інвестиційних проєктів, з іншого, – лягає додатковим

фінансовим тягарем на кінцевих споживачів електроенергії [70; 143; 144].

3. Регресивний «зелений» тариф – тариф, за якого більш високі виплати здійснюються у перші роки реалізації проєкту, після чого вони знижуються. Така структура тарифу дозволяє інвесторам отримати найбільші прибутки у період, коли необхідно повернути кредитні ресурси, які були залучені для реалізації проєкту, та зберегти надійні джерела доходу після того, як залучений капітал повністю або більшою мірою буде повернений [70; 143; 144].

4. «Зелений» тариф з фіксованою премією – тариф, що сплачується у вигляді гарантованих премій до ринкової ціни на електроенергію. Премія, яка виплачується виробникам електроенергії з ВДЕ, коливається залежно від ринкової ціни на електроенергію. Виробники отримують вищі премії, якщо ринкові ціни на електроенергію підвищуються, і нижчі, якщо вони знижуються. Зазвичай, виробник «зеленої» електроенергії отримує премію за кожен кВт·год на додаток до доходів від реалізації електроенергії на ринку. Для власника генеруючого об'єкту, який працює за преміальним «зеленим» тарифом, вартість кожної кВт·год є менш прогнозованою у порівнянні з іншими видами «зелених» тарифів, оскільки вона безпосередньо залежить від флуктуацій цін на електроенергію [70; 143; 144].

Узагальнені переваги та недоліки зазначених вище варіацій тарифів подані у табл. 3.1.

Грунтуючись на проведеному аналізі, можна підсумувати, що найбільш сприятливі умови для інвесторів забезпечує регульований тариф, оскільки через захист від інфляції заохочує навіть найобережніших із них вкладати кошти у ВЕ. Натомість фіксований «зелений» тариф створює абсолютно прозорі умови для ведення бізнесу, проте не підходить до умов нестабільної української економіки через ігнорування інфляційного фактору. Вадю тарифу з фіксованою премією є відсутність гарантій для інвесторів, непрогнозованість його ставок, що також дискредитує його для використання в Україні. Щодо регресивного тарифу, на нашу думку, він може бути с

успіхом застосований для розвитку ВЕ на етапі, коли ринок галузі вже запущений й інвестори зрозуміли переваги вкладання коштів у такі проекти. Проте цей тариф, як і регульований, слід застосовувати обережно, щоб не створювати надмірне фінансове навантаження на державний бюджет та кінцевих споживачів електроенергії.

Таблиця 3.1 – Переваги і недоліки варіацій «зелених» тарифів (узагальнено авторами на основі [70; 143; 144])

Варіація «зеленого» тарифу	Переваги	Недоліки
Фіксований	- забезпечує стабільні і прогнозовані умови ведення бізнесу для інвесторів	- не враховує рівень інфляції та пов'язані з ним ризики реалізації інвестиційних проектів
Регульований	- враховує рівень інфляції, що забезпечує збільшення виплат інвесторам в міру нарощування інфляційних процесів; - заохочує інвесторів, які не схильні ризикувати інвестувати у проекти ВЕ	- створює додаткове фінансове навантаження на бюджет країни та кінцевих споживачів електроенергії в міру нарощування інфляційних процесів та обсягів електрогенерації
Регресивний	- забезпечує отримання більших прибутків в перші роки експлуатації генеруючого об'єкта; - дозволяє інвесторам швидко повернути кредитні ресурси, які були залучені для реалізації проекту; - забезпечує отримання прогнозованих прибутків від проекту до закінчення терміну дії його життєвого циклу	- зменшує прибутковість проектів після досягнення їх терміну окупності; - створює більше фінансове навантаження на бюджет країни та кінцевих споживачів електроенергії в перші роки реалізації проекту
З фіксованою премією	- дозволяє формувати оптимальну ціну на «зелену» електроенергію залежно від зміни ціни на традиційну електроенергію	- не створює прогнозованих умов ведення бізнесу для інвесторів

На сьогодні в Україні застосовується регульований варіант «зеленого» тарифу як в бізнес-секторі, так і в секторі приватних домогосподарств. Варто зазначити, що вибір саме такої моделі «зеленого» тарифу на початку його запровадження був обумовлений суттєвою схильністю національної валюти

до девальвації. Саме тому чинний «зелений» тариф щомісяця переглядається Національною комісією, що здійснює регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, і конвертується в євро за офіційним курсом Національного банку України. Регульований «зелений» тариф повністю забезпечує інвесторів від інфляційних ризиків, гарантуючи стабільні прибутки власникам генеруючим потужностей, особливо введених в експлуатацію на початку його впровадження у 2009–2015 рр. Сьогодні, відшкодувавши свої стартові інвестиції, власники цих об'єктів продовжують реалізовувати електроенергію за високим «зеленим» тарифом, який враховує темпи інфляції і діятиме до 2030 року – кінцевого терміну дії цього механізму підтримки розвитку ВЕ.

Використання зазначеної варіації «зеленого» тарифу було цілком обґрунтованим на початковому етапі формування ринку ВЕ в Україні, що підтверджується результатами багатьох наукових досліджень, зокрема [72; 144; 145]. Наразі зі зростанням частки «зеленої» електроенергії в кінцевому енергоспоживанні країни, на нашу думку, з урахуванням переваг та недоліків кожного виду тарифу у *бізнес-секторі* доцільно переходити до *комбінування варіацій регульованого і регресивного «зелених» тарифів для нових об'єктів на ВДЕ, що не підпадають під дію механізму «зелених» аукціонів*. Для цього варто запровадити 2 періоди застосування «зеленого» тарифу:

– перший – в межах окупності проєктів за відповідною технологією ВЕ, що передбачає використання регульованого тарифу з повним захистом інтересів інвесторів. Встановлення цього періоду дозволить гарантувати інвесторам повернення вкладених ними коштів на рівні точки беззбитковості;

– другий – додатковий пільговий період із залученням меншого за розміром регресивного «зеленого» тарифу, що не враховує інфляційний фактор і не захищає інвесторів від його негативних наслідків, гарантуючи однак отримання додаткових прибутків від функціонування електростанцій на ВДЕ.

Більш детально запропонована комбінація варіацій «зелених» тарифів з

визначенням термінів їх застосування буде розглянута далі.

Загалом, перехід до комбінованих тарифів забезпечить зниження фінансового навантаження промислових об'єктів ВЕ на державний бюджет, сприятиме зростанню енергетичної незалежності країни, знизить енерго- та вуглецеємність національної економіки.

3.2 Визначення ставки мінімального «зеленого» тарифу і його варіацій для нових енергооб'єктів сонячної та вітрової електроенергетики домогосподарств

Поряд з промисловим сектором, домогосподарства є одними з найбільших споживачів енергії у країнах світу з часткою близько 40% у національних енергобалансах [23; 146]. Незважаючи на зростаючу екологічну свідомість населення щодо необхідності переходу до використання «зеленої» енергії [147; 148; 149], сьогодні провідними мотиваторами енергоефективних змін у побутовому секторі залишаються економічні драйвери, застосовувані національними урядами. Серед них, зокрема, «зелений» тариф, система чистого вимірювання, квотування «зеленої» енергії тощо [21; 23; 150].

З точки зору технологій ВЕ, які доцільно розвивати в секторі домогосподарств, найбільш популярними у світі є сонячні фотоелектричні електростанції та вітроенергетичні установки. Перевагами таких технологій є простота і доступність використання населенням. Після встановлення вони майже не потребують спеціалізованого догляду та обслуговування, мають тривалий термін служби (від 25 років). Позитивними результатами будівництва і використання зазначених генеруючих потужностей є зростання енергетичної незалежності домогосподарств, зниження їх енергетичних витрат, отримання додаткових доходів від продажу надлишково згенерованої електроенергії, декарбонізація національної економіки.

Як зазначалося вище, в побутовому секторі України застосовується державне економічне стимулювання у вигляді «зеленого» тарифу для

розбудови двох технологій ВЕ: сонячної та вітрової. Однак, попри застосування одного й того самого економічного механізму для обох, але відмінних ставок для кожної з них, на сьогодні зазначені технології демонструють абсолютно різні темпи розвитку. Крім того, через високі ставки «зеленого» тарифу для домогосподарств зростаючі обсяги генерації електрики населенням збільшують навантаження на державний бюджет, поряд з «зеленими» електроустановками бізнес-сектору. З огляду на це, постає питання щодо ефективності цінової політики у сфері ВЕ приватних домогосподарств.

Оскільки держава гарантує виплати за встановленим «зеленим» тарифом до 2030 року, зміна його ставок можлива лише для нових об'єктів ВЕ у побутовому секторі. Тому дане дослідження буде спрямоване на: 1) оцінювання вартості генерації електроенергії домашніми сонячними і вітроелектростанціями, рівня «зеленого» тарифу та терміну окупності інвестиційних проєктів з їх будівництва; 2) обґрунтування на цій основі ставки мінімального «зеленого» тарифу і його варіацій за технологіями сонячної та вітрової електроенергетики для нових енергооб'єктів приватних домогосподарств.

Для оцінювання собівартості генерації електроенергії побутовими сонячними та вітровими електростанціями нами був застосований методичний інструментарій і припущення, описані у п. 2.1, а саме методика LCOE (формули (2.1)-(2.2)) із використанням ставки дисконтування, розрахованої на основі Weight Average Cost of Capital (формула (2.3)). Формули (2.4)-(2.5) були застосовані для розрахунку «зеленого» тарифу на надлишкову електроенергію, неспожиту домогосподарством на власні потреби. Розрахунок дисконтованих термінів окупності інвестиційних проєктів з будівництва побутових сонячних та вітрових електростанцій здійснювався за формулами (2.6)-(2.7).

Для збору техніко-економічних даних, на основі яких розраховувалося LCOE, була використана інформація з відкритих джерел щодо вартості

реалізації проєктів з будівництва сонячних та вітрових електростанцій в Україні [125; 151; 152; 153; 154; 155; 156; 157; 158]. Техніко-економічні дані таких проєктів дещо різняться, тому для розрахунків нами були взяті усереднені дані для електростанцій встановленою потужністю 30 кВт. Оскільки одним із завдань дослідження є обчислення ставки мінімального «зеленого» тарифу, а електростанції більшої потужності характеризуються меншими питомими витратами на генерацію одиниці електроенергії через менші питомі постійні витрати, об'єктом дослідження стали саме вітрова та сонячна електростанції потужністю 30 кВт, що відповідають максимально дозволеним законодавством потужності «зелених» енергоустановок для домогосподарств. Вихідні дані для подальшого розрахунку наведені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Техніко-економічні характеристики проєктів з будівництва малої сонячної та вітроелектростанції в Україні (складено авторами за даними [125; 151; 152; 153; 154; 155; 156; 157; 158])

Техніко-економічні характеристики	Сонячна фото-електрична станція	Вітроелектростанція
Встановлена потужність, кВт	30	30
Річне нетто-виробництво електроенергії, кВт·год/рік	32523	84320
Інвестиційні витрати, грн	512960	1401300
Експлуатаційні витрати, грн/рік	5129,60	14013
Витрати на виведення з експлуатації, грн	25648	70065
Життєвий цикл сонячної електростанції, років	25	25

Річне нетто-виробництво електроенергії, зазначене в табл. 3.2, було скориговане на коефіцієнт зниження генерації електроенергії: для сонячної електростанції – на 0,8% щорічно через деградацію робочих характеристик фотоелектричних модулів [159]; для вітроелектростанцій – на 0,5% щорічно через деградацію робочих характеристик вітрових турбін [133]. Експлуатаційні витрати були розраховані як 1% від інвестиційних витрат, які

власник приватного домогосподарства може витратити на поточний ремонт електростанцій та інші операційні потреби. Витрати на виведення електростанцій з експлуатації були обчислені на рівні 5% від інвестиційних витрат відповідно до рекомендацій МЕА для електростанцій, ліквідаційна вартість яких невідома [116].

Ставка дисконтування, розрахована за формулою (2.3), становить 11%. Її розрахунок ґрунтувався на припущенні, що приватне домогосподарство для реалізації проєкту ВЕ буде залучати в однаковій пропорції як власні, так і кредитні ресурси. З огляду на це, частка власного і позикового капіталів за балансом дорівнює 50%. Для визначення вартості позикового капіталу нами були проаналізовані умови кредитування в рамках двох цільових кредитних програм, які на сьогодні відкриті банками державної власності для населення.

Так, Ощадбанк за програмою «Зелена енергія» пропонує такі умови кредитування на придбання обладнання та комплектуючих для сонячних і вітроелектростанцій [136]:

- сума кредиту від 100000 до 1000000 гривень;
- строк кредиту – від 1 до 7 років;
- процентна ставка – 17,99% річних;
- мінімальний власний внесок – від 30% від вартості товарів та робіт з їх встановлення, монтажу і запуску в експлуатацію.

У свою чергу, програма «Еко енергія» Укргазбанку передбачає такі умови кредитування [137]:

- сума кредиту від 100000 до 1000000 гривень;
- строк кредиту до 5 років;
- процентна ставка – 13,99% річних;
- мінімальний власний внесок – 15% від вартості придбання та встановлення сонячної електростанції.

З огляду на вищезазначене, вартість позикового капіталу була визначена на основі умов кредитування за програмою Укргазбанку «Еко енергія» –

13,99%, оскільки процентна ставка за нею є нижчою, ніж в рамках програми «Зелена енергія» Ощадбанку. Вартість власного капіталу визначалась як сума альтернативних вкладень на депозитні рахунки. З цією метою були проаналізовані річні ставки за депозитами у національній валюті для фізичних осіб у 5 найбільш надійних банках України станом на 01.05.2021 року [160], а саме: Укрсиббанк – 0,75%, Credit Agricole – 5,5%, Кредобанк – 8% , Правекс банк – 8%, Райффайзен банк Аваль – 6,75% [140]. Найвищий відсоток за депозитами із вищезазначених банків пропонують Кредобанк та Правекс банк, тому саме вони були використані для розрахунку ставки дисконтування.

На основі наведених техніко-економічних даних і визначеної ставки дисконтування розрахована вартість генерації електроенергії сонячною та вітроелектростанціями потужністю 30 кВт за формулою (2.2) становить 1,96 грн/кВт·год та 2,02 грн/кВт·год відповідно.

Далі розрахуємо величину «зеленого» тарифу, за яким приватне домогосподарство буде реалізувати надлишок електроенергії, неспожитий у власних цілях. Для цього скористаємося коефіцієнтом «зеленого» тарифу: 3,02 для сонячних електростанцій та 1,94 для вітроелектростанцій, встановлена потужність яких не перевищує 30 кВт та введених з експлуатацію з 01.01.2020 р. по 31.12.2024 р. [56]. Середній курс гривні до євро, необхідний для розрахунку, з 01.04.2021 р. по 01.05.2021р. становив 3351,01 грн за 100 євро [161]. Таким чином, «зелений» тариф станом на 1.05.2021 р., розрахований за формулами (2.4)–(2.5) для сонячних електростанцій, становить 536,16 к./кВт·год або 5,36 грн/кВт·год; для вітроелектростанцій – 335,1 к./кВт·год або 3,35 грн/кВт·год.

Обчислимо термін окупності інвестиційних проєктів з урахуванням таких припущень і фактичних даних:

– приватне домогосподарство, для якого здійснюється розрахунок, щомісяця споживає 300 кВт·год електроенергії (3600 кВт·год/рік), решту продає за «зеленим» тарифом;

– чинний тариф на електроенергію для побутових споживачів становить 1,68 грн/кВт·год [162];

– дохід від продажу електроенергії за «зеленим» тарифом підлягає оподаткуванню за сумарною ставкою 19,5% [138].

Виходячи з поданих даних, термін окупності інвестиційного проєкту з будівництва побутової сонячної електростанції потужністю 30 кВт, розрахований за формулою (2.7), становить 5,9 року, вітроелектростанції – 13,5 років.

Зведені результати розрахунків подані в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Узагальнені показники економічної ефективності інвестиційних проєктів з будівництва сонячних та вітрових електростанцій у домогосподарствах України (розраховано авторами)

Техніко-економічні характеристики	Сонячна фото-електрична станція	Вітроелектростанція
Встановлена потужність, кВт	30	30
Вартість генерації ($LCOE_i$) електроенергії, грн/кВт·год	1,96	2,02
«Зелений» тариф, грн/кВт·год	5,36	3,35
Термін окупності інвестиційного проєкту з будівництва електростанції, років	5,9	13,5

За результатами розрахунків $LCOE$ 1 кВт·год електрики, згенерованої як побутовою сонячною, так і вітровою електростанцією, є нижчою за відповідний «зелений» тариф. Отже, чинні ставки «зеленого» тарифу для домогосподарств в Україні повністю покривають витрати на генерацію електроенергії геліо- та вітроустановками. Водночас, розрив між $LCOE$ і «зеленим» тарифом становить 2,73 раза для сонячної та 1,66 раза для вітрової енергії. Це свідчить про безумовно вищу прибутковість геліоустановок домогосподарств порівняно з вітроелектростанціями. Саме цим пояснюється факт швидкого зростання сонячних енергопотужностей у побутовому секторі

України останніми роками та практичний занепад будівництва домашніх вітрових електростанцій.

Оскільки, як зазначалося у розділі 2, обчислені значення LCOE відповідають варіанту беззбиткової реалізації інвестиційних проєктів ВЕ, то, як і у випадку бізнес-сектора, їх варто застосовувати як *мінімальні ставки «зеленого» тарифу за технологіями сонячної та вітрової електроенергетики для нових енергооб'єктів приватних домогосподарств*. Крім того, вони можуть бути покладені в основу формування методики щодо визначення оптимального варіанту «зеленого» тарифу для енергоустановок побутового сектору. Варто зауважити, що при нормативному затвердженні мінімальних рівнів «зеленого» тарифу обчислені показники LCOE повинні коригуватися для об'єктів меншої потужності приватних домогосподарств (у бік збільшення через збільшення питомих постійних витрат на генерацію за життєвий цикл).

Максимальними ставками «зеленого» тарифу для розглянутих технологій ВЕ у побутовому секторі можуть виступати чинні «зелені» тарифи, оскільки вони суттєво перевищують собівартість генерації електрики з енергії сонця та вітру, забезпечуючи не лише окупність проєктів, а й прибутки (для вітроустановок) і навіть надприбутки (для геліоустановок) їх власникам. Це також підкріплюється світовими тенденціями падіння вартості технологій ВЕ, що впливають на зниження собівартості генерації «зеленої» електрики і з часом роблять «зелені» тарифи необґрунтовано завищеними. Як і у випадку з мінімальними ставками «зелених» тарифів, при встановленні їх максимальних значень для побутових електростанцій меншої від 30 кВт потужності, максимальний розмір тарифу потребуватиме коригування.

Непропорційні «зелені» тарифи обумовлюють дисбаланс у строках окупності побутових геліо- та вітроустановок, дискримінуючи вітроенергетику у домогосподарствах. Так, термін окупності 30 кВт-ної вітроелектростанції більш ніж у 2 рази перевищує окупність геліоустановки аналогічної потужності. Відшкодування стартових інвестицій для

домогосподарств-власників сонячних електростанцій потужністю 30 кВт за такий короткий період – майже 6 років з урахуванням ставки дисконтування – є надзвичайно привабливим. Водночас окупність малої вітроустановки у 13,5 років є, з урахуванням нестабільної української економіки, схильної до інфляції та законодавчих змін, дуже довгим терміном, що збільшує ризикованість проєкту і відлякує інвесторів. Отже, «зелені» тарифи для домогосподарств не створюють рівні умови для розвитку сонячної та вітрової енергетики, тому для активізації будівництва населенням вітроустановок тарифи мають бути переглянуті для нових енергооб'єктів приватних домогосподарств.

Як зазначалося у п. 3.1, наразі у побутовому секторі України застосовується регульований тариф, високі ставки якого забезпечують окупність малих проєктів «зеленої» енергетики і прибутки їх власникам. Водночас, зважаючи на непропорційний розвиток домашніх сонячних та вітрових потужностей, доцільно, як і для бізнес-сектору, *запровадити комбіноване використання регульованого та регресивного «зеленого» тарифу у домогосподарствах*, щоб стимулювати будівництво вітроустановок та знизити надвисоку прибутковість сонячних потужностей (що наразі веде до бюджетних перевитрат), а також мотивувати населення встановлювати «зелені» електростанції для забезпечення власних потреб в енергії, а не її продажу на сторону. Комбінацію двох «зелених» тарифів варто застосовувати в межах двох періодів за аналогією з бізнес-сектором: у першому – регульований тариф в межах середнього строку окупності проєкту за певною технологією ВЕ; у другому – регресивний тариф для забезпечення справедливого прибутку власнику у вигляді покриття його власних потреб за рахунок генерації «зеленої» електроенергії. Більш детально запропонована комбінація варіацій «зелених» тарифів з визначенням термінів їх застосування буде розглянута у п. 3.3. Щодо інших двох розглянутих у п. 3.1 варіацій «зеленого» тарифу – фіксованого та з фіксованою премією – на нашу думку, через неврахування інфляційного

фактору першим та непрогнозованість розміру другого їх застосування для електростанцій у побутовому секторі України є невиправданим на сучасному етапі.

Загалом, можна зробити висновок, що сьогодні стимулювання розвитку проєктів сонячної енергетики в домогосподарствах України спрямоване не тільки на забезпечення населення власною електроенергією, а й на отримання значних прибутків їхніми власниками, тоді як вітроенергетика дискримінована через нижчі «зелені» тарифи та триваліші строки окупності порівняно з геліоенергетикою. Такий підхід не є доцільним, оскільки призводить до ситуації, коли кінцеві споживачі електроенергії сплачують за неї за високими тарифами, щоб забезпечити надприбутки приватним домогосподарствам, які мають фінансову можливість інвестувати в об'єкти сонячної енергетики. З огляду на вищенаведене, державна політика щодо стимулювання розвитку геліоенергетики повинна бути скоригована. На нашу думку, з метою зростання енергетичної незалежності побутового сектору та країни в цілому основний акцент у стимулюванні повинен бути зроблений на створення сприятливих економічних умов для реалізації проєктів, що передбачають залучення різних технологій ВЕ на рівних умовах з метою забезпечення приватних домогосподарств власною електроенергією, а не отримання ними надприбутків від продажу її надлишків. Зокрема, для підвищення інвестиційної привабливості вітроенергетики доцільно переглянути «зелений» тариф, щоб він міг забезпечувати нормальні прибутки власникам малих вітроустановок та прийнятні строки окупності проєктів.

3.3 Методика визначення оптимального варіанта «зеленого» тарифу для нових енергооб'єктів бізнес-сектора і домогосподарств

Сьогодні в українському уряді все частіше лунають заклики до перегляду «зелених» тарифів у бік зниження та урізання їх ставок в обсязі,

більшому від запланованого за законодавством, як це, наприклад, відбулося у 2020 році. Проте урізання ставок доцільно запроваджувати лише для нових проєктів ВЕ, щоб не підірвати довіру власників вже існуючих енергопотужностей. Крім того, це слід робити лише на основі об'єктивного оцінювання реальної вартості генерації, розподілу і постачання «зеленої» електроенергії на сучасному етапі розвитку технологій ВЕ, як це було показано у розділі 2. Якщо ж навіть такі зміни до тарифу не дозволять збалансувати виплати державного бюджету за вироблену «зелену» електроенергію, доцільним є перехід до застосування інших важелів економічного стимулювання розвитку ВЕ в Україні, наприклад, системи «зелених» аукціонів, механізм яких поки що не запущений українським урядом через низку перешкод [163].

Отже, дослідимо, наскільки економічно обґрунтованими є поточні ставки «зеленого» тарифу, та проаналізуємо, яким чином зміна ставок і обсягів виробництва «зеленої» енергії впливають на зміну фінансового навантаження ВЕ на державний бюджет. На основі такого економічного обґрунтування розробимо методику визначення оптимального варіанта «зеленого» тарифу для нових енергооб'єктів.

З одного боку, оптимальний «зелений» тариф як інструмент стимулювання розвитку ВЕ повинен забезпечувати прийнятні строки окупності «зелених» енергооб'єктів як бізнес-структур, так і домогосподарств та нормальний прибуток їх власникам, щоб зацікавити останніх інвестувати саме у цю галузь. З іншого боку, ставки тарифу не повинні бути надмірними, щоб не створювати невиправданого додаткового фінансового навантаження на державний бюджет та кінцевих споживачів енергії і не призводити до суттєвого зростання середньозважених цін на електроенергію в країні. У підсумку, оптимальна державна підтримка при встановленні ставок «зеленого» тарифу та термінів його застосування має забезпечувати досягнення визначених національних цілей розбудови ВЕ [164].

Оптимальність варіанта «зеленого» тарифу та обґрунтованість фінансового навантаження виплат за ним на державний бюджет, на нашу думку, доцільно визначати на основі відповідності ставок «зеленого» тарифу, встановлених державою для певної технології ВЕ, середній вартості генерації електроенергії за цією технологією (наприклад, обчисленої методом LCOE [165]). Проведення таких співставлень для всіх використовуваних технологій ВЕ в країні і визначення узагальнених середньозважених величин на їх основі уможливорює виявлення як оптимальних «зелених» тарифів, так і ступеня обґрунтованості їх фінансового навантаження на державний бюджет. Водночас зауважимо, що при такому підході ставки тарифу мають бути дещо вище середньої вартості генерації електроенергії за певною технологією ВЕ, оскільки повинні щонайменше враховувати нормальний прибуток власника «зеленого» енергооб'єкта.

Отже, для визначення оптимального варіанта «зеленого» тарифу пропонуємо використовувати коефіцієнт пропорційності «зелених» тарифів реальній собівартості виробництва електроенергії з ВДЕ (k_{REit}). Він може бути розрахований як співвідношення «зеленого» тарифу (євро/МВт·год) за i -ю технологією ВЕ (FIT_{REit}) (або середньозваженого «зеленого» тарифу за всіма використовуваними у країні технологіями ВЕ) у t -му році до вартості виробництва «зеленої» електроенергії за цією технологією (або середньозваженої вартості виробництва електроенергії за сукупністю технологій ВЕ, що розглядаються) у t -му році ($LCOE_{REit}$, євро/МВт·год):

$$k_{REit} = \frac{FIT_{REit}}{LCOE_{REit}}. \quad (3.1)$$

Використання євро для розрахунку показників, що входять до коефіцієнту пропорційності, обумовлюється фіксацією «зеленого» тарифу в Україні в євро для уникнення інвесторами ризиків девальвації гривні, як про це зазначалося вище.

Запропонований коефіцієнт пропорційності відображає рівень ефективності державної політики ціноутворення у секторі ВЕ у поточному періоді і може обчислюватися як у рамках всієї галузі (тобто за сукупністю всіх використовуваних у країні технологій ВЕ), так і за окремими «зеленими» енерготехнологіями.

Чим більшим віддаленим від одиниці є значення коефіцієнту пропорційності, тим більшою є дивергенція між ставками «зелених» тарифів та реальними витратами на виробництво «зеленої» електроенергії, що свідчить про неефективність державної політики ціноутворення у сфері ВЕ. На противагу, конвергенція складових коефіцієнту пропорційності та його наближення до одиниці свідчать про зростаючу відповідність тарифів на «зелену» енергію її реальній вартості і, відповідно, оптимізацію фінансового навантаження на державний бюджет.

Важливо відстежувати та аналізувати значення коефіцієнту пропорційності у динаміці, оскільки розвиток технологічної бази у секторі ВЕ дозволяє істотно знижувати з часом собівартість виробництва «зеленої» електроенергії. Це має відобразитися у періодичному перегляді і коригуванні ставок «зелених» тарифів задля скорочення витрат державного бюджету.

У свою чергу, обсяг фінансових перевитрат державного бюджету (OE_{sbREit}), пов'язаний з надмірними виплатами за завищеними «зеленими» тарифами для i -ї технології ВЕ у t -му році, може бути обчислений як [164]:

$$OS_{sbREit} = (FIT_{REit} - LCOE_{REit} \times (1 + k_{adREit})) \times Q_{REit}, \quad (3.2)$$

де k_{adREit} – коефіцієнт, що додатково враховує нормальний прибуток власника об'єкта ВЕ, ризик ведення бізнесу в країні, кредитні ризики та інші економічно обґрунтовані складові, які збільшують ціну одиниці електроенергії, виробленої у t -му році за i -ю технологією ВЕ;

Q_{REit} – обсяг «зеленої» електроенергії, вироблений у t -му році за i -ю технологією ВЕ.

Зауважимо, що показник OE_{sbREit} може бути розрахований як за окремою, так і за сукупністю технологій ВЕ, використовуваних в країні. Зростання OE_{sbREit} у часі свідчить про збільшення необґрунтованих витрат державного бюджету, обумовлених незбалансованими «зеленими» тарифами.

Ґрунтуючись на показниках k_{REit} та OE_{sbREit} , оптимальний «зелений» тариф для i -ої технології ВЕ у t -му році ($FIT_{optREit}$) доцільно обчислювати за формулою:

$$FIT_{optREit} = LCOE_{REit} \times (1 + k_{adREit}) = LCOE_{REit} \times k_{optREit}, \quad (3.3)$$

де $k_{optREit}$ – оптимальне значення коефіцієнта пропорційності «зеленого» тарифу реальній собівартості виробництва «зеленої» електроенергії за i -ою технологією ВЕ у t -му році з урахуванням прибутковості «зеленого» енергобізнесу, ризиків його ведення в Україні, пріоритетів державної політики щодо розвитку конкурентної технології ВЕ, типу власника (бізнес-структура або приватне домогосподарство), потужності енергооб'єкта тощо; $1 + k_{adREit} = k_{optREit}$.

Рекомендовані значення для $k_{optREit}$ залежно від основних факторів подані в табл. 3.4. Як слідує з таблиці, доцільно застосовувати підвищені значення складових $k_{optREit}$ для домогосподарств та малих об'єктів «зеленої» енергогенерації, стимулюючи зростання енергонезалежності побутового сектору та невеликих енергоспоживачів. Крім того, зазначена градація $k_{optREit}$ за факторами дозволяє коригувати «зелені» тарифи відповідно до пріоритетності розвитку окремих технологій ВЕ в державі, тим самим спрямовуючи інвестиційні потоки галузі у потрібну нішу, компенсувати ризики ведення бізнесу, регулювати рівень прибутковості «зелених» енергооб'єктів. Слід зауважити, що перелік наведених у табл. 3.4 факторів не є вичерпним та може змінюватися і розширюватися залежно від необхідності врахування інших впливів.

Розрахунок $k_{optREit}$ з урахуванням виокремлених у табл. 3.4 факторів пропонується здійснювати за формулою:

$$k_{optREit} = \prod_{j=1}^n k_{optREitj}, \quad (3.4)$$

де $k_{optREitj}$ – оптимальне значення коефіцієнта пропорційності «зеленого» тарифу реальній собівартості виробництва «зеленої» електроенергії за i -ю технологією (або за всіма використовуваними у країні технологіями ВЕ) у t -му році з урахуванням j -го фактору впливу;

n – кількість факторів впливу.

Таблиця 3.4 – Діапазони рекомендованих значень $k_{optREit}$ залежно від основних факторів впливу (розроблено авторами)

Фактор впливу j	Рекомендований діапазон значень k_{REit} за фактором j
Прибутковість об'єкта на ВДЕ	1,1–1,25
Ризик ведення бізнесу за i -ю технологією ВЕ	1,0–1,5
Пріоритетність розвитку i -ої технології ВЕ для держави	1,0–5,0
Тип власника об'єкта на ВДЕ	1,0–1,5 (бізнес-структура) 1,1–2,0 (приватне домогосподарство)
Потужність об'єкта на ВДЕ	1,1–2 (до 30 кВт) 1,0–1,5 (до 1 МВт) 1,0–1,2 (понад 1 МВт)

Отже, алгоритм визначення нових та коригування чинних «зелених» тарифів з урахуванням формул (3.1)–(3.4) містить такі етапи:

1. Обчислення k_{REit} для певної технології ВЕ у t -му році. Рекомендується здійснювати розрахунок показника або ж на основі даних попереднього ($t-1$) року про фактичні рівні «зеленого» тарифу та LCOE, або на основі планового значення «зеленого» тарифу та прогнозного значення LCOE на наступний (t -й) рік.

2. Розрахунок $k_{optREit}$ для певної технології ВЕ у t -му році з урахуванням визначених вище факторів впливу.

3. Порівняння k_{REit} та $k_{optREit}$ й обґрунтування необхідності коригування «зеленого» тарифу. У випадку встановлення значної дивергенції цих двох показників, обчислюється нова оптимальна величина «зеленого» тарифу за формулою (3.3), ґрунтуючись на відповідному показнику LCOE (фактичному або прогнозному).

Застосування запропонованої методики дозволяє оптимізувати «зелені» тарифи, диференціюючи їх не лише за типами технологій, а й за видами власників об'єктів на ВДЕ, потужностями «зелених» електростанцій та ін. Це уможливорює більш гнучке регулювання розвитку сектору ВЕ, послідовне досягнення державних цілей зростання частки «зеленої» енергії в енергобалансі, сталий розвиток галузі.

3.4 Оцінювання повної вартості виробництва електроенергії з викопного та ядерного палива в контексті розвитку «зеленої» енергетики

Попри стрімкий розвиток ВЕ в Україні, зокрема значного нарощування потужностей сонячної енергетики та, меншою мірою, вітроенергетики, в структурі електрогенерації все ще переважає традиційна енергетика. Це, в першу чергу, виробництво електроенергії із застосуванням атомної енергії та вугілля. Тимчасова зупинка роботи деяких атомних енергоблоків у 2020 році під час локдауну, пов'язаного з пандемією COVID-19, а також необхідність балансувати зростаючу частку переривних (intermittent) джерел електрогенерації (таких як вітер та сонце) за відсутності промислових пристроїв зберігання та накопичення енергії зумовила появу так званого «зелено-вугільного парадоксу», коли переривні ВДЕ баланшуються вугільними електростанціями. В цьому контексті важливим є те, що для балансування залучаються не працюючі електростанції, а запускаються

непрацюючі блоки теплоелектростанцій, не оснащених сірко- та азотоочисним устаткуванням. При цьому відбуваються залпові викиди забруднюючих речовин, які статистично не фіксуються, тож обсяги емітованих речовин оцінити складно. Крім того, при балансуванні обладнання теплоелектростанцій зношується значно більше, ніж за стабільного режиму роботи [166].

У зв'язку з виникненням «зелено-вугільного парадоксу» в українському суспільстві виникла дискусія щодо доцільності подальшої активної державної підтримки розвитку «зеленої» енергетики та нарощування її частки шляхом скорочення питомої ваги використання більш дешевих викопних палив при генерації електроенергії. Оскільки вироблена в Україні відновлювальна енергія, яка закупається за «зеленим» тарифом, коштує все дорожче і дорожче державному бюджету та платникам податків, впливаючи на постійне підвищення середньозваженої ціни на електрику в країні, лунають заклики окремих політиків щодо будівництва нових або ж модернізації існуючих об'єктів на викопних паливах, ціна електрогенерації на яких є нібито нижчою. У цьому контексті важливо здійснювати об'єктивну та комплексну оцінку усіх витрат на виробництво як «зеленої», так і традиційної «коричневої» електроенергії з урахуванням економічних, екологічних, соціальних та інших аспектів. Враховуючи, що собівартість виробництва відновлювальної енергії була обчислена у попередніх розділах, виконаємо оцінку повної вартості електроенергії, що генерується вугільними та атомними електростанціями в Україні. Це допоможе з'ясувати, чи дійсно «коричнева» електроенергія є дешевшою за «зелену».

Переважну частину всього виробництва електроенергії в Україні забезпечує саме атомна генерація, і порівняно з тепловими та гідроелектростанціями вартість такої електроенергії набагато менша (табл. 3.5) через недосконалість тарифної політики та відсутність дуже важливого елементу в структурі тарифу – вартості виведення з експлуатації.

Розрахуємо собівартість виробництва енергії з викопного та ядерного палива з урахуванням витрат на виведення об'єктів з експлуатації. Для цього скористаємося концепцією нормованої вартості виробництва електроенергії – Levelized Cost of Electricity, LCOE. Варто взяти до уваги той факт, що даний розрахунок носитиме переважно теоретичний характер, оскільки об'єкти традиційної енергетики є великими проектами, під які станом на 2021 рік вже практично нереально знайти фінансування. Так, на початку 2019 року близько 100 міжнародних фінансових інституцій відмовились від інвестицій у теплову вугільну генерацію, або почали продавати наявні «вугільні» активи (так звані «дивестиції»). Більше того, відмови інвестувати у викопне паливо зазвичай йдуть поряд з відмовою інвестувати у зброю та наркотичні речовини [167].

Таблиця 3.5 – Собівартість виробництва електроенергії в Україні з використанням різних технологій, к./кВт·год [168]

Джерело електроенергії	Собівартість електроенергії, к./кВт·год
Атомні електростанції	43
Теплові електростанції	103
Теплоелектроцентралі	114
Гідро-/гідроакumuлюючі електростанції	693

В Україні міжнародними фінансовими організаціями, які потенційно можуть надавати кредити для розвитку промисловості, є Світовий Банк, Міжнародна Фінансова Корпорація (IFC) та інші. Світовий Банк оголосив про відмову інвестування у вугілля ще у 2013 році, Міжнародна Фінансова Корпорація – у 2018 році [169]. Єдиним винятком залишається Китайська Народна Республіка, яка теоретично може надавати кредитні ресурси для інвестування у викопне паливо.

Для розрахунку показника LCOE застосуємо формулу (2.2). Показники LCOE чутливі до ставки дисконтування. Припустимо, що виробник електроенергії є акціонерним товариством, тож може бути учасником

фондового ринку. Нехай коефіцієнт «бета», який вимірює рівень ризикованості, – становить від 40%. Середньозважену вартість капіталу (WACC) визначимо за формулою (2.3), окремі складові якої обчислимо таким чином:

– вартість власного капіталу K_s за методом оцінки довгострокових активів CAPM [120] розраховується за формулою:

$$K_s = R + b \cdot (R_m - R), \quad (3.5)$$

де R – безризикова ставка дохідності (наприклад, ставка за депозитами), %;

R_m – середня дохідність акцій на фондовому ринку, %;

b – коефіцієнт «бета», що вимірює рівень ризиків [170];

– вартість позикового капіталу (K_d) розраховується за формулою:

$$K_d = r \cdot (1 - T), \quad (3.6)$$

де r – річна відсоткова ставка за позиковим капіталом, %;

T – ставка податку на прибуток, %.

Обчислимо середньозважену вартість капіталу WACC, для чого зробимо такі припущення:

- середня прибутковість акцій на фондовому ринку є закритою інформацією. Через це вона оцінювалась на основі показників фінансової звітності АТ «ЦентрЕнерго» за 2014–2020 роки та не перевищує 10% (при збитках у 2019–2020 рр.);

- ставка податку на прибуток становить 18%;

- річна ставка за користування кредитом в гривні – 25% (попри те, що облікова ставка Національного банку України станом на грудень 2020 року складає 6%, комерційні банки надають кредити під значно вищий відсоток як плату за ризик);

- частка власного капіталу – 30%, решта – позиковий капітал;

- обмінний курс долар/гривня: 1 дол. США = 28,5 грн, 1 євро = 34 грн.

З урахуванням припущень та формул (2.3) і (3.5)-(3.6), розрахована середньозважена вартість капіталу WACC становить 15%.

Перейдемо безпосередньо до розрахунку вартості електроенергії з викопного та ядерного палива, тобто LCOE на основі формули (2.2). Для розрахунків були використані прогнозні дані щодо вартісних характеристик різних технологій традиційної енергетики на 2020 рік в Україні. При цьому були застосовані припущення, наведені нижче, а також у табл. 3.6:

- вартість виведення з експлуатації атомної електростанції складає 300 дол. США/кВт електричної потужності [171] або 254 євро/кВт електричної потужності;

- вартість виведення з експлуатації теплових електростанцій та теплоелектроцентралей складає 2% від суми інвестицій;

- ціна енергетичного вугілля на 2020 рік складає 71 дол. США/т [172] або 69 євро/т;

- ціна природного газу на 2020 рік складає 4,5 дол. США/млн британських теплових одиниць [173] або EUR 3,7 євро/ млн британських теплових одиниць;

- ціна ядерного палива складає 0,0039 дол. США/кВт·год [174] або 0,0033 євро/кВт·год.

Результати проведених розрахунків наведено на рис. 3.1.

Як видно з рис. 3.1, собівартість електрогенерації атомними електростанціями є найвищою з усіх традиційних енерготехнологій. Так відбувається через те, що атомна енергетика має високі капітальні та операційні витрати, дороге паливо, а виведення з експлуатації додатково здорожчує електроенергію від атомних електростанцій. Крім того, енергогенерація на викопному паливі передбачає високі змінні операційні витрати.

Таблиця 3.6 – Вартісні характеристики технологій електрогенерації на викопному та ядерному паливі в Україні у 2020 році (укладено авторами на основі [124; 175])

Енергетичний об'єкт	Капітальні витрати, євро/кВт електричної потужності	Операційні витрати, євро/кВт електричної потужності	Коефіцієнт використання встановленої потужності, %	Коефіцієнт корисної дії, %	Термін експлуатації, років
Теплова електростанція, газ (комбінований цикл)	1000	20	50	60	35
Теплова електростанція, газ (газова турбіна)	600	20	50	52	35
Теплова електростанція, газ (парова турбіна)	920	12	50	34	30
Теплова електростанція, вугілля (спалювання в циркулюючому киплячому шарі)	1700	28	50	43	35
Теплова електростанція, вугілля (інтегрований комбінований цикл газифікації)	1800	63	50	46	35
Теплова електростанція, вугілля (спалювання на підкритичних параметрах)	1600	30	50	39	35
Теплова електростанція, вугілля (спалювання на надкритичних параметрах)	1300	43	50	43	35
Теплоелектроцентрально, газ (комбінований цикл)	800	42	50	50	35
Теплоелектроцентрально, газ (парова турбіна)	920	12	42	45	35
Теплоелектроцентрально, вугілля (комбінований цикл)	1200	52	50	36	35
Теплоелектроцентрально, вугілля (парова турбіна)	1100	52	50	33	35
Атомна електростанція	6500	137	92,3	38	40

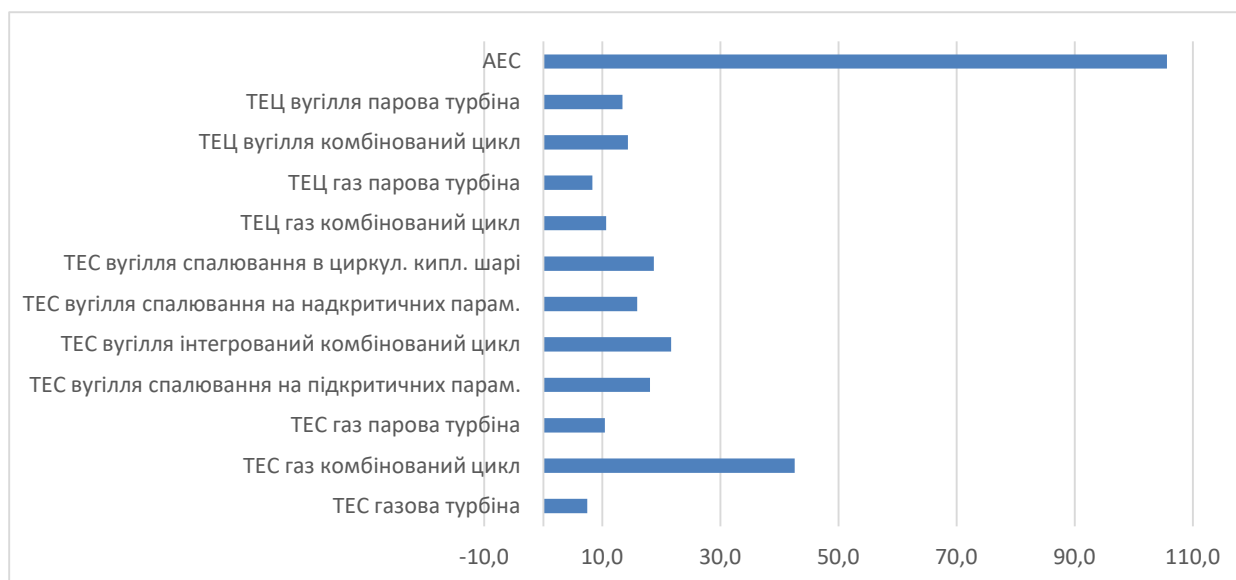


Рисунок 3.1 – Нормована вартість виробництва електроенергії (LCOE) з використанням викопного та ядерного палива, євро/МВт·год (розраховано авторами)

Примітка. ТЕС, ТЕЦ, АЕС – відповідно теплова електростанція, теплоелектроцентрально, атомна електростанція.

Таким чином, реальні повні витрати на виробництво енергії з викопних та ядерних палив з урахуванням безпекових та екологічних факторів в окремих випадках можуть перевищувати собівартість енергогенерації з ВДЕ [22]. Тому коригування тарифної політики в енергетичному секторі і запровадження цін, що відображають повні витрати на отримання одиниці енергії, можуть суттєво змінити ставлення виробників та споживачів до «коричневої» електрики, тим самим сприяючи зростанню конкурентоспроможності відновлювальної енергії навіть за умови постійного зниження «зелених» тарифів в Україні.

ЧАСТИНА 2 РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДИКИ ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО НАПРЯМУ ІНВЕСТУВАННЯ У РОЗВИТОК ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В РЕГІОНАХ УКРАЇНИ

4 МЕТОДИЧНІ ПІДХОДИ ДО ОПТИМІЗАЦІЇ ІНВЕСТУВАННЯ У ВІДНОВЛЮВАЛЬНУ ЕНЕРГЕТИКУ ТЕРИТОРІЙ

4.1 Обґрунтування необхідності регулювання інвестиційних потоків у секторі відновлювальної енергетики

На сучасному етапі ВЕ є пріоритетним напрямом сталого розвитку енергетичного сектору у багатьох країнах світу. Прагнучи забезпечити активну розбудову «зелених» енерготехнологій, національні уряди вдаються до їх економічного стимулювання, встановлюючи високі «зелені» тарифи, застосовуючи квотування «зеленої» енергії, пільгове оподаткування та кредитування проєктів ВЕ тощо [34; 176; 177; 178]. Водночас, визначаючи орієнтири щодо досягнення частки «зеленої» енергії в енергобалансі країни, законодавці не завжди чітко окреслюють пропорції розвитку різних технологій ВЕ та забезпечують контроль за їх дотриманням.

З одного боку, відсутність таких обмежень дає можливість швидше досягати поставлених цілей озеленення енергетичного сектору, а з іншого боку – зволікання з регулюванням інвестицій у ВЕ може призводити до неочікуваних негативних наслідків розвитку галузі. Так, за відсутності державного регулювання інвестиційних потоків грошові кошти спрямовуються у технології «зеленої» енергетики, що мають найвищу рентабельність за поточних умов господарювання. Остання визначається кліматичними та природними умовами територій для розвитку галузі, тенденціями здешевлення «зелених» енерготехнологій на світовому ринку, ставками «зелених» тарифів тощо. Наслідками вільного розміщення капіталу за критерієм лише економічної доцільності є накопичення серйозних системних проблем, що заважають сталому розвитку енергетичного сектору:

переважання у галузі вкрай обмеженої кількості найбільш прибуткових для власників технологій ВЕ; зростання фінансового навантаження на державний бюджет за відсутності інших джерел виплат за «зеленим» тарифом; збільшення встановлених енергопотужностей на територіях, які і так добре забезпечені енергією, посилення навантаження на локальні енергомережі, які мають низьку пропускну спроможність; загострення проблем балансування енергопотужностей та ін. [3; 28; 178; 179]. Все це парадоксальним чином може поглиблювати кризові явища в енергетиці замість того, щоб сприяти розв'язанню проблем сектора [3; 164]. У зв'язку з цим, багато європейських країн, що мають чималий досвід розбудови ВЕ, вдаються до регулювання інвестиційних потоків галузі шляхом систематичного перегляду й урізання «зелених» тарифів, запровадження квотування обсягів виробництва і споживання «зеленої» енергії, що враховує структуру «зелених» енергоджерел, та інших важелів [180; 181; 182; 183; 184]. Для держав, які застосовують високі «зелені» тарифи і тому останніми роками переживають бум ВЕ, проблема регулювання енергетичних інвестицій для сталого регіонального розвитку стає все більш актуальною. Яскравим прикладом у цьому контексті є сонячна та вітрова енергетика України, яка розвивається шаленими темпами за потужного економічного стимулювання і формує нові виклики для її державного регулювання на місцях.

Питанням управління інвестиціями у розвиток «зеленої» енергетики присвячено значну кількість наукових публікацій як зарубіжних, так і вітчизняних вчених (наприклад, [185; 186; 187; 188; 189]). Проте ці дослідження здебільшого фокусуються на проблемах залучення грошових потоків у галузь [180; 186; 188], створення сприятливого клімату для різних типів інвесторів [186; 187; 190], застосування різноманітних політичних важелів для збалансованого розвитку ВЕ в країні [180; 185; 190; 191] тощо.

Наприклад, у праці [180] аналізуються результати національних політик Німеччини, Іспанії та Португалії (Іберії), Великобританії та скандинавських

країн (Норвегії, Швеції та Фінляндії) стосовно залучення інвесторів у галузь «зеленої» енергетики. Вони наголошують на необхідності:

1) балансування цілей активного розвитку потужностей на ВДЕ та ефективності витрат на їх будівництво;

2) балансування цілей досягнення ефективності витрат у короткостроковому періоді і забезпечення довгострокового розвитку сектору ВЕ;

3) розбудови різних технологій «зеленої» енергетики;

4) розвитку промислового виробництва для забезпечення технічної підтримки ВЕ, а також формуванні механізмів громадської і державної підтримки галузі.

На думку дослідників, для досягнення цих цілей доцільно формувати національну політику «зеленої» енергетики, враховуючи типи інвесторів та їх вплив на кожну з представлених на ринку технологій на ВДЕ.

Автори праці [187] аналізують різних інституційних інвесторів та оцінюють їх потенціал у фінансуванні ВЕ. Вчені вивчають проблеми, з якими стикаються інвестори, та розробляють практичні рекомендації щодо залучення цієї потужної групи зацікавлених осіб до розбудови «зеленої» енергетики.

Романюк О. та Герасимчук В. [186] аналізують світові тенденції інвестування у розвиток ВЕ, виокремлюючи основних країн-інвесторів у цьому секторі, географічні особливості та перспективні напрями галузевого інвестування.

Кузьміна М. у праці [191] досліджує юридичні аспекти інвестицій у «зелену» енергетику в Україні, детально розглядаючи форми інвестування у галузь. Автор відзначає доцільність запровадження механізмів спільного інвестування, венчурного фінансування проєктів ВЕ, а також створення енергетичних кооперативів для активного залучення інвестицій у сектор.

Бойко Є. О. та Рижкова Г. С. [185] визначають потенціал залучення ВДЕ в Україні і пропонують перелік типових інвестиційних проєктів із

підвищення енергоефективності процесів виробництва і споживання. Авторами виокремлено стратегічні напрями інвестування у ВДЕ та програми фінансування «зеленої» енергетики в Україні.

Ємельянов О. та ін. у праці [190] розробляють математичні моделі щодо фінансування енергоефективних заходів, включаючи проєкти з ВЕ, за участі як держави, так і банківських кредитних ресурсів. На цій підставі дослідники обґрунтовують частку державного фінансування таких проєктів та порівнюють ефективність різноманітних джерел фінансування енергоефективних заходів.

Arriah-Otoo et al. [192] досліджують взаємозв'язки між краудфандінгом (crowdfunding) та обсягами генерації «зеленої» енергії для 32 національних економік у 2013-2018 рр., не спускаючись, однак, на регіональний рівень. Суттєвим науковим добутком авторів є встановлення впливу краудфандінгу на виробіток енергії з різних видів ВДЕ. Зокрема, зростання масштабів краудфандінгу на 1% обумовлює 0,45%-ве підвищення обсягів сонячної енергогенерації, 0,37%-ве зростання вітрової енергогенерації та 0,30%-ве підвищення виробництва енергії з інших ВДЕ. Однак, зміни у краудфандінгу не впливають на обсяги генерації гідроенергії. Отримані авторами результати є важливими для управління інвестиціями у розвиток «зеленої» енергетики на державному рівні.

У регіональному контексті проблеми розвитку ВЕ досліджує Хазан П. [193]. Він пропонує оцінювати ступінь розбудови та впровадження потенціалу «зелених» джерел енергії територій з урахуванням показників розвитку ВЕ, місцевого енергетичного комплексу та показників впливу розбудови ВДЕ на існуючу енергетичну структуру регіонів.

Іщук С. І. та Казмірчук І. М. [194] вивчають регіональну і галузеву структури «зеленої» енергетики України, виокремлюючи такі фактори її розбудови, як енергодефіцитність окремих регіонів України, вичерпування власних енергоресурсів територій, екологічні наслідки виробництва енергії на теплових та атомних електростанціях, високий потенціал основних видів

ВДЕ. Автори обґрунтовують пріоритетність розміщення децентралізованих об'єктів «зеленої» енергетики низькою щільністю населення, аварійними відключеннями споживачів централізованих енергомереж, екологічною ситуацією в регіонах та іншими чинниками. Водночас, у роботах, що розглядають регіональний контекст ВЕ, не приділено уваги питанням інвестування у галузь.

Башинська Ю. І. у праці [195] досліджує організаційно-економічний механізм розвитку «зеленої» енергетики в регіоні, в рамках якого виділяє інвестиційну складову. Вчена відзначає проблеми з фінансуванням будівництва об'єктів на ВДЕ в Україні, виокремлюючи стратегічні напрями розбудови галузі в Західному регіоні країни за видами «зелених» енерготехнологій. У роботі оцінено вплив іноземних інвестицій на розбудову регіонального сектору ВЕ, проте відсутні рекомендації щодо регулювання галузевих інвестиційних потоків.

Кузнецова Г. О. [196] розробляє методичні положення вибору найбільш пріоритетних напрямів та обсягів розвитку «зеленої» енергетики в регіоні. Автор пропонує визначати першочергові локальні об'єкти для фінансування ВЕ шляхом зіставлення інтегральних оцінок проєктів, що враховують ресурсні, економічні, соціальні, екологічні та інші фактори. Проте, поза увагою дослідниці залишається формування інструментарію обґрунтування розподілу інвестицій у «зелений» енергетичний сектор в регіонах.

В цілому, увага науковців переважно зосереджується на залученні якомога більших обсягів інвестицій у ВЕ. Водночас, неконтрольовані інвестиційні потоки можуть створити додаткові виклики і загрози у галузі, особливо у територіальному розрізі. Отже, сьогодні існують значні наукові прогалини у дослідженні питань регіонального регулювання інвестицій у «зелену» енергетику з урахуванням проблем територій. Виконаний нами огляд сучасних наукових розробок у цій сфері та результати власних спостережень дозволяють припустити, що вдосконалення методичної бази щодо управління регіональними інвестиційними потоками спроможне

забезпечити збалансований розвиток різних технологій ВЕ, які якнайкраще дозволяють використати місцевий потенціал «зелених» енергоджерел.

Отже, метою нашого дослідження є розроблення методики визначення оптимального напрямку інвестування у розбудову «зеленої» енергетики в регіонах на прикладі України для забезпечення сталого розвитку сектору. Виходячи з поставленої мети, завданнями дослідження є:

1) ідентифікувати фактори, що впливають на розвиток різних технологій ВЕ й ефективність інвестицій у них в регіонах України з урахуванням глобальних та локальних загроз і на цій підставі визначити можливі напрями інвестування у «зелену» енергетику територій;

2) розробити модель вибору оптимального напрямку інвестування у розвиток ВЕ регіону на базі механізмів пільгового фінансування;

3) здійснити апробацію моделі на прикладі Сумської області та сформулювати рекомендації для коригування енергетичної політики у секторі «зеленої» енергетики.

Вибір регіонів України як об'єкта дослідження обумовлений такими міркуваннями. Останніми роками держава переживає бум «зеленої» енергетики з переважаючим розвитком сонячних та вітроелектростанцій внаслідок щедрого економічного стимулювання їх будівництва за рахунок «зелених» тарифів. Водночас, накопичуються проблеми, пов'язані з відсутністю збалансованого регулювання інвестицій в інші технології ВЕ. Це створює бар'єри для повноцінної реалізації наявного потенціалу «зеленої» енергетики територій. Переважаючий розвиток геліо- та вітроенергетики спричиняє перекося у розвитку сектору, погіршує можливості балансування національної енергосистеми, формує нові виклики для місцевої енергетичної інфраструктури тощо. Крім того, регіони країни мають різні кліматичні умови і сировинну базу для розвитку потенціалу «зеленої» енергетики, різну якість довкілля тощо, що робить державу цікавим об'єктом для дослідження. З труднощами регіонального розвитку ВЕ стикаються більшість країн, що активно розвивають цю галузь, тому досвід України при здійсненні

оптимізації територіальних інвестиційних потоків «зеленої» енергетики може бути корисний не лише для коригування її енергетичної політики, а й інших держав.

4.2 Факторний аналіз ефективності регіонального розвитку «зеленої» енергетики України і визначення напрямів інвестування у галузь

Проблеми розбудови ВЕ у регіонах, з якими сьогодні стикаються національні уряди, здебільшого пов'язані з вадами державного регулювання сектору. Узагальнимо ці проблеми на прикладі України та виділимо ключові чинники, що обумовлюють необхідність управління інвестиціями у розвиток галузі.

1. Відсутність державного регулювання інвестиційних потоків у ВЕ спричиняє нерівномірний розподіл «зелених» енергопотужностей за територією країни через кращі кліматичні і природні умови окремих (зокрема південних) регіонів. Розвиток сектору там є більш рентабельним, що стимулює активне будівництво «зелених» енергетичних об'єктів. Яскравим прикладом такої політики є зосередження більш ніж третини сонячних енергопотужностей України на території Криму станом на 2014 рік, які були втрачені внаслідок анексії півострова Російською Федерацією.

2. Нерівномірний розвиток різних технологій ВЕ в регіонах відбувається через кращі умови економічного стимулювання, які створені державою для окремих видів ВДЕ. Типовим прикладом є українська геліоенергетика. Вона має найвищі «зелені» тарифи, через що проекти з будівництва сонячних електростанцій є найбільш рентабельними. Іншою причиною переважаючого розвитку окремих технологій ВЕ є швидший прогрес у здешевленні їх вартості. Наприклад, нормована вартість електроенергії (Levelized Cost of Energy – LCOE) для вітроелектростанцій знизилася з 169 дол. США/МВт·год у 2009 році до 54 дол. США/МВт·год у 2020 році або у 3,13 раза. Вартість

сонячної енергії, розрахованої на основі LCOE, зменшилася з 394 дол. США/МВт·год у 2009 році до 42 дол. США/МВт·год у 2020 році або у 9,38 раза [197]. Таке прискорене падіння вартості технологій ВЕ суттєво збільшує рентабельність відповідних проєктів.

Наслідком впливу економічного стимулювання і зниження собівартості генерації одиниці «зеленої» енергії вітровими та сонячними установками в Україні став переважаючий розвиток саме геліоенергетики (перше місце) та вітроенергетики (друге місце) останніми роками. Це суттєво збільшило навантаження на державний бюджет у вигляді зростаючих виплат за «зеленим» тарифом для цих видів ВДЕ. Поряд з цим, недостатньо розвиненими залишаються інші підгалузі сектору, зокрема, біоенергетика, що може ґрунтуватися на локальній ресурсній базі та забезпечувати перероблення органічних відходів на паливо й електрику, зміцнюючи енергетичну та екологічну безпеку територій.

3. Проблемою, що потребує державного регулювання, у тому числі за рахунок інвестиційної політики, є невідповідність встановленої потужності об'єктів ВЕ, які будуються, реальним енергетичним потребам територій. Через це може виникати дефіцит електроенергії в одних регіонах (наприклад, промислово розвинених східних) та її надлишок в інших (наприклад, південних, де зосереджена значна кількість об'єктів геліоенергетики). Оскільки транспортування електроенергії супроводжується її технологічними втратами та додатковими економічними витратами на будівництво і функціонування об'єктів інфраструктури, доцільніше регулювати процеси створення нових децентралізованих «зелених» енергопотужностей за допомогою інвестицій, виходячи з локальних енергетичних потреб та дотримання енергетичної безпеки територій [38; 39].

4. Неврахування при розбудові потужностей ВЕ екологічних потреб і проблем територій знижує позитивні екологічні результати інвестування у розвиток «зелених» енерготехнологій. Зокрема, обґрунтованим є стимулювання поширення застосування технологій ВЕ у промислових

регіонах з високим рівнем забруднення довкілля, що може бути зменшений за рахунок використання екологічно чистих «зелених» джерел енергії. Крім того, важливим з екологічної точки зору є розвиток ВЕ в туристичних та рекреаційних зонах.

5. Особливості енергетичної інфраструктури та рельєфу територій також повинні враховуватися при обґрунтуванні вибору інвестиційних проєктів ВЕ. Наприклад, більш доцільним є розвиток «зелених» енергопотужностей у віддалених і гірських місцевостях для забезпечення їх автономного енергопостачання. Крім того, при будівництві та підключенні об'єктів ВЕ до централізованих енергетичних мереж необхідно враховувати пропускну спроможність останніх [198]. Неконтрольоване підключення об'єктів на «зелених» джерелах енергії до локальних енергомереж може призвести до аварій та підвищеного зношення енергоустаткування через перевантаження мереж.

6. Завданням інвестиційної політики у секторі ВЕ є сприяння збільшенню балансуєчих потужностей у національній енергосистемі для її більш сталого функціонування. Наразі об'єкти «зеленої» енергетики (переважно сонячні та вітрові електростанції) через гарантовану державою закупівлю згенерованої електроенергії та непередбачуваність і нестабільність своєї роботи лише додають проблем до балансування ОЕСУ [36]. Натомість розвиток маневрових гідро- та гідроакumuлюючих електростанцій, енергоакumuлюючих потужностей сприяв би стабілізації енергопостачання.

7. Брак надійного фінансового забезпечення будівництва регіональних об'єктів на ВДЕ гальмує розвиток галузі. Високі інвестиційні витрати у будівництво «зелених» енергоустановок за існування енергетичної бідності, відсутності доступних програм кредитування, пільгового оподаткування, тощо утримують населення та бізнес-структури від вкладення коштів у ВЕ навіть за наявності привабливих «зелених» тарифів. Тому доцільним є запровадження державних інвестиційних програм, які передбачають

фінансування/співфінансування саме тих технологій ВЕ, яких найбільше потребує певний регіон країни.

Вищезазначені проблеми обумовлюють несправедливе споживання соціально-економічних вигід «зеленої» енергетики різними регіонами країни, призводячи до перекосів у розвитку окремих видів ВДЕ, інфраструктурних негараздів, проблем балансування енергопотужностей, зростання фінансового навантаження «зеленої» енергетики на державний бюджет, надприбутків власників об'єктів, що використовують найбільш рентабельні технології ВЕ, та збитків власників інших менш рентабельних енергопотужностей тощо. Особливо загострилися зазначені проблеми протягом 2018–2020 рр. внаслідок бурхливого розвитку геліоенергетики за високих «зелених» тарифів та відсутності державного регулювання структури потужностей сектору. Крім того, під час весняного локдауну 2020 року критичного значення набула проблема балансування енергопотужностей, коли регулювання обсягів енергогенерації здійснювалося за рахунок роботи екологічно брудних та дорогих, проте маневрових теплоелектростанцій [36].

Отже, на підставі проведеного аналізу можна виділити такі основні чинники, що впливають на сучасний розвиток ВЕ у регіонах та які варто враховувати при коригуванні державної інвестиційної політики у секторі:

- кліматичні умови і сировинна база для розвитку певної технології «зеленої» енергетики в регіоні;
- ступінь реалізації економічно доцільного потенціалу певної технології ВЕ в регіоні;
- величина «зеленого» тарифу для певної технології «зеленої» енергетики;
- темпи падіння вартості енергогенерації за певною технологією ВЕ;
- рівень диверсифікації технологій «зеленої» енергетики в регіоні та частка конкретної технології у загальній структурі ВЕ території;
- ступінь задоволення енергетичних потреб регіону;

- рівень забрудненості довкілля в регіоні та таргети щодо його зниження;
- рівень екологічності певної технології «зеленої» енергетики (наприклад, найбільш екологічними можуть вважатися сонячна та вітрова генерація, менш екологічно сприятливими – біо- та малі гідроелектростанції, з більшим екологічним навантаженням – великі гідроелектростанції);

- рівень розвитку енергетичної інфраструктури в регіоні, пропускна спроможність енергомереж;

- рівень балансування енергопотужностей в регіоні та потреба в маневрових потужностях;

- орієнтація регіону на централізацію чи децентралізацію джерел енергопостачання (зокрема, залежно від рельєфу території та наявної інфраструктури);

- доступність фінансових ресурсів для інвестування у проекти за певними технологіями ВЕ в регіоні, фінансова підтримка місцевих органів влади.

Виходячи із зазначених вище факторів, перспективними напрямками інвестування у ВЕ території є ті, що забезпечують одночасне виконання якомога більшої кількості критеріїв, поданих на рис. 4.1. Зазначений перелік критеріїв не є вичерпним та може доповнюватися, виходячи зі специфіки певного регіону й умов розвитку ВЕ в ньому.

Крім того, при наданні фінансової підтримки конкретним проектам «зеленої» енергетики на територіях варто також враховувати такі чинники, як:

- встановлена потужність об'єктів ВЕ, що плануються до будівництва (великі об'єкти забезпечують меншу собівартість генерації енергії, тому є більш фінансово привабливими);

- обсяги річної генерації енергії об'єктами «зеленої» енергетики;

- тривалість життєвого циклу об'єктів ВЕ;

- обсяг інвестицій за проектами «зеленої» енергетики [34].



Рисунок 4.1 – Критерії визначення перспективних напрямів інвестування у ВЕ регіону (розроблено авторами)

Розроблена у наступному розділі модель вибору оптимального напрямку інвестування у розвиток ВЕ регіону враховує усі проаналізовані критерії і фактори впливу на розбудову галузі та може бути застосована для обґрунтування обсягів фінансової підтримки місцевих проєктів «зеленого» енергобізнесу.

4.3 Модель вибору оптимального напрямку інвестування у відновлювальну енергетику в регіоні

Дотепер ВЕ є галуззю, яка потребує державної підтримки. Встановлення «зелених» тарифів, як найбільш популярної схеми економічного стимулювання сектору, відбувається на загальнодержавному рівні, тому вони не спроможні врахувати специфіку кожної території. Для вирішення цього завдання та максимальної реалізації місцевого потенціалу «зеленої» енергетики доцільно здійснювати регулювання регіонального розвитку

різних технологій ВЕ за рахунок управління інвестиційними потоками. При цьому пропонується надавати диференційоване пільгове фінансування для впровадження локальних проєктів за визначеними місцевими і державними органами влади пріоритетними технологіями «зеленої» енергетики, посилюючи зацікавленість населення та бізнес-суб'єктів у будівництві відповідних об'єктів.

Враховуючи високі ставки «зелених» тарифів в Україні та з метою полегшення доступу населення і бізнесу до фінансових ресурсів, що спрямовуються на розвиток ВЕ, найбільш доцільним є надання державою або регіональними органами влади безвідсоткових кредитів на будівництво «зелених» енергетичних об'єктів. При цьому регулювання обсягів інвестицій пропонується здійснювати за рахунок збільшення/зменшення базової частки безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат на будівництво об'єктів на основі певної технології ВЕ залежно від ключових чинників впливу, які детально розглянуті вище.

Виходячи з викладених міркувань, нами модифіковано та суттєво доповнено методичний підхід до визначення оптимального сценарію інвестування у розвиток «зеленої» енергетики, запропонований у [199]. На цій підставі ми сформуvalи розширену багатофакторну модель вибору оптимального напрямку інвестування у розвиток ВЕ регіону:

$$CS_{i,j} = CS_b \cdot \sum_{l=1}^7 (w_l \cdot k_{lij}), \quad (4.1)$$

де $CS_{i,j}$ – частка безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат на 1 МВт встановленої потужності генеруючого об'єкта у j -му регіоні для i -ої технології «зеленої» енергетики, %;

CS_b – базова частка безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат на 1 МВт встановленої потужності генеруючого об'єкта ВЕ, %;

w_l – ваговий коефіцієнт l -го фактору впливу, частка одиниці, $l = \overline{1,7}$,
 $\sum_{l=1}^7 w_l = 1$;

k_{lij} – коефіцієнт, що відображає вплив l -го фактору на розвиток i -ої технології «зеленої» енергетики у j -му регіоні, частка одиниці.

Вагові коефіцієнти w_l можуть визначаються методом експертних оцінок та повинні періодично переглядатися залежно від зміни ситуації щодо розвитку технологій ВЕ у регіонах. Характеристика показників k_{lij} подана у табл. 4.1. Як і вагові коефіцієнти, вони також є динамічними і повинні систематично переглядатися залежно від зміни сили впливу факторів, які вони характеризують.

Таблиця 4.1 – Характеристика коефіцієнтів k_{lij} (розроблено авторами)

Коефіцієнт	Назва коефіцієнту	Характеристика
1	2	3
k_{1ij}	коефіцієнт нереалізованого економічно доцільного потенціалу i -ої технології ВЕ в j -му регіоні	враховує природні умови та сировинну базу для розвитку i -ої технології «зеленої» енергетики в j -му регіоні, ступінь реалізації економічно доцільного потенціалу i -ої технології ВЕ на території, досягнута частка i -ої технології у загальній структурі «зеленої» енергетики регіону
k_{2ij}	коефіцієнт економічного стимулювання i -ої технології ВЕ в j -му регіоні	враховує рівень встановленого «зеленого» тарифу для i -ої технології ВЕ, її вартість на світовому ринку, фінансове навантаження на державний бюджет, обумовлене виплатами за «зеленим» тарифом за даною технологією
k_{3ij}	коефіцієнт енергетичної забезпеченості j -го регіону	враховує ступінь задоволення (незадоволення) енергетичних потреб j -ої території
k_{4ij}	коефіцієнт екологічного навантаження j -го регіону	враховує рівень забрудненості довкілля в j -му регіоні та потенціал його зниження за допомогою i -ої технології ВЕ, екологічність i -ої технології «зеленої» енергетики
k_{5ij}	коефіцієнт розвитку енергетичної інфраструктури j -го регіону	враховує стан та рівень розвитку енергетичної інфраструктури в j -му регіоні, пропускну спроможність енергомереж, націленість розвитку «зеленої» енергетики на централізацію/децентралізацію енергопостачання
k_{6ij}	коефіцієнт впливу i -ої технології ВЕ на балансування енергопотужностей в j -му регіоні	враховує рівень балансування енергопотужностей в j -му регіоні, потребу в маневрових потужностях та потенціал зростання балансування енергопотужностей за допомогою i -ої технології «зеленої» енергетики

Продовження табл. 4.1

1	2	3
k_{7ij}	коефіцієнт доступності фінансових ресурсів для інвестування в i -ту технологію ВЕ в j -му регіоні	враховує наявні державні та регіональні, локальні програми пільгового інвестування, кредитування, оподаткування вкладень у ВЕ за i -юю технологією в j -му регіоні

Методика розрахунку кожного з коефіцієнтів k_{lij} визначається специфікою певної технології «зеленої» енергетики та регіону її впровадження. Наприклад, для геліоенергетики коефіцієнт k_{lij} може враховувати інсоляцію j -ої території, кількість сонячних днів у році та ін. Для об'єктів біоенергетики, що працюють на біопаливі, важливо врахувати обсяги утворення біопалива в регіоні або ж можливості його транспортування з інших регіонів, достатність та якість біопалива для забезпечення роботи енергетичних об'єктів тощо.

Водночас спільними для розрахунку k_{lij} є показники фактично досягнутої та цільової частки i -ої технології у загальній структурі ВЕ регіону, що відображають ступінь реалізації економічно доцільного потенціалу цієї технології на території. Зокрема, для геліоенергетики формула для розрахунку k_{lij} може набувати вигляду:

$$k_{1solarj} = \frac{k_{insolj}}{\bar{k}_{insol}} \cdot a_1 + \frac{Q_{dj}}{\bar{Q}_d} \cdot a_2 + \frac{Sh_{solarj\ tag}}{Sh_{solarj\ actual}} \cdot a_3, \quad (4.2)$$

де $k_{1solarj}$ – коефіцієнт нереалізованого економічно доцільного потенціалу геліоенергетики в j -му регіоні, частка одиниці;

k_{insolj} – інсоляція в j -му регіоні, кВт·год/м²;

\bar{k}_{insol} – середня інсоляція за всіма регіонами країни, кВт·год/м²;

Q_{dj} , \bar{Q}_d – відповідно кількість сонячних днів у році в j -му регіоні та в середньому по країні;

$Sh_{solarj\ tag}$, $Sh_{solarj\ actual}$ – відповідно цільова частка геліоенергетики у структурі ВЕ j -го регіону (задекларована у державних та регіональних

програмних документах та така, що відповідає економічно доцільному потенціалу сонячної енергетики в регіоні) і фактично досягнута частка, %;

a_1, a_2, a_3 – вагові коефіцієнти (визначаються експертним шляхом) відповідно для фактору інсоляції, кількості сонячних днів та ступеня реалізації економічно доцільного потенціалу геліоенергетики, частка одиниці, $a_1 + a_2 + a_3 = 1$.

За потреби замість або на додачу до показників інсоляції та кількості сонячних днів можуть використовуватися й інші індикатори, що відображають потенціал сонячної енергетики території.

При цьому, якщо в регіоні вже досягнуто цільові показники частки геліоенергетики у загальній структурі ВЕ території, тобто $Sh_{solarj\ tag} \leq Sh_{solarj\ actual}$, то будь-яке стимулювання у вигляді надання безпроцентних кредитів для подальшого розвитку місцевої геліоенергетики втрачає сенс. Потенціал цієї технології в галузі вже реалізований на даному етапі і тому слід переключитися на підтримку інших технологій. За цієї умови подальший розрахунок коефіцієнтів $k_{lsolarj}$ недоцільний, а показник $CS_{solarj} = 0$. Аналогічно, якщо економічно доцільний потенціал будь-якої іншої технології «зеленої» енергетики в регіоні вичерпаний ($Sh_{ij\ tag} \leq Sh_{ij\ actual}$), то $CS_{ij} = 0$, тобто фінансова підтримка не надається в рамках чинних державних, регіональних та локальних програм розвитку сектору. Однак, прогрес у «зелених» енерготехнологіях з часом обумовлює збільшення їх економічно доцільного потенціалу. Тому $Sh_{ij\ tag}$ може переглядатися при введенні в дію нових програм розбудови ВЕ, і знову виникатиме необхідність у стимулюванні розвитку i -ої технології «зеленої» енергетики в j -му регіоні за рахунок пільгового кредитування.

Розрахунок коефіцієнта k_{2ij} доцільно подати формулою:

$$k_{2ij} = \frac{\overline{FIT}}{FIT_i} \cdot b_1 + \frac{LCOE_i}{LCOE_{ij}} \cdot b_2 + \frac{Sh_{FIT_i}}{Sh_{FIT_{ij}}} \cdot b_3, \quad (4.3)$$

де \overline{FIT}, FIT_i – відповідно усереднена ставка «зеленого» тарифу за всіма технологіями ВЕ в країні та ставка «зеленого» тарифу за i -ою технологією ВЕ, грош. од. /МВт·год;

$LCOE_i, LCOE_{ij}$ – відповідно усереднена вартість генерації 1 МВт·год енергії за i -ою технологією «зеленої» енергетики на світовому ринку та в j -му регіоні, грош. од. /МВт·год;

$Sh_{FIT_i}, Sh_{FIT_{ij}}$ – відповідно частка середньорегіональних виплат за «зеленим» тарифом за i -ою технологією ВЕ у державному бюджеті країни та частка виплат за «зеленим» тарифом за i -ою технологією ВЕ в j -му регіоні у державному бюджеті країни, %;

b_1, b_2, b_3 – вагові коефіцієнти (визначаються експертним шляхом) відповідно для факторів «зеленого» тарифу, вартості генерації «зеленої» енергії та частки виплат за «зеленим» тарифом, частка одиниці, $b_1 + b_2 + b_3 = 1$.

Коефіцієнт k_{zij} може бути обчислений за формулою:

$$k_{zij} = \frac{EN_{sat}/EN}{EN_{satj}/EN_j}, \quad (4.4)$$

де EN_{satj}, EN_j – відповідно задоволена за рахунок власних ресурсів і загальна потреба j -го регіону в енергії, МВт·год/рік;

EN_{sat}, EN – відповідно задоволена за рахунок власних ресурсів та загальна потреба в енергії в середньому за регіонами, МВт·год/рік.

З точки зору стимулювання розвитку ВЕ в регіоні доцільно оцінювати ступінь задоволеності / незадоволеності енергетичних потреб території саме за рахунок власних ресурсів. Чим вищий рівень незадоволених потреб конкретного регіону від середньорегіонального рівня, тобто k_{zij} , тим більш актуальним є економічне стимулювання розбудови «зелених» енерготехнологій для зростання енергонезалежності території. Проте k_{zij} враховує енергозабезпечення регіону як на основі традиційних, так і «зелених» енерготехнологій. З позицій досягнення сталості варто

збільшувати частку ВЕ в енергобалансі регіону, задовольняючи все більше енергопотреб за допомогою «зеленої» енергії. Це враховується у коефіцієнті k_{ij} через облік цільової і фактичної часток i -ої технології ВЕ у загальній структурі «зеленої» енергетики регіону.

Коефіцієнт k_{ij} може бути обчислений за формулою:

$$k_{4i} = \frac{EL_{previj}}{EL_j}, \quad (4.5)$$

де EL_{previj} , EL_j – відповідно потенційні відвернені за рахунок впровадження i -ої технології ВЕ економічні збитки від забруднення довкілля в j -му регіоні та загальні економічні збитки від функціонування енергетичного комплексу j -го регіону, грош. од. /МВт·год.

Використання показників економічних збитків від забруднення довкілля дозволяє комплексно врахувати наслідки енергогенерації й енергоспоживання для основних компонентів навколишнього середовища: викиди в атмосферу шкідливих речовин, скиди у воду, утворення відходів, втрату біорізноманіття тощо. Методологія підрахунку показників економічних збитків детально викладена у працях [200; 201]. Економічні збитки, відвернені внаслідок впровадження i -ої технології ВЕ, відображають рівень її екологічності та потенціал зниження забруднення довкілля в регіоні за її допомогою.

Поряд з показниками економічних збитків, у світовій практиці широко застосовуються оцінки скорочення викидів двоокису вуглецю внаслідок впровадження проєктів ВЕ та інших природоохоронних заходів як екологічні індикатори результативності розвитку «зеленої» енергетики. Зокрема, у даному дослідженні, через брак необхідної інформації для розрахунку економічних збитків, для оцінювання складових коефіцієнту k_{ij} нами використана методика «АСМ0002: Large-scale consolidated methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources» [202]. Згідно з останньою, скорочення викидів CO₂ розраховується за формулою:

$$ER_t = BE_t - PE_t, \quad (4.6)$$

де ER_t – скорочення викидів у період t , т CO₂-еквіваленту;

BE_t – базові викиди у період t , т CO₂-еквіваленту;

PE_t – проєктні викиди у період t , т CO₂-еквіваленту.

Наприклад, відповідно до [202] базові викиди діоксиду вуглецю при виробництві електроенергії сонячними електростанціями розраховуються таким чином:

$$BE_t = QE_t \cdot EF_t, \quad (4.7)$$

де BE_t – базові викиди CO₂ у період t , т CO₂-еквіваленту;

QE_t – обсяг електроенергії, згенерованої «зеленою» електростанцією у період t , МВт·год;

EF_t – питомі викиди CO₂ при генерації електроенергії тепловими електростанціями, що входять до ОЕСУ, у період t , т CO₂-еквіваленту.

Розрахунок коефіцієнта k_{5ij} доцільно здійснювати за формулою:

$$k_{5j} = Ac_{el j} \cdot c_1 + R_{csaf ij} \cdot c_2 + k_{decent j} \cdot c_3 = Ac_{el j} \cdot c_1 + \frac{C_{av j}}{C_{req ij}} \cdot c_2 + \frac{Sh_{decent tag j}}{Sh_{decent act j}} \cdot c_3, \quad (4.8)$$

де $Ac_{el j}$ – доступ до електроенергії (електромереж) в j -му регіоні, частка одиниці;

$R_{csaf ij}$ – коефіцієнт достатності пропускної спроможності електромереж в j -му регіоні для реалізації економічно доцільного потенціалу i -ої технології ВЕ, що розраховується як відношення доступної пропускної спроможності електромереж в j -му регіоні ($C_{av j}$, МВт) до необхідної пропускної спроможності електромереж в j -му регіоні для реалізації економічно доцільного потенціалу i -ої технології «зеленої» енергетики ($C_{req ij}$, МВт);

$k_{decent j}$ – коефіцієнт децентралізації джерел енергозабезпечення, що розраховується відношенням цільової частки ($Sh_{decent tag j}$) децентралізованих

джерел енергопостачання в структурі енергетичного комплексу j -го регіону, задекларованої у державних та регіональних програмних документах, і фактично досягнутої частки ($Sh_{decent\ act\ j}$), %;

c_1, c_2, c_3 – вагові коефіцієнти (визначаються експертним шляхом) відповідно для факторів доступу до електроенергії (електромереж), коефіцієнту достатності пропускнуї спроможності електромереж та коефіцієнту децентралізації джерел енергозабезпечення, частка одиниці, $c_1 + c_2 + c_3 = 1$.

Показник доступу до електроенергії (електромереж) Ac_{elj} є відомим показником, що широко застосовується міжнародними організаціями, зокрема Світовою Енергетичною Радою (World Energy Council) та МЕА (International Energy Agency) [203; 204]. В цілому, коефіцієнт k_{5ij} визначає технічні можливості регіону щодо генерації і споживання електроенергії, згенерованої за i -ою технологією ВЕ, а також дотримання стратегії території в частині орієнтації на розвиток децентралізованих або ж централізованих джерел енергопостачання. Значення показників Ac_{elj} та R_{csafij} , менші за одиницю, свідчать про наявність технічних проблем щодо підключення нових об'єктів «зеленої» енергетики до регіональних енергомереж, тому пільгове фінансування їх будівництва втрачає сенс. Замість цього спочатку має бути вдосконалена енергетична інфраструктура регіону. Проте це не стосується розвитку децентралізованих об'єктів ВЕ, функціонування яких не залежить від кількісних і якісних показників місцевих енергомереж.

Коефіцієнт k_{6ij} може бути обчислений за формулою:

$$k_{6ij} = \frac{I_{balj\ act}}{I_{bal\ ij}}, \quad (4.9)$$

де $I_{bal\ ij}, I_{balj\ act}$ – відповідно індекс розвиненості потужностей для балансування ОЕСУ за умови реалізації економічно доцільного потенціалу i -ої технології «зеленої» енергетики в j -му регіоні та індекс розвиненості

потужностей для балансування ОЕСУ, фактично досягнутий, частка одиниці. Розрахунки обох індексів здійснюються за формулами:

$$I_{bal\ ij} = \frac{GC_{flex\ ij} + AC_{ij}}{GC_{ij}}; I_{bal\ j\ act} = \frac{GC_{flex} + AC}{GC}, \quad (4.10)$$

де $GC_{flex\ ij}$, GC_{flex} – відповідно встановлена потужність маневрових енергогенеруючих об'єктів в країні за умови реалізації економічно доцільного потенціалу i -ої технології ВЕ в j -му регіоні та фактично досягнута, МВт;

AC_{ij} , AC – відповідно встановлена потужність енергоакумлюючих потужностей в країні за умови реалізації економічно доцільного потенціалу i -ої технології «зеленої» енергетики в j -му регіоні та фактична, МВт;

GC_{ij} , GC – відповідно загальна встановлена потужність енергогенеруючих об'єктів в країні за умови реалізації економічно доцільного потенціалу i -ої технології ВЕ в j -му регіоні та фактично досягнута, МВт.

Якщо значення k_{6ij} більше одиниці, то додавання потужностей на ВДЕ зменшує потребу в балансуванні ОЕСУ. Це може спостерігатися, зокрема, при встановленні децентралізованих «зелених» енергетичних установок і має заохочуватися збільшенням пільгового фінансування таких проєктів. Якщо k_{6ij} менше або дорівнює одиниці, то нові «зелені» енергопотужності додають проблем до балансування ОЕСУ. Через це їх будівництво є менш бажаним і вимагає виваженої державної підтримки.

Розрахунок коефіцієнта k_{7ij} доцільно здійснювати за формулою:

$$k_{7ij} = \frac{\overline{FP}_l}{FP_{ij}} \cdot d_1 + \frac{\overline{FS}_l}{FS_{ij}} \cdot d_2, \quad (4.11)$$

де \overline{FP}_l , FP_{ij} – відповідно середньорегіональна кількість діючих програм державного, регіонального, місцевого рівня для пільгового фінансування розвитку i -ої технології ВЕ та кількість діючих програм державного, регіонального, місцевого рівня для пільгового фінансування i -ої технології в j -му регіоні, одиниць;

\overline{FS}_i, FS_{ij} – відповідно середньорегіональні обсяги фінансової підтримки інвестиційних проєктів за i -ою технологією «зеленої» енергетики та обсяги фінансової підтримки проєктів за i -ою технологією ВЕ в j -му регіоні, грош. од. / МВт встановленої потужності;

d_1, d_2 – вагові коефіцієнти (визначаються експертним шляхом) відповідно для факторів кількості програм пільгового фінансування та обсягів фінансової підтримки, частка одиниці, $d_1 + d_2 = 1$.

Отже, модель (4.1) по суті визначає рейтинг i -ої технології «зеленої» енергетики для впровадження її в j -му регіоні за допомогою пільгового фінансування.

4.4 Обґрунтування бюджетного фінансування проєктів «зеленої» енергетики

4.4.1 Вибір оптимального проєкту «зеленої» енергетики для інвестування на території

Додатково до розглянутого у п. 4.3 підходу показник $CS_{i,j}$ може коригуватися відповідно до особливостей конкретного проєкту ВЕ:

$$CS_{i,j,n} = CS_{i,j} \cdot \sum_{f=1}^4 (w_f \cdot p_{f,i,j,n}), \quad (4.12)$$

де $CS_{i,j,n}$ – частка безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат на 1 МВт встановленої потужності n -го генеруючого об'єкта, що передбачає використання i -ої технології «зеленої» енергетики в j -му регіоні;

w_f – ваговий коефіцієнт f -ої характеристики n -го проєкту, частка одиниці, $f=1,4, \sum_{f=1}^4 w_f = 1$;

$p_{f,i,j,n}$ – показник, що відображає f -ту характеристику n -го проєкту в рамках використання i -ої технології ВЕ в j -му регіоні, частка одиниці.

Вагові коефіцієнти w_f можуть визначатися методом експертних оцінок та повинні періодично переглядатися залежно від зміни ситуації щодо розвитку

технологій «зеленої» енергетики у регіоні. Показники $p_{f,i,j,n}$ охоплюють такі (табл. 4.2).

Таблиця 4.2 – Характеристика коефіцієнтів $p_{f,i,j,n}$ (розроблено авторами)

Коефіцієнт	Назва коефіцієнту	Характеристика
$p_{1,i,j,n}$	коефіцієнт встановленої потужності n -го об'єкта, що планується до будівництва і передбачає використання i -ої технології ВЕ в j -му регіоні	Розраховується як співвідношення обсягу встановленої потужності n -го об'єкта «зеленої» енергетики (МВт) до середньорегіонального показника встановленої потужності об'єктів, що використовують i -ту технологію ВЕ в j -му регіоні (МВт). Отже, чим більшу проектну потужність має n -й об'єкт ВЕ, тим більш інвестиційно привабливим він є для регіональної влади за інших рівних умов, оскільки великі об'єкти забезпечують меншу собівартість генерації одиниці енергії.
$p_{2,i,j,n}$	коефіцієнт обсягу річної енергогенерації n -го об'єкта, що планується до будівництва і передбачає використання i -ої технології ВЕ в j -му регіоні	Розраховується як співвідношення обсягу річної генерації електроенергії n -м об'єктом «зеленої» енергетики (МВт·год) до середньорегіонального показника обсягу річної енергогенерації об'єктів, що використовують i -ту технологію ВЕ в j -му регіоні (МВт·год). Оскільки метою пільгового фінансування проєктів «зеленої» енергетики в регіонах є нарощування частки ВДЕ в енергобалансі території, то пріоритетними, за інших рівних умов, є проєкти, що забезпечують більші обсяги річної «зеленої» енергогенерації.
$p_{3,i,j,n}$	коефіцієнт тривалості життєвого циклу n -го об'єкта, що планується до будівництва і передбачає використання i -ої технології ВЕ в j -му регіоні	Розраховується як співвідношення тривалості життєвого циклу n -го об'єкта ВЕ (років) до середньорегіонального показника тривалості життєвого циклу об'єктів, що використовують i -ту технологію «зеленої» енергетики в j -му регіоні (років). Таким чином, чим більшу тривалість життєвого циклу має n -й об'єкт ВЕ, тим більш інвестиційно привабливим він є для регіональної влади за інших рівних умов, оскільки може генерувати електроенергію протягом довшого періоду часу, забезпечуючи задоволення енергетичних потреб регіону.
$p_{4,i,j,n}$	коефіцієнт обсягу інвестицій в n -й об'єкт, що планується до будівництва і передбачає використання i -ої технології ВЕ в j -му регіоні	Розраховується як співвідношення середньорегіонального показника обсягу інвестицій на 1 МВт встановленої потужності об'єктів, що використовують i -ту технологію «зеленої» енергетики в j -му регіоні (грош. од.), до суми інвестицій на 1 МВт встановленої потужності n -го об'єкта ВЕ (грош. од.). Таким чином, чим менше питомих інвестиційних витрат вимагає будівництво n -го об'єкту «зеленої» енергетики, тим більш привабливим він є для регіональної влади за інших рівних умов.

Слід зауважити, що за зазначеними у табл. 4.2 коефіцієнтами доцільно розглядати окремо проекти ВЕ для бізнес-сектору та домогосподарств. Причиною тому є різні фінансові можливості бізнесу і населення для інвестування у «зелену» енергетику, а також масштаби пропонуваніх до впровадження проєктів.

Зокрема, домогосподарства орієнтовані на розвиток малої «зеленої» електрогенерації, насамперед, для задоволення власних потреб, тоді як бізнес-структури воліють будувати більш масштабні об'єкти ВЕ для отримання максимальних прибутків від продажу електроенергії за «зеленим» тарифом. Ці фактори обумовлюють нижчу конкурентоспроможність об'єктів ВЕ домогосподарств порівняно з промисловими «зеленими» електростанціями, тому обидва сектори повинні отримувати пільгове фінансування за різними програмами та на підставі різних критеріальних значень показників.

4.4.2 Механізм розподілу бюджетного фінансування на регіональний розвиток технологій відновлювальної енергетики

Зазвичай, можливості фінансування проєктів «зеленої» енергетики з бюджетів різних рівнів є обмеженими. З цієї причини прийняття управлінських рішень щодо виділення бюджетних коштів на державному та місцевому рівнях господарювання для покриття частки безвідсоткових кредитів ($CS_{i,j}$ та $CS_{i,j,n}$) за конкретними проєктами в регіонах, які передбачають використання різних технологій ВЕ, повинно ґрунтуватися на такому правилі:

$$\sum_{n=1}^N (I_{nt} \cdot CS_{i,j,n}) \leq BF_{ijt}, \quad (4.13)$$

де BF_{ijt} – загальні обсяги виділеного бюджетного фінансування для покриття частки безвідсоткових кредитів за проєктами, що передбачають використання i -ої технології ВЕ в j -му регіоні у t -му році, грош. од.;

I_{nt} – інвестиції в n -й генеруючий об'єкт ($n = \overline{1, N}$), що передбачає використання i -ої технології «зеленої» енергетики в j -му регіоні, у t -му році, грош. од.;

N – кількість обраних для пільгового фінансування проєктів, що передбачають використання i -ої технології ВЕ в j -му регіоні у t -му році.

При цьому показник BF_{ijt} доцільно визначати окремо для сектору домогосподарств та бізнес-сектору [35].

Дотримання умови (4.13) гарантує фінансування обраних проєктів у певному році за рахунок бюджетних коштів, проте обмежує коло об'єктів, які отримають таке фінансування. Тому критерієм включення n -го проєкту до набору, що буде профінансований, є отримання проєктом вищих показників $CS_{i,j,n}$ ($CS_{i,j,n} \rightarrow \max$) порівняно з його конкурентами. Після ранжування проєктів за показником $CS_{i,j,n}$ обчислюються абсолютні обсяги фінансування кожного проєкту з урахуванням $CS_{i,j,n}$ та інвестицій I_{nt} і за правилом (4.13) відсікаються проєкти з меншими показниками $CS_{i,j,n}$, якщо нерівність перестане виконуватися.

Обчислення величини BF_{ijt} передбачає розподіл загального обсягу бюджетного фінансування, виділеного j -му регіону у t -му році на розвиток ВЕ, між видами «зелених» енерготехнологій. Здійснювати такий розподіл пропонується у два етапи.

На першому етапі визначаються показники CS_{ij} для кожної з M технологій ВЕ, які розвиваються у j -му регіоні, за формулою (4.1) та обчислюються коефіцієнти вагомості i -ої технології «зеленої» енергетики у j -му регіоні (g_{ij}) за формулою:

$$g_{ij} = \frac{CS_{ij}}{\sum_{i=1}^M CS_{ij}}. \quad (4.14)$$

На другому етапі обчислюються показники BF_{ijt} за i -ми видами технологій ВЕ в j -му регіоні:

$$BF_{ijt} = g_{ij} \cdot BF_{jt}, \quad (4.15)$$

де BF_{jt} – загальний обсяг виділеного бюджетного фінансування на розвиток «зеленої» енергетики в j -му регіоні у t -му році, грош. од.

Таким чином, застосування запропонованого методичного підходу дає можливість забезпечити інвестування у пріоритетні напрями розвитку ВЕ в регіонах за бюджетної підтримки, оптимально розподіляючи наявні фінансові ресурси за проектами «зеленої» енергетики з урахуванням особливостей територій.

5 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ НАПРЯМІВ ІНВЕСТУВАННЯ У «ЗЕЛЕНУ» ЕНЕРГЕТИКУ ДОМОГОСПОДАРСТВ НА ПРИКЛАДІ СУМСЬКОЇ ОБЛАСТІ

5.1 Врахування цілей регіонального розвитку при інвестуванні у технології відновлювальної енергетики

Апробація розроблених у розділі 4 підходів була виконана на прикладі домогосподарств Сумської області України для проєктів будівництва сонячних та вітрових електростанцій потужністю 30 кВт. Остання є найвищою дозволеною потужністю для отримання населенням України «зеленого» тарифу, який встановлений урядом до 2030 року. Крім того, 30 кВт-ні «зелені» енергоустановки характеризуються найнижчими рівнями собівартості енергогенерації порівняно з домашніми електростанціями меншої потужності завдяки ефекту масштабу, а отже, вищою конкурентоспроможністю та швидшою окупністю.

Вибір домогосподарств для апробації обумовлений необхідністю підвищення енергонезалежності й енергоефективності побутового сектору України, перетворення його з енергоспоживача на просьюмера, який як виробляє, так і споживає енергію для власних потреб. Більшість населення країни мають невеликі доходи, а певна частина проживає в енергетичній бідності, що значно обмежує можливості громадян інвестувати у малі проєкти ВЕ. Українські «зелені» тарифи дозволяють забезпечити прибутковість домашніх електростанцій на ВДЕ, проте у домогосподарств бракує доступних фінансових ресурсів для їх будівництва. Тому фінансова підтримка держави, поряд з «зеленими» тарифами, є важливим чинником зростання інвестицій у сектор, покращення енергозабезпечення сімей з низькими доходами та підтримки різноманіття застосовуваних технологій ВЕ в регіонах.

Звуження спектру досліджуваних технологій «зеленої» енергетики до вітрових та сонячних установок пояснюється тим, що сьогодні в Україні домогосподарства мають можливість отримати «зелений» тариф лише для цих видів технологій. Для дослідження обрана Сумська область, оскільки ця північна територія є енергодефіцитним регіоном з достатнім потенціалом для розвитку ВЕ та рівнем доходів населення, який є дещо нижчим за середньоукраїнський. Отже, інвестиційна підтримка проєктів геліо- та вітроенергетики в побутовому секторі області є надзвичайно актуальною. Крім того, високий рівень фізичного і морального зношення основних фондів енергетичного та житлово-комунального комплексу регіону, характерний і для інших областей України [198; 205], вимагає їх оновлення на енергоефективних засадах із залученням технологій «зеленої» енергетики.

Для розрахунків були використані відкриті дані Світового Банку (the World Bank), Світової Енергетичної Ради (World Energy Council), Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України, Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, Національної енергетичної компанії «Укренерго», Глобального сонячного та вітрового атласів (Global Solar and Wind Atlases), а також дані попередніх досліджень авторів, зокрема [27].

Основними цілями регулювання інвестиційних процесів у сфері розбудови ВЕ в регіонах України є забезпечення сталого розвитку локальних енергетичних комплексів, зниження залежності територій від зовнішніх енергоресурсів, максимальне використання локальної сировинної та енергетичної бази, покращення екологічного стану територій, задоволення потреб в енергії всіх суб'єктів господарювання, забезпечення надійного енергопостачання.

При цьому у частині географії будівництва генеруючих потужностей державне регулювання може здійснюватися як з метою забезпечення відносно рівномірного розміщення об'єктів ВЕ у межах відповідних адміністративно-територіальних одиниць, так і фокусування переважної

частини електростанцій на основі ВДЕ у регіонах із погіршеною, напруженою та катастрофічною екологічною ситуацією [199]. Крім того, за допомогою інвестиційної політики можна стимулювати розвиток нових технологій «зеленої» енергетики, які сьогодні слабо або взагалі не представлені на вітчизняному ринку сектору (зокрема геотермальна енергетика, офшорні вітроелектростанції тощо), а також поширення найдешевших «зелених» енерготехнологій. Останні забезпечуватимуть зниження навантаження на державний бюджет у частині виплат за «зеленим» тарифом, сприяючи зменшенню середньозваженої ціни на електроенергію на ринку [34].

Використовуючи запропоновані у розділі 4 підходи, визначимо частку безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат на 1 МВт встановленої потужності генеруючого об'єкта ($CS_{i,j}$) на прикладі домашніх 30 кВт-них сонячних фотоелектричних ($CS_{solar\ Sumy}$) та вітрових електростанцій ($CS_{wind\ Sumy}$), розташованих на території Сумської області, Україна.

При розрахунках $CS_{i,j}$ для двох зазначених технологій були застосовані такі припущення:

- вагові коефіцієнти факторів впливу w_l , w_f , а також вагові коефіцієнти (a , b , c , d) при розрахунку кожного з коефіцієнтів k_{lij} приймалися такими, що дорівнюють один одному, тобто, наприклад, $a_1 = a_2 = a_3 = 1/3$, $d_1 = d_2 = 1/2$ і т. д.;

- розрахунки вартісних величин проводилися в євро для уникнення впливу коливань курсу національної валюти України – гривні, тим більше що з цієї причини розмір «зеленого» тарифу законодавчо зафіксований у євро;

- за відсутності доступних офіційних даних для розрахунку показників використовувалася альтернативна інформація або ж вони замінювалися іншими, які найбільшою мірою відповідають цілям розрахунків. У разі повної відсутності інформації показники не розраховувалися;

- обчислення проводилися станом на 31.12.2020 року, оскільки більшість показників були доступні саме на цю дату. Для конвертації вартісних величин в євро був використаний офіційний курс гривні до євро на цю дату – 34,74 грн. за 1 євро [206].

Для обчислення коефіцієнту нереалізованого економічно доцільного потенціалу геліоенергетики для Сумської області ($k_{1solar\ Sumy}$) за формулою (4.2) застосовувалися показники, подані у табл. 5.1. Через відсутність регіональних даних показник кількості сонячних днів був замінений двома іншими показниками: питомий виробіток фотоелектричної енергії і температура повітря.

Для обчислення коефіцієнту нереалізованого економічно доцільного потенціалу вітроенергетики для Сумської області ($k_{1wind\ Sumy}$) застосовувалася формула, аналогічна формулі (4.2), однак показники кількості сонячних днів та інсоляції були замінені на такі індикатори, як середня енергетична щільність та середня швидкість вітру (табл. 5.1).

Таблиця 5.1 – Показники сонячного та вітрового потенціалу України і Сумської області (складено авторами за даними [207; 208])

Показник	Україна, в середньому	Сумська область
<i>Показники потенціалу сонячної енергетики:</i>		
Питомий виробіток фотоелектричної енергії, кВт·год / кВт встановленої потужності на рік	1183,9	1171,1
Інсоляція, кВт·год/м ² на рік	1134,0	1077,7
Температура повітря (середньорічна), °С	9,1	8,0
<i>Показники потенціалу вітрової енергетики:</i>		
Середня енергетична щільність (дані для 10% зон з найбільшими вітрами, висота 10 м), Вт/м ²	131	105
Середня швидкість вітру (дані для 10% зон з найбільшими вітрами, висота 10 м), м/с	4,47	4,42

За відсутності встановлених цільових орієнтирів розвитку різних технологій ВЕ в регіонах України визначити відповідні показники не вбачалося можливим, тому вони були виключені з розгляду.

За результатами обчислень, $k_{1s \text{ sumy}} = 0,94$, $k_{1wind \text{ sumy}} = 0,9$. Ці значення показників менше одиниці. Отже, наявний економічно доцільний потенціал розглянутих технологій «зеленої» енергетики дещо нижче середньоукраїнського рівня. Тому розвивати і відповідно, фінансувати ці технології в області з точки зору природно-кліматичних умов менш ефективно, аніж, наприклад, у південних регіонах країни.

Розрахунок коефіцієнтів економічного стимулювання сонячної та вітрової енергетики для Сумської області ($k_{2sola \text{ sumy}}$; $k_{2wind \text{ sumy}}$) здійснювався на основі формули (4.3).

Обчислення ставок «зеленого» тарифу відбувалося відповідно до алгоритмів, визначених постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг України № 1817 від 30.08.2019 р. [121]. Для розрахунків були використані коефіцієнти «зеленого» тарифу, встановлені для домашніх сонячних та вітрових електростанцій, введених в експлуатацію з 01.01.2020 р. по 31.12.2024 р. [56]. Результати розрахунків наведено в табл. 5.2.

Обчислення LCOE для сонячних та вітрових електростанцій приватних домогосподарств встановленою потужністю 30 кВт виконано нами в дослідженні [27]. Варто зазначити, що в науковій літературі відсутні дані щодо усередненої вартості генерації електроенергії домашніми сонячними та вітроелектростанціями у світі. З огляду на це, скористаємося загальними даними щодо вартості генерації електроенергії на основі зазначених технологій ВЕ на світовому ринку у 2020 році [197]. Результати розрахунків наведено в табл. 5.2.

Частка виплат за «зеленим» тарифом для технологій сонячної і вітрової енергетики у державному бюджеті розраховувалася добутком обсягу електроенергії, згенерованої в домогосподарствах України (середньорегіональний рівень) та Сумської області за відповідною технологією у 2020 році [209; 210], і ставки «зеленого» тарифу для цієї технології (див. табл. 5.2).

Таблиця 5.2 – «Зелений» тариф та вартість (обчислена за методикою LCOE) електроенергії, згенерованої сонячними і вітровими електростанціями приватних домогосподарств встановленою потужністю 30 кВт (розраховано авторами)

Показник	Сонячні електростанції	Вітрові електростанції
«Зелений» тариф, євро/МВт·год	15,86	9,91
Усереднена ставка «зеленого» тарифу за всіма технологіями ВЕ, представленими на ринку приватних домогосподарств України, євро/МВт·год	12,89	
Вартість генерації 1 МВт·год енергії в секторі приватних домогосподарств України, розрахована за методикою LCOE, євро/МВт·год	61,41	58,14
Усереднена вартість генерації 1 МВт·год електроенергії в світі, розрахована за методикою LCOE, євро/МВт·год	40,07	48,59

Варто зазначити, що у відкритих джерелах відсутні дані щодо обсягів генерації електроенергії сонячними електростанціями у секторі приватних домогосподарств Сумської області у 2020 році, однак наявна інформація щодо їх встановленої потужності –16,58 МВт [211]. З огляду це, зазначений показник розраховувався нами на основі прогнозованих річних обсягів генерації електроенергії сонячними електростанціями в Сумській області, а саме 1169 МВт·год/рік на 1 МВт встановленої потужності [125].

Щодо вітроелектростанцій, то малі вітроустановки, які отримують «зелений» тариф, у домогосподарствах області відсутні [212]. Через це розрахувати співвідношення часток виплат за «зеленим» тарифом ($\frac{Sh_{FITi}}{Sh_{FITij}}$) неможливо. Отже, цей показник для вітроенергетики був виключений з розгляду. Дані розрахунків наведено в табл. 5.3.

За результатами обчислень, $k_{2so \quad sumy} = 1,02$, $k_{2wi \quad sumy} = 1,07$. Значення показників більше одиниці. Це свідчить про доцільність надання додаткового пільгового фінансування для розвитку досліджуваних технологій ВЕ у домогосподарствах регіону, при чому вітроенергетика з точки зору економічного стимулювання є більш важливою.

Таблиця 5.3 – Виплати за «зеленим» тарифом з державного бюджету для об'єктів сонячної і вітрової енергетики в Україні та Сумській області у 2020 році (розраховано авторами)

Показник	Сонячні електростанції	Вітроелектростанції
Обсяг згенерованої електроенергії в домогосподарствах України, МВт·год	733000,00	384,00
Середньорегіональний обсяг згенерованої електроенергії в домогосподарствах України, МВт·год	30541,67	16
Обсяг згенерованої електроенергії в домогосподарствах Сумської області, МВт·год	19382,02	0,00
«Зелений» тариф для електростанцій в домогосподарствах України, євро/МВт·год	15,86	9,91
Загальний обсяг виплат за «зеленим» тарифом у секторі приватних домогосподарств у державному бюджеті, євро	11625380,00	3805,44
Середньорегіональний обсяг виплат за «зеленим» тарифом у секторі приватних домогосподарств у державному бюджеті, євро	484390,83	158,56
Обсяг виплат за «зеленим» тарифом у секторі приватних домогосподарств Сумської області у державному бюджеті, євро	303910,10	0,00

Обчислення коефіцієнта енергетичної забезпеченості Сумської області k_{3iS} здійснювалося на основі оцінювання ступеня задоволеності загальної потреби регіону в електроенергії (незалежно від джерела її генерації) за рахунок власного виробництва за формулою (4.4). Коефіцієнт приймався однаковим як для сонячної, так і для вітрової енергетики ($k_{3solar\ sumy} = k_{3wind\ sumy}$), оскільки задовольнити територіальні енергетичні потреби можна за рахунок обох ВДЕ. Відповідно до [213], відпуск електроенергії в Сумській області у 2020 році склав 160 тис. МВт·год, а річний обсяг використаної електроенергії – 1196,9 тис. МВт·год. Середньорегіональний відпуск електроенергії по країні у цьому році становив 5487,88 тис. МВт·год, а річний обсяг використаної електроенергії в середньому по регіонах – 3355,54 тис. МВт·год. Отже, $k_{3sola\ sumy} = k_{3wi\ sumy} = 12,23$. Таке велике значення показника пояснюється високим ступенем енергодефіцитності Сумської області порівняно з тим, що середній регіон України виробляє в

1,64 раза більше електроенергії, аніж її споживає. Тому для Сумської області фінансова підтримка розвитку технологій ВЕ у побутовому секторі є надзвичайно актуальною для покращення енергозабезпеченості території.

Для обчислення коефіцієнтів екологічного навантаження Сумщини за технологіями «зеленої» енергетики, що розглядаються для сектору домогосподарств ($k_{4s \text{ sumy}}$; $k_{4wind \text{ sumy}}$), застосовувалася формула (4.5). При цьому чисельник та знаменник дробу розраховувалися діленням загального обсягу відповідних збитків на обсяг генерації відповідно «зеленої» та всієї виробленої в регіоні електроенергії.

Відкрита статистична база показників екологічного навантаження в регіонах України характеризується відсутністю детальної інформації щодо вартісних оцінок збитків від забруднення довкілля підприємствами різних видів економічної діяльності. Економічні збитки час від часу вивчаються українськими науковцями та подаються у відповідних звітах. Водночас офіційних оцінок, які б формувалися на періодичній основі та публікувалися у відкритих джерелах, не існує. Тому нами були оцінені відвернені збитки від скорочення обсягів викидів CO_2 внаслідок впровадження проєктів ВЕ, інформація про що є більш доступною.

Викиди двоокису вуглецю є одним із основних компонентів забруднення довкілля в енергетиці і широко використовуються у світовій практиці для оцінювання екологічної ефективності енергозберігаючих заходів та «зелених» енергоустановок, визначення міжнародних і національних зобов'язань з покращення якості навколишнього середовища. Україна входить до ТОП-30 країн світу, що є найбільшими емітентами викидів CO_2 в результаті використання викопного палива [214]. Саме енергетиці належить перше місце за викидами CO_2 серед інших секторів національної економіки; її внесок становить близько 76% від сукупної емісії цього парникового газу протягом останніх років [215].

Відповідно до оновленого національного визначеного внеску до Паризької кліматичної угоди, Україна зобов'язалась скоротити викиди

парникових газів до рівня 35% порівняно з 1990 роком [215]. Перелік заходів щодо досягнення такого показника охоплює, зокрема, модернізацію енергетичних підприємств [215]. У цьому контексті значну увагу планується приділити заміні більшої частини існуючих вугільних електростанцій для зниження викидів забруднюючих речовин до рівня, встановленого Директивою 2010/75/ЄС Європейського Парламенту та Ради з промислових викидів (комплексне запобігання та контроль забруднення) [216]. Відповідно до [215], саме електростанції, які працюють на ВДЕ, розглядаються як економічно ефективна заміна старим вугільним електроустановкам. Тому у цьому дослідженні нами сфокусовано увагу на оцінюванні скорочення викидів CO₂ за рахунок заміщення електроенергії, згенерованої теплоелектростанціями, які працюють на вугіллі, електроенергією, виробленою сонячними та вітроелектростанціями приватних домогосподарств.

Для полегшення обчислень зроблене припущення, що питомі (у розрахунку на 1 т CO₂) відвернені економічні збитки від забруднення довкілля викидами діоксиду вуглецю за рахунок впровадження певної технології ВЕ та питомі економічні збитки від викидів діоксиду вуглецю внаслідок функціонування енергетичного комплексу Сумської області дорівнюють один одному. Тоді визначення коефіцієнтів екологічного навантаження $k_{4solar Sumy}$; $k_{4wind Sumy}$ може бути зведене до оцінювання співвідношення обсягів скорочення викидів CO₂ на 1 МВт·год «зеленої» електрики внаслідок впровадження певної технології ВЕ у секторі домогосподарств та загальних обсягів викидів CO₂ внаслідок функціонування енергетичного комплексу регіону у розрахунку на 1 МВт·год всієї згенерованої електрики. На жаль, у територіальному розрізі в офіційній статистиці відсутні дані щодо викидів двоокису вуглецю за видами економічної діяльності. Тож, для розрахунку застосовувався показник викидів CO₂ в атмосферне повітря стаціонарними джерелами забруднення в Сумській області, який склав 1295,3 тис. т у 2020 році. Для забезпечення

співставлення даних замість обсягів згенерованої електрики в регіоні був використаний обсяг спожитої електроенергії – 1196,9 тис. МВт·год [213].

Відповідно до методики «АСМ0002: Large-scale consolidated methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources», описаної у п. 4.1, проєктні викиди (PE_i) при генерації електроенергії сонячними та вітровими електростанціями дорівнюють нулю. Питомі викиди діоксиду вуглецю при виробництві електричної енергії тепловими електростанціями, яка заміщується «зеленою», становлять 1,063 т CO₂-еквіваленту / МВт·год [217]. Отже, цей показник і відображає обсяг скорочення викидів CO₂ на 1 МВт·год «зеленої» електрики, згенерованої сонячними та вітровими установками домогосподарств. З урахуванням вищевикладеного, $k_{4solar\ Sumy} = k_{4wind\ Sumy} = 0,98$.

Значення коефіцієнтів менші за одиницю. З одного боку, це може свідчити про те, що заходи зі скорочення енергоспоживання є більш ефективними, аніж перехід до виробництва «зеленої» електрики і тому пільгове фінансування для проєктів ВЕ менш важливе. З іншого боку, оскільки до розгляду було взято викиди CO₂ всіма стаціонарними джерелами і обсяги спожитої електроенергії в регіоні, а не лише енергетичною галуззю, це могло призвести до отримання суперечливих результатів.

Розрахунок коефіцієнтів розвитку енергетичної інфраструктури Сумської області $k_{5s\ Sumy}; k_{5wi\ Sumy}$ здійснювався на основі формули (4.8). Відповідно до даних Світового Банку [218] та Світової Енергетичної Ради [203], рівень доступу до електроенергії в Україні становить 100%, тобто $Ac_{el\ Sumy} = 1$. Враховуючи, що наше дослідження ґрунтується на показниках розвитку ВЕ, викладених у державних програмних документах, логічно припустити, що розбудова галузі планується з урахуванням забезпечення достатньої пропускної спроможності електромереж. Інакше це загрожує системними аваріями в електроенергетичному комплексі. Тож, $R_{csaf\ solar\ Sumy} = R_{csaf\ wind\ Sumy} = 1$. Стосовно коефіцієнта децентралізації джерел енергозабезпечення $k_{decent\ Sumy}$, його достовірний розрахунок неможливий

через відсутність офіційних статистичних даних щодо фактичних рівнів децентралізації джерел енергопостачання в областях України та відсутності таких цільових показників у державних і регіональних програмних документах. Тому за нестачею інформації, даний коефіцієнт був виключений нами з розрахунків. Отже, $k_{5so \quad sumy} = k_{5wind \quad sumy} = 1$.

Визначення коефіцієнтів впливу технології ВЕ на балансування енергопотужностей в регіоні ($k_{6sola \quad sumy}; k_{6win \quad sumy}$) відбувалося за формулою (4.9). Зауважимо, що у відкритих статистичних джерелах відсутні дані щодо розподілу маневрових потужностей за регіонами України та їх впливу на балансування ОЕСУ. Крім того, бракує інформації щодо регіональних потреб у маневрових та енергоакумулюючих потужностях за умови розвитку окремих технологій ВЕ. Водночас, враховуючи, що ОЕСУ є інтегральним об'єктом, балансування якого здійснюється безвідносно територіального принципу, а також доступність інформації для розрахунку складових формули (4.9), у нашому дослідженні обчислення показників здійснювалося, виходячи з того, що фактичні та потрібні маневрові й енергоакумулюючі потужності використовуються для маневрування як сонячних, так і вітрових енергопотужностей домогосподарств. Тому розрахунок показників $I_{bal \quad ij}$, $I_{bal \quad j \quad act}$ є єдиним для двох розглянутих видів технологій ВЕ.

На кінець 2020 року встановлена потужність електростанцій України становила 54773 МВт з переважанням у структурі більш маневрових теплоелектростанцій (ТЕС) (табл. 5.4). Водночас, наприкінці 2020 року лише 15 електростанцій пройшли сертифікацію наявної маневрової потужності та можуть надавати допоміжні послуги щодо балансування ОЕСУ. До них належать гідроелектростанції (ГЕС): Дніпровська ГЕС-1, Середньодніпровська ГЕС, Канівська ГЕС, Каховська ГЕС, Дніпровська ГЕС-2, Кременчуцька ГЕС, Київська ГЕС, Дністровська ГЕС, а також ТЕС та теплоелектроцентралі (ТЕЦ): Курахівська ТЕС, Запорізька ТЕС, Придніпровська ТЕС, Криворізька ТЕС, Ладизинська ТЕС, Бурштинська ТЕС та Харківська ТЕЦ-5 [219].

Таблиця 5.4 – Встановлена потужність об'єктів електроенергетики України у 2020 році, МВт [219]

Об'єкти електроенергетики	МВт	%
Теплоелектростанції	21842	39,9
Атомні електростанції	13835	25,3
Гідроелектростанції	4829	8,8
Гідроакумулюючі електростанції	1488	2,7
Теплоелектроцентралі	6105	11,1
Сонячні електростанції	5363	9,8
Вітроелектростанції	1111	2,0
Біоелектростанції	200	0,4
Всього	54773	100

Зазначені електростанції можуть надавати послуги для забезпечення [219]:

1. Регулювання частоти та активної потужності ОЕСУ, а саме забезпечення: 1) резервів підтримки частоти (первинне регулювання – РПЧ); резервів відновлення частоти (вторинне регулювання (РВЧ), РВЧ може складатися з резервів, що активуються в автоматичному (аРВЧ) та ручному (рРВЧ) режимах; резервів заміщення – РЗ).

2. Підтримання параметрів надійності та якості електроенергії в ОЕСУ, а саме: 1) послуги з регулювання напруги та реактивної потужності; 2) послуги із забезпечення відновлення функціонування ОЕСУ після системних аварій.

Так, станом на кінець 2020 року сумарний обсяг сертифікованих РПЧ складав ± 157 МВт, аРВЧ – 1629 МВт ($\pm 904,5$ МВт), рРВЧ – 3960 МВт (-3909), РЗ – 4658 МВт [220]. Отже, фактично досягнута потужність маневрових енергогенеруючих об'єктів в країні склала 10404 МВт.

У 2020 році в Україні не було інстальовано жодної енергоакумулюючої системи. Перші проєкти щодо будівництва мережі накопичувачів енергії потужністю 220 МВт найближчим часом планує реалізувати системний оператор НЕК «Укренерго» спільно з Європейським Банком Реконструкції та

Розвитку та Міжнародною фінансовою корпорацією в рамках підписаного меморандуму [221]. За даними ж НЕК «Укренерго», для ефективної інтеграції електроенергії, згенерованої з ВДЕ, в ОЕСУ та її безпечної роботи додатково потрібні такі маневрені й енергоакуюлюючі потужності: на 2021 рік – 1,6 ГВт, на 2025 рік – 1,8 ГВт, на 2030 рік – 2 ГВт [222].

Ґрунтуючись на вищевикладеному, у табл. 5.5 подано вихідні дані для розрахунку $k_{6solar\ sumy}$; $k_{6wind\ sumy}$. У зв'язку з відсутністю регіональних значень показників, інформацію наведено по країні в цілому. Як загальну встановлену потужність енергогенеруючих об'єктів в країні при реалізації економічно доцільного потенціалу технологій «зеленої» енергетики умовно прийнято значення встановленої потужності електрогенеруючих установок на серпень 2021 року (табл. 5.6) [223].

Таблиця 5.5 – Дані для розрахунку $k_{6sol\ sumy}$; $k_{6wind\ sumy}$

Показник	Значення показника
Встановлена потужність маневрових енергогенеруючих об'єктів в країні за умови реалізації економічно доцільного потенціалу технологій ВЕ, МВт ($GC_{flex\ ij}$)	12004
Фактично досягнута потужність маневрових енергогенеруючих об'єктів в країні (станом на 2020 рік), МВт (GC_{flex})	10404
Встановлена потужність енергоакуюлюючих потужностей в країні за умови реалізації економічно доцільного потенціалу технологій ВЕ та фактична, МВт (AC_{ij}, AC)	0
Загальна встановлена потужність енергогенеруючих об'єктів в країні за умови реалізації економічно доцільного потенціалу технологій ВЕ, МВт (GC_{ij})	55675
Фактично досягнута встановлена потужність енергогенеруючих об'єктів в країні (станом на 2020 рік), МВт (GC)	54773

За результатами обчислень, $k_{6solar\ sumy} = k_{6win\ sumy} = 0,88$, тобто розвиток сонячної та вітрової енергетики в домогосподарствах додаватиме проблем з балансуванням потужностей в ОЕСУ. З цих позицій додаткове пільгове фінансування таких проєктів недоцільне.

Таблиця 5.6 – Встановлена потужність об'єктів електроенергетики України станом на серпень 2021 року, МВт [219]

Об'єкти електроенергетики	МВт
Теплоелектростанції	21842
Атомні електростанції	13835
Гідроелектростанції	4829
Гідроакumuлюючі електростанції	1488
Теплоелектроцентралі	6115
Сонячні електростанції	5902
Вітроелектростанції	1453
Біоелектростанції	211
Всього	55675

Щодо розрахунків коефіцієнтів доступності фінансових ресурсів для інвестування у проекти ВЕ ($k_{7sola\ sumy}; k_{7win\ sumy}$), відповідно до постанови Кабінету Міністрів України від 17 жовтня 2011 року № 1056 [224] в рамках державної програми «теплих» кредитів передбачена можливість для домогосподарств, об'єднаних у кондомініуми або житлові кооперативи, придбання теплових насосів та сонячних колекторів для забезпечення опалення і гарячого постачання осель. Проте дана програма не поширюється на інвестиційне забезпечення проектів з встановлення сонячних та вітрових електростанцій населенням. Причиною тому є наявність високих «зелених» тарифів для «зелених» електроустановок домогосподарств, яких, на думку законодавців, достатньо для розбудови сектору.

Регіональні і місцеві програми інвестиційної підтримки органами влади розвитку малої ВЕ також відсутні в Україні. Єдиною можливістю для населення є 2 кредитні програми державних банків: «Еко енергія» Укргазбанку [137] та «Зелена енергія» Ощадбанку [136]. Оскільки ці програми є комерційними пропозиціями, сформованими у партнерстві з інжиніринговими компаніями, які працюють на вітчизняному ринку ВЕ, вони не можуть вважатися державною підтримкою розвитку галузі. У зв'язку з вищевикладеним, розрахувати коефіцієнти не є можливим за відсутності

поточного державного інвестиційного забезпечення проєктів «зеленої» електроенергетики домогосподарств; отже, вони були виключені з розгляду.

Табл. 5.7 узагальнює результати розрахунків коефіцієнтів k_{lij} та частки безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат на 1 МВт встановленої потужності для домашніх 30 кВт-них сонячної фотоелектричної ($CS_{solar\ Sumy}$) і вітрової електростанцій ($CS_{wind\ Sumy}$), розташованих на території Сумської області, Україна. Базова частка безвідсоткового кредиту у загальних інвестиційних витратах на 1 МВт встановленої потужності генеруючого об'єкта ВЕ визначена на рівні 20%. Її значення аналогічне до мінімальної ставки відшкодування з держбюджету кредитів, наданих населенню за урядовою програмою «теплі кредити» для впровадження енергоефективних заходів [225]. За потреби, базова частка може бути зменшена або збільшена залежно від можливостей надавача пільгового фінансування, яким можуть виступати органи державної влади або ж місцевого самоврядування.

Таблиця 5.7 – Розрахунок частки безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат на 1 МВт встановленої потужності для домашніх сонячних фотоелектричних та вітрових електростанцій, розташованих на території Сумської області, Україна (обчислено авторами)

Показник	Значення показника	Показник	Значення показника
$k_{1solarSumy}$	0,94	$k_{1windSumy}$	0,90
$k_{2solarSumy}$	1,02	$k_{2windSumy}$	1,07
$k_{3solarSumy}$	12,23	$k_{3windSumy}$	12,23
$k_{4solarSumy}$	0,98	$k_{4windSumy}$	0,98
$k_{5solarSumy}$	1	$k_{5windSumy}$	1
$k_{6solarSumy}$	0,88	$k_{6windSumy}$	0,88
w_l	0,17	w_l	0,17
$CS_b, \%$	20	$CS_b, \%$	20
$CS_{solar\ Sumy}, \%$	56,86	$CS_{wind\ Sumy}, \%$	56,87

Отже, за проведеними розрахунками, сонячні та вітрові електростанції домогосподарств у Сумській області отримали практично однакову

фінансову підтримку. Несуттєво вищу (на 0,014 в.п.) частку безвідсоткового кредиту слід надати проектам з будівництва домашніх вітрових електростанцій в регіоні. Водночас, розраховані частки більш ніж в 2,8 раза вище базового показника у 20%, що свідчить про необхідність посилення фінансової підтримки проектів ВЕ у побутовому секторі області. При цьому головним фактором, який збільшив базову частку фінансування, стала енергодефіцитність регіону.

Незначна відмінність показників $CS_{solar\ Sumy}$ та $CS_{wind\ Sumy}$ пояснюється використанням узагальнених даних для обох технологій через недоступність детальної статистичної інформації, що визначає обмеження моделі. Фактично окремо для двох технологій розраховувалися лише два коефіцієнти: k_{1ij} і k_{2i} . Це дещо обмежує можливості застосування отриманих результатів для формування підходів в енергетичній політиці окремо для сонячної та вітрової енергетики, але водночас може служити орієнтиром для вибору і коригування обсягів та механізмів інвестиційної підтримки розвитку ВЕ у побутовому секторі.

5.2 Визначення пріоритетних для фінансування проектів «зеленої» енергетики в домогосподарствах регіону

З метою подальшого стимулювання будівництва «зелених» електростанцій населенням не лише в межах певної технології ВЕ, а й з урахуванням техніко-економічних характеристик конкретних інвестиційних проектів, обчислимо частку безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат на 1 МВт встановленої потужності генеруючого об'єкта ($CS_{i,j,n}$) на прикладі домашньої 30 кВт-ної сонячної фотоелектричної електростанції, розташованої на території Сумської області, Україна.

Оскільки в регіоні у 2020 році були відсутні домашні вітроустановки, обґрунтувати розмір частки безвідсоткового кредиту для будівництва нових вітроелектростанцій на основі поточної ситуації щодо розвитку

вітроенергетики в області неможливо через відсутність бази порівняння. Тому при визначенні перших проєктів з будівництва вітроелектростанцій на території доцільно ґрунтуватися на їх ранжуванні, використовуючи загальновідомі підходи до відбору інвестиційних проєктів, викладені, наприклад, у [226]. У міру розбудови вітроенергетики регіону, розмір частки безвідсоткового кредиту для подальших проєктів може розраховуватися із застосуванням формули (4.12).

При розрахунку $CS_{i,j,n}$ для домашньої 30 кВт-ної сонячної фотоелектричної електростанції ($CS_{solar\ Sumy\ 30}$) за формулою (4.12) були застосовані ті самі припущення, що і при обчисленні $CS_{solar\ Sumy}$. Вихідні дані для розрахунку коефіцієнтів $p_{f,i,j,n}$ за алгоритмами табл. 4.2 подано нижче.

Станом на 31.12.2020 року в Сумській області вставлена потужність 628 сонячних електростанцій населення становила 16,58 МВт, тобто в середньому 26,4 кВт на домогосподарство [211]. Обсяг електроенергії, реалізованої домашніми сонячними електростанціями за «зеленим» тарифом у 2020 році, склав 19,4 млн кВт·год або 30891,71 кВт·год на домогосподарство в середньому за цей період [211]. Відповідно до [27], обсяг генерації електроенергії 30 кВт-ною сонячною електростанцією, що розглядається, прийнято на рівні 32523 кВт·год/рік.

Розрахункова тривалість життєвого циклу сонячних батарей становить від 25 років [227]. Отже, приймаємо, що як проєктний, так і середньорегіональний показник життєвого циклу батарей складає 25 років.

За даними [124; 128; 129; 228; 229], середньорегіональний обсяг інвестицій на 1 МВт встановленої потужності для сонячних електростанцій в Україні становить 23261,131 тис. грн. Середні інвестиційні витрати на будівництво сонячної електростанції в секторі приватних домогосподарств Сумської області на 1 МВт встановленої потужності становлять 17098,667 грн. Така різниця в інвестиційних витратах пояснюється тим, що середньорегіональний показник інвестицій на 1 МВт встановленої потужності враховує, поряд з проєктами побутового сектору, промислові

енергооб'єкти, вартість будівництва яких є значно вищою. Показник для приватних домогосподарств Сумської області був розрахований для сонячних електростанцій з максимально дозволеною встановленою потужністю (30 кВт) та приведений до 1 МВт.

Враховуючи зазначені вище дані, результати розрахунку коефіцієнтів $p_{f,i,j,n}$ для домашньої 30 кВт-ної сонячної електростанції подано у табл. 5.8.

Таблиця 5.8 – Розрахунок коефіцієнтів $p_{f,i,j,n}$ та $CS_{i,j,n}$ для проекту будівництва домашньої 30 кВт-ної сонячної фотоелектричної електростанції, розташованої на території Сумської області, Україна (обчислено авторами)

Показник	Значення показника для сонячної електростанції
Коефіцієнт встановленої потужності об'єкта ВЕ, $p_{1solar Sumy 30}$	1,136
Коефіцієнт обсягу річної енергогенерації об'єкта ВЕ, $p_{2solar Sumy 30}$	1,150
Коефіцієнт тривалості життєвого циклу об'єкта ВЕ, $p_{3solar Sumy 30}$	1
Коефіцієнт обсягу інвестицій в об'єкт ВЕ, $p_{4solar Sumy 30}$	1,360
w_f	0,25
$CS_{i,j}, \%$	56,86
$CS_{solar Sumy 30}, \%$	64,67

Отже, частку безвідсоткового кредиту для будівництва домашньої 30 кВт-ної сонячної фотоелектричної електростанції на території Сумської області варто встановити на рівні 64,67%, тобто на 7,81 в.п. вище, аніж базова частка для проектів сонячної енергетики домогосподарств регіону. Це пояснюється, насамперед, тим, що «зелені» електроустановки більшої потужності дозволяють забезпечити менші витрати на одиницю виробленої енергії та згенерувати більші обсяги електрики, що відповідає поточним цілям регіонального енергетичного розвитку в контексті декарбонізації і зміцнення енергонезалежності території. Зміна регіональних пріоритетів вибору проектів, наприклад, орієнтація не на максимальне виробництво і продаж «зеленої» електроенергії населенням за «зеленим» тарифом, а на задоволення власних потреб в енергії, тобто перехід домогосподарств до

самоелектрозабезпечення, призведе до зниження частки безвідсоткового кредиту на будівництво великих домашніх сонячних електростанцій, виробіток яких перевищує потреби родини. Враховуючи, що нами був розглянутий лише один варіант спорудження «зеленої» електроустановки, верифікація моделі потребує подальших досліджень на основі аналізу проєктів сонячних електростанцій різної потужності.

Зважаючи на те, що у даному дослідженні ми розглянули лише два проєкти з будівництва електростанцій на ВДЕ, застосувати розподіл бюджетного фінансування для покриття частки безвідсоткових кредитів за проєктами в межах окремих технологій «зеленої» енергетики за формулами (4.13)–(4.15) не є можливим. Застосування даного підходу є напрямом для здійснення подальших досліджень.

Запропонована вище методика оптимального напрямку інвестування у розвиток ВЕ в регіонах України рекомендується до використання органами місцевої і державної влади, що здійснюють регулювання ринку «зеленої» енергетики на національному і регіональному рівнях, окремо для сектору домогосподарств та бізнес-сектору з урахуванням специфіки кожного з них. Причиною тому є значний розрив у конкурентоспроможності промислових і побутових об'єктів ВЕ, обумовлений дією ефекту масштабу. Зважаючи на універсальність моделі (4.1), вона може бути адаптована під потреби інших країн світу, що розвивають «зелену» енергетику та прагнуть вдосконалити регіональну політику у цій галузі.

Подальші наукові розвідки у контексті проведеного дослідження полягають у розширенні кола факторів запропонованої моделі залежно від пріоритетів державної і місцевої політики. Зокрема, наведені методичні підходи можна доповнювати іншими показниками, наприклад, інтегральним індексом регіонального людського розвитку. З його допомогою можна враховувати і регулювати рівень загальної депресивності регіонів, ризики ведення бізнесу на території тощо. Крім того, введення регіональних показників енергетичної бідності населення до моделі дозволить більш

об'єктивно оцінювати необхідність підвищення частки безвідсоткових кредитів для домогосподарств, зважаючи на їх фінансове становище. Важливим є також оцінювання впливу розвитку ВЕ на зайнятість в країні та її регіонах і включення цього фактору до моделі. Подальша увага може бути сфокусована і на вивченні можливостей регулювання інвестиційних потоків у сфері ВЕ за рахунок інших інструментів економічної підтримки для стимулювання збалансованого територіального енергетичного розвитку.

6 ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ВСТАНОВЛЕННЯ НОВИХ ПОТУЖНОСТЕЙ ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ НА ЗАЙНЯТІСТЬ

6.1 «Зелений» енергетичний перехід: світові і вітчизняні перспективи

6.1.1 Світові орієнтири розвитку «зеленої» енергетики

Розвиток ВДЕ у світі за останні десятиріччя став стрімким. Сприятливі політичні заходи і механізми підтримки привели до зростання інвестицій та технічного прогресу, різкого скорочення витрат і експоненціального зростання «зелених» енергопотужностей в усьому світі. З 2010 року вартість сонячної енергії знизилася на 82%, вартість енергії від наземних вітрових електростанцій – на 39%, а від морських – на 29%. У багатьох регіонах світу виробництво відновлювальної енергії, навіть без додаткової фінансової підтримки, в даний час економічно виправдане і обходиться дешевше, ніж енергія на основі викопних видів палива й атомної енергетики (з урахуванням витрат на виведення з експлуатації останньої). Нові сонячні і вітрові електростанції все частіше виявляються більш вигідними, ніж навіть найдешевші вугільні електростанції [29; 55].

У 2019 році на ВДЕ припало майже 80% нових потужностей з виробництва електроенергії в усьому світі. Більша частина інвестицій була здійснена в країнах, що розвиваються, і в країнах з ринковою економікою, в першу чергу в Китаї, Індії, Бразилії та Чилі, які виділили на ВЕ 152 млрд дол. США. Для порівняння: в розвинених країнах цей показник склав 130 млрд дол. США [230].

Зростаючий попит на енергію й ефект масштабу, а також погіршення якості повітря і здоров'я населення створюють все більше стимулів для переходу енергетичного сектора на ВДЕ. Крім того, зростання обізнаності та дії по боротьбі зі зміною клімату і захисту навколишнього середовища, в

тому числі в зв'язку із зобов'язаннями в рамках Паризької угоди, а також глобальна тенденція скорочення фінансування викопних видів палива вже прискорили перехід до ВДЕ й енергоефективності в багатьох регіонах світу.

Пандемія COVID-19 в черговий раз виявила недоліки сучасної глобальної енергетичної системи: її залежність від викопних видів палива і величезні проблеми з доступом до енергії, що негативно впливають на охорону здоров'я, водопостачання, інформаційні та інші життєво важливі послуги. У той час як індустрія викопних видів палива сильно постраждала від кризи, сектор ВДЕ виявився більш стійким. У зв'язку з цим численні міжнародні організації, в тому числі IRENA, Організація Економічного Співробітництва і Розвитку (ОЕСР), МЕА і Міжнародний Валютний Фонд рекомендували представникам влади і бізнесу здійснити декарбонізацію і перехід до «зеленої» енергетики, визначивши останню основним елементом відновлення економіки. Інструментами для енергетичного переходу є програми фінансової підтримки галузі, поетапна відмова від дотацій на викопні види палива і збільшення інвестицій у ВДЕ [231; 232; 233].

Інвестиції в енергетичний перехід сприятимуть відновленню економіки, створенню широкого спектра нових робочих місць, зміцненню сектора охорони здоров'я і запобіганню кліматичної кризи. Державна підтримка має ключове значення для залучення приватних інвестицій і повинна стратегічно використовуватися для відновлення за допомогою грамотного регулювання галузі [232]. В даний час деякі країни з розвиненою економікою вже обговорюють і досягають угоди за «зеленими» проектами в рамках своїх програм відновлення [234]. За оцінкою МЕА, у світі вже є життєздатний шлях до побудови глобального енергетичного сектору з нульовими викидами до 2050 року, але він вимагає зміни процесу виробництва, транспортування і використання енергії у світовому масштабі [235].

Навіть якщо поточні кліматичні зобов'язання країн будуть повністю виконані, вони є набагато меншими для того, щоб до 2050 року викиди CO₂ від енергетики були нетто-нульовими, даючи можливість обмежити

зростання глобальної температури до $1,5^{\circ}\text{C}$. Такі оцінки були оприлюднені у новому комплексному дослідженні – Дорожня карта Net Zero by 2050, яке розкриває як до 2050 року перейти на систему чистої нульової енергії, забезпечивши при цьому безперервне та доступне енергопостачання, універсальний доступ до енергії і стабільне економічне зростання [235]. Документ визначає понад 400 етапів, які допоможуть цьому глобальному енергетичному переходу.

Великомасштабною позитивною зміною для людства, за оцінкою МЕА, у 2020 році стало скорочення викидів вуглецю в атмосферу на 2 млрд тон у зв'язку з пандемією COVID-19, а також через призупинення транспортних і промислових потужностей (як наслідок епідеміологічної ситуації у світі). Проте, коли карантинні обмеження послабили, кількість викидів знову зросла, про що свідчать статистичні дані грудня 2020 року. Показники викидів вуглецю в атмосферу перевищені на 2%, порівняно з допандемічними цифрами. Вважається, що до кінця 2021 року викиди зменшаться орієнтовно до 33 гігатон CO_2 , що на 1,2% нижче за рівень 2019 року [236]. Саме тому МЕА розробило ключові принципи безвуглецевого майбутнього, згідно з якими:

- розробка зрозумілих амбітних дорожніх карт по досягненню абсолютного нуля викидів до 2030 року є важливою;
- безвуглецеві енергетичні системи повинні бути доступними, сталими і безпечними;
- мобілізація приватних та державних інвестицій слугуватиме рушійною силою у майбутньому без викидів CO_2 ;
- сектори економіки з нульовими викидами CO_2 мають постійно розвиватися і використовувати інноваційні методики у досягненні глобальної безвуглецевості.

Ці принципи повинні стати основою для скооперованого руху різних країн світу до майбутнього без викидів CO_2 , а також спонукати амбітні плани якнайшвидше зменшити обсяги викидів CO_2 .

Основними положеннями звіту МЕА є такі:

1. Якщо навіть повністю досягти кліматичних амбіцій країн світу на даний момент, вони все одно відставатимуть від показників, необхідних для досягнення нульових викидів CO₂ до 2050 року.

2. Потрібне дуже масове та негайне впровадження усіх можливих чистих ефективних енергетичних технологій, зокрема, планів зростання сонячної фотовольтаїки і потужностей вітроенергетики, які передбачають досягнення обсягів встановлених потужностей у розмірі 630 ГВт та 390 ГВт до 2030 року відповідно, що сумарно у 4 рази перевищує показники рекордного рівня 2020 року.

3. На сьогоднішній день технології глобального скорочення викидів CO₂ вже успішно представлені на ринку і будуть розвиватися до 2030 року. Але значного інноваційного розвитку потребують саме ті дії, які наразі перебувають лише на рівні демонстраційних проєктів, адже прогнозується, що у 2050 році половина скорочень викидів відбуватиметься за рахунок нових технологій.

4. Завдяки тому, що річний обсяг інвестицій в енергетику збільшиться до 5 трлн дол. США, прогнозується створення 14 млн робочих місць у сфері чистої енергетики, включаючи енергоефективність, а також у машинобудівній та будівельній галузях.

5. Глобальний валовий внутрішній продукт зросте на 20% до 2030 року (порівняно з тими цифрами, які б фіксувалися за сучасних тенденцій).

6. Звіт Net Zero by 2050 не передбачає:

- залучення інвестицій у нові проєкти, які орієнтуються на постачання викопного палива;
- залучення інвестицій у нові вугільні станції, натомість анонсується припинення видачі дозволів на будівництво останніх;
- продажів нових автомобілів з двигуном внутрішнього згоряння (мають припинитися до 2035 року).

7. До 2050 року майже 90% електроенергії вироблятиметься за рахунок ВДЕ, решта припадатиме на ядерну енергетику.

8. Енергія біомаси, сонця, вітру, води, геотермальні джерела будуть забезпечувати дві третини всієї енергії на планеті.

9. Світовий попит на енергію скоротиться на 8%, порівняно з поточними показниками, проте прогнозується, що він відповідатиме вдвічі більшій за величиною економіці і, відповідно, населенню на 2 мільярди людей більше.

10. До 2030 року мають бути виведені з експлуатації усі діючі найменш ефективні вугільні електростанції, забезпечуючи при цьому додатковим обладнанням більш ефективні ланки, які будуть функціонувати до 2040 року.

11. Нині частка електромобілів у глобальних обсягах продажів нових автомобілів становить 5%, проте уже у 2030 році прогнозується, що ця цифра сягатиме 60%. Що стосується зарядних станцій для таких транспортних засобів, то їхня кількість на сьогоднішній день складає 1 мільйон. У перспективі планується їх збільшення у 40 разів, тобто до 40 мільйонів.

12. Повітряний транспорт переходить на біологічне і синтетичне паливо (в основному, просунуте (advanced) біопаливо, тобто будь-яке паливо, у складі якого є не менше 80% матеріалів, що рециркульовані і/або отримані від живих організмів).

13. Освоєння нових газових і нафтових родовищ має припинитися головним чином за рахунок того, що уже зараз державам потрібно зупинити видачу відповідних дозволів, оскільки попит на нафту щорічно знижуватиметься орієнтовно на 4% у найближчі 30 років. Відповідно до цього, до 2030 року ціна нафти за барель впаде до 35 доларів США. Отже, за прогнозами частка країн – членів ОПЕК на світовому ринку нафти зросте з 37% до 52% у 2050 році, таким чином залишивши на ринку лише невелику кількість країн-виробників з найнижчою собівартістю видобутку.

14. Попит на природний газ буде стрімко зростати і досить швидко відновиться до 2025 року, а вже до 2030 року прискорить падіння і у

2050 році буде на 55% менший за рівень 2020 року, який ознаменувався пандемією COVID-19. Тому потреби в нових родовищах газу не буде.

Отже, виходячи із зазначених вище положень, «зелена» енергетика завойовуватиме все більшу і більшу частку світового енергоринку. Про це свідчать і поточні тенденції: майже 45% світового збільшення виробництва електроенергії забезпечили ВДЕ у 2018 році, оскільки було введено в дію приблизно 180 ГВт таких нових потужностей [204]. Порівняно з попереднім роком ця цифра зросла на 7% або на 450 ТВт·год. У 2020 році частка «зелених» джерел становила 25% у світовому виробництві енергії. Сонячна фотоелектрична енергія, вітрова та гідроенергія лідирують за внеском у загальну частку «зеленої» електрогенерації.

Очікується, що до 2040 року споживання енергії зросте до 2260 млн тонн нафтового еквіваленту порівняно із 2020 роком, в якому показник був 990 млн тонн нафтового еквіваленту. Таким чином, у світі за сценарієм стабільного розвитку ВДЕ будуть забезпечувати до двох третин усього виробництва електроенергії та 37% кінцевого споживання [237]. Виробіток енергії вітру сягне 8300 ТВт·год, сонця – 7200 ТВт·год, гідроенергії – 6950 ТВт·год. Що стосується секторальних прогнозів, то у 2040 році:

- частка тепла від ВДЕ збільшиться до 30% (1200 млн тонн нафтового еквіваленту);
- споживання енергії у секторі транспорту (електромобілі і залізничний транспорт) зросте до 600 млн тонн нафтового еквіваленту;
- частка біопалива підвищиться до 60% і орієнтовно складе 940 млн тонн нафтового еквіваленту.

На сьогоднішній день у світі найінтенсивніше енергія з альтернативних джерел споживається в енергетичній галузі, у менших обсягах – у побутовому, будівельному секторах та промисловості.

6.1.2 Цілі і проблеми енергетичного переходу України

В Україні Національна економічна стратегія на період до 2030 року (2021) [238] визначає ціль з виробництва енергії з ВДЕ на рівні 25% до 2030 року. Для цього буде необхідно залучити 10 млрд євро інвестицій. Стратегія визначає необхідність зменшення викидів (парникових газів) від енергетики, а також обмеження негативного впливу сектору на довкілля. Також встановлюється пріоритет розподіленої генерації. За даними Стратегії, станом на 2018 рік в енергетиці України було зайнято 400 тис. осіб. При цьому зазначається, що розвиток енергетики може стати каталізатором створення нових робочих місць.

Попри спроби реформування вітчизняної енергетики протягом усього часу незалежності, цей сектор дотепер великою мірою базується на технологічних та промислових здобутках Радянського Союзу. Розвиток і поступ ВЕ у світі обумовив трансформації української енергетики, зокрема шляхом запровадження нових, дружніх до довкілля, джерел енергогенерації. Незважаючи на взяті на себе амбітні цілі з виробництва і споживання енергії із «зелених» джерел, що виникли завдяки членству у Європейському Енергетичному Співтоваристві та набуттю асоційованого членства в Європейському Союзі, в Україні наявне певне відставання від взятих на себе зобов'язань з виробництва теплової енергії з ВДЕ, а також енергії для транспортного сектору. Водночас, «зелена» електрогенерація очікувано буде відповідати взятим зобов'язанням.

За даними НЕК «Укренерго», станом на травень 2021 року встановлена потужність електрогенерації об'єктів на ВДЕ, приєднана до ОЕСУ, становила понад 7,07 ГВт, а з урахуванням сонячних електростанцій домогосподарств перевищувала 8 ГВт (рис. 6.1). Як видно з рисунку, спостерігається істотний надлишок потужностей сонячної генерації, що пояснюється привабливим до 2020 року «зеленим» тарифом, а також недосконалістю регуляторного поля, завдяки чому такий «перекіс» став можливим. Протягом 2020 року частка енергії з ВДЕ в електробалансі склала 12,4% [239].

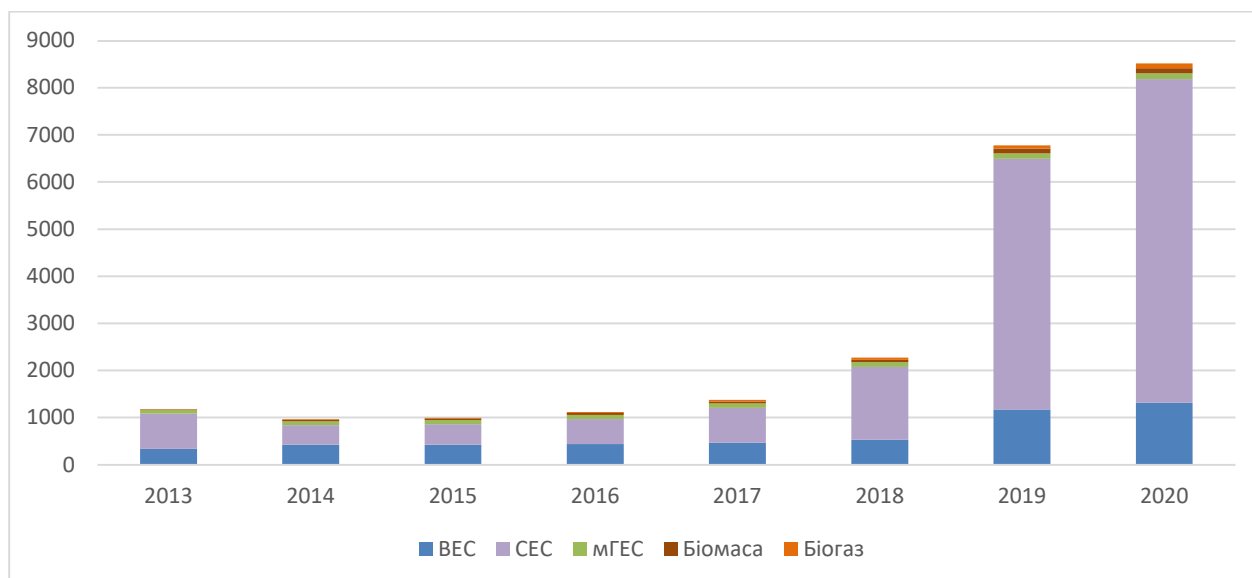


Рисунок 6.1 – Потужності об’єктів електрогенерації з ВДЕ в Україні, МВт (ВЕС, СЕС, мГЕС – відповідно сонячні, вітрові та малі гідроелектростанції)

[240]

Не менш важливим є факт, що саме використання ВДЕ замість викопного палива може попередити найгірші наслідки зміни клімату. В Україні за 66% викидів парникових газів відповідає сектор енергетики, тому, якщо розвивати енергоефективні технології та «зелені» енергоджерела, знижувати їхню вартість, можливо здійснити національний енергетичний перехід на ВЕ [241]. Для цього потрібно змінити підхід до планування енергетичної політики, змістивши фокус на сталий інтенсивний розвиток балансуєчих потужностей і «зелених» енергоджерел замість того, щоб реанімувати вугільну й атомну генерацію. Тим більше, що перехід країни на відновлювальну енергію економічно доцільний і можливий, що доводить сценарій, розроблений Інститутом економіки та прогнозування Національної академії наук України [124].

6.2 Трансформація ринку праці в умовах розвитку відновлювальної енергетики: прогностичні сценарії

Одним із наслідків енергетичного переходу у позитивному сенсі є трансформація ринку праці, оскільки поступово частка зайнятих у секторі викопних палив зменшуватиметься, натомість у сфері ВДЕ спостерігатимемо збільшення частки, що припадає на нові робочі місця.

Порівняння економічних наслідків двох різних сценаріїв розвитку енергетичного сектору України викладене у дослідженні компанії Aurora Energy Research за підтримки Фонду ім. Гайнріха Бьоля в Україні «Економічні наслідки поступової відмови від використання вугілля в Україні до 2030 року», яке було проведено у жовтні 2020 – квітні 2021 року. Один із зазначених сценаріїв прогнозує поетапну відмову від використання вугілля до 2030 року для виробництва електроенергії [242]. У підготовці цього аналітичного документу автори поклалися на висхідні оцінки робочих місць IRENA та праці [243]. Останні досить широко і часто використовуються для прогнозування коефіцієнтів зайнятості – оцінок створення нових робочих місць на одиницю встановленої потужності. Тому, згідно із зазначеним звітом, припускається створення від 5 до 10 нових робочих місць на кожний МВт нової встановленої «зеленої» енергопотужності. Це сумарно створить 160 тис. нових робочих місць у сценарії переходу і передбачить втрату 56 тис. робочих місць за рахунок закриття шахт та виведення з експлуатації вугільних електростанцій.

На сьогоднішній день на вугільних електростанціях працює майже 20 тис. осіб. Сценарієм переходу рекомендовано і передбачено до 2030 року закрити ці підприємства, почавши з найбільш застарілих. Державні шахти України уже є неприбутковими, проте на них досі працює 36 тис. осіб, тому поступова відмова від використання вугілля в Україні також передбачає закриття державних шахт до 2030 року.

Як зазначалося, потужності на основі ВДЕ (особливо вітру та сонця) розвиватимуться стрімко, що дозволить створити нові робочі місця у цьому секторі. В оцінці можливостей щодо працевлаштування вирізняється тимчасова і постійна робота. Попит на робочу силу збільшиться у «зеленій» енергетиці тимчасово у секторі будівництва, оскільки пік зростання можливостей для працевлаштування припаде саме на період спорудження нових потужностей, а у виробництві обладнання – поступово. Не зважаючи на те, що ці робочі місця будуть актуальними на час трансформації енергетичної системи, глобальний перехід на чисту енергетику зумовить стійкість можливостей зайнятості на достатньо тривалий період [33].

У сценарії, який відображає продовження поточних тенденцій та передбачуваних політик (у дослідженні – інерційний сценарій), прогнозується створення 8,3 тис. постійних робочих місць на біо-, вітрових та сонячних електростанціях. Стосовно сценарію переходу, що передбачає реалістичну поступову відмову від виробництва енергії з вугілля до 2030 року та стрімкий перехід до енергії з ВДЕ (біомаси, вітру, сонця) і є більш оптимістичним, ці потужності можуть створити майже 45 тис. робочих місць.

На сьогодні в Україні загальна кількість робочих місць у галузі «зеленої» енергетики є меншою. Порівняно з коефіцієнтом у 1,3 працівника на кожен МВт на вугільних електростанціях, за прогнозами до 2030 року ця цифра для відновлювальних енергопотужностей складе 0,37. Залежно від сценарію, середня кількість робочих місць у галузі виробництва обладнання, яку створює сектор «зеленої» енергетики, є різною.

Для вітрових і сонячних електростанцій спостерігається тенденція зростання внутрішнього попиту на обладнання для об'єктів на ВДЕ. Як наслідок, вітчизняне виробництво більше популяризується і кількість нових робочих місць в Україні зростає. У підсумку втрачається 56 тис. робочих місць у сценарії переходу, натомість упродовж наступних 10 років створюється 45 тис. постійних та в середньому 116 тис. тимчасових робочих

місць. Стосовно інерційного сценарію можна відмітити, що також відслідковується втрата 2 тис. робочих місць та формування близько 21 тис. тимчасових.

В Україні законодавчо передбачено перехід до системи аукціонів з розподілу квот підтримки для різних видів електрогенерації з ВДЕ. Фактично переходу до системи аукціонів станом на осінь 2021 року ще не відбулося, як і відсутні затверджені квоти підтримки. Щоправда, наприкінці 2020 року Міністерство енергетики України оголосило приблизну структуру квот підтримки до 2025 року. Чиновники очікують, що протягом 2021 року буде введено в експлуатацію 365 МВт «зелених» енергопотужностей. У 2022 році квоти мають зрости до 420 МВт з поступовим підвищенням до 570 МВт у 2025 році.

Для визначення потенційних обсягів квот дослідницькою агенцією Low Carbon Ukraine було здійснено їх оцінку, тобто потужностей, які їм відповідають. Розглядалися два сценарії:

1) сценарій 21% (далі – С21%) , за якого при екстраполяції наявних трендів частка електрогенерації з ВДЕ може скласти менше 21%;

2) сценарій 30% (далі – С30%), при якому необхідно досягти 30% до 2030 року. 30% «зеленої» енергії необхідно, зважаючи на наміри України виробляти «зелений» водень.

Примітно, що перший сценарій відповідає вже закладеному шляху розвитку ВЕ, тобто це свого роду сценарій *business as usual*. На рис. 6.2 і 6.3 нижче зображені щорічні квоти до 2030 року, тобто потужності, які мають додаватися щорічно. Як видно з наведених рисунків, для досягнення вищої частки «зеленої» енергії в енергобалансі необхідні більші встановлені потужності енергогенеруючого обладнання. Хоча останні мають стати практично удвічі більшими, повинні зрости встановлені потужності вітроелектростанцій, а також інших джерел, особливо біомаси.

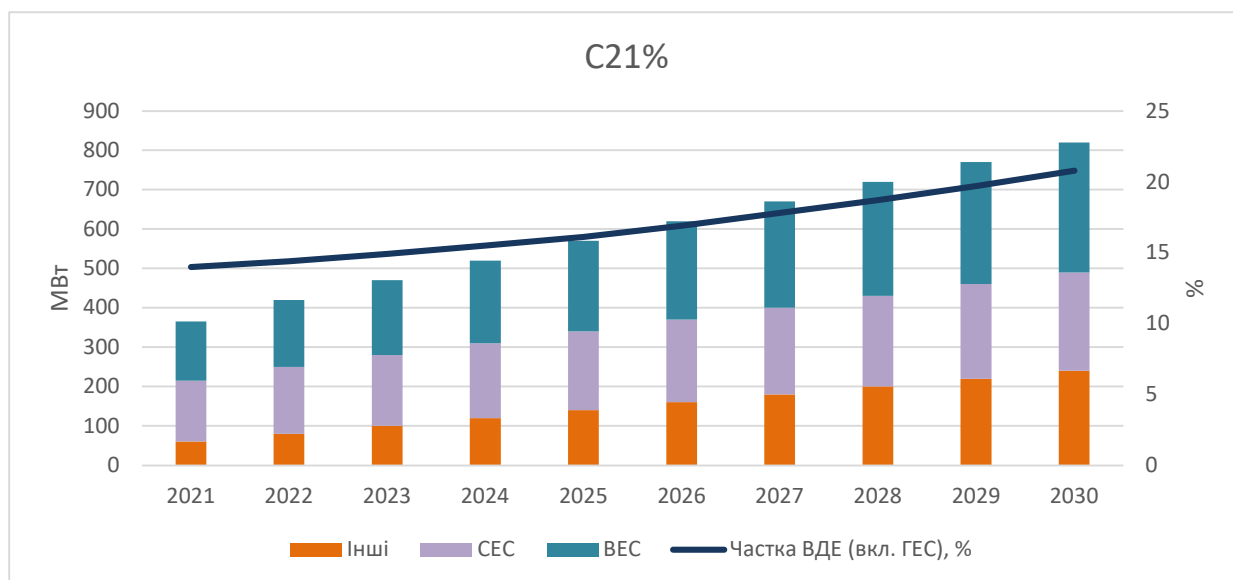


Рисунок 6.2 – Квоти на «зелені» енергопотужності для досягнення 21% виробництва енергії з ВДЕ, МВт (СЕС, ВЕС, ГЕС – відповідно сонячні, вітрові та гідроелектростанції) [244]

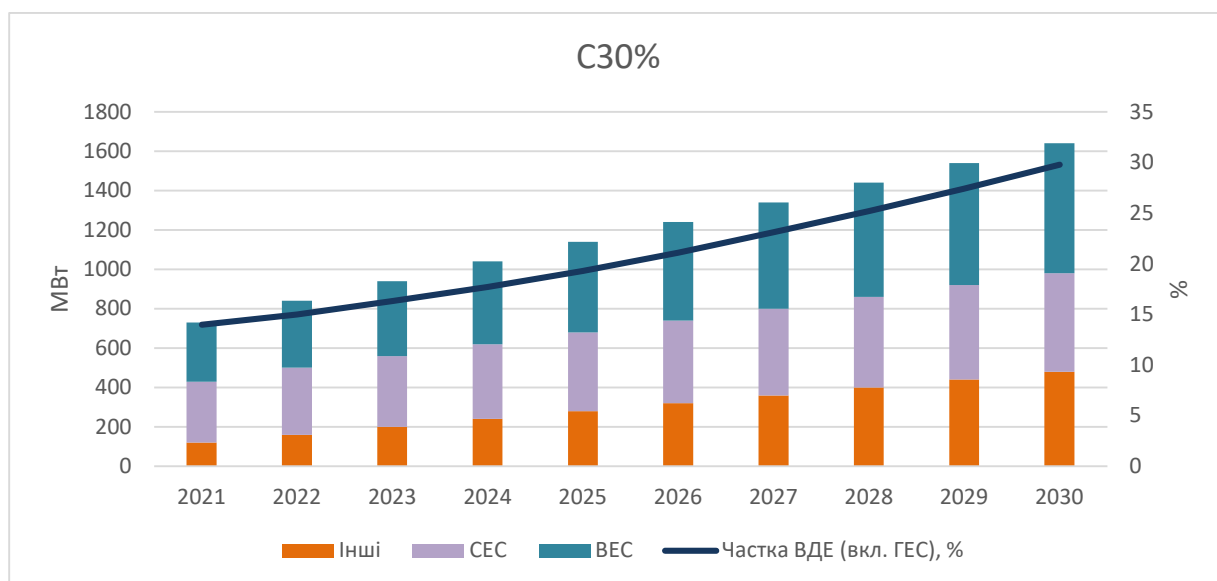


Рисунок 6.3 – Квоти на «зелені» енергопотужності для досягнення 30% виробництва енергії з ВДЕ, МВт (СЕС, ВЕС, ГЕС – відповідно сонячні, вітрові та гідроелектростанції) [244]

Попри те, що енергія вітру теж є переривним (intermittent) джерелом, збільшення потужностей вітроелектростанцій в енергобалансі має сенс, оскільки енергія може вироблятися і вночі, коли не працюють сонячні станції, також є можливість зменшення попиту на послуги

гідроакумуляуючих електростанцій опівдні, коли від сонячних електроустановок надходить менше електроенергії [245]. Це дозволить дещо диверсифікувати енергетичний баланс, що є однією з цілей Міністерства енергетики України в царині ВЕ. Однак таке завдання не є простим: за умови розвитку «зеленої» енергетики за сценарієм С30% потужності сонячних електростанцій все одно перевищуватимуть потужності вітрових у 1,8 рази, а за умови С21% – у 2,4 рази.

Численні дослідження показують, що інвестиції в заходи по боротьбі зі зміною клімату та впровадження ВДЕ й енергоефективних технологій стимулюють економічне зростання, створюють нові робочі місця і підвищують добробут суспільства. Це сприяє технічним інноваціям, покращує інвестиційний клімат і стимулює розвиток місцевого бізнесу [246]. На кінець 2018 року в глобальному секторі «зеленої» енергетики було зайнято 11 млн осіб [247]. За даними IRENA, при прискореному освоєнні ВДЕ кількість робочих місць в даному секторі до 2050 року може збільшитися до 42 млн [248]. Тим часом, за даними Energy Watch Group, при досягненні 100% відновлювальної електроенергії в глобальному масштабі вдасться компенсувати поетапне скорочення приблизно 9 млн робочих місць у вугледобувному секторі в 2015 році, створивши понад 15 млн робочих місць у секторі ВДЕ до 2050 року [249].

Економічна діяльність, що виникає в результаті, і нові робочі місця здатні допомогти запобігти відтоку населення і занепаду сільської місцевості, які є причиною трудової міграції. У 2013 році кількість емігрантів з країн Східної Європи склала близько 37 млн осіб. Це 16% загальної кількості міжнародних мігрантів в світі і майже 10% від загальної чисельності населення в країнах походження. Основною причиною їх від'їзду був пошук роботи [250].

Залежно від рівня розвитку «зеленої» енергетики робочі місця можуть створюватися по всьому ланцюжку створення вартості, включаючи планування проєктів, виробництво, установку, підключення об'єктів до

мережі, їх експлуатацію, технічне обслуговування і виведення з експлуатації. В першу чергу, установка, експлуатація та технічне обслуговування, як правило, здійснюються саме місцевими інженерними, закупівельними і будівельними компаніями, що здатне підвищувати зайнятість та додану вартість на місцях. Додаткові можливості створення цінності всередині регіону несуть в собі адміністративні процеси, такі як розробка стандартів, фінансові послуги, навчання, дослідження і розробки, а також консалтинг [251].

Оцінимо масштаби зайнятості, необхідні для досягнення цілей двох сценаріїв – С21% та С30%. Слід зазначити, що це гіпотетичні сценарії. Для розрахунку нами було використано метод коефіцієнтів зайнятості, детально описаний у праці [252]. Розуміння впливу ВЕ на зайнятість є важливим для розвитку країни та впливу на її громадян, адже зростання частки «зеленої» енергії в енергобалансі означає зменшення частки генерації на основі викопного палива, та, як наслідок, втрату частини робочих місць у традиційній генерації. Це є предметом уваги і частиною дискурсу так званого Справедливого енергетичного переходу (Just Energy Transition), тобто переходу до сталої низьковуглецевої економіки, дружньої до людей та планети [253].

Зайнятість у ВЕ породжує зайнятість у виробництві обладнання, будівництві та монтажі, експлуатації і технічному обслуговуванні, а також постачанні палива (біомаси) [243]. Для оцінювання зайнятості використаємо таку формулу:

$$\text{Зайнятість} = \text{Виробництво обладнання} + \text{Будівництво та монтаж} + \text{Експлуатація та обслуговування} + \text{Постачання палива}, \quad (6.1)$$

де

Виробництво обладнання = *Обсяг «зелених» енергопотужностей, встановлених у певному році, МВт* × *Коефіцієнт зайнятості у виробництві* × *Регіональний коефіцієнт робочих місць для певного року;*

Будівництво та монтаж = Обсяг «зелених» енергопотужностей, встановлених у певному році, МВт × Коефіцієнт зайнятості на будівництві та монтажі × Регіональний коефіцієнт робочих місць для певного року;

Експлуатація та технічне обслуговування (O&M) = Сумарна «зелена» енергопотужність, МВт × Коефіцієнт зайнятості O&M × Регіональний коефіцієнт робочих місць для певного року;

Постачання палива (біомаси) = Попит на первинну енергію, ПДж × Коефіцієнт зайнятості на постачанні палива × Регіональний коефіцієнт робочих місць для певного року × Частка внутрішнього виробництва палива.

Виробництво обладнання, будівництво та монтаж, а також постачання палива вказують на непряму зайнятість (тобто зайнятість у галузях-постачальниках), тоді як експлуатація, технічне обслуговування і виведення з експлуатації – на пряму зайнятість [254]. Є також індуковані робочі місця, наприклад, у торгівлі енергією, при розробленні регуляторної політики, у сфері консалтингу тощо. Люди, які працюють в цих галузях, не вважають себе зайнятими в енергетиці. Відповідно, такі робочі місця не розглядалися в даному розрахунку, що є певним недоліком обраної методики аналізу на основі коефіцієнтів зайнятості (табл. 6.1).

Таблиця 6.1 – Коефіцієнти зайнятості у ВЕ в Україні [243; 255]

Технологія ВЕ	Коефіцієнт зайнятості у виробництві, роки роботи / МВт	Коефіцієнт зайнятості в будівництві та монтажі, роки роботи / МВт	Коефіцієнт зайнятості O&M, робочі місця / МВт	Коефіцієнт зайнятості у постачанні палива, робочих місць / ПДж
Біоенергетика	2,9	14,0	1,5	29,9
Мала гідроенергетика	8,75	18,5	0,5	-
Вітрова енергетика	4,7	3,2	0,3	-
Сонячна енергетика	6,7	13,0	0,7	-

Також були застосовані інші припущення:

- у розрахунок були включені сонячні і вітрові електростанції домогосподарств;

- з розгляду було виключено геотермальну енергетику, оскільки вона практично не розвивається в Україні;

- квоту потужностей «інші» було розподілено з розрахунку 33% для малих гідроелектростанцій та 66% – для біомаси (біомаса і біогаз) через декілька причин:

- а) в Україні кількість майданчиків для встановлення нових потужностей для малих гідроелектростанцій вже є обмеженою;

- б) провідні міжнародні фінансові організації відмовляються фінансувати проекти, що базуються на «зеленому» тарифі;

- в) проекти з біомаси, що потенційно можуть виробляти тепло, залишаються перспективним для фінансування;

- первинний попит на біомасу було обчислено на основі даних щодо потенціалу використання біомаси Дорожньої карти розвитку біоенергетики до 2050 року, розробленої Біоенергетичної асоціацією України [256]. Попит на біомасу для двох сценаріїв наведено на рис. 6.4.

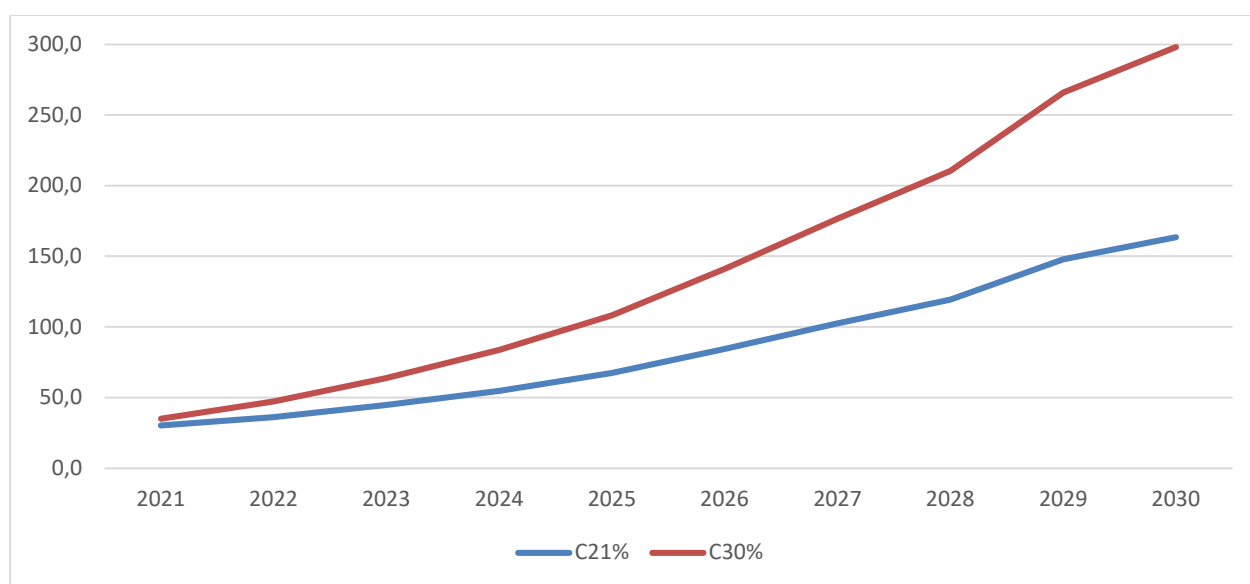


Рисунок 6.4 – Первинний попит на паливо (біомасу), ПДж
(розраховано автором)

Результати розрахунків продемонстрували, що за умови реалізації сценарію С21% в Україні може бути забезпечено від 11,5 тис. у 2021 році до 27,5 тис. робочих місць/рік у 2030 році (рис. 6.5).

Як видно з наведеного рисунку, найбільшу зайнятість можна очікувати у сонячній енергетиці, оскільки вже станом на 2021 рік наявні істотні встановлені потужності геліоенергетики, які надалі очікувано збільшуватимуться (проте не такими високими темпами, як до 2021 року). Також багато робочих місць з'явиться у біоенергетиці, в першу чергу, за рахунок вирощування сировини (яка, за чинним законодавством України, належить до сільського господарства). Насправді, в біоенергетиці може бути ще більше робочих місць, якщо в нових встановлених потужностях категорії «інші» істотно переважатиме біомаса.



Рисунок 6.5 – Зайнятність у ВЕ України за сценарієм С21% (СЕС, ВЕС, мГЕС – відповідно сонячні, вітрові та малі гідроелектростанції) (розраховано автором)

Як слідує з рис. 6.6, за умови розвитку ВЕ за даним сценарієм С30%, кількість зайнятих може скласти від 16 тис. осіб у 2021 році до понад 50 тис.

осіб у 2030 році. Отже, зайнятість у 2030 році за сценарієм С30% може стати практично удвічі вищою, ніж за сценарієм С21%.



Рисунок 6.6 – Зайнятість у ВЕ України за сценарієм С30% (СЕС, ВЕС, мГЕС – відповідно сонячні, вітрові та малі гідроелектростанції) (розраховано автором)

У розрізі типів робочих місць (виробництво обладнання, установка, обслуговування), можна стверджувати, що найбільшу кількість робочих місць знову таки забезпечить сонячна енергетика, оскільки вона має великі встановлені потужності (що вищі потужності, то більше обладнання необхідно виробити), а також вітроенергетика. Примітно, що, незважаючи на більші потужності сонячної енергетики, в енергетичному машинобудуванні для вітроенергетики очікується практично стільки робочих місць, скільки і для геліоенергетики. При цьому істотна кількість обладнання виробляється за межами України. Попри спроби збільшити локалізацію виробництва, до 2030 року можна очікувати, що виробництво обладнання за межами України для потреб у тому числі вітчизняного ринку «зеленої» енергетики буде тривати. Для відображення даного ефекту (тобто того, що обладнання виробляється переважно за кордоном), для України було застосовано коефіцієнти локалізації 0,3 для 2020 року та 0,5 для 2030 року. Це означає,

що в Україні використовується 30% та 50% елементів обладнання відповідно у 2020 та 2030 роках. В Україні ці робочі місця класифікуються як такі, що належать до (енергетичного) машинобудування. Як видно з рис. 6.7, найменша кількість робочих місць притаманна виробництву обладнання для біоенергетики.

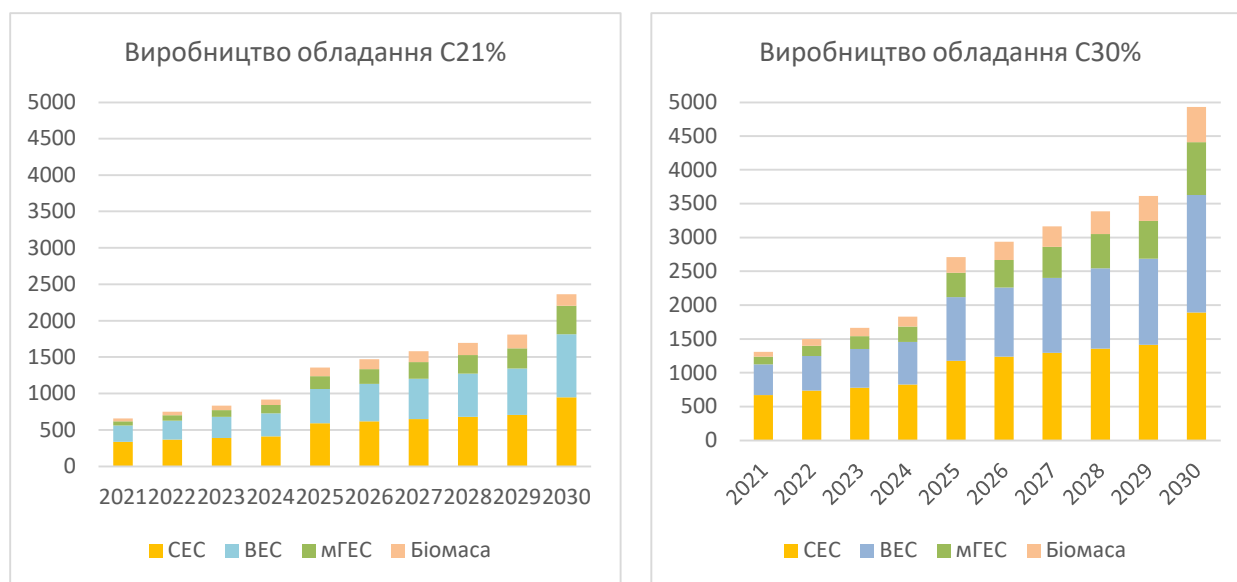


Рисунок 6.7 – Кількість робочих місць з виробництва обладнання для різних технологій «зеленої» енергетики за сценаріями С21% та С30%, осіб/рік (СЕС, ВЕС, мГЕС – відповідно сонячні, вітрові та малі гідроелектростанції) (розраховано автором)

У розрізі будівництва та установки (монтажу) (рис. 6.8) найбільше робочих місць може бути створено сонячною енергетикою, а також біоенергетикою. За сценарієм С21% – це від 3,6 тис. робочих місць у 2021 році і до 9 тис. у 2030 році; за сценарієм С30% ці цифри можуть скласти від 7,3 тис. у 2021 році до 18 тис. у 2030 році.

Щодо експлуатації і технічного обслуговування, можна стверджувати, що найбільш трудомісткою є знову ж таки геліоенергетика (рис. 6.9). Відмітимо, що за сценарієм С30% на 2030 рік передбачається лише на 3 тис. робочих місць у обслуговуванні більше, ніж за сценарієм С21%, навіть попри істотно більшу встановлену потужність за сценарієм С30%.

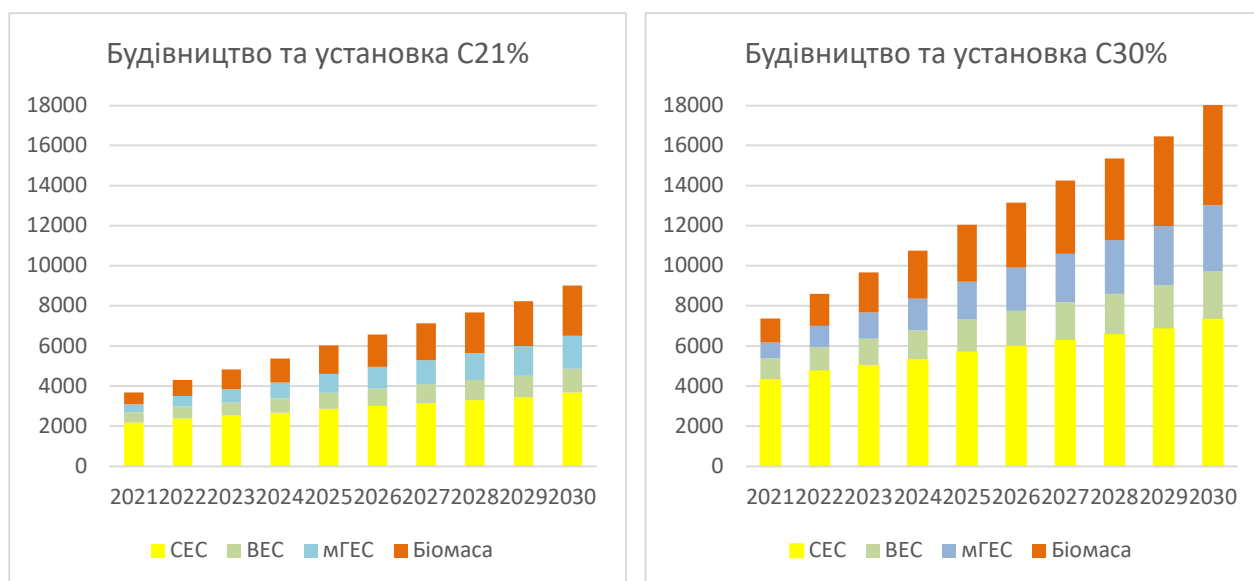


Рисунок 6.8 – Кількість робочих місць у будівництві та установці для різних технологій «зеленої» енергетики за сценаріями С21% та С30%, осіб/рік (CEC, BEC, мГЕС – відповідно сонячні, вітрові та малі гідроелектростанції) (розраховано автором)

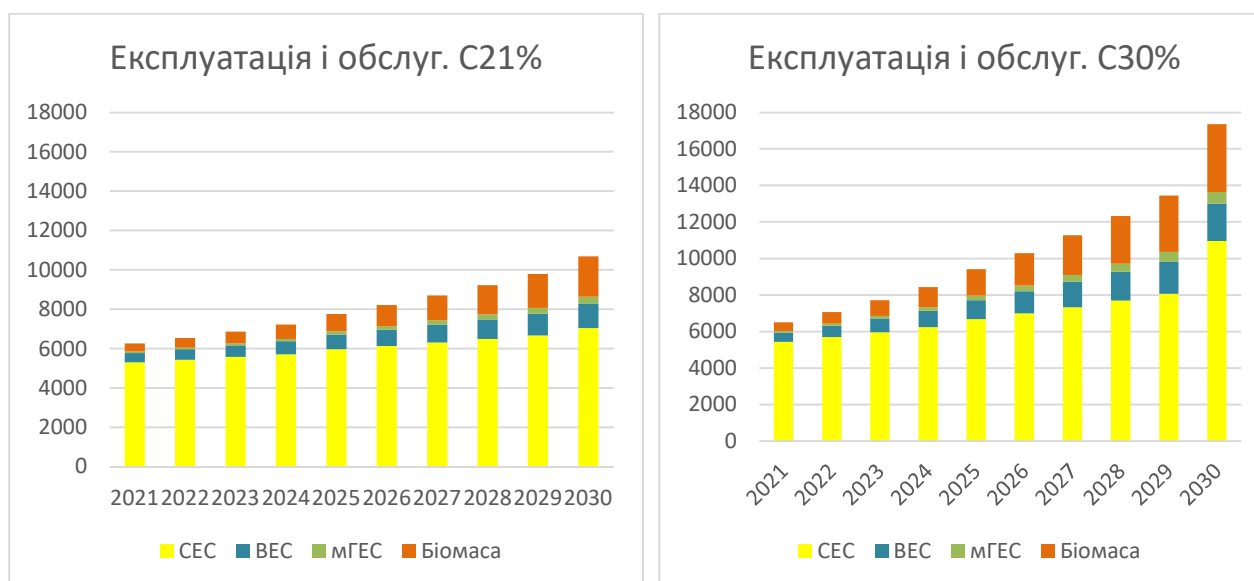


Рисунок 6.9 – Кількість робочих місць з експлуатації та обслуговування для різних технологій «зеленої» енергетики за сценаріями С21% та С30%, осіб/рік (CEC, BEC, мГЕС – відповідно сонячні, вітрові та малі гідроелектростанції) (розраховано автором)

Технології електрогенерації на основі біомаси передбачають створення робочих місць у вирощуванні/підготовці сировини (рис. 6.10). В Україні ці робочі місця класифікуються як такі, що належать до сільського господарства.

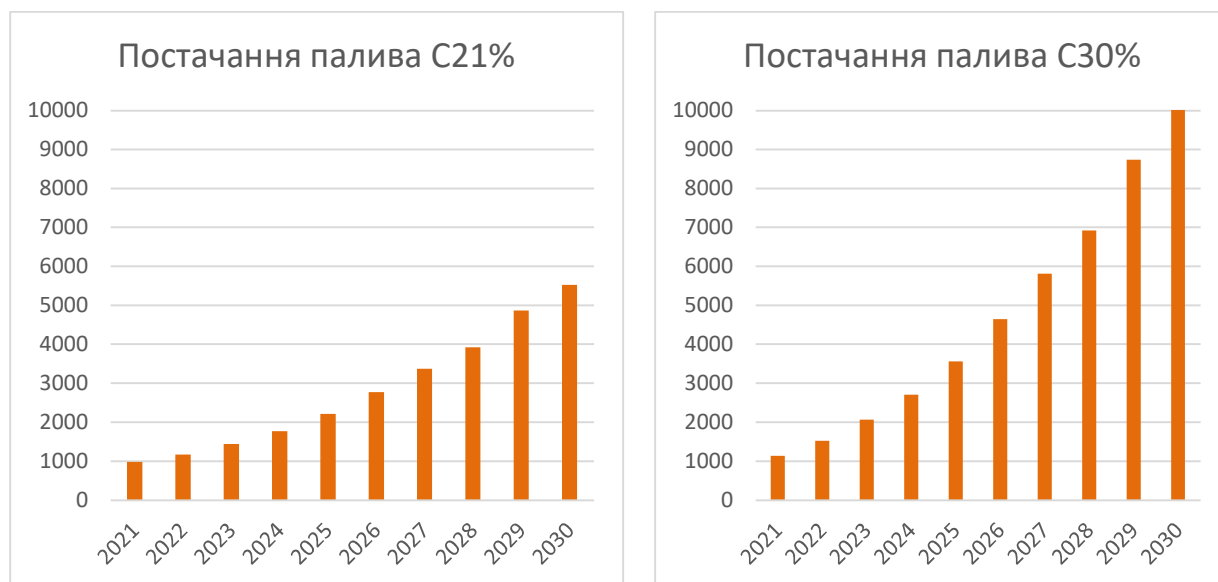


Рисунок 6.10 – Кількість робочих місць з постачання палива (вирощування біомаси) за сценаріями С21% та С30%, осіб/рік (розраховано автором)

Як зазначалося вище, сценарії С21% та С30% є абсолютно гіпотетичними. Зростання встановлених потужностей можливе лише за стабільного регуляторного середовища, а в Україні воно таким не є, принаймні станом на осінь 2021 року. Розвиток ринку «зеленої» енергетики супроводжується невизначеністю, зумовленою переходом до системи аукціонів, які так і не відбулися, а також невизначеністю джерел фінансування для виплат за «зеленим» тарифом і значною заборгованістю за виплатами за нього, що утворилася у 2020 році. Так, заборгованість НЕК «Укренерго» перед ДП «Гарантований покупець» складає 11,6 млрд грн [257]. Заборгованість та нестабільність регуляторного поля додатково роблять позичковий капітал в Україні більш дорогим, підвищуючи тим самим собівартість виробництва електроенергії [244]. Для подолання

негативних явищ, що склалися на енергоринку, необхідне вжиття низки заходів, зокрема:

- виплата заборгованості за «зеленим» тарифом, що необхідно для повернення довіри інвесторів, у тому числі міжнародних, до галузі;

- визначення сталих шляхів фінансування відпущеної електроенергії з ВДЕ;

- запуск аукціонів з розподілу квот підтримки та законодавче затвердження квот;

- законодавчо затверджений перехід до державної підтримки відновлювальної енергії у вигляді «зеленої» надбавки (feed-in premium), контрактів на різницю (contracts for difference), що дозволить частково знизити тягар платежів за відпущену електроенергію з ВДЕ. Міністерство енергетики вже розробило у 2021 році відповідний законопроект.

Отже, нарощування частки «зеленої» енергії в енергобалансі до 2030 року сприятиме зростанню зайнятості від 27,5 тис. до 50 тис. осіб у 2030 році залежно від обраного сценарію розвитку. Для забезпечення встановлення відповідних потужностей необхідне подолання низки істотних регуляторних і фінансових бар'єрів, наявних на ринку електроенергії з ВДЕ в Україні. Ліквідація зазначених перешкод допоможе повернути довіру міжнародних та вітчизняних інвесторів, сприятиме справедливому енергетичному переходу в Україні. Поряд з цим, зважаючи на дискретність генерації «зеленої» електрики, необхідним є стимулювання розвитку децентралізованих і централізованих акумуляційних систем для зберігання згенерованої відновлювальної енергії шляхом розроблення та впровадження ефективних організаційно-економічних механізмів у цій сфері.

ЧАСТИНА 3 ФОРМУВАННЯ ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНИХ МЕХАНІЗМІВ СТИМУЛЮВАННЯ РОЗВИТКУ ЕНЕРГОАКУМУЛЮЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ В УКРАЇНІ

7 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРОАКУМУЛЮЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ ТА РИНКОВІ МЕХАНІЗМИ ЇХ РОЗВИТКУ

Поява і розвиток нових енергетичних технологій, необхідних для надійного функціонування енергетичного сектору як в Україні, так і у провідних країнах світу, вимагає ефективної роботи енергетичних ринків з метою формування адекватних цінових та інвестиційних сигналів. У разі неспроможності ринків впоратися з цим завданням виникає необхідність у запровадженні регуляторних заходів із підтримки нових енерготехнологій.

Сформоване два роки тому нове інституційне середовище на ринку електроенергії України на теперішній час генерує спотворені цінові сигнали, які не відображають реальної кон'юнктури ринку і не надають підстав для інвестицій у розвиток потужностей. Така ситуація поглибилась об'єктивними регуляторними бар'єрами: регульованими ціновими обмеженнями на балансуєчому ринку та ринку допоміжних послуг, регуляторною невизначеністю через перманентні зміни правил ринку.

Боргова криза українського електроенергетичного ринку, зростання частки непостійної генерації з ВДЕ і ускладнення із алокацією гнучкої регулюючої потужності на тлі поступового перспективного вибуття застарілих потужностей не сприяють системній надійності. ОЕСУ наразі підійшла впритул до необхідності інтенсивної реалізації енергетичних трансформацій у площині збільшення гнучкості та нарощення системних резервів. Одним із пріоритетних шляхів у цьому напрямку може бути розвиток систем накопичення енергії. У зв'язку з цим розглянемо типи застосувань цієї енергетичної технології, потребу в ній в українській енергосистемі, статус і форми участі в ринку та, власне, дослідимо

достатність опцій ринкового механізму для вирішення завдань забезпечення енергетики України системами накопичення енергії.

7.1 Прогнозування обсягів необхідних енергоакumuлюючих потужностей в Україні

7.1.1 Типи застосувань систем накопичення енергії: світовий та український досвід

Проведений нами аналіз наукових і експертних документів щодо залучення систем накопичення енергії на український ринок електроенергії засвідчує, що ці системи можна узагальнити у 8 типах застосувань:

1. Резерв підтримки частоти (РПЧ, тобто первинний резерв, що характеризується часом активації до 0,1-1 с).

2. Резерв відновлення частоти (РВЧ, тобто вторинний резерв, час активації якого становить до 15 хв), що поділяється на:

- автоматичний РВЧ (аРВЧ, який характеризується швидшим реагуванням та автоматичною активацією);

- ручний РВЧ (рРВЧ, що відзначається більш повільним реагуванням та активується в ручному режимі).

3. Резерв заміщення (РЗ, третинний резерв, час активації якого складає до 30 хв, при цьому інтервал гарантованої потужності необмежений у часі).

4. Регулювання напруги та реактивної потужності в режимі синхронного компенсатора.

5. Пуск «з нуля», який застосовується для відновлення ОЕСУ після системних аварій.

6. Зменшення небалансів у системі, спричинених неточністю прогнозування або впливом непередбачуваних факторів.

7. Автономне енергозабезпечення регіонів.

8. Вирівнювання кривих генерації / навантаження.

9. Засіб участі у торгівлі (тобто купівля за нижчими і продаж за вищими цінами), або так званий «арбітраж».

10. Застосування потужності, яку обмежено диспетчером, виробленої нестабільною відновлювальною генерацією.

Застосування типів потужностей №№ 1-5 є допоміжними системними послугами, які можуть бути запропоновані на ринку допоміжних системних послуг. Використання типів №№ 6-10 має характер балансування, а також трейдингу, а, отже, належить до балансуючого ринку. Застосування типу № 3 без уточнення часу гарантованої потужності (наприклад, до 6 годин) не може бути використано для систем накопичення енергії акумуляторного типу.

Стандарт ІЕС 61427-2:2015 [258] передбачає наступні технічні режими роботи батарейних накопичувачів:

- регулювання частоти (з інтервалом до кількох хвилин);
- слідування за навантаженням (тобто управління споживанням електроенергії, що виробляється батареями і накопичується ними для компенсації тимчасових коливань попиту на навантаження; інтервал становить до 1 години);
- покриття пікових навантажень, режим вирівнювання навантаження (для покриття піку попиту використовується закумульована в години низьких цін електроенергія, що додатково подається від акумуляторних накопичувачів; інтервал становить декілька годин);
- часовий зсув для фотоелектричних систем (метою є збереження електроенергії, яка отримується від сонячних електростанцій; інтервал становить 24-часовий період (день/ніч));
- часовий зсув із батареями (відбувається додаткова подача в мережу електроенергії, накопиченої під час низького попиту, в період зростання попиту, на неї; інтервал може становити години, дні, сезони).

Комерційні режими можуть бути комбінацією зазначених вище технічних режимів. Зокрема, режими 1-3 відповідають типу застосування № 1 (підтримка частоти в системі), а режими 4-5 – типам застосування

№№ 3, 5, 6, 8. Через це суміщувати їх на одних і тих самих об'єктах не є економічно доцільним.

Х. Ібрагім та ін. [259] розрізняють чотири групи типів застосувань:

- 1) для генерації енергії;
- 2) для передачі та розподілу енергії;
- 3) для енергетичних послуг;
- 4) для підтримки генерації з ВДЕ.

Рис. 7.1 демонструє типовий розподіл типів застосувань потужностей систем накопичення енергії за тривалістю циклу експлуатації.

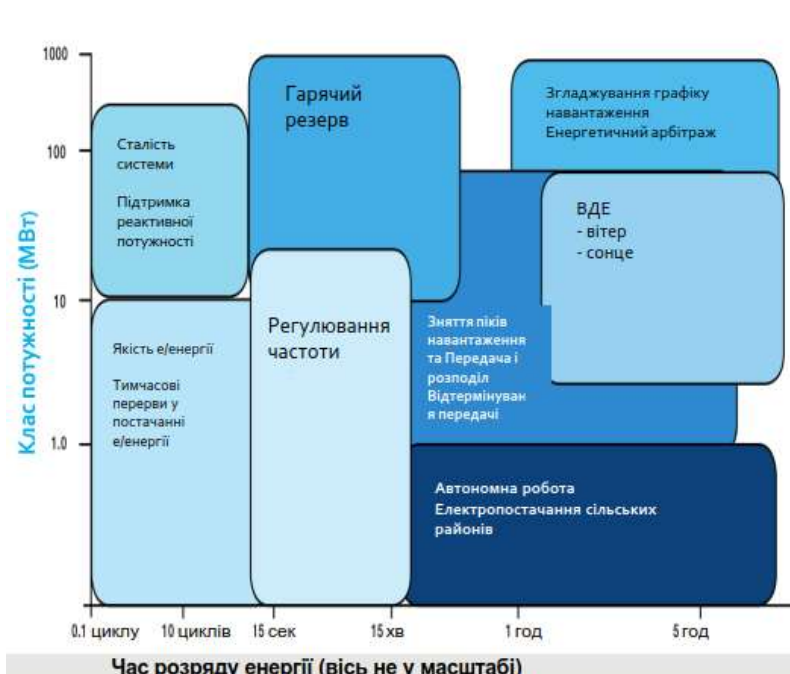


Рисунок 7.1 – Тривалість розряду при експлуатації систем накопичення енергії різних застосувань [260]

Поza балансуючим ринком та ринком допоміжних системних послуг системи накопичення енергії можуть використовуватися будь-якими учасниками ринку для:

- компенсації небалансів (що забезпечує зниження похибки прогнозування);
- зменшення обмежень ВДЕ;

- зсуву в часі відпуску в мережу потенційно невідпущеної через профіцит електроенергії;
- «арбітражу» або торгівлі накопиченої в періоди низьких цін електроенергії у періоди високих цін.

7.1.2 Потреба в системах накопичення енергії в країні

З метою оцінки обсягів необхідних енергоакumuлюючих потужностей в Україні розглянемо наступні три типи застосувань систем накопичення енергії, які є найбільш актуальними для потреб ОЕСУ на теперішній час і середньострокову перспективу:

I. Системи накопичення енергії для зменшення обмеження потужності об'єктів на ВДЕ.

II. Системи накопичення енергії для вирівнювання піків попиту на добовій кривій навантаження.

III. Системи накопичення енергії для надання послуг з резерву в енергосистемі.

Згідно зі Звітом з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей НЕК «Укренерго» – 2020 [261], необхідний резерв потужності на період 2022–2031 рр. складає 1800-2000 МВт на завантаження і 700-900 МВт на розвантаження. За вимогами Кодексу системи передачі на теперішній час сумарна величина первинного регулювання по ОЕСУ встановлена в обсязі ± 119 МВт, вторинного і третинного: $-143+1000$ МВт та $-500+1000$ МВт відповідно. Отже, сьогоднішні вимоги відповідають перспективним, що не створює додаткових стимулів для розширення використання систем накопичення енергії. І навпаки, використання цих систем для інтеграції в мережу вже збудованих і перспективних електростанцій з непостійною потужністю має високий потенціал. Також, згідно з [261], у перспективі до 2031 року ОЕСУ потребуватиме введення в експлуатацію високоманеврених потужностей зі швидким стартом та швидких резервів на базі систем

накопичення енергії, а також залучення об'єктів на ВДЕ до регулювання і надання послуг із забезпечення резервів на розвантаження.

Моделювання участі систем накопичення енергії у роботі установок на ВДЕ для оцінки необхідної потужності накопичувачів електроенергії здійснюється шляхом побудови декількох сценаріїв гнучкості енергосистеми (низька, середня та висока) із такими вхідними параметрами:

- встановлена енергогенеруюча потужність та технічний мінімум в енергосистемі;
- коефіцієнт щільності навантаження енергосистеми;
- відсоток кожного виду ВДЕ в електробалансі;
- частка електромобілів у загальній кількості автомобілів;
- усереднена вартість виробництва електроенергії з ВДЕ.

Крім того, згідно з європейською директивою RED II [262] технічно доцільним обсягом регулюючих потужностей (у тому числі систем накопичення енергії) для забезпечення інтеграції непостійної генерації енергії з ВДЕ в енергосистему є 900 кВт на кожен 1 МВт «зеленої» енергопотужності.

Прогнозування можливих сценаріїв присутності енергогенерації з ВДЕ в електробалансі України виконано в ДУ «Інститут економіки та прогнозування НАН України» в рамках дослідження «Революційний сценарій розвитку енергетики України» [263]. Згідно з ним, до 2050 року потужність систем накопичення енергії складе 35% від загальної встановленої потужності в енергосистемі країни.

Сценарій повного переходу ОЕСУ на відновлювальні технології виробництва електроенергії до 2050 року та прогнозування відповідної потреби у різних технологіях електроакумулювання виконано М. Чайльдом та ін. [264] із використанням прогнозованої моделі LUT. Згідно з розробленим прогнозом, обсяг електроенергії, що буде видаватись системами накопичення енергії усіх видів, складе 3% нетто-споживання в енергосистемі (з них 2% – батарейні) у 2030 році та 23% у 2050 році. До 2030 року не

передбачається широкого використання інших видів систем накопичення енергії, окрім гідроакumuлюючих електростанцій, та появи значної кількості прос'юмерів (активних споживачів). Автори [264] наголошують на необхідності початку експлуатації до 2050 року систем накопичення енергії типу “power-to-gas” (на основі виробництва синтетичного метану) для регулювання сезонних коливань енергоспоживання.

За даними НЕК «Укренерго» [265], на теперішній час необхідно до 200 МВт потужностей систем накопичення енергії акумуляторного типу для здійснення оперативно-диспетчерського управління ОЕСУ. З урахуванням прогнозованого зростання частки енергогенерації з ВДЕ в енергобалансі України, у найближчий період до 2023 року необхідно ввести в експлуатацію системи накопичення енергії акумуляторного типу потужністю 1,5 ГВт для забезпечення:

- 100 МВт – первинного резерву (ємністю 50 МВт·год);
- 500 МВт – вторинного резерву (ємністю 1000 МВт·год),
- 800 МВт – резерву, що заміщує (ємністю 3200 МВт·год).

При цьому до 2030 року потреба у таких системах складе 2,2 ГВт.

Прогноз потреби у системах накопичення енергії для ОЕСУ на середньостроковий період здійснимо, спираючись на прогнозні обсяги встановленої потужності сонячних і вітрових електростанцій, показники щільності графіка навантаження та нормативні значення чотирьох типів необхідного резерву (загальногосподарського, навантажувального, ремонтного та аварійного), сценарну динаміку величини максимального навантаження в енергосистемі. Сценарій 1 віддзеркалює недостатній розвиток в енергосистемі маневрених енергогенеруючих потужностей (гідроелектростанцій, гідроакumuлюючих електростанцій, газотурбінних установок, появу малих модульних реакторів), а також дещо стагнований розвиток електроспоживання. За сценарієм 2 відбувається достатній розвиток маневрених потужностей і поява нових при більших темпах зростання електроспоживання.

Баланс потужності енергосистеми відображається наступним чином:

$$\sum_{i=1}^m N_i + N_{куп} = P_{\max} + \sum N_{рез} + \sum N_{перет} + \sum N_{вп} + \sum N_{втр}, \quad (7.1)$$

де $\sum_{i=1}^m N_i$ – сума генеруючих потужностей електростанцій енергосистеми;

$N_{куп}$ – потужність, що споживається з інших енергосистем;

P_{\max} – максимум навантаження енергосистеми;

$\sum N_{рез}$ – необхідний резерв потужності;

$\sum N_{перет}$ – перетоки потужності в інші енергосистеми;

$\sum N_{вп}$ – витрата потужності на власні потреби електростанцій;

$\sum N_{втр}$ – втрати потужності в мережах.

Потребу в системах накопичення енергії ($N_{тз1}$) для забезпечення гнучкості енергосистеми (тип застосувань III) можна виразити таким чином:

$$N_{тз1} = ((P_{\max} \times (1 - \alpha_{\min}) + \sum N_{рез}) - N_{FG}), \quad (7.2)$$

де α_{\min} – коефіцієнт мінімального навантаження енергосистеми;

N_{FG} – встановлена потужність гнучкої генерації, МВт.

З урахуванням вимог Європейської директиви RED II, яка, як згадувалося вище, передбачає встановлення регулюючих потужностей у розмірі 900 кВт на кожен 1 МВт «зеленої» енергопотужності для забезпечення балансування енергосистеми, потребу в системах накопичення енергії ($N_{тз2}$) для їх інтеграції з об'єктами на ВДЕ (тип застосувань I) можна визначити таким чином:

$$N_{тз2} = (N_{встСЕС} + N_{встВЕС}) \times 0,9, \quad (7.3)$$

де $N_{встСЕС}$ – встановлена потужність сонячних електростанцій, МВт

$N_{встВЕС}$ – встановлена потужність вітрових електростанцій, МВт.

Таким чином, сумарну потребу в системах накопичення енергії ($N_{СНЕ I+III}$) можна оцінити за формулою:

$$N_{\text{СНЕ I+III}} = N_{\text{T31}} + N_{\text{T32}}. \quad (7.4)$$

Обсяг навантажувального (частотного) резерву є потужністю, необхідною для підтримання в системі заданого рівня частоти при нерегулярних відхиленнях коливання навантаження. Його обсяг залежить від масштабу і характеру споживачів та коливається в межах 1–1,5% для ОЕСУ із максимальним навантаженням, що перевищує 25–30 ГВт. Згідно з вимогами ENTSO-E, величина резерву первинного регулювання частоти має бути ± 190 МВт. Величина навантажень резерву ($\Delta P_{\text{перег}}$), який потрібен для компенсації нерегулярних відхилень навантаження, орієнтовно розраховується за такою формулою:

$$\Delta P_{\text{перег}} = 0,01 \cdot P_{\text{max}} + 1,26 \cdot \sqrt{P_{\text{max}}}; \quad (7.5)$$

де P_{max} – регулярне максимальне навантаження (математичне очікування середньоквадратичного максимального відхилення навантаження електростанції у нормальні робочі дні: вівторок – п'ятниця), МВт.

Ремонтний резерв залежно від масштабів електростанції приймається на рівні 3-5 % від максимального навантаження. Для спрощеного визначення аварійного резерву використовуються узагальнені характеристики питомого аварійного резерву, що відображає залежність питомого аварійного резерву кожного типу агрегатів від їхньої одиничної потужності у відсотках до максимуму навантаження електростанції та аварійності агрегатів. Критерій “N–1”, тобто такий електроенергетичний режим «N» енергосистеми, який у разі виникнення нормативного аварійного збурення «-1» забезпечує збереження стійкості з відхиленням режимних параметрів не більше гранично допустимих, дає можливість спрощено визначити зазначений резерв на рівні встановленої потужності найпотужнішого елемента системи – це атомний енергоблок ВВЕР-1000, 1 ГВт, що становить 4% від P_{max} . Також, у перспективних балансах потужності загальногосподарським резервом передбачена можливість попередження порушення електробалансу в разі

непередбаченого підвищення електроспоживання за галузями національної економіки, який приймається на рівні 1-2% від очікуваного максимального навантаження.

Отже, в умовах ОЕСУ сумарний необхідний резерв може бути прийнятий на рівні $1+5+4+2=12\%$ від максимуму навантаження. Виконані розрахунки за зазначеними вище сценарними припущеннями представлені у табл. 7.1.

Таблиця 7.1 – Прогнозний розрахунок потреби у системах накопичення енергії в Україні для типів застосувань I та III (побудовано автором на основі даних [261; 266; 267])

Показник	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Встановлена потужність маневреної генерації, МВт								
Сценарій 1								
Гідроелектростанції та гідроакumuлюючі електростанції	7022	7631	7902	7923	7941	7959	7977	7995
Теплоелектростанції зі швидким стартом	2000	2250	2000	1700	1500	1200	1000	1000
Малі модульні реактори	0	0	0	0	0	0	0	0
Разом сценарій 1	9022	9881	9902	9623	9441	9159	8977	8995
Сценарій 2								
Гідроелектростанції та гідроакumuлюючі електростанції	7022	7631	7902	7923	7941	7959	7977	7995
Теплоелектростанції зі швидким стартом	2000	2250	2800	3000	3000	3000	3000	3000
Малі модульні реактори	0	0	0	0	0	500	700	1000
Разом сценарій 2	9022	9881	10702	10923	10941	11459	11677	11995
Максимум навантажень ОЕСУ, P _{max} , сценарій 1, МВт	18000	20000	21000	21000	20000	19000	18000	17000
Максимум навантажень ОЕСУ, P _{max} , сценарій 2, МВт	18000	20000	22000	23000	22000	22000	22000	22000
Потреба у системах підтримки/регулювання частоти, МВт	800	1000	1245	1400	1540	1700	1960	2100

Продовження табл. 7.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Потреба – сумарний резерв, сценарій 1, МВт	2160	2400	2520	2520	2400	2280	2160	2040
Потреба – сумарний резерв, сценарій 2, МВт	2160	2400	2640	2760	2640	2640	2640	2640
Потреба у системах накопичення енергії для типів застосувань II+III, сценарій 1, МВт	356	424	540	595	512	448	365	241
Потреба у системах накопичення енергії для типів застосувань II+III, сценарій 2, МВт	356	424	500	575	452	348	305	241
N_{вет} СЕС, МВт	1880	1950	2050	2410	2590	2770	2800	2850
N_{вет} ВЕС, МВт	3750	3890	4060	4480	4960	5400	5900	6200
Максимальна потреба у системах накопичення енергії для інтеграції ВЕ (застосування I), згідно з Директивою RED II, МВт	5067	5256	5499	6201	6795	7353	7830	8145
Загальна потреба в системах накопичення енергії (типи застосувань I-III), сценарій 1, МВт	5423	5680	6039	6796	7307	7801	8195	8386
Загальна потреба в системах накопичення енергії (типи застосувань I-III), сценарій 2, МВт	5423	5680	5999	6776	7247	7701	8135	8386

Отже, за зазначеними припущеннями, прогнозна потреба у системах накопичення енергії за обома сценаріями є значною і становить від 5,4 ГВт у 2023 році до 8,4 ГВт у 2030 році за умови розгляду цієї енерготехнології як пріоритетної у забезпеченні первинного і вторинного резерву в ОЕСУ, а також для балансування потужності непостійної генерації з ВДЕ з метою зменшення її диспетчерських обмежень.

7.2 Ринковий механізм стимулювання та інвестиції у системах накопичення енергії

Достатність цінових сигналів сегментів ринку електроенергії для рентабельної роботи систем накопичення енергії та відсутність регуляторних недоліків (нецінових бар'єрів) – запорука присутності систем накопичення енергії на енергоринку. За дослідженням LCU [268], на ринку електроенергії України наразі мають місце три актуальні регуляторні прогалини, і саме вони, а не недостатні цінові сигнали, зумовлюють брак інвестицій в системи накопичення енергії:

а) регуляторна невизначеність, а саме відсутність довгострокових (більше року) контрактів на закупівлю резервів на нестабільному ринку, що створює невизначеність для нових потенційних інвесторів. Попри фактичну відсутність ринку потужності, ця ситуація може покращитись із запровадженням оператором системи передачі аукціонів на первинне регулювання на 3-5 років для більш довготермінового горизонту забезпечення резервів в енергосистемі;

б) регуляторні недоліки щодо вимог до сертифікації постачальників на ринку допоміжних послуг, а також регламентування потужності систем накопичення енергії;

в) економічні бар'єри – політика встановлення Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, прайскепів (цінових обмежень на ринку на добу наперед, внутрішньодобового ринку, балансуєчому ринку та ринку допоміжних системних послуг) спотворюють адекватність цінових сигналів для потенційних інвесторів у системи накопичення енергії.

За досвідом Європейського Союзу, саме надання послуг з регулювання частоти було основним драйвером для поширення технології акумуляторних систем накопичення енергії, а зростаюча конкуренція привела до зниження цін на цю послугу. У 2017 році європейські оператори системних послуг

почали спільні консультації щодо створення узгоджених транскордонних закупівель первинного резерву, результатом чого стало більше 700 МВт встановленої потужності акумуляторних систем накопичення енергії (половина ринку систем накопичення енергії) і зниження цін на 40%. У той же час, участь акумуляторних систем накопичення енергії у ринках вторинного і третинного резерву обмежена через вимоги до тривалості видачі потужності та більш низької доходності діяльності на цих сегментах (на 75% нижче) [269]. З метою максимізації доходів, оператори систем накопичення енергії об'єднують декілька потоків доходів, надаючи одночасно декілька послуг. Такими послугами є, наприклад, декількарічні контракти на потужність і доходи від надання резерву підтримки частоти у Франції, а також доходи від надання резерву підтримки частоти із торгівлею на балансуєчому ринку у Великій Британії.

З метою економічної оцінки достатності цінових сигналів на ринку електроенергії України та визначення рівня стимулювання ринком розбудови систем накопичення енергії розглянемо зазначені вище три типи застосувань енергоакумуляційних потужностей:

І. Системи накопичення енергії для зменшення обмеження потужності об'єктів на ВДЕ.

Проблема необхідності обмеження генерації «зеленої» енергії оператором енергосистеми з метою забезпечення системної стабільності посилюється із кожним мегаватом введеної в експлуатацію і приєднаної до мережі енергогенеруючої потужності на ВДЕ, яка характеризується нестабільним режимом роботи. Недостатність регулюючої потужності для інтеграції всіх об'єктів на ВДЕ, яким оператором системних послуг було видано ліцензії, обумовило сумарне обмеження у 2020 році на рівні близько 14 ГВт, найбільшим з яких було добове обмеження в обсязі близько 2 ГВт. Подальша інтеграція таких об'єктів без наявності в їхньому складі систем накопичення енергії призведе до зростання обсягів обмежень. Комерційний ризик недовідпуску електроенергії в мережу від об'єктів «зеленої»

енергетики нівелюється законодавчим зобов'язанням оператора системних послуг компенсувати вартість недовідпуску за «зеленими» тарифами. Разом із цим, відповідно до світової практики, економічна відповідальність за небаланси є головним стимулом застосування систем накопичення енергії у складі енергооб'єктів на ВДЕ. Тому варто здійснити економічну оцінку присутності в ОЕСУ систем накопичення енергії, достатніх для ліквідації обмежень для «зелених» енергопотужностей в обсязі, наявному на 2020 рік (максимум 2179 МВт).

II. Системи накопичення енергії для вирівнювання піків попиту на добовій кривій навантаження.

«Арбітраж» або комерційно привабливе накопичення електрики у період низьких цін і подальший відпуск її в мережу у період високих цін дозволяє згладжувати ділянки нічного провалу, а також ранкові та вечірні піки добової кривої навантаження енергосистеми. Проблемними при цьому є два аспекти: необхідність двічі сплачувати за послуги оператора системних послуг і оператора системного розподілу (окрім таких систем накопичення енергії як гідроакумулюючі електростанції), а також нестабільний паритет мінімальних і максимальних цін на сегменті ринку на добу наперед в Україні. Для економічної оцінки цього типу застосування приймемо двократний паритет цін, або ціновий мінімум і максимум ринку на добу наперед на рівні, відповідно, 800 і 1600 грн/МВт·год. Обсяг послуги приймемо на мінімальному рівні 200 МВт.

III. Системи накопичення енергії для надання послуг з резерву в енергосистемі.

Робота ринку допоміжних послуг із аукціонами на надання послуг з первинного регулювання із часовим періодом 3-5 років великими обсягами у 100-200 МВт для більш довготермінового горизонту і перспективного планування діяльності об'єктів систем накопичення енергії, за світовим досвідом, є найкращим підґрунтям для розвитку таких систем як резерву підтримки частоти. Наразі кон'юнктура ринку допоміжних системних послуг

спроможна формувати середню ціну допоміжної системної послуги на рівні 1242 грн/МВт·год або плату за готовність в обсязі 2700 тис. грн/МВт на рік [270]. Такі величини є співставними з ціновою кон'юнктурою європейського енергоринку, а довготерміновість надає кращі гарантії для повернення інвестицій. Обсяг встановленої потужності систем накопичення енергії приймемо на рівні 1500 МВт, визначеному у [261].

Для справедливої економічної оцінки вигід і витрат необхідний вибір адекватних значень капітальних та експлуатаційних витрат на системи накопичення енергії в Україні. Економічному аналізу застосування систем накопичення енергії (переважно, акумуляторного типу) присвячено декілька досліджень в окремих країнах та у світі, наприклад, Lazard [271], П. Ларссона та Ф. Борджессона [272], Світового Банку [273], IRENA [274], К. Рахмана та ін. [275], а також в Україні (М. Чайльда [264], LCU [268] тощо).

П. Ларссон та Ф. Борджессон [272] розробили методику і виконали розрахунки LCOS – усередненої вартості електрики в системах накопичення енергії. Міжнародним агентством з відновлювальних джерел енергії (IRENA) розроблено й оприлюднено інструмент, за допомогою якого можна розрахувати цей показник для певних застосувань систем накопичення енергії.

Фірмою Lazard під час аналізу вартості систем накопичення енергії у 2017 році [271] визначено капітальні витрати залежно від типу літій-іонних систем накопичення енергії та їхнього розташування («до» або «після лічильника») відповідно на рівні 385-652 та 556-1289 дол. США /кВт встановленої потужності. М. Чайльдом прогнозується зниження капітальних витрат (capital expenditure – CAPEX) батарейних систем накопичення енергії із 300 євро /кВт·год у 2020 році до 150 євро у 2030 році та 75 євро у 2050 році [264]. Згідно з даними Світового банку, капітальна вартість систем накопичення енергії знизилась на 87% за останні 10 років та, як передбачається, до 2030 року знизиться більше ніж вдвічі, а до 2035 року – втричі [273].

Значення експлуатаційних витрат у світових оцінках систем накопичення енергії коливаються в межах від 0 до 34 дол. США /кВт, окремо оцінюються витрати на зарядження, які відповідають цінам на електроенергію спотового ринку відповідних періодів доби разом (відповідно до технологічної схеми) із витратами на передачу і розподіл.

З метою визначення достатності ринкових сигналів для формування передумов реалізації проєктів щодо різних типів застосувань систем накопичення енергії, здійснимо аналіз вигід і витрат за кожним обраним типом, визначивши параметри, прирісні ефекти, витрати і вигоди в часі та можливі інвестиційні результати. Методичні основи такого аналізу є класичними, і стосовно до обґрунтування регуляторних рішень й оцінки ефективності ринкової регуляторної політики подані у [276; 277; 278]. Інвестиційний горизонт у всіх проєктах обмежений часом проєктної експлуатації (для літій-іонних систем накопичення енергії – 15 років).

Капітальні витрати приймаються разовими до початку експлуатації систем накопичення енергії і визначаються згідно з рекомендованими дослідниками питомими капітальними витратами на кіловат встановленої потужності. Річні рівні поточних витрат за проєктами обумовлені прийнятими питомими річними експлуатаційними витратами, а також витратами на купівлю електроенергії для зарядження (для типу застосувань II). Річні обсяги вигід за проєктами обумовлюються ринковими надходженнями за продану попередньо накопичену електроенергію або за наданий резерв готовності в якості допоміжної системної послуги для ОЕСУ. Припущення щодо рівнів ринкових цін ґрунтуються на динаміці цін у сегменті ринку на добу наперед (базовий, непіковий, піковий – base, offpeak, peak), припущення щодо рівнів «зелених» тарифів – на величині діючого середньозваженого «зеленого» тарифу, а припущення щодо цін сегменту ринку допоміжних системних послуг – на основі поточних ставок плати за системні послуги та експертних оцінок [31].

Основні припущення щодо економічних параметрів систем накопичення енергії і розрахунок річних доходів та витрат за проектами (типами застосувань) I-III наведені в табл. 7.2.

Таблиця 7.2 – Вхідні припущення та розрахунок доходів і витрат системи накопичення енергії за типами застосувань I-III (розраховано автором)

Показник	Значення показника
<i>Доходи</i>	
Обмеження потужності об'єкта на ВДЕ, МВт·год/рік	352295
Усереднена ставка «зеленого» тарифу, грн/МВт·год	4000
Необхідна встановлена потужність систем накопичення енергії для об'єкта на ВДЕ, МВт	2179
Дохід I, млн грн / рік	1409
Ціна ринку на добу наперед (пік), грн/МВт·год	1600
Ціна ринку на добу наперед (непік), грн/МВт·год	800
Обсяг «вирівнювання піків», МВт	200
Відпуск електроенергії, МВт·год/рік	292000
Дохід II, млн грн/рік	234
Ціна системної послуги усереднена, грн/МВт·год	1242
Плата за готовність з надання резерву, грн/МВт/рік	2700000
Загальна встановлена потужність систем накопичення енергії для надання системних послуг, МВт	1500
Дохід III, млн грн/рік	4050
<i>Витрати</i>	
Питомі капітальні витрати (CAPEX), грн/кВт	10395
Питомі експлуатаційні витрати (OPEX), грн/кВт/рік	162
Середньозважена вартість капіталу (WACC), %	20
Термін експлуатації, років	15
Усереднений добовий час роботи (t), год	4
Капітальні витрати за проектом I (Ccapex I), млн грн	22649
Річні експлуатаційні витрати за проектом I (Copex I), млн грн / рік	353
Капітальні витрати за проектом II (Ccapex II), млн грн	2079
Річні експлуатаційні витрати за проектом II (Copex II), млн грн / рік	32
Капітальні витрати за проектом III (Ccapex III), млн грн	15592,5
Річні експлуатаційні витрати за проектом III (Copex III), млн грн / рік	243

Оцінка показників інвестиційної привабливості за вказаними вище припущеннями і характеристиками (табл. 7.3) вказує на те, що І тип застосувань (зменшення обмежень для об'єктів на ВДЕ) в Україні є комерційно непривабливим, а термін його окупності перевищує проектний термін експлуатації акумуляторних систем накопичення енергії (15 років). І це попри те, що відсутні витрати на зарядження, а продаж здійснюється за «зеленим» тарифом, значно вищим за ринковий.

Таблиця 7.3 – Показники інвестиційної привабливості систем накопичення енергії за типами застосувань І-ІІІ (розраховано автором)

Показник	Проект І	Проект ІІ	Проект ІІІ
Внутрішня норма доходності, IRR	-4%	5%	23%
Чиста поточна вартість проекту, NPV, млн грн	-17711	-1138	2207
Термін окупності, Т окупн, років	21	10	4

Головною причиною є низький коефіцієнт використання встановленої потужності таких систем накопичення енергії, тобто необхідність встановлення і резервування значного обсягу потужності відносно обсягу реалізованої електроенергії. Також, висока вартість капіталу, відсутність обов'язковості спорудження «зелених» енергооб'єктів із системами накопичення енергії як гібридів і зняття комерційного ризику обмежень об'єктів на ВДЕ з боку диспетчера ОЕСУ шляхом компенсації недовідпущеної в мережу електроенергії за «зеленим» тарифом є неринковими факторами, які не сприяють комерційній привабливості такого типу застосувань в Україні.

Інвестиційна привабливість за ІІ типом застосувань («арбітраж»), попри його комерційне спрямування, є невисокою (див. табл. 7.3), що поглиблюється необхідністю двічі сплачувати за послуги оператора системних послуг і оператора систем розподілу, високою вартістю капіталу, а також нестабільним паритетом мінімальних і максимальних цін на сегменті ринку на добу наперед в Україні. Слід зазначити, що найбільш об'єктивна

економічна оцінка такого застосування систем накопичення енергії має включати системний ефект (системну вартість), або сукупність економічного ефекту для експлуатантів систем накопичення енергії і ефекту від зниження системної вартості електроенергії внаслідок зменшення добової нерівномірності споживання (зменшення кількості пусків-зупинів маневрених енергоблоків). Так, наприклад, у Великій Британії розрахунковий ефект зменшення системної вартості від використання систем накопичення енергії складає 2-3 млрд фунтів стерлінгів завдяки: розширенню використання більш дешевої та низьковуглецевої генерації, оптимізації роботи розподільних мереж і, через це, зменшення потреби в інвестиціях у них, а також зменшення потреби в інвестиціях у пікову енергогенеруючу потужність [279].

III тип застосувань (надання послуг з резерву) виявився найбільш інвестиційно привабливим із терміном окупності проєкту 4-6 років залежно від прийнятих капітальних витрат (див. табл. 7.3). Адекватні цінові сигнали ринку допоміжних системних послуг і довготерміновість подібних інвестиційних угод створюють стимули для інвестицій. Пільгові умови кредитування в окремих випадках здатні підвищити привабливість проєкту. Так, проєкт, що наразі реалізується Укргідроенерго спільно зі Світовим Банком, передбачає встановлення літій-іонних батарейних систем накопичення енергії загальною потужністю 197 МВт на гідроелектростанціях України, має внутрішню норму доходності (IRR) на рівні 22,6-31,4% із терміном окупності 3,8-5,2 років. Проте, заявлений обсяг аукціонів на закупівлю послуг з первинного регулювання (більше 100 МВт кожен) унеможливило залучення до цього сегменту ринку електроенергії менші потужності. Однак, зі зростанням ступеня децентралізованості енергосистеми збільшується роль саме невеликих локальних потужностей для забезпечення первинного резерву.

Аналіз чутливості показників проєктів I-III типів застосувань залежно від таких параметрів, як варіації питомих капітальних витрат, ставок

«зеленого» тарифу, цін на ринку на добу наперед та кон'юнктури ринку системних послуг поданий у табл. 7.4. Аналіз свідчить, що навіть найбільш привабливі проєкти типу III втрачають інвестиційну привабливість при зростанні питомих капітальних витрат на 100 дол. США. Показники проєктів типу I, очевидно, залежать від збереження системи «зелених» тарифів і погіршуватимуться при запровадженні «зелених» аукціонів для об'єктів на ВДЕ. Збільшення цінового паритету між мінімальною і максимальною ціною ринку на добу наперед упродовж доби здатне суттєво поліпшити показники проєкту II типу, а зростання цін на системні послуги на 10% збільшує внутрішню норму доходності проєктів на 3%.

Таблиця 7.4 – Аналіз чутливості проєктів систем накопичення енергії за типами застосувань I-III (розраховано автором)

Показник	Для значень	IRR 1	IRR 2	IRR 3
CAPEX, грн/кВт	10395	-4	5	23
	16200	-9	-1	13
	22896	-12	-5	7
«Зелений» тариф, грн/МВт·год	4000	-4	5	23
	3000	-8	5	23
	2000	-14	5	23
Ціна ринку на добу наперед (непiк), грн/МВт·год	800	-4	5	23
	600	-4	9	23
	400	-4	13	23
Плата за готовність на ринку допомiжних системних послуг, грн/МВт/рiк	-20%	-4	5	18
	-10%	-4	5	20
	2700000	-4	5	23
	+10%	-4	5	26
	+20%	-4	5	29

Отже, виконаний аналіз підтверджує загальносвітовий тренд, який свідчить, що переважна бізнес-модель функціонування систем накопичення електроенергії великої потужності у світі – це участь у ринку допоміжних системних послуг. Оскільки наявність достатнього резерву

високоманеврових потужностей для первинного регулювання частоти і потужності є однією з вимог інтеграції ОЕСУ з ENTSO-E, системи накопичення енергії, що можуть надати такі системні послуги, набувають важливого значення. Проте для ефективного залучення цих систем до регулювання частоти і потужності необхідна їх участь у сегментах балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг. Це має бути здійснене шляхом проведення аукціонів на надання послуг з первинного регулювання із часовим періодом 3-5 років для більш довготермінового горизонту і перспективного планування діяльності об'єктів систем накопичення енергії, що надаватимуть такі послуги, і, відповідно, формування привабливих умов для окупності інвестицій.

Найоб'єктивніша економічна оцінка застосування систем накопичення енергії – це оцінка системного ефекту (системної вартості) як сукупності економічного ефекту для експлуатантів систем накопичення енергії та ефекту від зниження системної вартості електроенергії внаслідок зменшення добової нерівномірності споживання, оптимізації потужності та підвищення системної надійності. Гнучке формування балансуючих груп виробників енергії з ВДЕ, замість однієї балансуючої групи Гарантованого Покупця, створення «віртуальних електростанцій» та запровадження динамічного (у прив'язці до часу доби) розрахунку винагороди виробникам «зеленої» електроенергії, які працюють на умовах системи підтримки за результатами аукціонів, дозволить сформувати цінові сигнали для запровадження гібридної роботи систем накопичення енергії у складі енергогенеруючих об'єктів на ВДЕ.

Розбудова децентралізованих систем накопичення енергії у складі промислових об'єктів, блок-станцій та інших енергетичних об'єктів невеликої потужності, які наразі нерозвинені в Україні, має великий потенціал із переформатуванням архітектури національної енергосистеми на стандарти Smart Grid, зростанням сигналів вуглецевого ринку і участю України у Європейській зеленій угоді. Це сформує принципово нові, відмінні

від наявних, економічні стимули інвестування у системи накопичення енергії. Актуальним питанням у цьому контексті є розроблення нормативно-методичного й алгоритмічного забезпечення ефективно сумісної роботи генераторів електричної енергії (як централізованої системи, так і розосереджених джерел) та споживача, який має власні генеруючі потужності. Використання систем накопичення енергії дає можливість активному споживачеві, виходячи зі своїх потреб, оптимізувати власний режим електроспоживання, мінімізуючи витрати на електроенергію та отримуючи додатковий дохід від продажу електроенергії. Важливими є також державні організаційно-економічні механізми стимулювання розбудови енергоакумуючих потужностей на базі існуючих та створення нових схем підтримки «зеленої» енергетики.

8 ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНІ МЕХАНІЗМИ РОЗБУДОВИ ЕНЕРГОАКУМУЛЮЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ

8.1 Стимулювання розвитку систем накопичення енергії в рамках існуючих схем підтримки «зеленої» енергетики

Нестабільність роботи ОЕСУ, яка останніми роками посилюється через зростання частки «зеленої» електрики в загальному електробалансі, обумовлює необхідність мотивування всіх учасників енергоринку до впровадження і використання систем накопичення енергії, які послаблюють негативні ефекти дискретного виробництва і споживання енергії з відновлювальних та інших джерел. У цьому контексті актуальності набуває розроблення і застосування державних організаційно-економічних механізмів поширення енергоакумулюючих потужностей з урахуванням можливостей як вбудовування таких механізмів в уже існуючі схеми економічної підтримки «зеленої» енергетики, так і створення нових мотиваційних важелів у цій сфері. Зокрема, стимули щодо розвитку систем накопичення енергії і маневрових потужностей можуть застосовуватися в рамках «зелених» аукціонів та «зеленого» тарифу, які діють в Україні. Крім того, доцільним є впровадження нових схем пільгового фінансування будівництва енергоаккумуляційних об'єктів та створення енергетичних кооперативів для цих цілей. Дослідимо ці можливості детальніше.

8.1.1 «Зелені» аукціони

У широкому розумінні аукціон – це публічний спосіб продажу активів з метою отримання максимальної виручки у визначений час і в установленому місці. На сучасних аукціонах у світі продається багато видів товарів: цінні папери, валюта, права на поклади корисних копалин, будинки, автомобілі, твори мистецтва тощо. Аукціони добре спрацьовують, коли товару небагато і

точно невідомо, скільки за товар готові заплатити покупці.

Як ринковий механізм аукціони вже давно знайшли своє застосування на ринку ВЕ. Так, у 2020 році аукціони з продажу електроенергії з ВДЕ були проведені у 33 країнах світу [280], а всього кількість країн, які мали досвід їх застосування, склала 109 [281]. Однак, на відміну від традиційних аукціонів, на яких перемагає покупець, що пропонує найвищу ціну за товар, на ринку «зеленої» енергетики застосовують так звані зворотні аукціони (reverse auctions). В рамках цих аукціонів ціна за товар має тенденцію до зменшення і переможцем стає покупець, який запропонує її найнижче значення.

Здебільшого «зелені» аукціони використовуються у частині стимулювання розбудови генеруючих потужностей ВЕ на етапі її стрімкого розвитку. Це обумовлено тим, що у міру зростання частки «зеленої» електроенергії в загальному кінцевому енергоспоживанні країни, неринкові механізми підтримки втрачають свою ефективність.

Саме динамічне зростання частки електроенергії, яка закуповується за високим «зеленим» тарифом (рис. 8.1), обумовило імплементацію цього механізму в Україні.

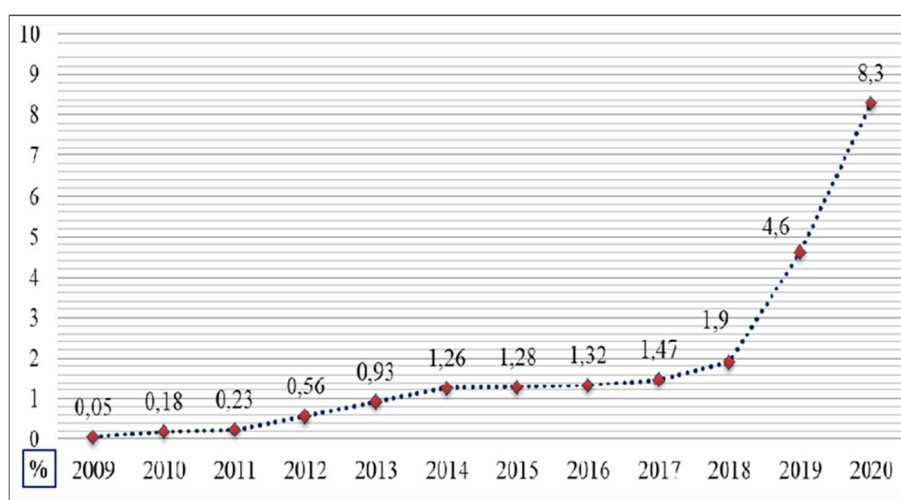


Рисунок 8.1 – Частка електроенергії, що закуповується за «зеленим» тарифом, в загальному електробалансі України у 2009–2020 рр., % [32]

Як і у більшості випадків світової практики, запроваджений в Україні

механізм «зелених» аукціонів спрямований на створення конкурентних умов між учасниками ринку ВЕ з метою зменшення фінансового навантаження на кінцевих споживачів.

Наприкінці 2020 року були затверджені індикативні прогностичні показники річних квот підтримки розвитку ВЕ на 2021–2025 роки (рис. 8.2).



Рисунок 8.2 – Індикативні річні квоти підтримки розвитку ВЕ України в рамках «зелених» аукціонів на 2021–2025 рр., МВт [282]

Однак, суттєвим бар'єром для масштабного розвитку ВЕ є не лише зростання тарифів на електроенергію, а й інтеграція такої електроенергії до ОЕСУ. Адже додавання значних обсягів «зеленої» електрики до енергосистеми потребує паралельного введення в експлуатацію енергоакумлюючих систем для її балансування.

З огляду на вищезазначене, механізм «зелених» аукціонів може бути використаний у тому числі й для стимулювання розвитку систем накопичення енергії. З цією метою доцільно адаптувати до цього напрямку як принципи Секретаріату Енергетичного Співтовариства та Європейського Банку Реконструкції щодо роботи «зелених» аукціонів [283], так і нормативну базу функціонування цього механізму в Україні [115].

Зокрема, для ефективної розбудови енергоакумуючих потужностей «зелені» аукціони повинні:

- стимулювати розбудову систем накопичення електроенергії за мінімальною ціною;
- забезпечувати необхідний рівень зростання потужностей енергоакумуючих систем відповідно до темпів розвитку «зеленої» енергетики в країні;
- гарантувати, що після здійснення торгів енергоакумуючі потужності будуть збудовані та введені в експлуатацію;
- бути відкритими, прозорими та об'єктивними для заохочення інвесторів.

У рамках механізму «зелених» аукціонів доцільно надавати квоти підтримки новим виробникам електрики з ВДЕ за умови забезпечення ними будівництва систем накопичення енергії необхідної потужності. Відповідно до звіту НЕК «Укренерго» [261], обсяг таких потужностей повинен становити як мінімум 20% від встановленої потужності об'єктів ВЕ. Згідно із затвердженими квотами підтримки розвитку ВЕ (див. рис. 8.2), в рамках механізму «зелених» аукціонів доцільно зобов'язувати інвесторів створювати системи накопичення енергії такої сумарної потужності: у 2021 році – 73 МВт, у 2022 році – 84 МВт, у 2023 році – 94 МВт, у 2024 році – 104 МВт, у 2025 році – 114 МВт (табл. 8.1).

Таблиця 8.1 – Встановлена потужність енергоакумуючих об'єктів, яку доцільно реалізовувати в рамках квот підтримки розвитку ВЕ на 2021–2025 рр. (розраховано авторами)

Об'єкт ВЕ	Встановлена потужність енергоакумуючих об'єктів, МВт				
	2021 р.	2022 р.	2023 р.	2024 р.	2025 р.
Сонячні електростанції	31	34	36	38	40
Вітроелектростанції	30	34	38	42	46
Інші	12	16	20	24	28
Всього	73	84	94	104	114

У випадку будівництва енергоакумуючих потужностей в рамках механізму «зелених» аукціонів, виробники зможуть використовувати системи накопичення задля зберігання електрики під час пікової генерації (зокрема сонячними та вітровими електростанціями), коли мережа не може прийняти відповідний обсяг електроенергії. У подальшому необхідно надати право власникам таких систем бути учасниками внутрішньодобового ринку, ринку на добу вперед та ринку балансуєчих і допоміжних послуг.

За умови реалізації проєктів з будівництва систем накопичення електроенергії в рамках механізму «зелених» аукціонів, доцільно надати право виробникам відновлювальної електроенергії здійснювати її продаж за встановленою аукціонною ціною. Зауважимо, що відповідно до [115] аукціонна ціна – це ціна 1 кВт·год електроенергії, запропонована суб'єктом господарювання, який визначений переможцем аукціону з розподілу квоти підтримки. З огляду на вищезазначене, учасники торгів для участі в аукціоні повинні надавати:

- технічну пропозицію, яка містить одночасно величину потужності об'єкта ВЕ та системи накопичення електроенергії;
- цінову пропозицію, що відображає запропоновану учасником аукціону ціну продажу 1 кВт·год електроенергії.

Зазначену в табл. 8.1 встановлену потужність енергоакумуючих об'єктів доцільно щорічно переглядати на основі фактичних результатів реалізації проєктів ВЕ в країні та в рамках механізму «зелених» аукціонів зокрема, стану введення в експлуатацію нових маневрових потужностей тощо.

З точки зору вирішення проблеми балансування енергосистеми, «зелені» аукціони можуть бути використані як ефективний інструмент для регулювання структури ВЕ. Так, доцільно надавати більші квоти підтримки маневровим технологіям «зеленої» енергетики (малим гідроелектростанціям), та технологіям, генерація електроенергії на основі

яких є відносно стабільною у порівнянні з сонячними та вітровими електростанціями, наприклад біоелектростанціям.

Таким чином, механізм «зелених» аукціонів може слугувати ефективним інструментом для залучення інвестицій не лише в нові генеруючі потужності, а й системи накопичення енергії. Більш того, він може бути сфокусованим на підтримці потужностей ВЕ, які сприяють більш ефективному балансуванню енергосистеми.

Масова й успішна реалізація енергоакумулюючих проєктів в Україні потребує створення відповідної нормативно-правової бази. Масштабна розбудова систем накопичення енергії буде сприяти збалансованому розвитку ВЕ і зменшенню потреб у капіталовкладеннях в нові генеруючі потужності, дозволить зменшити потужність маневрових електростанцій, які працюють на викопних паливно-енергетичних ресурсах, і таким чином допомогти досягненню загальнодержавних енергетичних та кліматичних цілей.

8.1.2 Схеми підтримки на основі «зеленого» тарифу

Оскільки відповідно до Закону України «Про електроенергетику» [56] основним механізмом, який використовується для стимулювання розвитку ВЕ в Україні, є «зелений» тариф, саме він є драйвером стрімкого зростання як потужностей на ВДЕ, так і проблем з балансуванням енергосистеми країни. Враховуючи, що термін дії тарифу є довгостроковим і встановлений до 2030 року [56], його існування без зміни поточних умов буде лише посилювати технічні виклики ОЕСУ. Тому, на нашу думку, схема підтримки розвитку ВЕ на основі «зеленого» тарифу має бути адаптована до зростаючих потреб енергоринку в системах накопичення електроенергії.

Так, виробники електроенергії з ВДЕ, які претендують на отримання «зеленого» тарифу, можуть бути зобов'язані будувати енергоакумулюючі об'єкти в обсязі не менше ніж 20% від встановленої потужності електростанцій. Така вимога може бути застосована:

- 1) повною мірою до всіх енергогенеруючих потужностей;
- 2) частково (наприклад, не застосовуватися до об'єктів потужністю менше 30 кВт, більша частина яких розміщена в секторі приватних домогосподарств);
- 3) за бажанням інвестора.

У такому випадку виробникам електроенергії, які реалізують її за «зеленим» тарифом і паралельно є операторами систем накопичення електроенергії, необхідно буде надати право входити до балансуючої групи гарантованого покупця та продавати електроенергію з енергоакumuлюючих систем за «зеленим» тарифом.

Надбавка до «зеленого» тарифу за використання комплектуючих вітчизняного виробництва при реалізації проєктів ВЕ також може бути поширена і на енергоакumuлюючі системи. Таким чином, стимулювання розвитку систем накопичення електроенергії в рамках «зеленого» тарифу буде сприяти не лише зростанню їх кількості, а й розвитку нових вітчизняних технологій у цьому секторі.

Іншим напрямом використання «зеленого» тарифу для позитивних змін в операційній роботі ОЕСУ є стимулювання розбудови маневрових потужностей ВЕ, зокрема малих гідроелектростанцій.

Мала гідроенергогенерація має низку переваг у порівнянні з іншими технологіями ВЕ, до основних з яких належать [30]:

- гарантоване виробництво електроенергії на відміну від інших технологій ВЕ, сонячної та вітрової зокрема;
- тривалий термін служби та висока надійність експлуатації;
- передбачуваність і забезпеченість режимів роботи, висока маневреність енергопотужностей, можливість повної автоматизації процесу експлуатації;
- використання малих гідроелектростанцій для забезпечення покриття пікових навантажень, регулювання частоти і потужності, мобільного аварійного резерву в ОЕСУ, здійснення контролю над ріками;

- можливість і доцільність застосування малих гідроелектростанцій у віддалених гірських та сільських районах, що дозволяє повністю або частково вирішити проблеми забезпечення електроенергією цих територій.

Однак, попри вищезазначені переваги, мала гідроенергетика в Україні розвивається досить повільними темпами. Аналізуючи загальну структуру обсягів генерації «зеленої» електроенергії в Україні, можна зазначити, що наприкінці 2020 року мала гідроенергетика займала останню позицію серед всіх технологій ВЕ; її частка в загальному балансі «зеленої» електроенергії становила лише 2,7%.

Разом з тим, країна має сприятливі природні умови для розбудови цього сектору. Так, в Україні налічується 63119 річок, 93% з яких мають довжину менше 10 км [284]. Таким чином, потенціал гідроенергетики країни зосереджений саме у малих річках. За експертними оцінками [168; 285], вітчизняний теоретичний потенціал малої гідроенергетики становить 12501 млн кВт·год/рік, технічно можливий – 8252 млн кВт·год/рік (або 66% від теоретичного), економічно доцільний – 3340–3747 млн кВт·год/рік (або 26,7–30% від теоретичного).

За регіонами України найбільший потенціал малої гідроенергетики зосереджений у Закарпатській, Львівській, Івано-Франківській, Чернівецькій, Житомирській та Полтавській областях. У Закарпатській області можливо побудувати близько 300 малих гідроелектростанцій, у Львівській – 20, в Івано-Франківській та Чернівецькій – 150. Сьогодні більшість таких об'єктів розташована у Вінницькій області, далі йдуть Кіровоградська, Тернопільська і Закарпатська області [284; 286].

Оскільки основним стимулом «зеленого» тарифу є його величина, для стимулювання розвитку малої гідроенергетики доцільно збільшити коефіцієнт, на основі якого він розраховується, як мінімум на 10%. Крім того, цілком ймовірно, що мала гідроенергетика суттєво поступається у своїх темпах розвитку іншим технологіям ВЕ через загальний підхід до розрахунку величини «зеленого» тарифу. Малі гідроелектростанції вимагають

індивідуального підходу, що пов'язано із складнощами прогнозування капітальних витрат і неможливістю формування універсального інвестиційного бюджету для таких об'єктів. Реалізація проєктів малих гідроелектростанцій пов'язана з тривалими термінами проектування, зведенням складних гідротехнічних споруд, а також необхідністю замовлення індивідуального обладнання для кожного окремо взятого об'єкта. Більш того, під'єднання віддалених малих гідроелектростанцій до електромереж вимагає значних фінансових ресурсів, що досить часто може бути співставним з вартістю їх будівництва. Тому ще одним підходом до формування «зеленого» тарифу для таких генеруючих потужностей може стати його розрахунок на основі індивідуального оцінювання кожного окремого інвестиційного проєкту.

Таким чином, схема підтримки на основі «зеленого» тарифу може бути адаптована для стимулювання розвитку як енергоакуюлюючих, так і маневрових потужностей. Це, у свою чергу, потребуватиме внесення змін до чинного законодавства, зокрема до методики розрахунку «зеленого» тарифу.

8.2 Розроблення нових механізмів стимулювання поширення енергоакуюлюючих потужностей

8.2.1 Пільгові інвестиції

Висока вартість акуюлюючих систем, відсутність вимог до їх встановлення при будівництві електростанцій на ВДЕ та нерозвиненість ринку щодо надання послуг з регулювання системами накопичення енергії обумовлюють незадовільні темпи поширення енергоакуюлюючих потужностей в Україні порівняно з бурхливим розвитком об'єктів «зеленої» енергетики у домогосподарствах і бізнес-секторі. Наслідком є втрата стабільності енергосистеми країни та поглиблення проблем її балансування. Як було показано у розділі 7, існує декілька можливостей використання систем накопичення енергії в Україні, більшість з яких є рентабельними за

створення відповідних інституційних умов. Оскільки на сьогодні ключовою проблемою є висока вартість акумуляційних потужностей, одним із перспективних напрямів стимулювання їх поширення є забезпечення здешевлення цих технологій для кінцевого споживача. При цьому таким споживачем може виступати як виробник «зеленої» електрики, так і звичайний споживач – підприємство або домогосподарство, що купують електроенергію для задоволення власних потреб [37]. Крім того, можуть створюватися окремі бізнес-структури, які надають послуги з акумулювання енергії, як було показано у розділі 7.

Сьогодні мотивація для встановлення систем накопичення енергії енерговиробниками на ВДЕ практично відсутня, зважаючи на державну гарантію закупівлі 100% виробленої «зеленої» енергії [56]. Щодо кінцевих споживачів електрики, то наявність двох- і тризонних тарифів на електроенергію в Україні формує у них більшу мотивацію до акумулювання енергії, ніж у енерговиробників. Наприклад, вдвічі менший нічний тариф на електрику для населення за інших рівних умов міг би стати потужним стимулом зберігання енергії для її використання у пікові та напівпікові години доби. Однак така економія є недостатньою з огляду на вартість систем накопичення енергії та можливу економію на електроенергії при низьких цінах на неї. Створення окремих підприємств, що надають системні послуги з акумулювання енергії, гальмується через нерозвиненість вітчизняного енергоринку та високу чутливість такого бізнесу до коливання інвестиційних і операційних витрат. Враховуючи значний вплив вартісної складової на мотивацію створення енергоакумулюючих потужностей у різних суб'єктів енергоринку, доцільно впроваджувати схеми пільгового фінансування для стимулювання розбудови систем накопичення енергії на різних етапах енергетичного продукту: генерації, розподілу, передачі та споживання. Такі схеми дозволять, з одного боку, зробити більш доступними інвестиційні ресурси для будівництва енергоакумулюючих потужностей, а з іншого – знизити вартість зберігання електрики.

Оскільки мотивація суб'єктів до створення систем накопичення енергії на різних етапах енергетичного продукту є відмінною, мають різнитися і підходи до пільгового фінансування таких проєктів. Зокрема, для виробників «зеленої» енергії надання додаткової інвестиційної підтримки для будівництва енергоакумулюючих потужностей може здійснюватися в рамках підходів, розроблених у розділі 4. При цьому частка безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат на 1 МВт встановленої потужності генеруючого об'єкта у j -му регіоні для i -ої технології «зеленої» енергетики (CS_{ij}) може зростати за умови будівництва, поряд з енергогенеруючим об'єктом, акумуляторної системи з розрахунку 900 кВт на кожен 1 МВт «зеленої» енергопотужності згідно з європейською директивою RED II [262]. Якщо потужність акумуляційної системи буде меншою за розрахункову, величина зростання частки пільгового фінансування, обчислена за формулою (4.1), також має пропорційно зменшуватися. Розмір збільшення CS_{ij} визначатиметься підвищеними коефіцієнтами розвитку енергетичної інфраструктури регіону (k_{5ij}) та впливу певної технології ВЕ на балансування енергопотужностей в регіоні (k_{6ij}). Зокрема, при встановленні систем накопичення енергії коефіцієнт k_{5ij} зростатиме внаслідок умовного підвищення пропускної спроможності електромереж в регіоні через можливість відпуску електроенергії в локальні мережі та зниження навантаження на магістральні мережі тоді, коли вона найбільш потрібна споживачам, а також збільшення ступеня децентралізації джерел енергозабезпечення на території. Щодо k_{6ij} , то він збільшуватиметься безпосередньо через зростання обсягів встановленої потужності систем накопичення енергії, позитивно впливаючи на балансування ОЕСУ. Водночас, встановлення акумуляційних систем у виробників «зеленої» енергії не повинно відмінати державну гарантію закупівлі 100% згенерованої електрики за встановленим «зеленим» тарифом, щоб зберегти довіру інвесторів [37]. Мова йде лише про балансування енергопотоків, усунення нестабільності відновлювальної енергогенерації та відпуск виробленої

електрики в мережу саме тоді, коли вона потрібна, тобто за типом застосувань I (див. п. 7.2), без зміни визначених раніше умов її оплати. Таким чином, формується позитивна економічна мотивація у власників об'єктів на ВДЕ щодо використання систем накопичення енергії.

Пільгові інвестиції на встановлення енергоакумуляційних потужностей у кінцевих споживачів електрики можуть виділятися за аналогічним принципом надання частки безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат на такі технології / проекти (див. формулу (4.1), (4.12)). Тут важливо враховувати необхідність підсилення наявної мотивації споживачів щодо акумуляції електрики у непікові години (вночі) та споживання її вдень в умовах застосування зонних тарифів з вигідними коефіцієнтами для непікових годин (тип застосувань II, див. п. 7.2). Отже, отримання додаткової економії споживачами від акумуляції енергії вночі, подальшого її збереження і фактичного використання вдень дозволяє застосовувати менші обсяги державної (регіональної, місцевої) інвестиційної підтримки систем накопичення енергії. Водночас, низькі ціни на електроенергію знижують обсяги економії на зонних тарифах і разом з високою вартістю акумуляційних систем демотивують споживачів до встановлення останніх. З цих позицій, частка безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат для кінцевих споживачів при будівництві енергоакумуляційних установок повинна враховувати, поряд з потенційною економією, встановлену потужність систем накопичення енергії, що має відповідати вимогам європейської директиви RED II [262].

Оскільки споживачі суттєво різняться за обсягами споживання і потребують відповідно різних обсягів енергоакумуляційних потужностей, доцільно коригувати за рахунок відповідного коефіцієнта величину встановленої потужності систем накопичення енергії, яка отримає інвестиційну підтримку. На нашу думку, підвищені значення такого коефіцієнта, а, отже, і зростання частки безвідсоткового кредиту, варто передбачити для проектів, потужність яких є адекватною обсягам

споживання конкретного споживача. З одного боку, це унеможлиблює будівництво надлишкових акумуляційних потужностей за рахунок платників податків для отримання споживачем додаткових доходів від «арбітражу», з іншого – раціоналізує величину потужностей для балансування енергосистеми. Крім зазначених особливостей, варто також враховувати вплив нових енергоакумуляційних потужностей на розвиток енергетичної інфраструктури регіону, а саме умовне підвищення пропускної спроможності електромереж в регіоні через зниження навантаження на магістральні і локальні мережі у пікові години. Фактори, що впливають на розмір частки безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат на будівництво систем накопичення енергії у кінцевих споживачів, узагальнено нами у табл. 8.2.

Додатковим фактором, який, на нашу думку, варто враховувати при наданні інвестиційної підтримки домогосподарствам, які планують створення міні-систем накопичення енергії для власних потреб, є рівень доходів населення. У разі значної енергодефіцитності регіону, проблем з балансуванням електромереж, частими аварійними відключеннями споживачів важливо забезпечити доступність інвестиційних ресурсів для всіх охочих встановити енергоакумуляційні установки. Тому частку безвідсоткового кредиту для домогосподарств з низьким рівнем доходів варто підвищувати.

На стадії передачі та розподілу енергетичного продукту з метою кращого балансування ОЕСУ можуть створюватися бізнес-структури, що надають системні послуги з акумулювання енергії (тип застосувань II і III). Зважаючи на зростаючі обсяги «зеленої» енергетики і незбалансованість енергоринку, що поглиблюється з часом, державна інвестиційна підтримка таких підприємств для будівництва і використання ними систем накопичення енергії є актуальною. Зокрема, її реалізація також може бути здійснена через механізм надання частки безвідсоткового кредиту для інвестицій в енергоакумуляційні системи, аналогічно до формул (4.1) і (4.12). При цьому

на розмір частки впливатимуть такі ключові фактори, як розвиток енергетичної інфраструктури та балансування енергопотужностей територій.

Таблиця 8.2 – Характеристика факторів (коефіцієнтів), що впливають на розмір частки безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат на будівництво систем накопичення енергії кінцевими споживачами (розроблено авторами)

Фактор (коефіцієнт)	Характеристика
раціоналізації енергоспоживання за зонами доби	<ul style="list-style-type: none"> - враховує отримання додаткової економії кінцевими споживачами від «арбітражу» в межах власного енергоспоживання, тобто акумуляції електроенергії у непікові години за зниженими тарифами і подальшого власного споживання її у пікові години (без придбання електрики за високими денними тарифами); - залежить від зонних коефіцієнтів, величини базового тарифу на електроенергію та обсягів електроспоживання; - має зворотний вплив на частку безвідсоткового кредиту (зменшує її у разі свого збільшення і навпаки)
величини встановленої потужності системи накопичення енергії	<ul style="list-style-type: none"> - враховує вимоги європейської директиви RED II у контексті відповідності обсягів енергоспоживання конкретного споживача встановленій потужності його енергоакумуляційної системи; - у разі забезпечення такої відповідності частка безвідсоткового кредиту збільшується, невідповідності – зменшується
розвитку енергетичної інфраструктури регіону	враховує умовне підвищення пропускної спроможності електромереж в регіоні через зниження навантаження на магістральні і локальні мережі у пікові години внаслідок резервування споживачем енергії для пікових годин у непікові періоди
балансування енергопотужностей в регіоні	враховує рівень балансування енергопотужностей в регіоні, потребу в маневрових (акумуляційних) потужностях та потенціал зростання балансування енергопотужностей за допомогою систем накопичення енергії

Щодо першого фактору (коефіцієнту), наявність систем накопичення енергії дозволяє акумулювати електрику у непікові години, стабілізуючи електричне навантаження в мережі та відпускати її в мережу у пікові години. Через це скорочується потреба у приєднанні додаткових енерговиробників (наприклад, вугільних електростанцій) до мережі у пікові години, щоб забезпечити зростаючий попит на електроенергію. Натомість електрика

постачається енергоакумуляційними системами, сприяючи більш рівномірному виробництву енергії. Це означає, що тепер ми можемо задовольнити пікові енергетичні потреби, маючи меншу кількість електростанцій і більш раціонально використовуючи їх ресурси. При цьому зростання частки безвідсоткового кредиту для інвестування у конкретний проєкт з енергоакумуляції залежить від того, наскільки критичною є ситуація з покриттям пікових навантажень в регіоні. Чим більше енергопотужностей підключаються у пікові години, тим більш впливовим має бути відповідний коефіцієнт (фактор), підвищуючи частку безвідсоткового кредиту. І навпаки, чим меншою є потреба у задіянні додаткових енергопотужностей, тим меншим буде коефіцієнт (вплив фактору).

Щодо другого чинника, його вплив на інвестиційну підтримку, як у випадку енергоспоживачів, буде визначатися потребою території у балансуванні енергопотужностей та поточним рівнем балансування енергосистеми, а також можливостями зростання балансування енергопотужностей за допомогою нових систем накопичення енергії. Додатково може враховуватися і фактор енергодефіцитності регіону, якщо він чинить суттєвий вплив на коливання територіального попиту на електрику, спричиняючи, крім перевантаження мереж, значні проблеми з балансуванням енергосистеми.

Поряд з наданням інвестиційної підтримки у вигляді частки безвідсоткового кредиту, важливим напрямом для розбудови підприємств з надання системних послуг з акумуляування енергії є створення умов для стабілізації та зниження цін на обладнання для систем накопичення енергії, з огляду на високу чутливість таких проєктів до цінових коливань. Формування сприятливого економічного середовища за прозорості державної підтримки на основі зазначених вище механізмів для різних ринкових суб'єктів забезпечить залучення необхідних інвестиційних ресурсів у галузь.

8.2.2 Створення енергокооперативів

Енергетичні кооперативи, як прогресивна організаційно-правова форма встановлення й експлуатації об'єктів розподіленої енергогенерації, широко розповсюджена на розвинених енергетичних ринках країн Європейського Союзу, США та деяких країн Азії й Африки. Солідарні інвестиції, вбудованість у локальні енергетичні баланси та підвищення цінності регіону створюють умови для розвитку енергетичних кооперативів як мало- і середньопотужних об'єктів на ВДЕ. Починаючи своє становлення з ранніх кооперативів Данії, Канади, Німеччини та Великої Британії, вони розрізняються за потужністю і методами управління, однак мають спільні риси щодо необхідності державної підтримки у країнах із централізованими енергетичними системами і низькою часткою відновлювальної енергії в енергобалансі. Наразі в Європі налічується більше 1500 енергокооперативів, об'єднаних у федерацію RESCoop [287]. В Україні функціонують два енергокооперативи: «Сонячне місто» (м. Славутич) (виробництво електроенергії з використанням трьох сонячних електростанцій на муніципальних дахах) та «Ягідний край» (виробництво теплової енергії з рослинних відходів).

У Німеччині створено значну кількість енергетичних кооперативів шляхом забезпечення умов їх високої конкурентоспроможності та інвестиційної привабливості на ринку електроенергії. При застосуванні «зеленого» тарифу практикувалась дегресивна плата за відпущену електроенергію (вища для тих виробників, що приєдналися до мережі раніше), яка залежала від технології виробництва. Наразі здійснено перехід до конкурсних процедур для визначення розміру компенсації / державних доплат для виробників, або так звані «аукціони prePPA». З метою вирівнювання конкурентних умов великих і малих енергетичних товариств ранжуються бар'єри доступу на ринок. Так, участь в аукціонах можуть брати й громадські енергетичні товариства, для яких передбачені переваги щодо вітрових електростанцій порівняно з іншими учасниками ринку. Це

обумовлено Федеральним законом про ВДЕ, який, зокрема, дозволяє участь у конкурсі без наявності дозволів стосовно екологічного впливу. До аукціонів допускаються товариства, що складаються не менше ніж із 10 фізичних осіб, із яких більшість має постійно проживати не менше ніж один рік у регіоні, де фізично розташований енергогенеруючий об'єкт. При цьому частка кожного члена товариства не може перевищувати 10%.

Система підтримки малої розподіленої генерації Net Billing, до якої належать також і енергетичні кооперативи, застосовуватиметься лише для нових німецьких просьюмерів, і наразі має бути впроваджена і в Україні [288]. У результаті імплементації такої системи споживачі електроенергії матимуть можливість забезпечувати своє споживання власною «зеленою» електрогенерацією, а також продавати надлишки за ринковою ціною іншим місцевим енергопостачальникам. Схема передбачає скорочення перехресного субсидування між учасниками ринку, оскільки у разі профіциту кошти від продажу електроенергії в мережу зараховуватимуться на рахунок просьюмера, а при виникненні дефіциту (споживання перевищує генерацію) – списуватимуться за ринковою ціною постачання електроенергії.

Регулятори в енергетиці різних країн встановлюють відмінні методологічні підходи до застосування Net Billing. Так, Комісія державного управління Нью-Йорка (США) погодила прозорий метод визначення вартості постачання енергії з розподілених установок на ВДЕ, що перебувають у комерційній, промисловій, неприбутковій та державній власності, на основі «локалізованої граничної ціни» [289]. Така ціна відображає вартість постачання кіловат-години електроенергії з розподіленого джерела енергії в мережу, базуючись на ціні електроенергії на оптових сегментах, вартості передачі та розподілу, а також технологічних втратах в мережах. При цьому вираховуються так звані «уникнені витрати на передавальну інфраструктуру», оскільки локалізоване постачання залучає лише локальну мережу, зменшуючи навантаження, втрати і вартість такої електроенергії. Таким чином, застосовується підхід «зовнішньої» або

«системної» вартості, коли оцінюється повна, комплексна вартість такої енергогенерації в енергосистемі з урахуванням зменшення втрат, позитивного екологічного впливу внаслідок заміщення вуглецевомісткої генерації, мережевих перевантажень.

У Португалії методика ціноутворення для споживачів-виробників розподіленої генерації передбачає встановлення цін на рівні 90% середньої ціни на спотовому ринку Іберія. Таким чином, знижка у 10% порівняно з роздрібними цінами враховує зменшення впливу на мережу. Такий дисконт застосовується з метою компенсації власникам розподілених енергетичних об'єктів вартості приєднання до мережі [290].

Локалізація енергокооперативів та їхнє призначення для самозабезпечення місцевих громад в електричній та інших видах енергії веде до того, що абсолютний надлишок електроенергії є не надто значним у порівнянні з великопотужними «зеленими» енергооб'єктами і не створює відчутних мережевих збурень. А отже, обмеження, які застосовуються диспетчеруванням енергосистеми, і відповідальність за небаланси значно менші.

Водночас, необхідність встановлення систем накопичення енергії у складі цих об'єктів розподіленої генерації обумовлюється, головним чином, необхідністю згладжування піків електроспоживання та добової нерівномірності сонячної генерації і надає більшого запасу надійності електропостачання. Саме тут застосування систем ціноутворення на зразок Net Billing здатне уповільнювати рішення власників кооперативів встановлювати накопичувачі, оскільки сама зовнішня мережа відіграє роль акумулятора. Проте, на противагу дисконтованим цінам на електроенергію з мережі, які здатна пропонувати Net Billing, експлуатація накопичувачів, все ж таки, має вартісні переваги: електроенергія для самозабезпечення дефіциту є дешевшою, оскільки несе лише витрати на амортизацію і обслуговування систем накопичення. А такі витрати майже завжди є нижчими, аніж витрати на електроенергію з мережі з певним дисконтом.

Отже, використання власниками кооперативів однієї або іншої альтернативи залежить від величини дисконту на мережеву електроенергію (що обумовлюється механізмом ціноутворення типу Net Billing, методика якого розробляється регулятором) порівняно з величиною капітальних та експлуатаційних витрат на створення систем накопичення енергії. Якщо витрати на накопичувач менші, аніж дисконтована вартість електроенергії з мережі, формується стимул до встановлення акумуляторів, і навпаки, якщо дисконт достатній для того, аби електроенергія з мережі була дешевшою, аніж питомі витрати на експлуатацію накопичувача, стимулів для експлуатації систем накопичення енергії меншає.

Із розвитком децентралізованих мереж та зростанням ступеня зрілості ринку електроенергії до цього співвідношення вигід і витрат додається потенційна вигода у можливості постачати акумуляовану електроенергію в мережу у піковий період за найвищими цінами, а також надавати послуги з балансування, і навіть брати участь у регулюванні частоти і напруги в енергосистемі у складі балансуючої групи, тобто надавати допоміжні системні послуги. У такому разі вигоди від використання систем накопичення енергії мають суттєво перевищити витрати на їхню експлуатацію. На рис. 8.5 наведено схему формування економічних стимулів для розширення використання накопичувачів в рамках енергокооперативів (так звану «за лічильником»), а у табл. 8.3 подано розрахунок економічних вигід від самозабезпечення електроенергію для енергокооперативів побутових споживачів 2 класу напруги.

Таким чином, експлуатація систем накопичення енергії на теперішній час дозволяє зменшити вартість електроенергії для власного споживання енергокооперативів та збільшити вигоду від участі їх у ринкових процесах шляхом постачання профіцитних обсягів електроенергії в мережу за «зеленим» тарифом, а в перспективі – надає можливість додаткового доходу від участі у балансуючому ринку у складі балансуючої групи, а також у регулюванні частоти і напруги в енергосистемі. Додатковими стимулами є

зростання різниці між максимальними і мінімальними погодинними цінами на конкурентних сегментах ринку електроенергії та зниження капітальної вартості пристроїв накопичення енергії.

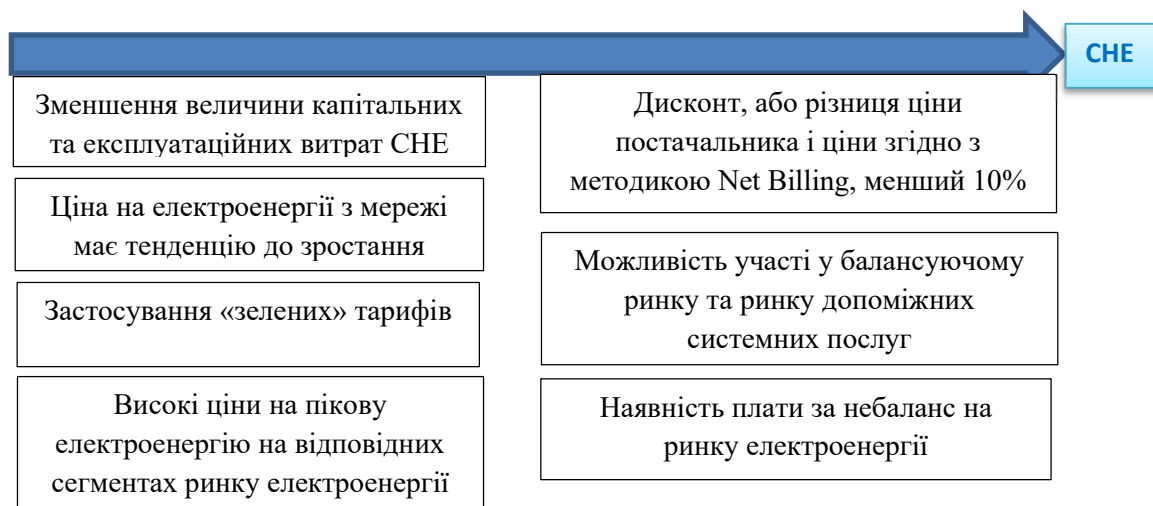


Рисунок 8.3 – Формування економічних стимулів до експлуатації систем накопичення енергії (СНЕ) в рамках енергетичних кооперативів (розроблено авторами)

Підсумовуючи вищевикладене, можна надати такі рекомендації для залучення енергокооперативів до розбудови акумуляційних систем. По-перше, енергетичні кооперативи є порівняно новим явищем для України, тож нормативно-правова база, а також умови їх функціонування потребують удосконалення. Зокрема, якщо фінансова модель енергокооперативу ґрунтується на «зеленому» тарифі, необхідні гарантії повних та своєчасних розрахунків за відпущену товарну продукцію з боку ДП «Гарантований Покупець». Крім того, необхідне спрощення дозвільних процедур (зокрема, під'єднання до мережі), а також швидке рішення про надання «зеленого» тарифу. Зокрема, у випадку енергокооперативу «Сонячне місто» рішення про надання «зеленого» тарифу було винесене через півроку після введення станції в експлуатацію. За той час коефіцієнт тарифу зменшився.

Таблиця 8.3 – Розрахунок економічної вигоди від самозабезпечення електроенергією для енергокооперативів як непобутових споживачів 2 класу напруги (без податку на додану вартість) (розраховано авторами)

Показники	Одиниці виміру	Значення	Джерело
Тариф на послуги з передачі оператора системи передачі	грн/МВт·год	293,93	Постанова Національної комісії, що здійснює регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 9.12.20 №2353
Тариф на послуги оператора системи розподілу, 2 клас	грн/МВт·год	914,16	усереднено
Тариф на послуги постачальника універсальних послуг	грн/МВт·год	88,36	усереднено
Оптовий компонент ціни, ОЕСУ	грн/МВт·год	2500,00	оціночно
Оптовий компонент ціни, максимальний	грн/МВт·год	3500,00	припущення
Ціна для непобутових споживачів 2 класу, ринкова, ОЕСУ	грн/МВт·год	3796,45	розрахунково
Ціна для непобутових споживачів 2 класу, ринкова, максимальна	грн/МВт·год	4796,45	розрахунково
Ціна з дисконтом за методикою Net Billing	грн/МВт·год		розрахунково
Дисконт 50%		1898,23	
70%		2657,52	
90%		3416,81	
Питомі капітальні та експлуатаційні витрати системи накопичення енергії	грн/МВт·год	1080,00	оціночно
Питома вигода від самозабезпечення електроенергією при дисконті 50%	грн/МВт·год		оціночно
70%		818,23	
90%		1577,81	
		2336,81	

По-друге, з метою збільшення зацікавленості громадян у створенні енергокооперативів важливим є спрощення алгоритму реалізації таких проєктів за допомоги держави і громад. Інструментами для цього можуть стати регіональні та місцеві програми підтримки, пільгові кредити на

придбання обладнання, можливості погашення відсотків за кредитами комерційних банків, а також спеціальні державні програми підтримки на кшталт програми енергоефективності «теплі кредити».

По-третє, уповноваженим органам державного управління (Держенергоефективності, Міненерго) важливо здійснювати інформування населення на офіційних сайтах і у засобах масової інформації щодо переваг і можливостей заснування енергетичних кооперативів, особливо у місцях локалізації місцевої біосировини, наголошуючи на потенціалі самозабезпечення енергією громади (будинку, містечка, міста) і мінімізації витрат на енергоресурси.

Узагальнюючи результати проведених досліджень з розроблення організаційно-економічних механізмів стимулювання розбудови енергоакуюлюючих потужностей, слід зазначити, що на сьогодні основним викликом масштабного розвитку ВЕ є проблема інтеграції «зеленої» електроенергії до ОЕСУ. Перспективним напрямом її вирішення є створення систем накопичення електроенергії, які дозволять гнучко та розумно реагувати на зміни в обсягах «зеленої» енергогенерації.

Масштабна розбудова енергоакуюлюючих потужностей потребує формування прозорої й ефективної нормативно-правової бази, впровадження додаткових стимулів чи зобов'язань з боку держави, які можуть бути запроваджені в рамках існуючих чи нових механізмів підтримки розвитку ВЕ. Серед чинних механізмів з цією метою можуть бути використані схеми підтримки на основі «зеленого» тарифу та «зелених» аукціонів у частині накладання зобов'язань щодо будівництва певного обсягу систем накопичення енергії залежно від встановленої потужності електростанцій, які претендують на державну підтримку. За умови впровадження енергоакуюлюючих проєктів в рамках вищезазначених механізмів, необхідною умовою є надання можливості реалізації збереженої електроенергії за «зеленим» тарифом чи аукціонною ціною. Крім того, з метою вирішення проблем балансування ОЕСУ зазначені механізми можна

використовувати не тільки для стимулювання розвитку енергоакumuлюючих, а й маневрових потужностей ВЕ. Зокрема, у рамках механізму «зелених» аукціонів держава може надавати більші квоти підтримки таким технологіям ВЕ, а в схемах підтримки на основі «зеленого» тарифу – вищі ставки «зеленого» тарифу.

Одним із ключових бар'єрів на шляху масштабної розбудови систем накопичення електроенергії сьогодні залишається їх вартість. Підвищувати інвестиційну привабливість цього сектору держава може шляхом впровадження пільгових інвестиційних програм. Крім того, доцільно розробляти пільгові кредитні програми на закупівлю обладнання і комплектуючих для систем накопичення енергії. Консолідувати фінансові ресурси для будівництва енергоакumuлюючих об'єктів доречно і в рамках енергетичних кооперативів, що потребує створення ефективного законодавчого підґрунтя, додаткового інформування територіальних громад щодо економічних вигід від реалізації таких проєктів із методичною підтримкою ініціативних груп.

ВИСНОВКИ

У звіті подано результати щодо нового вирішення важливої науково-практичної проблеми – удосконалення схеми економічної підтримки розвитку ВЕ України на основі «зелених» аукціонів та інших організаційно-економічних механізмів управління сталим розвитком галузі у бізнес-секторі і приватних домогосподарствах на основі визначення детермінант, драйверів, розроблення відповідних підходів, прогнозів та моделей для посилення енергетичної безпеки України в умовах енергетичних флуктуацій і викликів, спричинених глобальними (зокрема пандемією COVID-19) та локальними загрозами.

За результатами дослідження зроблено такі висновки:

1. Високі «зелені» тарифи і державна гарантія закупівлі 100 % енергії, виробленої з ВДЕ, в умовах коронакризи перетворилися з факторів розвитку ВЕ на загрозу енергетичній безпеці країни через непосильне фінансове навантаження на державний бюджет. Скорочення обсягів інвестицій в енергоефективні проєкти, зростання енергетичної бідності населення, зміна характеру енергетичних флуктуацій, загострення питань балансування енергопотужностей в ОЕСУ – саме ці чинники формують сучасні ключові обмеження для процесів виробництва і споживання енергії в економіці України та впливають на її безпеку. Недосконалість державної політики в останні роки у галузі «зеленої» енергетики обумовила перекося у розвитку об'єктів на ВДЕ: наразі бурхливо розвивається сонячна та дещо менш активно вітрова енергетика, тоді як інші «зелені» енерготехнології не отримали значного поширення в регіонах України. Це не дозволяє повною мірою реалізовувати наявний потенціал зростання енергоефективності країни і ВЕ, негативно впливаючи на енергетичну та економічну безпеку національної економіки.

2. На підставі ідентифікації зв'язків між сталістю енергетичного балансу та ефективністю розвитку економічної системи, оцінки економічних ризиків

енергетичної безпеки та врахування впливу економічних факторів розвитку енергоринку на розбудову сектору ВЕ у кризовому та посткризовому періодах авторами обґрунтовано механізми взаємодії енергетичної й економічної безпеки національної економіки в умовах глобальних і локальних загроз. За результатами дослідження характеру взаємовпливу енергетичних і економічних процесів сформовано напрями вдосконалення управління енергетичним сектором в частині удосконалення методичних підходів до оцінювання і прогнозування рівня національної енергетичної безпеки.

3. На основі аналізу недоліків чинних Методичних рекомендацій щодо визначення рівня економічної безпеки України (та енергетичної безпеки як однієї з її складових), авторами обґрунтовано доцільність розширення переліку базових показників для розрахунку енергетичної безпеки в чинній методиці шляхом введення додаткових індикаторів, які відображають вплив ідентифікованих сучасних загроз. Сформовані у звіті пропозиції містять 5 додаткових показників енергетичної безпеки, а саме: індекс декаплінгу фінансового навантаження ВЕ на державний бюджет, індекс декаплінгу енергоефективності, рівень енергетичної бідності домогосподарств, індекс розвиненості потужностей для балансування генерації електроенергії в ОЕСУ та показник енергетичних флуктуацій. Зазначені індикатори дозволяють більш комплексно врахувати новітні виклики безпеці національної економіки та на цій основі обґрунтовувати й імплементувати антикризові управлінські рішення.

4. Методами стохастичного факторного аналізу (статистичних залежностей часових рядів) та головних компонент у звіті виконано моделювання і прогнозування рівня енергетичної та економічної безпеки з урахуванням впливу різних факторів на прикладі визначення ключових драйверів енергетичної безпеки 36 країн ОЕСР, які активно розвивають «зелену» енергетику. Застосовуючи частку електроенергії, згенеровану за допомогою ВДЕ, як результативний показник енергетичної безпеки, засобами математичного моделювання визначено, що підвищення

енергетичної та карбонової ефективності економіки, розвиток сфери послуг позитивно впливають на енергетичну безпеку, тоді як зростання валового внутрішнього продукту та інвестицій в основний капітал, розширення матеріального виробництва спричиняють зниження частки «зеленої» енергії в енергобалансі. Такий негативний вплив може бути пояснений недосконалістю механізмів державного управління енергетичним сектором, які сьогодні все ще спрямовані переважно на підтримку традиційної енергетики і потребують коригування. Отримані результати моделювання дозволяють сформулювати комплексні рекомендації для державної політики щодо подальшого управління розбудовою «зеленого» енергосектору та впровадження енергозбереження в країнах, які вже мають значну частку ВДЕ в енергобалансі або ж швидко її нарощують, як Україна.

5. Для прогнозування зміни рівня енергетичної та економічної безпеки вітчизняної економіки під впливом новітніх загроз, застосовуючи смугові фільтри Бакстера-Кінга, Годріка-Прескотта та Баттерворта, авторами виокремлено циклічні складові електроспоживання (енергетичні флуктуації) за різними групами українських споживачів, які доцільно використовувати для аналізу і прогнозування волатильності й амплітуди флуктуацій електроспоживання. Зокрема, чим більшими є амплітудні розриви, тим більш непрогнозованим є рівень споживання електричної енергії. У процесі прогнозування енергетичних потреб виявлено, що коронавірусна криза змінює структуру споживання, і тому енергогенеруючим компаніям потрібно більше уваги звертати на потреби домогосподарств, оскільки пікові навантаження будуть створюватися саме ними у поточних умовах. Більш того, існує імовірність, що із збільшенням кількості економічних локдаунів можуть виникати перевантаження мереж саме у побутових споживачів. Для забезпечення енергетичної та економічної безпеки в умовах локальних і глобальних загроз необхідно згладжувати флуктуації енергоспоживання шляхом розвитку ВЕ, забезпечити формування розумних енергетичних мереж та зростання енергоефективності виробництва і споживання, балансування енергопотужностей.

6. Пандемія COVID-19 загострила питання переходу України від неринкових механізмів підтримки ВЕ на основі «зеленого» тарифу до створення конкурентного середовища для відновлювальних енерготехнологій із залученням інших механізмів, таких як «зелені» аукціони, система чистого вимірювання, квотування «зеленої» енергії тощо, які добре зарекомендували себе у провідних країнах світу. Подальші зміни в енергетичному комплексі мають враховувати міжнародні зобов'язання країни, національні цілі сталого розвитку, інтеграцію України до Європейського Союзу, забезпечувати зростання економічної, енергетичної та екологічної безпеки держави, декарбонізацію економіки. У цьому контексті авторами запропоновано підходи до трансформації національної енергетичної політики для переходу до нової конкурентної моделі функціонування енергетичного сектору, яка забезпечить сталий розвиток галузі в умовах конкуренції різних технологій «зеленої» енергетики та своєчасну зміну важелів їх стимулювання. Суть підходів полягає в обґрунтуванні збереження «зелених» тарифів для нових промислових і побутових енергоустановок, визначенні варіацій, мінімальних та максимальних ставок тарифу, термінів його дії для різних технологій ВЕ, запровадженні схем «зелених» аукціонів в галузі з деталізацією базових економічних умов їх проведення на основі розробленого законодавчого механізму та ін.

7. Дієвість економічних інструментів, спрямованих на заохочення генерації відновлювальної електроенергії, визначається, насамперед, їх спроможністю забезпечити адекватний рівень рентабельності інвестиційних проєктів, що залучають «зелені» енергетичні ресурси. У зв'язку з цим у звіті обґрунтовано вартість генерації електроенергії на основі різних технологій ВЕ із застосуванням методики оцінки нормованої вартості електрики (Levelized Cost of Electricity), чинної методики розрахунку «зеленого» тарифу та методичного підходу до обчислення дисконтованого терміну окупності інвестиційних проєктів на основі ставки дисконтування, яка передбачає залучення власного і позикового капіталу та розраховується за методом Weighted Average Cost of Capital.

Сформований у роботі масив техніко-економічних даних щодо реалізації проєктів «зеленої» енергетики на території України у 2018–2020 роках склав основу для розрахунку ключових показників привабливості інвестицій: собівартості «зеленої» електроенергії, «зеленого» тарифу і строків окупності проєктів. Розрахована нормативна вартість генерації електроенергії за методикою Levelized Cost of Electricity для технологій сонячної, вітрової, малої гідроенергетики та біоенергетики (агробіогаз, біогаз твердих побутових відходів, тверда біомаса) дозволяє забезпечити беззбиткове функціонування промислових енергетичних об'єктів, а тому її значення рекомендовано розглядати як нижню межу ціни на «зелених» аукціонах і як мінімальні ставки «зеленого» тарифу для нових енергооб'єктів, що не підпадають під дію аукціонів.

8. Порівняння отриманих значень нормативної вартості електроенергії і чинних ставок «зелених» тарифів в Україні виявило, що «зелений» тариф покриває витрати на генерацію електрики за всіма технологіями ВЕ, представленими на внутрішньому ринку у бізнес-секторі, перевищуючи їх від 1,5 (для біоелектростанцій на твердій біомасі) до 2,7 рази (для біоелектростанцій, що працюють на біогазі твердих побутових відходів) для установок потужністю 1 МВт. У зв'язку з цим, значення поточного «зеленого» тарифу запропоновано розглядати як верхню межу (максимальні ставки) «зеленого» тарифу та як верхній ціновий поріг аукціонних торгів для розглянутих технологій.

9. Обчислення мінімальних термінів окупності на основі ставки дисконтування, яка передбачає найбільш сприятливі умови реалізації бізнес-проєктів за довгостроковою програмою Ukraine Sustainable Energy Lending Facility, враховує справедливий прибуток власника через вартість власного капіталу та інфляційний фактор, засвідчило, що чинні ставки «зеленого» тарифу в Україні забезпечують строки окупності інвестиційних проєктів в межах від 7,1 (біоелектростанції на біогазі твердих побутових відходів) до 11,2 (вітроелектростанції) років у розрахунку на промислову електростанцію

потужністю 1 МВт. Отже, з точки зору забезпечення окупності проєктів, сьогодні необхідність у коригуванні ставок «зеленого» тарифу для бізнес-сектора відсутня. Водночас, різниця у значеннях мінімальних строків окупності підтверджує нерівність умов для розвитку різних технологій ВЕ в Україні. Крім того, недоліком є відсутність фіксованого періоду дії «зеленого» тарифу на відміну від аукціонів, що створює дискримінаційну ситуацію на енергоринку і потребує коригування.

10. Вивчення досвіду розвинених країн дозволило визначити чотири основні варіації «зеленого» тарифу (фіксований, регульований, регресивний, з фіксованою премією), які різняться силою мотиваційного впливу. На підставі аналізу переваг і недоліків зазначених варіацій обґрунтовано доцільність застосування в Україні комбінації регульованого і регресивного «зелених» тарифів для нових промислових об'єктів на ВДЕ, що не підпадають під дію механізму аукціонів, із застосуванням окремих періодів дії для кожної з обраних варіацій тарифу.

11. Зважаючи на швидке нарощування потужностей на ВДЕ домогосподарствами, що користуються пільгами «зеленого» тарифу і перетворюються на помітних гравців «зеленого» енергоринку України, у звіті оцінено вартість генерації електроенергії домашніми сонячними і вітроелектростанціями за методикою Levelized Cost of Electricity, рівень «зеленого» тарифу та мінімальні терміни окупності інвестиційних проєктів з будівництва таких електростанцій на основі залучення власного і позикового капіталу й розрахунку ставки дисконтування за методом Weighted Average Cost of Capital. Результати обчислень свідчать, що чинні ставки «зеленого» тарифу для домогосподарств в Україні повністю покривають витрати на генерацію електроенергії геліо- та вітроустановками у розрахунку на потужність 30 кВт. При цьому спостерігаються цінові дисбаланси на користь сонячних електростанцій, оскільки розрив між нормативною вартістю електроенергії і «зеленим» тарифом становить 2,73 раза для сонячної та 1,66 раза для вітрової енергії. Через це розвиток потужностей вітроенергетики у

побутовому секторі практично відсутній. Виходячи з виконаних розрахунків, у звіті обґрунтовані мінімальні ставки «зеленого» тарифу за технологіями сонячної та вітрової електроенергетики для нових енергооб'єктів приватних домогосподарств, що відповідають показникам нормативної вартості електроенергії, та максимальні ставки, якими виступають значення чинних «зелених» тарифів за відповідною технологією.

12. Обчислені мінімальні терміни окупності проєктів ВЕ у побутовому секторі на основі залучення кредитних ресурсів українських державних банків підтвердили диспаритет у ціноутворенні для двох застосовуваних технологій, а саме перевищення більш ніж у 2 рази терміну окупності 30 кВт-ної вітроелектростанції порівняно з окупністю геліоустановки аналогічної потужності. Для виправлення цінових дисбалансів рекомендовано переглянути «зелені» тарифи для приватних домогосподарств, запровадивши комбіноване використання варіацій регульованого та регресивного «зеленого» тарифу для стимулювання будівництва вітроустановок і зниження надвисокої прибутковості сонячних потужностей, а також економічно мотивувати населення встановлювати «зелені» електростанції з потужністю, що відповідає власним потребам домогосподарства.

13. Для забезпечення конкуренції різних технологій ВЕ у звіті запропонований підхід до визначення оптимального варіанту тарифу, що базується на оцінюванні дивергенції/конвергенції «зелених» тарифів і реальної собівартості генерації електрики з ВДЕ, розрахованої за методикою *Levelized Cost of Electricity*. Розроблений підхід дозволяє оцінити обґрунтованість виплат з державного бюджету за «зеленим» тарифом та середньозважених цін на електроенергію, забезпечити окупність і справедливий прибуток власникам об'єктів на ВДЕ, стимулюючи розвиток нових «зелених» енергопотужностей. В рамках визначення терміну дії оптимального варіанту «зеленого» тарифу у звіті запропоноване застосування комбінації регульованого і регресивного тарифів в межах двох періодів. Перший відповідає середньому терміну окупності проєктів за

відповідною технологією ВЕ і передбачає використання регульованого тарифу, другий – триває 5 років і застосовує регресивний тариф.

14. Недоліки державного регулювання розвитку «зеленої» енергетики у вигляді, зокрема, «зелено-вугільного парадоксу», та порівняна дешевизна «коричневої» енергії обумовлюють неоднозначне ставлення суспільства до заміщення потужностей традиційної енергетики відновлювальною. Для з'ясування реальної вартості і конкурентоспроможності електроенергії, отриманої з основних традиційних енергоносіїв (вугілля та атомної енергії), у звіті розроблено підходи до оцінювання повної собівартості виробництва такої енергії з урахуванням витрат на виведення енергетичних об'єктів з експлуатації. Результат обчислення нормованої вартості електроенергії за методикою Levelized Cost of Electricity засвідчив, що повні витрати на виробництво енергії з викопних та ядерних палив з урахуванням безпекових й екологічних факторів в окремих випадках перевищують собівартість енергогенерації з ВДЕ, руйнуючи міф про високу ціну «зеленої» електрики. Отже, вдосконалення секторальної тарифної політики може змінити конкурентну ситуацію на енергоринку України на користь «зеленої» енергії, сприяючи досягненню національних цілей розбудови ВЕ.

15. Авторами обґрунтовано, що державне стимулювання нарощування «зелених» енергопотужностей для зростання частки ВЕ в енергобалансі країни за відсутності регулювання інвестиційних потоків з часом може викликати диспропорції у розвитку різних технологій на ВДЕ в регіонах. Замість екологізації та лібералізації енергетичного сектору, зростання його конкурентоспроможності, ці перекоси можуть створювати додаткові проблеми, пов'язані з маневруванням потужностями, перевантаженням енергетичної інфраструктури, зростанням фінансового навантаження ВЕ на державний бюджет тощо. Для збалансованого регіонального розвитку різних технологій галузі у звіті запропоновано методику визначення оптимального напрямку інвестування у розвиток ВЕ територій. Вона враховує такі ключові чинники, як природні умови та сировинна база територій, потреби в енергії,

екологічний стан, ступінь реалізації економічно доцільного потенціалу різних технологій ВЕ, рівень їх державної економічної підтримки, темпи здешевлення вартості «зеленої» енергії тощо.

16. На підставі мультифакторного аналізу авторами розроблена модель вибору оптимального напрямку інвестування у регіональну «зелену» енергетику України, що обґрунтовує перерозподіл бюджетних коштів за технологіями ВЕ для територій, запобігаючи загрозам енергетичного, екологічного й економічного розвитку. Запропоновані підходи також містять механізм розподілу пільгового фінансування між проєктами будівництва «зелених» енергооб'єктів в межах певної технології ВЕ в регіоні на основі оцінювання їх конкурентних характеристик з позицій місцевої влади. При цьому бюджетна підтримка надається у формі частки безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат на 1 МВт встановленої потужності генеруючого об'єкта у регіоні для певної технології ВЕ, тобто перспективніші технології та проєкти отримують кращі умови інвестування у вигляді доступніших кредитних ресурсів.

Для здійснення розподілу бюджетного фінансування на покриття частки безвідсоткових кредитів за проєктами в межах різних технологій «зеленої» енергетики передбачений окремий алгоритм, який містить два етапи. На першому визначається частка безвідсоткового кредиту за кожною технологією ВЕ, що застосовується в регіоні, на другому – обсяги виділеного фінансування на регіональний розвиток цих технологій. Імплементация алгоритму дозволяє гарантувати фінансування будівництва обраних об'єктів на ВДЕ на території.

17. Апробація розробленої моделі вибору оптимального напрямку інвестування у регіональну ВЕ на прикладі сонячної та вітрової електростанцій побутового сектору Сумської області засвідчила, що за базової частки безвідсоткового кредиту у 20%, пільгова фінансова підтримка проєктів у цих секторах має бути збільшена до 56,86 та 56,87% відповідно, тобто у більш ніж у 2,8 рази. Ключовим фактором, що вплинув на

підвищення показників, стала енергодефіцитність регіону, яка актуалізує питання будівництва місцевих об'єктів на ВДЕ. Отже, для стимулювання розвитку обраних технологій «зеленої» енергетики, місцевій владі необхідно передбачити компенсацію ставок цільових кредитів населенню на достатньо високому рівні.

Оцінювання конкурентних характеристик проєкту домашньої 30 кВт-ної сонячної електростанції засвідчило, що частка безвідсоткового кредиту за ним має бути підвищена до 64,67% замість розрахованої раніше базової частки для об'єктів сонячної енергетики населення області (56,86%). Це пояснюється більшими обсягами генерації «зеленої» електроенергії та меншими питомими інвестиційними витратами, які роблять сонячну електростанцію з максимально дозволеною встановленою потужністю для домогосподарств у 30 кВт більш привабливим об'єктом співфінансування для місцевої влади. Практична імплементація розроблених підходів з визначенням диференційованих часток безвідсоткових кредитів для фінансування різних технологій і проєктів ВЕ сприятиме збалансованому територіальному розвитку «зеленої» енергетики та досягненню стратегічних показників розбудови енергетичного сектору.

18. У звіті обґрунтовано, що реалізація принципів безвуглецевого майбутнього, за якого до 2040 року «зелені» енергоджерела будуть забезпечувати до 40% генерації електрики у світі, несе в собі масштабні зміни у структурі зайнятості населення. Зокрема, в Україні в рамках реалізації цілей Національної економічної стратегії на період до 2030 року очікується створення 160 тис. нових і втрата 56 тис. існуючих робочих місць лише за рахунок закриття шахт та виведення з експлуатації вугільних електростанцій. З метою оцінювання впливу нових потужностей ВЕ на зайнятість населення в Україні у 2021–2030 рр. авторами удосконалено підходи, які методом коефіцієнтів зайнятості визначають потенційні зміни у кількості робочих місць у сферах виробництва обладнання для «зелених» енергооб'єктів, їх будівництва та монтажу, експлуатації і технічного

обслуговування, постачання їм палива (біомаси). Апробацію підходів здійснено на прикладі оцінювання трансформації секторального ринку праці України до 2030 року за двома прогностичними сценаріями: 1) С21%, що полягав у продовженні наявних трендів електрогенерації з досягненням частки ВЕ в електробалансі у розмірі не більше 21%, та 2) С30%, що ґрунтувався на намірах України виробляти «зелений» водень і передбачав досягнення не менше 30% частки ВДЕ до 2030 року.

Результати сценарних розрахунків засвідчили, що при реалізації сценарію С21% в Україні може бути щорічно забезпечено від 11,5 тис. у 2021 році до 27,5 тис. робочих місць у 2030 році, при цьому робочі місця будуть створюватися переважно у сфері геліо- та біоенергетики. За сценарієм С30% щорічна кількість зайнятих удвічі перевищить показники сценарію С21% і може скласти від 16 тис. осіб у 2021 році до понад 50 тис. осіб у 2030 році. Найбільша кількість нових робочих місць буде створена у сонячній та вітроенергетиці. Практична реалізація зазначених сценаріїв вимагає подолання низки вагомих регуляторних і фінансових бар'єрів, які перешкоджають розвитку ВДЕ на українському ринку електроенергії.

19. Дискретність генерації енергії «зеленими» технологіями створює серйозні технічні виклики щодо балансування ОЕСУ, тому подальше зростання частки ВЕ в енергобалансі країни вимагає створення енергоакумуляційних потужностей, які б забезпечили гнучкість енергосистеми та збільшення системних резервів. У звіті на підставі аналізу різних типів застосувань систем накопичення енергії оцінено прогнозу потребу в них в Україні до 2030 року з урахуванням очікуваної динаміки частки ВЕ в електробалансі та вимог Європейської директиви RED II. Оцінки виконані за двома сценаріями: 1 – недостатній розвиток в енергосистемі маневрених енергогенеруючих потужностей та дещо стагнований розвиток електроспоживання, 2 – достатній розвиток маневрених потужностей і поява нових при більших темпах зростання електроспоживання. Результати розрахунків засвідчили, що потреба у

системах накопичення енергії за обома сценаріями складає від 5,4 ГВт у 2023 році до 8,4 ГВт у 2030 році у разі застосування таких систем як пріоритетних для забезпечення первинного і вторинного резерву в енергосистемі країни та зменшення впливу дискретної генерації електроенергії з ВДЕ.

20. З метою активізації створення енергоакумулюючих потужностей авторами проаналізовано статус і форми участі цих технологій в національному енергоринку та обґрунтовано ринковий механізм стимулювання розвитку систем накопичення енергії в сегментах балансуєчого ринку та ринку допоміжних послуг України. Механізм передбачає використання енергоакумулюючих потужностей за трьома типами застосувань (I – зменшення обмежень для об'єктів на ВДЕ, II – арбітраж, III – надання послуг з резерву) та оцінювання системних ефектів за кожним типом (визначення параметрів, прирісних ефектів, витрат і вигід у часі, можливих інвестиційних результатів). Економічні розрахунки за проектами (типами застосувань) та аналіз чутливості засвідчили, що тип застосувань I є комерційно непривабливим, оскільки його окупність перевищує тривалість життєвого циклу акумуляторної системи. Інвестиційна привабливість типу застосувань II є невисокою, тоді як тип застосувань III є найбільш прибутковим з окупністю в межах 4-6 років. Отримані результати підтвердили необхідність усунення неринкових бар'єрів і запровадження додаткових до ринкового механізму організаційно-економічних стимулів розвитку енергоакумулюючих потужностей для інтеграції ВДЕ в ОЕСУ, а саме: аукціонів на надання послуг з первинного регулювання на середньо- і довгостроковий період, балансуєчих груп виробників «зеленої» енергії, «віртуальних електростанцій», децентралізованих систем накопичення енергії тощо.

21. Для стимулювання масштабної розбудови систем накопичення електроенергії в Україні у звіті запропоновано впровадження додаткових важелів в рамках чинних механізмів підтримки розвитку ВЕ. Накладання зобов'язань щодо будівництва певного обсягу енергоаккумуляційних

потужностей залежно від встановленої потужності нових електростанцій на ВДЕ пропонується імплементувати у схеми підтримки на основі «зеленого» тарифу, «зелених» аукціонів та поширити на енергетичні кооперативи. Основною умовою реалізації енергоакумуючих проєктів в рамках зазначених механізмів є надання можливості продажу збереженої електроенергії за «зеленим» тарифом чи аукціонною ціною. З метою підвищення інвестиційної привабливості сектору акумулювання електроенергії також запропоновано запровадження пільгового фінансування у вигляді частки безвідсоткового кредиту на інвестиції у системи накопичення енергії, що визначається за категоріями суб'єктів господарювання (виробники «зеленої» енергії, кінцеві енергоспоживачі, підприємства з надання системних послуг) і враховує вплив енергоакмуляції на енергетичну інфраструктуру, балансування енергопотужностей, потребу в системах накопичення енергії територій тощо.

Підсумовуючи, зазначимо, що у даному звіті подані результати досліджень щодо обґрунтування механізмів взаємодії енергетичної й економічної безпеки; розроблення методичних підходів до оцінювання, моделювання і прогнозування рівня енергетичної безпеки економічних систем з урахуванням динаміки розвитку ВЕ, енергоефективності виробництва і споживання, впливу тарифів на енергію й енергетичних флуктуацій, спричинених кризовими явищами; удосконалення інструментів сталого розвитку ВЕ в бізнес-секторі та приватних домогосподарствах у частині формування прозорого ціноутворення й обґрунтування тривалості державної підтримки за схемами «зеленого» тарифу і «зелених» аукціонів; визначення оптимального напрямку інвестування у розвиток ВЕ в регіонах України; формування організаційно-економічних механізмів підтримки розбудови енергоакумуючих потужностей для забезпечення балансування «зеленої» електроенергії. Отримані результати мають теоретичну і практичну цінність в умовах сучасних технічних викликів ОЕСУ. Даний звіт завершує цикл попередніх досліджень, виконаних в рамках науково-дослідної роботи

«Формування економічних механізмів сталого розвитку ВЕ в умовах глобальних та локальних загроз енергетичній безпеці України» у 2020-2021 роках.

Результати звіту використовуються в навчальному процесі закладу вищої освіти і при виконанні гранту Єврокомісії програма Жана Моне, систематизовані у науково-обґрунтованих рекомендаціях щодо змін законодавчих актів України у сфері «зеленої» енергетики (зокрема Законів України «Про ринок електричної енергії» № 27-28, 2017 р. та «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» № 23, 2019 р., Методичних рекомендацій щодо розрахунку рівня економічної безпеки України № 1277, 2013 р.), а також можуть бути впроваджені у діяльність Комітету Верховної Ради з питань енергетики та житлово-комунальних послуг, Національної комісії, що здійснює регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України й інших інституцій, які здійснюють регулювання галузі ВЕ.

Водночас, отримані наукові результати за проектом не є вичерпними та потребують подальших наукових розвідок, наприклад, в частині пошуку нових можливостей синергетичного використання «зелених» енерготехнологій в різних секторах економіки – сільському господарстві, транспорті, промисловості, житлово-комунальному господарстві тощо – для забезпечення збалансованого енергетичного, економічного й екологічного розвитку України.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Siksnelyte-Butkiene I. Impact of the COVID-19 Pandemic to the Sustainability of the Energy Sector. *Sustainability*. 2021. № 13(23). P. 12973. <https://doi.org/10.3390/su132312973>.
2. «Зелена» генерація: рецепти одужання енергосистеми. Економічна правда, 2020. URL: <http://surl.li/avokt> (дата звернення 18.11.2021).
3. Kurbatova T., Sotnyk I., Prokopenko O., Sidortsov R., Tu Y. Balancing Ukraine's energy system: challenges under high renewable energy penetration and the COVID-19 pandemic. *On Sustainable Futures: Environmental, Technological, Social and Economic Matters: Proceedings of International Conference, 19-20 May, 2021, Kryvyi Rih. № 280. P. 05007*. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128005007>.
4. Karatayev M., Hall S. Establishing and comparing energy security trends in resource-rich exporting nations (Russia and the Caspian Sea region). *Resources Policy*. 2020. Vol. 68. P. 101746.
5. Rajavuori M., Huhta K. Investment screening: implications for the energy sector and energy security. *Energy Policy*. 2020. Vol. 144. P. 111646.
6. Vieira A., Stewart R., Lamberts R., Beal C. Renewable energy and energy conservation area policy (REECAP) framework: a novel methodology for bottom-up and top-down principles integration. *Energy Strategy Reviews*. 2020. Vol. 32. P. 100544.
7. Visintainer L., Gerstlberger W., Lima M., Frank A. How governments, universities, and companies contribute to renewable energy development? A municipal innovation policy perspective of the triple helix. *Energy Research & Social Science*. 2020. Vol. 71. P. 101854.
8. Стоян О. Ю. Теоретичні основи функціонування механізмів державного регулювання розвитку сфери відновлювальної енергетики. *Державне управління: удосконалення та розвиток*. 2013. № 7. С. 102-109.

9. Майстро С., Більовський М. Державна політика енергоефективності та енергозбереження як необхідна передумова забезпечення енергетичної безпеки України. *Ефективність державного управління*. 2018. № 1 (54). С. 80–87.

10. Малиш Н., Москаленко С. Державна політика розвитку альтернативної енергетики в Україні. *Ефективність державного управління*. 2018. № 1 (54). С. 88–95.

11. Rui Li, Hong Jiang, Sotnyk I., Kubatko O., Ismail Almashaqbeh Y.A. The CO₂ emissions drivers of post-communist economies in Eastern Europe and Central Asia. *Atmosphere*. 2020. № 11(9). P. 1019. <https://doi.org/10.3390/atmos11091019>.

12. Kurbatova T., Perederii T. Global trends in renewable energy development. IEEE KhPI Week on Advanced Technology, October 5-10, 2020, Kharkiv, 260-263. <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250098>. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9250098>. (accessed: 12.11.2021).

13. Kurbatova T., Lysenko D. Investment attractiveness of the small hydropower sector and its impact on reducing greenhouse gas emissions. 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology, October 5–10, 2020, Kharkiv, 264-267. <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250076>; URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9250076>. (accessed: 12.11.2021).

14. Письменна У., Трипольська Г., Сотник І. Уразливість сектору відновлювальної енергетики під дією загроз енергобезпеці, посилені пандемією COVID-19. *Підприємництво та інновації*. 2020. № 10. С. 79–85. DOI: <https://doi.org/10.37320/2415-3583/14.16>. URL: <https://doi.org/10.37320/2415-3583/14.16>. (дата звернення: 20.11.2021).

15. Письменна У.Є., Трипольська Г.С., Курбатова Т. О., Кубатко О. В. Фактори управління сталими енергетичними трансформаціями в енергосекторі України. *Вісник СумДУ. Серія «Економіка»*. 2020. № 3. С. 149–

155. DOI: 10.21272/1817-9215.2020.3-16. URL: <https://visnyk.fem.sumdu.edu.ua/uk/3-2020>. (дата звернення: 22.11.2021).

16. Трипольська Г. С. Вплив пандемії COVID-19 на розвиток відновлюваної енергетики в Україні. Матеріали IV Всеукраїнської студентської науково-практичної інтернет-конференції «Перспективи розвитку управлінських систем у соціальній та економічній сферах України: теорія і практика» (м. Київ, 24 листопада 2020 р.). Київ, 2020. С. 216–218. URL: https://fitu.kubg.edu.ua/images/stories/Departments/ku/2021/24112020__compressed.pdf. (дата звернення: 23.11.2021).

17. Науковий звіт про проміжні результати реалізації проекту «Формування економічних механізмів сталого розвитку відновлювальної енергетики в умовах глобальних та локальних загроз енергетичній безпеці України» / Сотник І. М. та ін. Суми: Сумський державний університет, 2020. 86 с.

18. Prokopenko O., Chechel A., Sotnyk I., Omelyanenko V., Kurbatova T., Nych T. Improving state support schemes for the sustainable development of renewable energy in Ukraine. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*. 2021. Vol. 24(1). P. 85–100. <https://doi.org/10.33223/epj/134144>.

19. Сотник І. М., Мельник Л. Г., Дерев'янюк Ю. М., Маценко О. І., Павленко О. П., Торба І. В. Розвиток альтернативної енергетики в ЄС та провідних країнах світу. *Сучасні промислові революції та удосконалення механізмів сестейнового соціально-економічного розвитку (Досвід ЄС та практика України)*: монографія / за ред. д.е.н., проф. Л. Г. Мельника, к.е.н., доц. О. М. Маценка. Суми: Університетська книга, 2021. С. 139–144.

20. Sotnyk I. M., Matsenko O. M., Popov V. S., Martymianov A. S. Ensuring the economic competitiveness of small green energy projects. *Mechanism of Economic Regulation*. 2021. № 1. P. 28–40. <https://doi.org/10.21272/mer.2021.91.03>.

21. Sotnyk I. Do we need economic stimulation of solar energy development in households? Comparative analysis of Ukraine and Latvia. *Economics and Region*. 2021. № 2 (81). P. 6–14. DOI 10.26906/EiR.2021.2(81).2248.

22. Трипольська Г. С., Сотник І. М. Оцінювання повної вартості виробництва атомної енергії в контексті розвитку «зеленої» енергетики. Україна у світових глобалізаційних процесах: культура, економіка, суспільство: тези доповідей Міжнар. наук.-практ. конф., Київ, 24–25 берез., 2021 р. / М-во освіти і науки України; Київ. ун-т культури, Київ. нац. ун-т культури і мистецтв. Київ: Вид. центр КНУКіМ, 2021. Ч. 3. С. 142–145. URL: <http://surl.li/ayeed>. (дата звернення: 23.11.2021).

23. Сотник І. М. Результативність економічного стимулювання розвитку геліоенергетики у домогосподарствах України та Латвії. Модернізація економіки: сучасні реалії, прогнозні сценарії та перспективи розвитку: матеріали міжнар. наук.-практ. конф. (28-29 квітня 2021 р., м. Херсон). Херсон: Вид-во ФОП Вишемирський В.С., 2021. ISBN 978–617–7941–26–1. С. 352–355. URL: <http://surl.li/ayeed>. (дата звернення: 23.11.2021).

24. Sotnyk I., Kubatko O., Maslii M. Determining the drivers for renewable energy advancement in developed countries. Proceedings of the International Scientific and Practical Conference, Sumy, March 22–23, 2021 / ed. T. Vasilyeva. Sumy: Sumy State University, 2021. P. 170–175. URL: <http://surl.li/ayeeh>. (дата звернення: 6.12.2021).

25. Perederii T.A., Kurbatova T.O. Foreign experience in agrovoltatics development. Proceedings of the International Scientific and Practical Conference, Sumy, March 22–23, 2021 / ed. T. Vasilyeva. Sumy: Sumy State University, 2021. P. 128–131. URL: <http://surl.li/ayeei>. (дата звернення: 6.12.2021).

26. Hurchenko Ye., Kurbatova T.O. Bioethanol production in Ukraine: potential and trends. Proceedings of International Scientific and Practical Conference “Priorities in the new green course of the EU”, Lublin, Poland, June 17, 2021. URL: <http://surl.li/ayeej>. (accessed: 6.12.2021).

27. Звіт про науково-дослідну роботу «Формування економічних механізмів сталого розвитку відновлювальної енергетики в умовах глобальних та локальних загроз енергетичній безпеці України» (проміжний) / Сотник І. М. та ін. Суми: Сумський державний університет, 2021. 134 с.

28. Sotnyk I., Kurbatova T., Kubatko O., Prokopenko O., Prause G., Kovalenko Y., Trypolska G., Pysmenna U. Energy security assessment of emerging economies under global and local challenges. *Energies*. 2021. Vol. 14(18). P. 5860. <https://doi.org/10.3390/en14185860>.

29. Trypolska, G., Kryvda, O., Kurbatova, T., Andrushchenko, O., Suleymanov, Ch., Brydun, Ye. Impact of new renewable electricity generating capacities on employment in Ukraine in 2021-2030. *International Journal of Energy Economics and Policy*. 2021. № 11(6). P. 98-105 DOI: 10.32479/ijeep.11635. URL: <http://surl.li/ayeel>. (accessed: 6.12.2021).

30. Kurbatova T., Sotnyk I., Kubatko O., Gorbachova L., Khrystiuk B. Small hydropower development in Ukraine under global climate change patterns: is state economic support sufficient? *International Journal of Environment and Sustainable Development*. 2022. <https://doi.org/10.1504/IJESD.2021.10042076> (in press).

31. Письменна У., Сотник І., Кубатко О., Трипольська Г., Курбатова Т. Становлення ринкового механізму стимулювання розвитку систем накопичення енергії в Україні. *Вісник СумДУ, Серія: Економіка*. 2021. № 3. С. 31-39. DOI: 10.21272/1817-9215.2021.3-4. URL: <http://surl.li/ayeen>. (дата звернення: 23.11.2021).

32. Курбатова Т. О., Трипольська Г. С., Письменна У. Є., Гирченко Є. В., Романюк Я. С. Механізм «зелених» аукціонів для управління розвитком відновлюваної енергетики: передумови впровадження та особливості функціонування в Україні. *Державне управління: удосконалення та розвиток*. 2021. № 10. <https://doi.org/10.32702/2307-2156-2021.10.30>. URL: <http://www.dy.nayka.com.ua/?op=1&z=2260>. (дата звернення: 23.11.2021).

33. Трипольська Г., Письменна У., Курбатова Т. Зайнятість у відновлюваній енергетиці як один з елементів сталого розвитку. Екологічна безпека держави: тези доповідей Всеукраїнського круглого столу, м. Київ, 16 вересня 2021 р./ редкол. О.С. Волошкіна та ін. К.: ІТТА, 2021. С. 14-16. URL: <http://surl.li/awleo>. (дата звернення: 23.11.2021).

34. Сотник І.М. Детермінанти інвестування у відновлювану енергетику в домогосподарствах. Економічні проблеми сталого розвитку: матеріали Міжнародної науково-практичної конференції студентів та молодих вчених імені професора Балацького О. Ф., м. Суми, 5–6 травня 2021 р. Суми : Сумський державний університет, 2021. С. 69-73. URL: <http://surl.li/ayeer>. (дата звернення: 10.12.2021).

35. Sotnyk I. Approaches to the budget funding distribution for the regional renewable energy development. Materials of International Scientific and Practical Online Conference “Imperatives of Economic Growth in Ukraine and in the EU in the context of Sustainable Development” (Ukraine, Sumy, October 26-29, 2021). Sumy: SSU, 2021. P. 84-86. URL: <http://surl.li/ayeeu>. (accessed: 6.12.2021).

36. Kurbatova T., Romaniuk Ya., Trypolska G. United energy system of Ukraine: towards integration into ENTSO-E. Materials of International Scientific and Practical Online Conference “Imperatives of Economic Growth in Ukraine and in the EU in the context of Sustainable Development” (Ukraine, Sumy, October 26-29, 2021). Sumy: SSU, 2021. P. 38-40. URL: <https://essuir.sumdu.edu.ua/handle/123456789/86282>. (accessed: 6.12.2021).

37. Sotnyk I. Stimulating the energy storage capacities deployment under green energy sustainable development of Ukraine. 1st International Virtual Conference on Trends in Human, Economic, Social & Environmental Sustainability (THESES 2021), Zhytomyr, December 2-3, 2021. Zhytomyr : Polisia National University, 2021. *(прийнято до друку)*.

38. Кубатко О. В., Сотник І. М., Курбатова Т. О. Методичний підхід до оцінки впливу флуктуацій енергоспоживання на енергетичну безпеку

України. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 105038 від 31.05.2021.

39. Курбатова Т. О., Сотник І. М., Кубатко О. В. Методичні підходи до оцінювання впливу розвитку відновлювальної енергетики на енергетичну безпеку України. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 105037 від 31.05.2021.

40. Проект Стратегії економічної безпеки України. Розрахунки Мінекономіки відповідно до Методичних рекомендацій щодо розрахунку рівня економічної безпеки України, затверджених наказом Мінекономіки від 29.10.2013 № 1277. Київ, 2020. 19 с.

41. Мельник Л. Г. Основи стійкого розвитку: навч. посібник. Суми: Університетська книга, 2006. 383 с.

42. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике / Н. И. Воропай, Г. Ф. Ковалев, Ю. Н. Кучеров и др. М.: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. 304 с.

43. Земляний М., Бараннік В. Проблеми зменшення загроз енергетичній безпеці в сучасних умовах. Міжнародна конференція «Нові тенденції у сфері енергетичної безпеки». Київ, 2003. С. 71–75.

44. Cherp A., Jewell J. The concept of energy security: Beyond the four As. *Energy Policy*. 2014. Vol. 75. P. 415–421.

45. Бондар-Підгурська О. В. Науково-методичні підходи до оцінки енергоефективності як фактора конкурентоспроможності промислової продукції в інноваційній моделі розвитку України. *Наукові праці Кіровоградського національного технічного університету. Економічні науки*: зб. наук. пр. Кіровоград: КНТУ, 2012. Вип. 22, ч. 2. 470 с.

46. Національна доповідь – 2017 «Цілі сталого розвитку: Україна». United Nations Ukraine, 2017. URL: <http://surl.li/ckar>. (дата звернення: 10.11.2021).

47. Energy Sustainability Trilemma. World Energy Council, 2017. URL: <https://trilemma.worldenergy.org>. (accessed: 6.12.2021).

48. Дослідження бізнес-ризиків. Ernst&Young, 2020. URL: <https://www.ey.com/ch/en/Publications/ByServices/>. (дата звернення: 10.11.2021).

49. Marinas M. C., Dinu M., Socol A. G., Socol C. Renewable energy consumption and economic growth. Causality relationship in Central and Eastern European countries. *PLOS ONE*. 2018. Vol. 13. P. 0202951.

50. Sorrell S. Energy, economic growth and environmental sustainability: five propositions. *Sustainability*. 2010. Vol. 2 (6). P. 1784–1809.

51 Про затвердження Методичних рекомендацій щодо розрахунку рівня економічної безпеки України: наказ Міністерства економічного розвитку і торгівлі України від 29.10.2013 р. № 1277. Міністерство економічного розвитку і торгівлі в Україні, 2013. URL: <http://surl.li/itcj>. (дата звернення: 10.11.2021).

52. Кабмін затвердив меморандум про зниження «зеленого» тарифу для СЕС на 15%, а ВЕС на 7,5%. Finbalance, 2020. URL: <https://tinyurl.com/yce3q2jk>. (accessed: 6.12.2021).

53. «Зелений» тариф для домашніх сонячних панелей можуть скоротити в три рази. UNIAN, 2019. URL: <http://surl.li/hrhi>. (дата звернення: 10.11.2021).

54. Частка відновлюваної енергетики на ринку зросла до 8%, що становить 26% грошового обігу – НКРЕКП. UNIAN, 2020. URL: <http://surl.li/hrhk>. (дата звернення: 10.11.2021).

55. Renewable power generation costs in 2019. IRENA, 2019. URL: <http://surl.li/hrhl>. (accessed: 6.12.2021).

56 Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.11.2021 р. № 27-28. Відомості Верховної Ради. 2017 (ст. 312). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text> (дата звернення 20.11.2021).

57. Indicators to measure decoupling of environmental pressure from economic growth. OECD, 2002. URL: <http://surl.li/hrhn>. (accessed: 6.12.2021).

58. Сотник І., Кулик Л. Декаплінг-аналіз економічного зростання та впливу на довкілля в регіонах України. *Економічний часопис-XXI*. 2014. № 7–8 (2). С. 60–64.

59. Global Energy Statistical Yearbook. Enerdata, 2020. URL: <http://surl.li/hrho>. (accessed: 6.12.2021).

60. Bouzarovski S., Tirado Herrero S. The energy divide: integrating energy transitions, regional inequalities and poverty trends in the European Union. *European Urban and Regional Studies*. 2016. 24 (1). P. 69–86.

61. Чим спричинена енергетична бідність українських домогосподарств. Eco town, 2014. URL: <http://surl.li/hrhp>. (дата звернення: 10.11.2021).

62. Витрати і ресурси домогосподарств України (за даними вибіркового обстеження умов життя домогосподарств). Державна служба статистики України, 2020. URL: <http://surl.li/hrhq>. (дата звернення: 12.11.2021).

63 Криза енергетики: чому в Україні відключають атомні енергоблоки. UA.NEWS, 2020. URL: <http://surl.li/hqnf>. (дата звернення: 11.11.2021).

64 COVID-19 внес существенные коррективы в развитие ВИЭ в Украине – представитель отрасли. Elektrovesti.net, 2020. URL: <https://goo.su/3d1c>. (дата звернення: 11.11.2021).

65. Типы тепловых электростанций и принцип их работы. Развитие теплоэнергетики и гидроэнергетики, 2020. URL: [http:// http://surl.li/ayefe](http://http://surl.li/ayefe). (дата звернення: 11.11.2021).

66. Ravn M. O., Uhlig H. On adjusting the Hodrick-Prescott filter for the frequency of observations. *Review of Economics and Statistics*. 2002. Vol. 84 (2). P. 371–376.

67. Rebelo S. T. Real business cycle models: past, present, and future. NBER Working Paper. 2005. No. w11401. 40 p.

68. Abdmouleh Z., Alammari R., Gastli A. Review of policies encouraging renewable energy integration & best practices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. Vol. 45. P. 249–262.

69. Alberini A. Household energy use, energy efficiency, emissions, and behaviors. *Energy Efficiency*. 2018. №11 (3). P. 577–588.

70. Couture T., Gagnon Y. An analysis of feed-in tariff remuneration models: implications for renewable energy investment. *Energy Policy*. 2010. Vol. 38(2). P. 955–965.

71. Del Río P., Mir-Artigues P. Combinations of support instruments for renewable electricity in Europe: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 40. P. 287–295.

72. Huenteler J. International support for feed-in tariffs in developing countries – a review and analysis of proposed mechanisms. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 39. P. 857–873.

73. Hustveit M., Sveen J., Fleten F. Tradable green certificates for renewable support: the role of expectations and uncertainty. *Energy*. 2017. Vol. 141. P. 1717–1727.

74. Gain without pain: an international case for a tradable green certificates system to foster renewable energy development in Ukraine / T. Kurbatova, R. Sidortsov, I. Sotnyk et al. *Problems and Perspectives in Management*. 2019. Vol. 17 (3). P. 464–476.

75. Liu W., Zhang X., Feng S. Does renewable energy policy work? Evidence from a panel data analysis. *Renewable Energy*. 2019. Vol. 135. P. 635–642.

76. Sotnyk I., Dehtyarova I., Kovalenko Y. Modern threats to energy and resource efficient development of Ukrainian economy. *Actual Problems of Economics*. 2015. Vol. 11 (173). P. 137–145.

77. Sotnyk I., Kurbatova T., Dashkin V., Kovalenko Y. Green energy projects in households and its financial support in Ukraine. *International Journal of Sustainable Energy*. 2020. Vol. 39 (3). P. 218–239.

78. Swain R., Karimu A. Renewable electricity and sustainable development goals in the EU. *World Development*. 2020. Vol. 125. P. 104693.

79. Yang X., He L., Xia Y., Chen Y. Effect of government subsidies on renewable energy investments: the threshold effect. *Energy Policy*. 2019. Vol. 132. P. 156–166.

80. Sotnyk I., Kubatko O. Energy efficiency drivers for sustainable development: the case of Ukraine. Матеріали XII Міжнародної науково-практичної конференції «Європейський вектор модернізації економіки: креативність, прозорість та сталий розвиток». Харків: ХНУБА, 2020. С. 294.

81. OECD member countries. OECD, 2019. URL: <https://www.oecd.org/about/members-and-partners>. (accessed: 1.12.2021).

82. Bell A., Sejnowski T. The “independent components” of natural scenes are edge filters. *Vision Research*. 1997. Vol. 37 (23). P. 3327–3338.

83. Кубатко О. В. Екологічні зміни як флуктуації розвитку національної економіки. *Вісник Сумського національного аграрного університету. Серія: Економіка і менеджмент*. 2017. № 4. С. 104–108.

84. Кубатко О. В. Флуктуації і цикли в рядах еколого-економічної динаміки. *Економіка та суспільство*. 2017. № 9. С. 837–844.

85. Кубатко О. В. Методика оцінки рівня синхронізації та однорідності флуктуацій еколого-економічного розвитку. *Вісник Житомирського державного технологічного університету. Економічні науки*. 2017. № 2 (80). С. 92–97.

86. Кубатко О. В. Прогнозування середньомасштабних флуктуацій еколого-економічного розвитку. *Економіка: реалії часу*. 2017. № 2 (30). С. 47–55.

87. Кубатко О. В. Екологічні інновації як джерело флуктуацій енергоефективного розвитку національної економіки. *Маркетинг і менеджмент інновацій*. 2016. № 4. С. 365–376.

88. Кубатко О. В. Формування оптимальної структури факторів виробництва в умовах еколого-економічних флуктуацій. *Науковий вісник Херсонського державного університету. Серія: Економічні науки*. 2016. № 16 (2). С. 96–99.

89. Кубатко О. В. Енергетична вразливість еколого-економічних систем при цінових ресурсних флуктуаціях. *Вісник Одеського національного університету. Серія «Економіка»*. 2016. № 21 (1). С. 165–169.

90. Кубатко О. В. Аналіз еколого-економічних флуктуацій на основі смугових фільтрів. *Європейський вектор економічного розвитку*. 2016. № 2 (21). С. 85–96.

91. Кубатко О. В. Ресурсна взаємозаміщеність у національній економіці внаслідок еколого-економічних флуктуацій. *Науковий вісник Ужгородського національного університету. Серія «Економіка»*. 2015. № 2 (46). С. 66–70.

92. Кубатко О. В. Технологічні зрушення як джерело флуктуацій використання природних ресурсів в економічних системах. *Наука й економіка*. 2015. № 4 (40). С. 121–126.

93. Kubatko O. V. Duality of fluctuations in economic systems development. *Mechanism of economic regulation*. 2013. № 2. С. 18–23.

94. Кубатко А. В., Мельник Л. Г. Влияние флуктуаций на развитие социально-экономических систем. *Механизм регулирования экономики*. 2012. № 4. С. 66–73.

95. Кубатко О. В. Теоретико-методологічні засади розвитку еколого-економічних систем в умовах флуктуацій: дис. ... д-ра екон. наук, спец.: 08.00.06 – економіка природокористування та охорони навколишнього середовища. Суми: Сумський державний університет, 2018. 531 с.

96. Kubatko O. Economic systems adaptation to resource fluctuations through eco-innovations. *Economics for Ecology ISCS'2016: матеріали XXII Міжнародної наукової конференції (м. Суми, 11-12 травня 2016 р.)* / Редкол.: Д. О. Смоленніков, А.А. Іскаков. Суми: СумДУ, 2016. С. 44–47.

97. Структура споживання електроенергії по Україні за групами споживачів. НЕК «Укренерго», 2020. URL: <http://surl.li/hrjh>. (дата звернення: 15.11.2021).

98. Sotnyk I., Kubatko O., Olondar A. Estimation of the coronavirus crisis impact on the energy and economic security of the national economy. *Socio-Economic Challenges : Proceedings of the International scientific and practical conference (Sumy, November 3–4, 2020)* / edited by Prof., Dr. Vasilyeva Tetyana. Sumy: Sumy State University, 2020. P. 42–49.

99. Karimi M., Vaez-Zadeh S. An agent-based model for electric energy policy assessment. *Electric Power Systems Research*. 2020. Vol. 192 (10). P. 106903. <https://doi:10.1016/j.epsr.2020.106903>.

100. Siniša F. Energy, energetics and energy policy. *Journal of Humanities, Arts and Social Science*. 2020. Vol. 4(2). P. 187–193. <https://doi:10.26855/jhass.2020.07.012>.

101. Vivanco D. Rethinking climate and energy policies: new perspectives on the rebound phenomenon. *Transport Reviews*. 2017. 37(6). P. 1–4. <https://doi:10.1080/01441647.2017.1307878>.

102. Kharazishvili Y., Kwilinski A., Grishnova O., Dzwigol H. Social safety of society for developing countries to meet sustainable development standards: indicators, level, strategic benchmarks (with calculations based on the case study of Ukraine). *Sustainability*. 2020. Vol. 12 (21). P. 8953. <https://doi.org/10.3390/su12218953>.

103. Bashynska I., Dyskina A. The overview-analytical document of the international experience of building smart city. *Business: Theory and Practice*. 2018. Vol. 19. P. 228–241. <https://doi.org/10.3846/btp.2018.23>.

104. Sotnyk I., Hulak D., Yakushev O., Yakusheva O., Prokopenko O., Yevdokymov A. Development of the US electric car market: Macroeconomic determinants and forecasts. *Polityka Energetyczna*. 2020. Vol. 23(3). P. 147–164. <https://doi.org/10.33223/epj/127921>.

105. Metrics for the sustainable development goals: renewable energy and transportation / J. Buonocore, E. Choma, A. Villavicencio, J. Spengler et al. *Palgrave Communications*. 2019. Vol. 5 (136). <https://doi.org/10.1057/s41599-019-0336-4>.

106. Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development. United Nations, 2015. URL: <https://undocs.org/en/A/RES/70/1>. (accessed: 6.11.2021).

107. Цілі Сталого Розвитку: Україна. Міністерство економічного розвитку і торгівлі України, 2017. URL: <http://surl.li/hoii>. (дата звернення: 16.11.2021).

108. Kumar J., Majid M. Renewable energy for sustainable development in India: current status, future prospects, challenges, employment, and investment opportunities. *Energy, Sustainability and Society*. 2020. Vol. 10 (2). <https://doi.org/10.1186/s13705-019-0232-1>.

109. Аналіз інституційного середовища та правових рамок державного фінансування цілей сталого розвитку. ООН, 2021. URL: <http://surl.li/adghj>. (дата звернення: 16.11.2021).

110. Jefferson M. Energy policies for sustainable development. UNDP, 2020. URL: <http://surl.li/adgpt>. (accessed: 16.11.2021).

111. Ragwitz M., Steinhilber M. Effectiveness and efficiency of support schemes for electricity from renewable energy sources. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*. 2014. Vol. 3 (2). P. 213–229. <https://doi.org/10.1002/wene.85>.

112. Poullikkas A. Kourtis G., Hadjipaschalis I. An overview of the EU Member States support schemes for the promotion of renewable energy sources. *International Journal of Energy and Environment*. 2012. Vol. 3. P. 553–566.

113. Споживання енергії на основі відновлюваних джерел у 2007–2019 роках. Державна служба статистики України, 2021. URL: http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/menu/menu_u/energ.htm. (дата звернення: 16.11.2021).

114. Концепція «зеленого» енергетичного переходу України до 2050 року. Міністерство енергетики та захисту довкілля, 2020. URL: <http://surl.li/adfzj>. (дата звернення: 16.11.2021).

115. Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії: закон України від 25.04.2019 № 2712-VIII. Відомості Верховної Ради України. 2019. № 23. ст. 89. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2712-19#Text> (дата звернення 04.11.2021).

116. Projected costs of generating electricity. IEA, 2010. URL: <http://surl.li/zsjw>. (accessed: 16.11.2021).

117. Visser E., Held A. Methodologies for estimating Levelised Cost of Electricity (LCOE). European Commission, 2014. URL: <http://surl.li/zskc>. (accessed: 22.11.2021).

118. Khatib H. The World Energy Congress 2010 – A Review. *Energy Policy*. 2010. Vol. 39. P. 2213–2215.

119. Weighted Average Cost of Capital (WACC). EPT, 2007. URL: <http://surl.li/zskg>. (accessed: 16.11.2021).

120. Модель оцінювання довгострокових активів (СAMP). BERG, 2020. URL: <http://berg.com.ua/fundam/capm/>. (accessed: 16.11.2021).

121. Про затвердження Порядку встановлення, перегляду та припинення дії «зеленого» тарифу на електричну енергію для суб'єктів господарської діяльності, споживачів електричної енергії, у тому числі енергетичних

кооперативів: постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30.08.2019 р. № 1817. URL: <http://surl.li/aybwz> (дата звернення 20.11.2021).

122. Що таке дисконтований термін окупності. Finswin, 2021. URL: <http://surl.li/asekn>. (дата звернення: 19.11.2021).

123. Discounted payback period: definition, formula, example & calculator. Project-Management.info, 2021. URL: <http://surl.li/afigj>.(accessed: 16.11.2021).

124. Перехід України на відновлювану енергетику до 2050 року / О. Дячук, М. Чепелєв, Р. Подолець, Г. Трипольська та ін.; за заг. ред. Ю. Огаренко та О. Алієвої. Пред-во Фонду ім. Г. Бьолля в Україні. Київ : Вид-во ТОВ «АРТ КНИГА», 2017. 88 с. URL: <http://surl.li/adgsa>. (дата звернення: 26.11.2021).

125. Калькулятор сонячної електростанції. Rentechno, 2021. URL: <https://rentechno.ua/ua/solar-calc.html>. (дата звернення: 29.11.2021).

126. Сонячні електростанції для бізнесу. Altesco, 2021. URL: <http://surl.li/zski>. (дата звернення: 19.11.2021).

127. Мережева станція 1 МВт під «зелений» тариф. Solar Tech, 2021. URL: <http://surl.li/adgsd>. (дата звернення: 29.11.2021).

128. Реалізовані проекти. Investment energy efficiency, 2021. URL: <https://uamar.org.ua/project/index>. (дата звернення: 29.11.2021).

129. Будівництво вітрових електростанцій. KNET, 2021. URL: <http://surl.li/awcgo>. (дата звернення: 19.11.2021).

130. Вітер у поміч. Raiffeisen Bank, 2019. URL: <http://surl.li/aybtf>. (дата звернення: 19.11.2021).

131. Портфоліо. Zorg Biogas, 2021. URL: <http://zorg.ua>. (дата звернення: 16.11.2021).

132. Вишневець М. Коли утилізація відходів стає бізнесом. *Наше Птахівництво*. 2019. № 3. URL: <https://agrobiogas.com.ua/when-utilization-becomes-a-business/>. (дата звернення: 19.11.2021).

133. Byrne R., Astolfi D., Castellan F., Hewitt N. A study of wind turbine performance decline with age through operation data analysis. *Energies*. 2020. Vol. 13. P. 2086.

134. Пелети А1. GI Pallets, 2021. URL: <https://gi-pellets.com.ua/uk/produksiya/na-palletakh>. (дата звернення: 29.11.2021).

135. Program of funding for alternative energy in Ukraine: USELF. USELF, 2006. URL: <http://www.uself.com.ua>. (accessed: 16.11.2021).

136 Зелена енергія. Ощадбанк, 2021. URL: <http://surl.li/awcfb> (дата звернення: 16.09.2021).

137 Кредити на придбання сонячних електростанцій і теплових насосів. Укргазбанк, 2021. URL: <http://surl.li/awsez> (дата звернення: 16.09.2021).

138. Податковий кодекс України. Відомості Верховної Ради України, 2011. URL: <http://surl.li/tnyw>. (дата звернення: 16.11.2021).

139. Рейтинг стійкості банків за підсумками 1 кварталу 2021 року. Minfin, 2021. URL: <http://surl.li/aybto>. (дата звернення: 19.11.2021).

140. Депозити 2021: калькулятор, надійні банки, детальні умови. Finsee, 2021. URL: <http://surl.li/zsky>. (дата звернення: 16.11.2021).

141. Офіційний курс гривні до євро станом на 01.07.2021 р. Національний банк України, 2021. URL: <http://surl.li/aybtr>. (дата звернення: 19.11.2021).

142. Офіційний середній курс гривні до євро за червень 2021 року. Національний банк України, 2021. URL: <https://bank.gov.ua/ua/markets/exchangerate-chart>. (дата звернення: 19.11.2021).

143. Rio P. The dynamic efficiency of feed-in tariffs: The impact of different design elements. *Energy Policy*. 2012. Vol. 41. P. 139–151.

144. Ramli M., Twaha S. Analysis of renewable energy feed-in tariffs in selected regions of the globe: Lessons for Saudi Arabia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. Vol. 45. P. 649–661.

145. Cory K., Couture T., Kreycik C. Feed-in tariff policy: design, implementation, and RPS policy interactions. NREL, 2009. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy09osti/45549.pdf>. (accessed: 16.11.2021).

146. Kamenders A., Rochas C., Novikova A. Investments in energy efficiency and renewable energy projects in Latvia in 2018. EUKI, 2019. URL: <https://videszinatne.rtu.lv/en/wp-conte>. (accessed: 16.11.2021).

147. Arroyo P., Carrete L. Motivational drivers for the adoption of green energy: The case of purchasing photovoltaic systems. *Management Research Review*. 2019. Vol. 42(5). P. 542–567.

148. Dillahunt T., Mankoff J., Paulos E., Fussell S. It is not all about “Green”: Energy use in low-income communities. ACM International Conference Proceeding Series. 2009. P. 255–264. <https://doi.org/10.1145/1620545.1620583>.

149. Tampakis S., Arabatzis G., Tsantopoulos G., Rerras I. Citizens’ views on electricity use, savings, and production from renewable energy sources: A case study from a Greek island. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 79. P. 39–49.

150. Jacksohn A., Grösche P., Rehdanz Z., Schröder C. Drivers of renewable technology adoption in the household sector. *Energy Economics*. 2019. Vol. 81. P. 216–226.

151. Калькулятор сонячної електростанції. Atmosfera, 2021. URL: <http://surl.li/vfcu>. (дата звернення: 21.11.2021).

152. Наші проєкти. Gener, 2021. URL: <http://surl.li/uldy>. (дата звернення: 21.11.2021).

153. Сонячні електростанції та комплектуючі. Eco-tech, 2021. URL: <http://surl.li/асиум>. (дата звернення: 19.11.2021).

154. Калькулятор сонця. Енергія сонця, 2021. URL: <https://e.if.ua/calculate/>. (дата звернення: 19.11.2021).

155. Вітрові генератори. Кворум, 2021. URL: <https://kworum.com.ua/c/vitrovi-generatory>. (дата звернення: 18.11.2021).

156. Знайти вітер в полі. Бізнес, 2019. URL: <http://www.business.ua/uk/znajti-viter-v-poli>. (дата звернення: 13.11.2021).
157. Електроенергія з енергії вітру для вашої родини. ДАЕЕУ, 2020. URL: <http://surl.li/acbmn>. (дата звернення: 12.11.2021).
158. Вітрогенератори. Системи енергозбереження, 2021. URL: <http://surl.li/adgst>. (дата звернення: 29.11.2021).
159. Photovoltaic degradation rates – an analytical review. NREL, 2012. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>. (accessed: 16.11.2021).
160. Надійні банки України 2021: рейтинг, детальний аналіз. Finsee, 2021. URL: <http://surl.li/upeq>. (дата звернення: 19.11.2021).
161. Курс євро в Україні. Minfin, 2021. URL: <https://minfin.com.ua/currency/eur/2021-04-01/>. (дата звернення: 19.11.2021).
162. Про внесення змін до постанови Кабінету Міністрів України від 5 червня 2019 р. № 483: постанова Кабінету Міністрів України від 28.12.2020 р. № 1325. URL: <http://surl.li/uorm>. (дата звернення: 29.11.2021).
163. Зелени» аукціони запусять в наступному році – Міненерго. Економічна правда, 2020. URL: <http://surl.li/aybty>. (дата звернення: 24.11.2021).
164. Sotnyk I., Kurbatova T., Kubatko O., Varanchenko Y., Li R. The price for sustainable development of renewable energy sector: the case of Ukraine. International Conference on Sustainable Futures: *Environmental, Technological, Social and Economic Matters*, 19-21 May, 2021, Kryvyi Rih. E3S Web of Conferences. 2021. № 280. P. 02006. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128002006>.
165. What is the Levelized Cost of Energy (LCOE)? CFI, 2020. URL: <http://surl.li/adhch>. (accessed: 16.11.2021).
166. Гроші не пахнуть, на відміну від вугілля! НЕК SaveDnipro, 2020. URL: <http://surl.li/adjlr>. (дата звернення: 19.11.2021).

167. Fossil fuel, nuclear and weapons divestment policies in Göttingen. Move the nuclear weapons money, 2018. URL: <http://surl.li/adjni>. (accessed: 16.11.2021).

168. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність»: розпорядження Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 р. № 605-р. URL: <http://surl.li/auzop> (дата звернення 04.11.2021).

169. Buckley T. Over 100 Global financial institutions are exiting coal, with more to come. EEFA, 2019. URL: <http://surl.li/adjnn>. (accessed: 16.11.2021).

170. Синадський В. Ставки дисконтування та їх обрахунок. Україна фінансова, 2010. URL: <http://surl.li/aybuk>. (дата звернення: 19.11.2021).

171. Nuclear decommissioning. Wikipedia, 2015. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Nuclear_decommissioning. (accessed: 16.11.2021).

172. «Центр енерго» почав купувати вугілля держшахт за наближеними до ринкових цінами. Mind.ua, 2020. URL: <http://surl.li/adjof>. (дата звернення: 19.11.2021).

173. Natural gas commodity prices in Europe and the United States from 1980 to 2020, with a forecast until 2035. Statista, 2021. URL: <http://surl.li/aybuo>. (accessed: 16.11.2021).

174. The economics of nuclear power. World Nuclear Associations, 2020. URL: <http://surl.li/adjoo>. (accessed: 16.11.2021).

175. Electric power monthly. IEA, 2021. URL: <http://surl.li/adjnx>. (accessed: 18.11.2021).

176. Bozhkova V., Melnyk L., Yevdokimov Y., Derykolenko O., Dehtyarova I., Pasyevin, O. The system of indicators for alternative energy development in the context of the green economy. *International Journal of Global Environmental Issues*. 2020. Vol. 19(1–3). P. 70–89. DOI: 10.1504/ijgenvi.2020.114866.

177. Kurbatova T., Sotnyk I., Kubatko O., Baranchenko Ye., Arakpogun E., Roubik H. State support policy for renewable energy development in emerging

economies: the case of Ukraine. *International Journal of Global Environmental Issues*. 2020. Vol. 19 (1-3). P. 26-52. DOI:10.1504/IJGENVI.2020.114864.

178. Prokopenko O., Cebula J., Chayen S., Pimonenko T. Wind energy in Israel, Poland and Ukraine: features and opportunities. *International Journal of Ecology & DevelopmentTM*. 2017. Vol. 32(1). P. 98–107.

179. Karintseva O., Kharchenko M., Boon E., Derykolenko O., Melnyk V., Kobzar O. Environmental determinants of energy-efficient transformation of national economies for sustainable development. *International Journal of Global Energy Issues*. 2021. Vol. 43(2–3). P. 262–274. DOI: 10.1504/IJGEI.2021.115148.

180. Nelson D., O’Connell B., De L., Huxham, L. Report European renewable energy policy and investment. CPI, 2016. URL: <http://surl.li/awayp> (accessed: 13.09.2022).

181. Candas S., Siala K., Hamacher T. Sociodynamic modeling of small-scale PV adoption and insights on future expansion without feed-in tariffs. *Energy Policy*. 2019. Vol. 125. P. 521–536. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.10.029.

182. Diaz A., Beers C. Energy subsidies, structure of electricity prices and technological change of energy use. *Energy Economics*. 2013. Vol. 40. P. 495–502. DOI: 10.1016/j.eneco.2013.08.002.

183. Karneyeva Y., Wüstenhagen R. Solar feed-in tariffs in a post-grid parity world: The role of risk, investor diversity and business models. *Energy Policy*. 2017. Vol. 106. P. 445–456. DOI: 10.1016/J.ENPOL.2017.04.005.

184. Rosen C., Madlener R. An auction design for local reserve energy markets. *Decision Support Systems*. 2013. Vol. 56 (1). P. 168–179. DOI: 10.1016/j.dss.2013.05.022.

185. Бойко Є. О., Риждова Г. С. (2015). Стратегічні напрями інвестування відновлювальних джерел енергії. *Науковий Вісник Міжнародного гуманітарного університету. Серія: Економіка і Менеджмент*. 2015. № 14. С. 53–56.

186. Романюк О. В., Герасимчук, В. Г. Світові тенденції інвестування у сферу відновлюваної енергетики. *Глобальні та національні проблеми економіки*. 2016. № 9. Р. 53–58.

187. Mobilising institutional capital for renewable energy. IRENA, 2020. URL: <http://surl.li/awayz> (accessed: 13.09.2022).

188. Barroso L., Battle C. Review of support schemes for renewable energy sources in South America. 2011. URL: <http://surl.li/awawl> (accessed: 24.11.2022).

189. Chebotareva G. S. Impact of state support mechanisms on the cost of renewable energy projects: The case of developing countries. *WIT Transactions on Ecology and the Environment*. 2018. Vol. 217. P. 881–891. DOI:10.2495/SDP180741.

190. Yemelyanov O., Symak A., Lesyk L., Petrushka T., Kryvinska N., Vovk O. Modeling of parameters of state participation in financing of energy saving projects at enterprises. URL: <http://surl.li/awazq> (accessed: 13.09.2022).

191. Кузьміна М. Форми інвестування у відновлювальну енергетику. *Економічна теорія та право*. 2017. № 2(29). Р. 112–121.

192. Appiah-Otoo I., Song N., Acheampong A., Yao X. Crowdfunding and renewable energy development: What does the data say? *International Journal of Energy Research*. 2021. DOI: 10.1002/ER.7301.

193. Хазан П. В. Статистичне оцінювання розвитку відновлюваних джерел енергії в Україні : дис. ... канд. екон. наук: 08.00.10 / Національна академія статистики, обліку та аудиту, Київ, 2019. 331 с.

194. Іщук С. І., Казмірчук І. М. (2014). Відновлювана енергетика України: регіональний аналіз. *Економічна та соціальна географія*. 2014. № 1(69). Р. 201-206.

195. Башинська, Ю. І. Організаційно-економічні засади використання потенціалу відновлюваної енергетики в регіоні : дис. ... канд. екон. наук: 08.00.05 / ДУ «Інститут регіональних досліджень імені М.І. Долишнього НАН України», Львів, 2017. 221 с.

196. Кузнецова, Г. О. Механізми регулювання регіонального інноваційного розвитку на засадах впровадження відновлюваної енергетики: теорія, методологія, практика дис. ... докт. екон. наук: 08.00.05 / Одеська національна академія харчових технологій, Одеса, 2020. 542 с.

197. Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 14.0. Lazard, 2020. URL: <http://surl.li/acuty> (accessed: 13.09.2021).

198. Skibina T., Kurbatova T., Sotnyk I., Telizhenko O., Sotnyk M., Hyrchenko Ye. Estimation of management effectiveness of electricity supply enterprises in emerging economies. *TEM Journal*. 2021. Vol. 10 (1). P. 238-248. DOI: 10.18421/TEM101-30.

199. Курбатова Т. О. Наукові засади організаційно-економічного механізму управління розвитком відновлювальної енергетики дис. ... канд. екон. наук: 08.00.06 / Сумський державний університет, Суми, 2016. 195 с.

200. Балацкий О. Ф. Экономика чистого воздуха. К. : Наукова думка, 1979. 295 с.

201. Балацкий О. Ф., Мельник Л. Г., Яковлев А. Ф. Экономика и качество окружающей природной среды. Л. : Гидрометеиздат, 1984. 190 с.

202. CDM: Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources – Version 12.3.0. URL: <http://surl.li/agxyf> (accessed: 12.10.2021).

203. WEC Energy Trilemma Index Tool. WEC, 2021. URL: <http://surl.li/awcbz> (accessed: 12.10.2021).

204. Data & Statistics. IEA, 2021. URL: <http://surl.li/awccd> (accessed: 13.09.2021).

205. Shkarupa O. V., Kharchenko M. O. Integrated assessment of environmental costs of national economy: a case study. *International Journal of Ecological Economics and Statistics*. 2017. Vol. 38 (3). P. 43–50.

206. Офіційний курс гривні до євро станом на 30.12.2021 р. НБУ, 2021. URL. <http://surl.li/awcdc> (дата звернення 18.11.2021).

207. Global Solar Atlas. URL: <http://surl.li/awcdj> (accessed: 12.10.2021).
208. Global Wind Atlas. URL: <http://surl.li/awcdp> (accessed: 12.10.2021).
209. Сонячні електростанції у приватних домогосподарствах (СЕСД): динаміка розвитку. Держенергоефективності, 2021. URL: <https://saee.gov.ua/uk/content/sesd> (дата звернення 20.11.2021).
210. Українські малі вітряки – автономні рятівники чи валізи без ручки? URL: <http://surl.li/adgrs> (дата звернення 14.11.2021).
211. Вже близько 30 тис. родин в Україні перейшли на сонячні електростанції та заощаджують витрати на комунальні послуги. Держенергоефективності, 2021. URL: <https://saee.gov.ua/uk/news/3648> (дата звернення 14.11.2021).
212. Регіональна доповідь про стан навколишнього природного середовища в Сумській області у 2020 році. URL: <http://surl.li/awcdw> (дата звернення 14.11.2021).
213. Постачання та використання енергії. Держстат України, 2021. URL: <http://surl.li/awcdz> (дата звернення 14.11.2021).
214. Trends in global CO₂ and total greenhouse gas emissions; 2019 report. PBL, 2021. URL: <http://surl.li/awceb> (accessed: 05.10.2021).
215. Проєкт аналітичного огляду Другого національно визначеного внеску України до Паризької угоди. Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України, 2021. URL: <http://surl.li/awhdb> (дата звернення 14.11.2021).
216. Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council on Industrial Emissions (integrated pollution prevention and control). URL: <http://surl.li/aybyv> (accessed: 05.10.2021).
217. Про затвердження показників питомих викидів двоокису вуглецю у 2010 році: наказ Національного агентства екологічних інвестицій України від 28.03.2011 р. № 43. URL: <http://surl.li/aybyu> (дата звернення 20.11.2021).

218. Access to electricity (% of population) – Ukraine. The World Bank, 2021. URL: <http://surl.li/awcee> (accessed: 05.10.2021).

219. Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у 2020 році: затверджено постановою НКРЕКП від 26.05.2021 р. № 893. НКРЕКП, 2021. URL: <http://surl.li/algoj> (дата звернення: 20.11.2021).

220. Робота енергосистеми протягом 14–20 грудня 2020 року. УКРЕНЕРГО, 2021. URL: <http://surl.li/awsei> (дата звернення: 20.11.2021).

221. ЄБРР та IFC розпочнуть реалізацію проектів щодо розбудови в Україні системи energy storage. УКРЕНЕРГО, 2021. URL: <http://surl.li/ipzi> (дата звернення: 20.11.2021).

222. Energy freedom. URL: <http://surl.li/awcel> (accessed: 05.10.2021).

223. Встановлена потужність енергосистеми України на 08/2021. УКРЕНЕРГО, 2021. URL: <http://surl.li/adjln> (дата звернення: 20.11.2021).

224. Деякі питання використання коштів у сфері енергоефективності та енергозбереження: постанова Кабінету Міністрів України від 17.10.2011 р. № 1056. URL: <http://surl.li/aybzf> (дата звернення: 20.11.2021).

225. Державна підтримка енергозбереження – програма «теплих кредитів». Держенергоефективності, 2021. URL: <http://surl.li/awcfd> (дата звернення: 16.09.2021).

226. Best practices guide: economic & financial evaluation of renewable energy projects. URL: <http://surl.li/awhed> (accessed: 05.10.2021).

227. Asere L., Blumberga, A. Energy efficiency – indoor air quality dilemma in educational buildings: a possible solution. *Environmental and Climate Technologies*. 220. Vol. 24(1). P. 357–367. DOI: 10.2478/rtuct-2020-0020.

228. Промислова сонячна електростанція 1 МВт з установкою по Україні. Altesco, 2021. URL: <http://surl.li/zski> (дата звернення: 16.09.2021).

229. Солнечная электростанция «ОПТИМУМ 30 кВт» под «зелёный» тариф. URL: <http://surl.li/afiee> (дата звернення: 05.10.2021).

230. Global trends in renewable energy investment 2020. Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF. 2020. URL: <http://surl.li/awavm> (accessed: 18.11.2022).
231. The post-COVID recovery: an agenda for resilience, development and equality. IRENA, 2020. URL: <http://surl.li/avnma> (accessed: 05.10.2021).
232. Governments should use Covid-19 recovery efforts as an opportunity to phase out support for fossil fuels, say OECD and IEA. OECD, 2020. URL: <http://surl.li/avnmf> (accessed: 05.10.2021).
233. Special series on fiscal policies to respond to COVID-19: greening the recovery. IMF, 2021. URL: <http://surl.li/avnmh> (accessed: 05.10.2021).
234. Coronavirus: Tracking how the world's 'green recovery' plans aim to cut emissions. URL: <http://surl.li/ayccs> (accessed: 05.10.2021).
235. Net Zero by 2050: A Roadmap for the global energy sector. IRENA, 2021. URL: <https://www.iea.org/events/net-zero-by-2050-a-roadmap-for-the-global-energy-system> (accessed: 05.10.2021).
236. Global Energy Review 2021. IRENA, 2021. URL: <http://surl.li/awclk> (accessed: 05.10.2021).
237. Кучерява І. М., Сорокіна Н. Л. Відновлювальна енергетика в світі та Україні станом на 2019 р. – початок 2020 р. *Гідроенергетика України. № 1-2.* 2020. С. 38–44.
238. Про затвердження Національної економічної стратегії на період до 2030 року: постанова Кабінету міністрів України від 03.03.2021 р. № 179. URL: <http://surl.li/aycdi> (дата звернення 16.09.2021).
239. Міненерго: частка ВДЕ в Україні у 2021 році сягне планових показників 2030 року. URL: <http://surl.li/avnxn> (дата звернення 16.09.2021).
240. Встановлена потужність енергосистеми України на 10/2021. УКРЕНЕРГО, 2021. URL: <http://surl.li/adjln> (дата звернення 16.09.2021).
241. Україна має технічний та економічний потенціал для переходу на відновлювальні джерела енергії (ВДЕ). URL: <http://surl.li/awcma> (дата звернення 12.11.2021).

242. Економічні наслідки поступової відмови від використання вугілля в Україні до 2030 року / М. Пройс, О. Михайленко, І. Сабака, Б. Пробст; за заг. ред. П. Баума та О. Алієвої. К.: 7БЦ, 2021. 140 с.

243. Rutovitz J., Dominish E. and Downes J. Calculating global energy sector jobs: 2015 methodology. Prepared for Greenpeace International by the Institute for Sustainable Futures, University of Technology Sydney, 2015. URL: <http://surl.li/awhfr> (accessed: 05.10.2021).

244. Reaching Ukraine's energy and climate targets. LCU, 2021. URL: <http://surl.li/awhgb> (accessed: 14.11.2021).

245. Hirth L., Ziegenhagen I. Control power and variable renewables. A glimpse at German data. 2013. URL: <http://surl.li/awhfy> (accessed: 14.11.2021).

246. Investing in climate, investing in growth. OECD, 2017. URL: <http://surl.li/avnno> (accessed: 12.11.2021).

247. Renewable energy and jobs – annual review 2019. IRENA, 2019. URL: <http://surl.li/awcmj> (accessed: 12.11.2021).

248. Measuring the socio-economics of transition: focus on jobs. IRENA, 2020. URL: <http://surl.li/avnny> (accessed: 12.11.2021).

249. Global energy system based on 100% renewable energy: power, heat, transport and desalination sectors. Energy Watch Group, 2019. URL: <http://surl.li/avnoc> (accessed: 12.11.2021).

250. Migration facts and trends: South-Eastern Europe, Eastern Europe and Central Asia. URL: <http://surl.li/avnoi> (accessed: 12.11.2021).

251. Cost competitive renewable power generation: Potential across South East Europe. IOM, 2015. URL: <http://surl.li/avnot> (accessed: 12.11.2021).

252. Trypolska G. Prospects for employment in renewable energy in Ukraine, 2014-2035. *International Journal of Global Energy Issues*. 2021. Vol. 43 (5-6). P. 436-457.

253. Just Energy Transition. URL: <http://surl.li/awhgf> (accessed: 12.11.2021).

254. The employment effects of renewable energy development assistance. EUEI PDF, 2017. URL: <http://surl.li/avnxg> (accessed: 12.11.2021).

255. Ram M., Aghahosseini A., Breyer C. Job creation during the global energy transition towards 100% renewable power system by 2050. *Technological Forecasting and Social Change*. 2020. Vol. 151. P. 119682. DOI: 10.1016/j.techfore.2019.06.008.

256. Гелетуха Г. Г. Дорожня карта розвитку біоенергетики до 2050 року – узагальнююча таблиця. Онлайн-семінар «Відновлювальні джерела енергії для декарбонізації: біоенергетика» 26 лютого 2021 року. URL: <http://surl.li/awhgh> (дата звернення 12.11.2021).

257. Актуальна інформація щодо розрахунків з виробниками електроенергії 09.11.2021. URL: <http://surl.li/awhgm> (дата звернення 12.11.2021).

258. IEC 61427-2:2015 Secondary cells and batteries for renewable energy storage – General requirements and methods of test – Part 2: On-grid applications. IEC, 2015. URL: <http://surl.li/awhgr> (accessed: 23.11.2021).

259. Ibrahim H., Beguenane R., Merabet A. Technical and financial benefits of electrical energy storage. Proceedings of the IEEE Electrical Power and Energy Conference, EPEC. 2012. 86-91. DOI: 10.1109/EPEC.2012.6474985.

260. Innovation to transform the energy future. ABB White Paper. URL: <http://surl.li/awhhb> (accessed: 23.11.2021).

261. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей – 2020. НКРЕКП, 2021. URL: <http://surl.li/ateot> (дата звернення 12.11.2021).

262. Directive (EU) 2018/2001 (recast) on the promotion of the use of energy from renewable sources. URL: <http://surl.li/awhhe> (accessed: 23.11.2021).

263. Енергетичний перехід України на відновлювальні джерела до 2050 р. URL: <http://surl.li/awkvu> (дата звернення: 23.11.2021).

264. Child M., Bogdanov D., Fell H. The role of storage technologies for the transition to a 100% renewable energy system in Ukraine. *Energy Procedia*. 2018. Vol. 155. P. 44-60.

265. Перспективи та особливості інтеграції BESS в українській енергосистемі. URL: <http://surl.li/awhhh> (дата звернення 16.11.2021).

266. Support to the government of Ukraine on updating its nationally determined contribution. URL: <http://surl.li/avnpf> (accessed: 23.11.2021).

267. Робота ОЕС. УКРЕНЕРГО, 2021. URL: <http://surl.li/awhhj> (дата звернення 04.11.2021).

268. Рекомендації щодо нормативного регулювання накопичення енергії – коментарі до законопроекту № 2582. LCU, 2020. URL: <http://surl.li/awhhq> (дата звернення 04.11.2021).

269. As frequency regulation markets across Europe saturate, new installations will be driven by new market opportunities and battery energy storage systems adding new sources of revenue. IHS Markit, 2020. URL: <http://surl.li/awhhu> (accessed: 23.11.2021).

270. Battery business models for Ukraine. USAID Energy Security Project, March 2021. URL: <http://surl.li/awhhv> (accessed: 23.11.2021).

271. Lazard's levelized cost of storage version 40. URL: <http://surl.li/awhia> (accessed: 23.11.2021).

272. Larsson, P., Börjesson, P. Cost models for battery energy storage systems. 2018. URL: <http://surl.li/awhib> (accessed: 18.11.2021).

273. Economic analysis of battery energy storage systems. The World Bank, 2020. URL: <http://surl.li/awhid> (accessed: 18.11.2021).

274. Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030. IRENA, 2017. URL: <http://surl.li/ayceg> (accessed: 18.11.2021).

275. Rahmann C., Mac-Clure B., Vittal V., Valencia F. Break-even points of battery energy storage systems for peak shaving applications. *Energies*. 2017. Vol. 10 (7). P. 833. DOI: 10.3390/en10070833.

276. Аналіз вигід і витрат: практ. посіб. / Секретаріат Ради Скарбниці Канади; наук. ред. пер. англ. О. Кілієвич. Київ: Основи, 1999. 175 с.

277. Кілієвич О. І., Мертенс О. В. Мікроекономіка для аналізу державної політики. К.: Міленіум, 2003. 216 с.

278. Eshenbach T. Quick sensitivity analysis for a small projects and feasibility studies. ProQuest, 1992. URL: <http://surl.li/awhix> (accessed: 18.11.2021).

279. Strbac G., Aunedi M., Konstantelos I., Moreira R., Teng F., Moreno R., Pudjianto D., Laguna A., Papadopoulos P. Opportunities for energy storage: assessing whole-system economic benefits of energy storage in future electricity systems. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2017. Vol 15(5). P. 32–41. DOI: 10.1109/MPE.2017.2708858.

280. Renewables Global Status Report 2021. REN 21, 2021. URL: <http://surl.li/adgrr> (accessed: 12.11.2021).

281. Renewables Global Status Report 2020. REN 21, 2020. URL: <http://surl.li/algmx>. (accessed: 12.11.2021).

282. Betrayals and victories at the start of green auctions. Getmarket, 2021. URL: <http://surl.li/algps> (accessed: 12.11.2021).

283. Competitive selection and support for renewable energy: policy guidelines. IRENA-EBRD, 2018. URL: <http://surl.li/algnp> (accessed: 12.11.2021).

284. World Small Hydropower Development Knowledge Platform. UNIDO, 2018. URL: <http://surl.li/awcon> (accessed: 23.11.2021).

285. Гідроенергетика. Держенергоефективності України, 2021. URL: <https://saee.gov.ua/uk/ae/hydroenergy> (дата звернення 17.11.2021).

286. World Small Hydropower Development Report. UNIDO, 2016. URL: https://www.unido.org/sites/default/files/2016-11/WSHPDR_Executive_Summary_2016_0.pdf (accessed: 23.11.2021).

287. European federation of citizens energy cooperatives. URL: <https://www.rescoop.eu/> (accessed: 23.11.2021).

288. Міненерго розробляє нову систему підтримки для малих СЕС. Міненерго, 2021. URL: <http://surl.li/awkl1> (дата звернення 05.11.2021).

289. Roselund C. New York approves formula for valuing distributed solar. 2017. URL: <http://surl.li/avnea> (accessed: 23.11.2021).

290. Net billing schemes innovation landscape brief. IRENA, 2019. URL: <http://surl.li/avndo> (accessed: 23.11.2021).

**ПЕРЕЛІК НАУКОВИХ ТА НАВЧАЛЬНО-МЕТОДИЧНИХ ПРАЦЬ,
ВИДАНИХ ЗА ТЕМОЮ ДОСЛІДЖЕННЯ**

1. Sotnyk I., Kurbatova T., Kubatko O., Prokopenko O., Prause G., Kovalenko Y., Trypolska G., Pysmenna U. Energy security assessment of emerging economies under global and local challenges. *Energies*. 2021. Vol. 14(18). P. 5860. <https://doi.org/10.3390/en14185860>. (*SCOPUS, Web of Science Core Collection, квартиль Q2*)

Особистий внесок авторів проєкту: запропоновані методичні підходи до оцінювання впливу розвитку відновлювальної енергетики і зростання енергоефективності на енергобезпеку країни з розробкою 5 додаткових показників; змодельовано вплив енергетичних флуктуацій на енергобезпеку за допомогою фільтрів Баттерворта.

2. Trypolska G., Kryvda O., Kurbatova T., Andrushchenko O., Suleymanov Ch., Brydun Ye. Impact of new renewable electricity generating capacities on employment in Ukraine in 2021-2030. *International Journal of Energy Economics and Policy*. 2021. № 11(6). P. 98-105. DOI: 10.32479/ijeeep.11635. URL: https://www.researchgate.net/publication/355875292_Impact_of_New_Renewable_Electricity_Generating_Capacities_on_Employment_in_Ukraine_in_2021-2030. (*SCOPUS, Web of Science Core Collection, квартиль Q2*)

Особистий внесок авторів проєкту: проаналізовано динаміку розвитку відновлювальної енергетики в Україні; оцінено вплив розбудови потужностей «зеленої» енергетики у 2021–2030 роках за двома сценаріями на зайнятість в енергетичному секторі України.

3. Kurbatova T., Sotnyk I., Kubatko O., Gorbachova L., Khrystiuk B. Small hydropower development in Ukraine under global climate change patterns: is state economic support sufficient? *International Journal of Environment and Sustainable*

Development. 2022. <https://doi.org/10.1504/IJESD.2021.10042076> (in press). (SCOPUS, Web of Science Core Collection, квартиль Q3)

Особистий внесок авторів проєкту: обґрунтовано переваги і недоліки малих гідроелектростанцій як маневрових потужностей, проблеми їх розвитку в Україні; здійснене оцінювання достатності розмірів «зеленого» тарифу для стимулювання поширення цієї технології відновлювальної енергетики.

4. Prokopenko O., Chechel A., Sotnyk I., Omelyanenko V., Kurbatova T., Nych T. Improving state support schemes for the sustainable development of renewable energy in Ukraine. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*. 2021. Vol. 24(1). P. 85–100. <https://doi.org/10.33223/epj/134144>. (Scopus, квартиль Q3)

Особистий внесок авторів проєкту: проаналізовано енергетичний баланс України з точки зору реалізації Цілей сталого розвитку; проаналізовано правову базу розвитку «зеленої» енергетики в Україні; запропоновано концептуальну схему державної підтримки сталого розвитку відновлювальної енергетики.

5. Kurbatova T., Sotnyk I., Kubatko O., Baranchenko Ye., Arakpogun E., Roubik H. State support policy for renewable energy development in emerging economies: the case of Ukraine. *International Journal of Global Energy Issues (IJGENVI)*. 2020. Vol. 19. No. 1/2/3. Online publication date: Mon, 10-May-2021. DOI: 10.1504/IJGENVI.2020.114864. (Scopus, Web of Science Core Collection, квартиль Q4)

Особистий внесок авторів проєкту: проаналізовано економічні механізми державної підтримки розвитку відновлювальної енергетики в Україні; визначено основні бар'єри для розвитку сектору та запропоновано шляхи їх подолання.

6. Rui Li, Hong Jiang, Sotnyk I., Kubatko O., Ismail Almashaqbeh Y.A. The CO₂ emissions drivers of post-communist economies in Eastern Europe and

Central Asia. Atmosphere. 2020. № 11(9). P. 1019.
<https://doi.org/10.3390/atmos11091019>. (*Scopus, квартиль Q2*)

Особистий внесок авторів проекту: обґрунтовано склад факторів, що входять до економетричної моделі, виконане емпіричне оцінювання моделі, проаналізовано результати моделювання в контексті впливу енергоефективності та «зеленої» енергетики на зниження викидів CO₂ національними економіками.

7. Kurbatova T., Perederii T. Global trends in renewable energy development. IEEE KhPI Week on Advanced Technology, October 5-10, 2020, Kharkiv, 260-263. <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250098>. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9250098>. (*Scopus, Web of Science*)

Особистий внесок авторів проекту: проаналізовано схеми підтримки розвитку відновлювальної енергетики та їх вплив на розбудову сектору «зеленої» енергетики в світі; окреслено основні виклики, які гальмують підвищення конкурентоспроможності відновлювальної енергетики на світовому енергетичному ринку.

8. Kurbatova T., Lysenko D. Investment attractiveness of the small hydropower sector and its impact on reducing greenhouse gas emissions. 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology, October 5–10, 2020, Kharkiv, 264-267. <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250076>. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9250076>. (*Scopus, Web of Science*)

Особистий внесок авторів проекту: проведена оцінка вартості генерації електроенергії малими гідроелектростанціями в Україні; оцінено скорочення викидів двоокису вуглецю за фактично реалізованого потенціалу малої гідроенергетики в Україні.

9. Сотник І. М., Мельник Л. Г., Дерев'янюк Ю. М., Маценко О. І., Павленко О. П., Торба І. В. Розвиток альтернативної енергетики в ЄС та провідних країнах світу. Сучасні промислові революції та удосконалення механізмів сестейнового соціально-економічного розвитку (Досвід ЄС та

практика України): монографія / за ред. д.е.н., проф. Л. Г. Мельника, к.е.н., доц. О. М. Маценка. Суми: Університетська книга, 2021. С. 139–144. URL: <https://essuir.sumdu.edu.ua/handle/123456789/86286>.

Особистий внесок авторів проєкту: проаналізовано результати розвитку відновлювальної енергетики в європейських країнах.

10. Письменна У., Сотник І., Кубатко О., Трипольська Г., Курбатова Т. Становлення ринкового механізму стимулювання розвитку систем накопичення енергії в Україні. Вісник СумДУ, Серія: Економіка. 2021. № 3. С. 31-39. DOI: 10.21272/1817-9215.2021.3-4. URL: https://essuir.sumdu.edu.ua/bitstream-download/123456789/85706/1/Pysmenna_energy_storage_systems.pdf. (фахове видання, категорія «Б»)

11. Курбатова Т. О., Трипольська Г. С., Письменна У. Є., Гирченко Є. В., Романюк Я. С. Механізм «зелених» аукціонів для управління розвитком відновлюваної енергетики: передумови впровадження та особливості функціонування в Україні. Державне управління: удосконалення та розвиток. 2021. № 10. <https://doi.org/10.32702/2307-2156-2021.10.30>. URL: <http://www.dy.nauka.com.ua/?op=1&z=2260>. (фахове видання, категорія «Б»)

Особистий внесок авторів проєкту: розглянуто особливості функціонування механізму «зелених» аукціонів в Україні та світі; обґрунтовано переваги і недоліки аукціону з розподілу квоти підтримки відновлювальної енергетики в Україні.

12. Sotnyk I. M., Matsenko O. M., Popov V. S., Martymianov A. S. Ensuring the economic competitiveness of small green energy projects. Mechanism of Economic Regulation. 2021. № 1. P. 28–40. <https://doi.org/10.21272/mer.2021.91.03>. (фахове видання, категорія «Б»)

Особистий внесок авторів проєкту: розраховано економічні показники проєкту з встановлення домашньої сонячної електростанції та обґрунтовано його ефективність.

13. Sotnyk I. Do we need economic stimulation of solar energy development in households? Comparative analysis of Ukraine and Latvia. *Economics and Region*. 2021. № 2 (81). P. 6–14. DOI 10.26906/EiR.2021.2(81).2248. *(фахове видання, категорія «Б»)*

14. Письменна У., Трипольська Г., Сотник І. Уразливість сектору відновлювальної енергетики під дією загроз енергобезпеці, посилених пандемією COVID-19. *Підприємництво та інновації*. 2020. № 10. С. 79–85. DOI: <https://doi.org/10.37320/2415-3583/14.16>. URL: <https://doi.org/10.37320/2415-3583/14.16>. *(фахове видання, категорія «Б»)*

15. Письменна У.Є., Трипольська Г.С., Курбатова Т. О., Кубатко О. В. Фактори управління сталими енергетичними трансформаціями в енергосекторі України. *Вісник СумДУ. Серія «Економіка»*. 2020. № 3. С. 149–155. DOI: 10.21272/1817-9215.2020.3-16. URL: <https://visnyk.fem.sumdu.edu.ua/uk/3-2020>. *(фахове видання, категорія «Б»)*

16. Трипольська Г., Письменна У., Курбатова Т. Зайнятість у відновлюваній енергетиці як один з елементів сталого розвитку. *Екологічна безпека держави: тези доповідей Всеукраїнського круглого столу, м. Київ, 16 вересня 2021 р./ редкол. О.С. Волошкіна та ін. К.: ІТТА, 2021. С. 14-16. URL: <https://essuir.sumdu.edu.ua/handle/123456789/86246>.*

17. Сотник І.М. Детермінанти інвестування у відновлювану енергетику в домогосподарствах. *Економічні проблеми сталого розвитку: матеріали Міжнародної науково-практичної конференції студентів та молодих вчених імені професора Балацького О. Ф., м. Суми, 5–6 травня 2021 р. Суми: Сумський державний університет, 2021. С. 69-73. URL: <https://essuir.sumdu.edu.ua/handle/123456789/86311>.*

18. Sotnyk I. Approaches to the budget funding distribution for the regional renewable energy development. *Materials of the International Scientific and Practical Online Conference “Imperatives of Economic Growth in Ukraine and in the EU in the context of Sustainable Development” (Ukraine, Sumy, October 26-*

29, 2021). Sumy: SSU, 2021. P. 84–86. URL: <https://essuir.sumdu.edu.ua/handle/123456789/86283>.

19. Kurbatova T., Romaniuk Ya., Trypolska G. United energy system of Ukraine: towards integration into ENTSO-E. Materials of the International Scientific and Practical Online Conference “Imperatives of Economic Growth in Ukraine and in the EU in the context of Sustainable Development” (Ukraine, Sumy, October 26-29, 2021). Sumy: SSU, 2021. P. 38–40. URL: <https://essuir.sumdu.edu.ua/handle/123456789/86282>.

Особистий внесок авторів проекту: розглянуто особливості функціонування загальноєвропейської енергосистеми, передумови та переваги синхронізації Об'єднаної енергетичної системи України з ENTSO-E.

20. Sotnyk I. Stimulating the energy storage capacities deployment under green energy sustainable development of Ukraine. 1st International Virtual Conference on Trends in Human, Economic, Social & Environmental Sustainability (THESES 2021), Zhytomyr, December 2-3, 2021. Zhytomyr : Polissia National University, 2021. *(прийнято до друку)*

21. Трипольська Г. С., Сотник І. М. Оцінювання повної вартості виробництва атомної енергії в контексті розвитку «зеленої» енергетики. Україна у світових глобалізаційних процесах: культура, економіка, суспільство: тези доповідей Міжнар. наук.-практ. конф., Київ, 24–25 берез., 2021 р. / М-во освіти і науки України; Київ. ун-т культури, Київ. нац. ун-т культури і мистецтв. Київ: Вид. центр КНУКіМ, 2021. Ч. 3. С. 142–145. URL: <https://essuir.sumdu.edu.ua/handle/123456789/83559>.

22. Сотник І. М. Результативність економічного стимулювання розвитку геліоенергетики у домогосподарствах України та Латвії. Модернізація економіки: сучасні реалії, прогнозні сценарії та перспективи розвитку: матеріали міжнар. наук.-практ. конф. (28-29 квітня 2021 р., м. Херсон). Херсон: Вид-во ФОП Вишемирський В.С., 2021. ISBN 978–617–7941–26–1. С. 352–355. URL: <https://essuir.sumdu.edu.ua/handle/123456789/84044>.

23. Sotnyk I., Kubatko O., Maslii M. Determining the drivers for renewable energy advancement in developed countries. Proceedings of the International Scientific and Practical Conference, Sumy, March 22–23, 2021 / ed. T. Vasilyeva. Sumy: Sumy State University, 2021. P. 170–175. URL: https://essuir.sumdu.edu.ua/bitstream-download/123456789/85057/1/ISPC_SEC_2021.pdf#page=170.

Особистий внесок авторів проєкту: обґрунтовано перелік показників для формування економетричної моделі впливу факторів на розвиток «зеленої» енергетики, виконано емпіричне оцінювання і прогнозування розвитку галузі; проаналізовано результати моделювання.

24. Perederii T.A., Kurbatova T.O. Foreign experience in agrovoltaiacs development. Proceedings of the International Scientific and Practical Conference, Sumy, March 22–23, 2021 / ed. T. Vasilyeva. Sumy: Sumy State University, 2021. P. 128–131. URL: <https://essuir.sumdu.edu.ua/handle/123456789/85057>.

Особистий внесок авторів проєкту: проаналізовано закордонний досвід дуального використання сільськогосподарських земель в продовольчих та енергетичних цілях.

25. Hyrchenko Ye., Kurbatova T.O. Bioethanol production in Ukraine: potential and trends. Proceedings of International Scientific and Practical Conference “Priorities in the new green course of the EU”, Lublin, Poland, June 17, 2021. URL: https://www.researchgate.net/publication/356791390_Bioethanol_production_in_Ukraine_potential_and_trends.

26. Sotnyk I., Kubatko O., Olondar A. Estimation of the coronavirus crisis impact on the energy and economic security of the national economy. Socio-Economic Challenges : Proceedings of the International scientific and practical conference (Sumy, November 3–4, 2020) / edited by Prof., Dr. Vasilyeva Tetyana. Sumy: Sumy State University, 2020. P. 42–49. URL: https://essuir.sumdu.edu.ua/bitstream-download/123456789/80954/3/Socio-Economic_Challenges_2020.pdf.

27. Трипольська Г. С. Вплив пандемії COVID-19 на розвиток відновлюваної енергетики в Україні. Матеріали IV Всеукраїнської студентської науково-практичної інтернет-конференції «Перспективи розвитку управлінських систем у соціальній та економічній сферах України: теорія і практика» (м. Київ, 24 листопада 2020 р.). Київ, 2020. С. 216–218. URL: https://fitu.kubg.edu.ua/images/stories/Departments/ku/2021/24112020__compressed.pdf.

28. Курбатова Т. О., Сотник І. М., Кубатко О. В. Методичні підходи до оцінювання впливу розвитку відновлювальної енергетики на енергетичну безпеку України. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 105037 від 31.05.2021.

29. Кубатко О. В., Сотник І. М., Курбатова Т. О. Методичний підхід до оцінки впливу флуктуацій енергоспоживання на енергетичну безпеку України. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 105038 від 31.05.2021.

РЕКОМЕНДАЦІЇ

щодо удосконалення чинного законодавства у сфері відновлювальної енергетики та визначення рівня енергетичної безпеки України*

Автори: Сотник І.М., Курбатова Т.О., Кубатко О.В., Прокопенко О.В., Трипольська Г.С., Письменна У.Є.

1. Рекомендовано внесення змін до Методичних рекомендацій щодо розрахунку рівня економічної безпеки України, затверджених наказом Міністерства економічного розвитку і торгівлі України № 1277 від 29.10.2013 р. у частині розрахунку інтегрального показника енергетичної безпеки.

Пропонується доповнити чинну методику оцінювання рівня енергетичної безпеки національної економіки 5 показниками, що враховують вплив на енергетичну безпеку динаміки розвитку відновлювальної енергетики (індекс декаплінгу фінансового навантаження відновлювальної енергетики на державний бюджет) й енергоефективності виробництва і споживання (індекс декаплінгу енергоефективності), тарифів на енергію (рівень енергетичної бідності домогосподарств), стабільності роботи Об'єднаної енергосистеми України (індекс розвиненості потужностей для балансування генерації електроенергії в енергосистемі) та енергетичних флуктуацій (показник енергетичних флуктуацій), спричинених глобальними (зокрема пандемією COVID-19) і локальними викликами.

Розрахунок вищезазначених показників пропонується здійснювати таким чином:

1. *Індекс декаплінгу фінансового навантаження відновлювальної енергетики на державний бюджет:*

$$\text{Decoupling Index}_{FL} = \frac{\Delta I_{FIT}}{\Delta I_{REcost}}, \quad (1)$$

де ΔI_{FIT} – темпи зміни середньозваженого «зеленого» тарифу за всіма використовуваними у країні технологіями відновлювальної енергетики, євро / МВт·год. ΔI_{REcost} – темпів зміни середньозваженої вартості технологій відновлювальної енергетики, євро / МВт·год.

* Рекомендації сформовано за результатами виконання науково-дослідної роботи «Формування економічних механізмів сталого розвитку відновлювальної енергетики в умовах глобальних та локальних загроз енергетичній безпеці України», № держреєстрації 0120U104806, грантова підтримка Національного фонду досліджень України, проєкт 2020.01/0135.

Використання євро для розрахунку темпів показників, що входять до індексу декаплінгу, обумовлюється фіксацією «зеленого» тарифу в Україні у євро для уникнення негативного впливу коливань валютного курсу гривні. Це, у свою чергу, захищає суб'єктів господарювання, які генерують електроенергію з відновлювальних джерел, від інфляційних ризиків та гарантує отримання сталих доходів від експлуатації генеруючих потужностей відновлювальної енергетики.

Для розрахунку показника *Decoupling Index_{FL}* можна застосовувати як співвідношення темпів зміни середньозваженого «зеленого» тарифу та середньозваженої вартості всіх технологій відновлювальної енергетики, представлених на ринку, так і співвідношення темпів зміни «зеленого» тарифу для окремої технології відновлювальної енергетики та її вартості. У першому випадку індекс декаплінгу буде показувати ефективність / неефективність державної політики ціноутворення на ринку відновлювальної енергетики у цілому, у другому випадку – ефективність / неефективність державної політики ціноутворення для конкретної технології відновлювальної енергетики.

Чим більшим віддаленим від одиниці по модулю є значення індексу декаплінгу, тим більшим є розходження (дивергенція) між темпами зміни «зелених» тарифів та темпами здешевлення технологій, що свідчить про неефективність державної політики у сфері відновлювальної енергетики і зростання енергетичної небезпеки. Конвергенція показників ΔI_{FIT} та ΔI_{REcost} та наближення індексу декаплінгу до одиниці свідчать про зростаючу відповідність тарифів на «зелену» енергію її реальній вартості і, відповідно, оптимізацію фінансового навантаження на бюджет, зниження загроз національній енергетичній безпеці.

2. Індекс декаплінгу енергоефективності:

$$Decoupling Index_{EE} = \frac{\Delta I_{GDP}}{\Delta I_{EC}}; \quad (2)$$

де ΔI_{GDP} – темпи економічного зростання (обсяги валового внутрішнього продукту, дол. США); ΔI_{EC} – темпи зміни обсягів енергоспоживання (кг н. е.).

Застосування даного показника дає можливість оцінити динамічну результативність заходів з підвищення енергоефективності національного господарства, врахувати зміну структури економічної системи та її вплив на ефективність енергоспоживання й енергетичну безпеку. Чим більшим віддаленим від одиниці по модулю є значення індексу декаплінгу енергоефективності, тим більшою є дивергенція між темпами економічного зростання та темпами зміни обсягів енергоспоживання, тобто спостерігається ефект декаплінгу. Останній може бути позитивним, якщо *Decoupling Index_{EE}* > 1, при цьому:

1) $\Delta I_{GDP} > \Delta I_{EC}$, $\Delta I_{GDP} > 1$ та $\Delta I_{EC} < 1$ (відбувається економічне зростання при зниженні обсягів енергоспоживання);

2) $\Delta I_{GDP} > 1$ та $\Delta I_{EC} = 1$ (відбувається економічне зростання при незмінних обсягах енергоспоживання);

3) $\Delta I_{GDP} = 1$ та $\Delta I_{EC} < 1$ (відбувається скорочення обсягів енергоспоживання за відсутності економічного зростання) або негативним (інші випадки) з точки зору прогресу в енергоефективності, розвитку економіки або енергетичної безпеки. У зазначених вище трьох випадках досягається зростання енергоефективності процесів виробництва і споживання, сприяючи зміцненню енергетичної безпеки. Водночас, найбільш прийнятним варіантом є перший – економічне зростання при зниженні обсягів енергоспоживання, за якого забезпечується сталий розвиток національної економіки.

3. Показник енергетичної бідності домогосподарств:

$$k_{ue} = \frac{Exp_{util}}{Inc_{hh}} \times 100\%, \quad (3)$$

де k_{ue} – рівень енергетичної бідності (відсоток видатків домогосподарств на оплату енерговитрат, %); Exp_{util} – енергетичні (комунальні) витрати домогосподарств у певному періоді, грн; Inc_{hh} – загальні доходи домогосподарств у цьому ж періоді, грн.

Перевищення фактичним показником енергетичної бідності порогу у 10% означає посилення енергетичної й економічної небезпеки, дотримання показника в межах до 10% свідчить про задовільний рівень безпеки за цим показником. Важливо, що даний показник, крім тарифів на енергію, опосередковано враховує субсидії, платоспроможність населення, ефективність впровадження енергоефективних заходів у житловому фонді.

4. Показник розвиненості потужностей для балансування Об'єднаної енергетичної системи:

$$I_b = \frac{\sum GP_{mi} + AC}{\sum GC_i}, \quad (4)$$

де I_b – індекс розвиненості потужностей для балансування Об'єднаної енергетичної системи; GP_m – встановлена потужність i -го виду маневрових енергогенеруючих об'єктів; AC – встановлена потужність енергоакуюлюючих потужностей, МВт; GP_i – встановлена потужність i -го виду енергогенеруючих об'єктів, МВт.

Оптимального значення вищенаведений індекс досягає при значеннях, близьких до одиниці. При цьому забезпечується максимальний рівень розвиненості енергетичних потужностей для балансування енергосистеми, що позитивно впливає на підвищення рівня енергетичної безпеки країни.

5. Показник енергетичних флуктуацій:

$$\sum_t^T [(x_t - \tau_t)^2 + \lambda((\tau_{t+1} - \tau_t) + (\tau_t - \tau_{t-1}))^2], \quad (5)$$

де x_t – фактичне значення показника електроспоживання / генерації у часовому періоді t ; $\tau_t, \tau_{t+1}, \tau_{t-1}$ – трендові значення показника електроспоживання / генерації відповідно у часовому періоді $t, (t+1), (t-1)$; λ – значення параметру смугового фільтру для згладжування флуктуацій; T – кількість досліджуваних часових періодів.

Критерієм оцінювання даного показника з точки зору впливу на енергобезпеку є діапазон коливання його значень у межах 20%. Це гарантує оптимальний режим роботи енергогенеруючих компаній за економічного навантаження їх енергоустаткування, коли забезпечується досягнення максимального коефіцієнту корисної дії енергетичного обладнання. Іноді можлива короткочасна робота установок з навантаженням на 10-20% вище їх номінальної потужності за більш низького коефіцієнта корисної дії. Режим, за яким устаткування електростанції стійко працює з розрахунковим навантаженням при номінальних значеннях основних параметрів або при зміні їх у допустимих межах, називається стаціонарним. Для забезпечення роботи обладнання у стаціонарному режимі нами і введений допустимий діапазон енергетичних флуктуацій у розмірі 20%.

Відхилення від тренду (флуктуації) $z_t = x_t - \tau_t$ є циклічною складовою бізнес-циклів, що становлять основу багатьох економічних досліджень. У цьому разі економічні смугові фільтри згладжують трендову компоненту та залишають високочастотні компоненти зі структури економічного часового ряду. Згладжування другої різниці флуктуацій відбувається завдяки параметру λ , значення якого повинне бути встановлене дослідниками залежно від часових властивостей ряду. На основі емпіричних досліджень стандартне значення параметра λ для квартальних даних становить 1 600, 6,25 – для річних даних, та 129 600 – для щомісячних даних.

Для вирішення згаданих суперечностей пропонується використовувати раціональний хвильовий фільтр, відомий у фізико-математичних науках як цифровий фільтр Баттерворта, котрий є більш гнучким і точно відмічає як частоти, що повинні залишитися, так і ті, які повинні бути згладжені. Будь-які економічні та соціальні показники є динамічними явищами, що мають як трендові компоненти, так і циклічні компоненти – відхилення від тренду зі змінними волатильностями та амплітудами.

З точки зору економічної безпеки, використання лінійних смугових фільтрів дає можливість виявити пікові значення споживання за окремими місяцями у році, відділяючи циклічну компоненту від трендової. Крім того, за допомогою смугових фільтрів можна побудувати цикли споживання електроенергії за окремими групами споживачів. Особливо дані результати будуть актуальні при прогнозуванні виробництва відновлювальної електроенергії, оскільки остання носить явно виражений циклічний характер.

Запропоновані методичні підходи дозволять на державному рівні об'єктивніше оцінювати, ефективніше реагувати та запобігати негативним змінам в енергетичній безпеці країни. Відмінною рисою запропонованих механізмів взаємодії енергетичної та економічної безпеки національної

економіки в умовах глобальних і локальних загроз є ідентифікація зв'язків між сталістю енергетичного балансу та ефективністю розвитку економічної системи, оцінка економічних ризиків енергетичної безпеки та врахування впливу економічних факторів розвитку енергоринку (конкурентне ціноутворення, структуризація і зрілість енергоринків) на розбудову сектору відновлювальної енергетики. Це уможливує ухвалення управлінських рішень в енергетичному комплексі, які позитивно впливають на економічну безпеку країни.

Більш детально див. Науковий звіт про проміжні результати реалізації проекту 2020.01/0135 за договором від 27.10.2020 № 73/01.2020 «Формування економічних механізмів сталого розвитку відновлювальної енергетики в умовах глобальних та локальних загроз енергетичній безпеці України» (проміжний). Суми: СумДУ, 2020, с. 40–54.[1].

2. Рекомендовано внесення змін до Законів України «Про ринок електричної енергії» № 27-28 від 2017 р. та «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» № 23 від 2019 р. у частині:

2.1) Розрахунку мінімальних ставок «зеленого» тарифу та нижнього цінового порогу ведення торгів на «зелених» аукціонах.

Рекомендовано обґрунтовувати собівартість генерації електроенергії на основі різних технологій відновлювальної енергетики (сонячна, вітрова, біоенергетика, мала гідроенергетика) з використанням методики Levelized Cost of Electricity, техніко-економічних даних реалізації таких проєктів в Україні та ставки дисконтування, яка враховує реальну вартість власного та позикового капіталів, залучених для реалізації інвестиційних проєктів.

Розрахунок показників собівартості генерації електроенергії на основі різних технологій відновлювальної енергетики пропонується здійснювати таким чином:

$$LCOE_i = \frac{\sum_{t=0}^n ((I_{it} + Q_{it} + F_{it} + D_{it}) \cdot (1 + r)^{-t})}{\sum_{t=0}^n (E_{it} \cdot (1 + r)^{-t})}, \quad (6)$$

де E_{it} – обсяг згенерованої електроенергії з i -го виду відновлювального енергетичного ресурсу у t -му році, МВт·год; $LCOE_i$ – фіксований тариф на електроенергію, що відображає собівартість її генерації з i -го виду відновлювального енергетичного ресурсу упродовж всього життєвого циклу електростанції, євро/МВт·год; I_{it} – інвестиційні витрати для реалізації проєкту на основі i -го виду відновлювального енергетичного ресурсу у t -му році, євро; Q_{it} – витрати на експлуатацію та технічне обслуговування генеруючого об'єкта на основі i -го виду відновлювального енергетичного ресурсу у t -му році, євро; F_{it} – витрати на паливо для генеруючого об'єкта на основі i -го виду відновлювального енергетичного ресурсу у t -му році, євро; D_{it} – витрати на виведення генеруючого об'єкта на основі i -го виду відновлювального

енергетичного ресурсу з експлуатації у t -му році, євро; t – рік реалізації проекту; r – ставка дисконтування; n – тривалість життєвого циклу генеруючого об'єкта, років.

Для обчислення вартості як власних, так і позикових коштів, залучених для реалізації проєктів відновлювальної енергетики, при розрахунку $LCOE_i$ розмір ставки дисконтування пропонується визначати на основі середньозваженої вартості капіталу (WACC):

$$WACC = K_s \cdot W_s + K_d \cdot W_d \cdot (1 - tx), \quad (7)$$

де K_s – вартість власного капіталу для реалізації інвестиційного проєкту, частка одиниці; W_s – частка власного капіталу за балансом, частка одиниці; K_d – вартість позикового капіталу для реалізації інвестиційного проєкту, частка одиниці; W_d – частка позикового капіталу за балансом, частка одиниці; tx – ставка податку на прибуток підприємства, частка одиниці.

Розрахункове значення собівартості генерації «зеленої» електроенергії рекомендовано розглядати як нижній ціновий поріг торгів на «зелених» аукціонах і як мінімальні ставки «зеленого» тарифу, що становить основу забезпечення беззбиткового функціонування генеруючих потужностей відновлюваної енергетики.

Більш детально див. Звіт про науково-дослідну роботу за договором від 28 квітня 2021 року № 31/01/0135 «Формування економічних механізмів сталого розвитку відновлювальної енергетики в умовах глобальних та локальних загроз енергетичній безпеці України» (проміжний). Суми: СумДУ, 2021, с. 38–41, 44–50 [2];

2.2) Розрахунку оптимального рівня «зеленого» тарифу для електроенергії, згенерованої на основі різних технологій відновлюваної енергетики.

Рекомендовано визначати оптимальний «зелений» тариф на основі відповідності ставок «зеленого» тарифу, встановлених державою для певної технології відновлювальної енергетики, середній вартості генерації електроенергії за цією технологією (наприклад, обчисленої методом LCOE). При такому підході ставки тарифу мають бути дещо вище середньої вартості генерації електроенергії за певною технологією відновлювальної енергетики, оскільки повинні щонайменше враховувати нормальний прибуток власника «зеленого» енергооб'єкта.

Для визначення оптимального рівня «зеленого» тарифу пропонується використовувати коефіцієнт пропорційності «зелених» тарифів реальній собівартості виробництва електроенергії з відновлювальних джерел (k_{REit}). Він розраховується як співвідношення «зеленого» тарифу (євро/МВт·год) за i -ю технологією відновлювальної енергетики (FIT_{REit}) (або середньозваженого «зеленого» тарифу за всіма використовуваними у країні технологіями відновлювальної енергетики) у t -му році до вартості виробництва «зеленої»

електроенергії за цією технологією (або середньозваженої вартості виробництва електроенергії за сукупністю технологій відновлювальної енергетики, що розглядаються) у t -му році ($LCOE_{REit}$, євро/МВт·год):

$$k_{REit} = \frac{FIT_{REit}}{LCOE_{REit}}. \quad (8)$$

Використання євро для розрахунку показників, що входять до коефіцієнту пропорційності, обумовлюється фіксацією «зеленого» тарифу в Україні в євро для уникнення інвесторами ризиків девальвації гривні.

Запропонований коефіцієнт пропорційності відображає рівень ефективності державної політики ціноутворення у секторі відновлювальної енергетики у поточному періоді і може обчислюватися як у рамках всієї галузі (тобто за сукупністю всіх використовуваних у країні технологій відновлювальної енергетики), так і за окремими «зеленими» енерготехнологіями. Чим більшим віддаленим від одиниці є значення коефіцієнту пропорційності, тим більшою є дивергенція між ставками «зелених» тарифів та реальними витратами на виробництво «зеленої» електроенергії, що свідчить про неефективність державної політики ціноутворення у сфері відновлювальної енергетики. На противагу, конвергенція складових коефіцієнту пропорційності та його наближення до одиниці свідчать про зростаючу відповідність тарифів на «зелену» енергію її реальній вартості і, відповідно, оптимізацію фінансового навантаження на державний бюджет.

Важливо відстежувати та аналізувати значення коефіцієнту пропорційності у динаміці, оскільки розвиток технологічної бази у секторі відновлювальної енергетики дозволяє істотно знижувати з часом собівартість виробництва «зеленої» електроенергії. Це має відобразитися у періодичному перегляді і коригуванні ставок «зелених» тарифів задля скорочення витрат державного бюджету.

Грунтуючись на показнику k_{REit} , оптимальний «зелений» тариф для i -ої технології відновлювальної енергетики у t -му році ($FIT_{optREit}$) доцільно обчислювати за формулою:

$$FIT_{optREit} = LCOE_{REit} \times (1 + k_{adREit}) = LCOE_{REit} \times k_{optREit}, \quad (9)$$

де k_{adREit} – коефіцієнт, що додатково враховує нормальний прибуток власника об'єкта відновлювальної енергетики, ризик ведення бізнесу в країні, кредитні ризики та інші економічно обґрунтовані складові, які збільшують ціну одиниці електроенергії, виробленої у t -му році за i -ю технологією відновлювальної енергетики; $k_{optREit}$ – оптимальне значення коефіцієнта пропорційності «зеленого» тарифу реальній собівартості виробництва «зеленої» електроенергії за i -ою технологією відновлювальної енергетики у t -му році з урахуванням прибутковості «зеленого» енергобізнесу, ризиків його ведення в Україні, пріоритетів державної політики щодо розвитку

конкурентної технології відновлювальної енергетики, типу власника (бізнес-структура або приватне домогосподарство), потужності енергооб'єкта тощо;
 $1 + k_{adREit} = k_{optREit}$.

Рекомендовані значення для $k_{optREit}$ залежно від основних факторів подані в табл. 1. Рекомендується застосовувати підвищені значення складових $k_{optREit}$ для домогосподарств та малих об'єктів «зеленої» енергогенерації, стимулюючи зростання енергонезалежності побутового сектору та невеликих енергоспоживачів. Зазначена градація $k_{optREit}$ за факторами дозволяє коригувати «зелені» тарифи відповідно до пріоритетності розвитку окремих відновлювальних енерготехнологій в державі, спрямовуючи інвестиційні потоки галузі у потрібну нішу, компенсувати ризики ведення бізнесу, регулювати рівень прибутковості «зелених» енергооб'єктів.

Розрахунок $k_{optREit}$ з урахуванням виокремлених у табл. 1 факторів пропонується здійснювати за формулою:

$$k_{optREit} = \prod_{j=1}^n k_{optREitj}, \quad (10)$$

де $k_{optREitj}$ – оптимальне значення коефіцієнта пропорційності «зеленого» тарифу реальній собівартості виробництва «зеленої» електроенергії за i -ю технологією (або за всіма використовуваними у країні технологіями відновлювальної енергетики) у t -му році з урахуванням j -го фактору впливу; n – кількість факторів впливу.

Таблиця 1 – Діапазони рекомендованих значень $k_{optREit}$ залежно від основних факторів впливу

Фактор впливу j	Рекомендований діапазон значень k_{REit} за фактором j
Прибутковість об'єкта на відновлювальних джерелах енергії	1,1–1,25
Ризик ведення бізнесу за i -ю технологією відновлювальної енергетики	1,0–1,5
Пріоритетність розвитку i -ої технології відновлювальної енергетики для держави	1,0–5,0
Тип власника об'єкта на відновлювальних джерелах енергії	1,0–1,5 (бізнес-структура) 1,1–2,0 (приватне домогосподарство)
Потужність об'єкта на відновлювальних джерелах енергії	1,1–2 (до 30 кВт) 1,0–1,5 (до 1 МВт) 1,0–1,2 (понад 1 МВт)

Отже, алгоритм визначення нових та коригування чинних «зелених» тарифів з урахуванням формул (8)–(10) містить такі етапи:

1. Обчислення k_{REit} для певної технології відновлювальної енергетики у t -му році. Рекомендується здійснювати розрахунок показника або ж на основі

даних попереднього ($t-1$) року про фактичні рівні «зеленого» тарифу та LCOE, або на основі планового значення «зеленого» тарифу та прогнозного значення LCOE на наступний (t -й) рік.

2. Розрахунок $k_{optREit}$ для певної технології відновлювальної енергетики у t -му році з урахуванням визначених вище факторів впливу.

3. Порівняння k_{REit} та $k_{optREit}$ й обґрунтування необхідності коригування «зеленого» тарифу. У випадку встановлення значної дивергенції цих двох показників, обчислюється нова оптимальна величина «зеленого» тарифу за формулою (8), ґрунтуючись на відповідному показнику LCOE (фактичному або прогнозному).

Застосування запропонованої методики дозволяє оптимізувати «зелені» тарифи, диференціюючи їх не лише за типами технологій, а й за видами власників об'єктів на відновлювальних джерелах енергії, потужностями «зелених» електростанцій та ін. Це уможливило більш гнучке регулювання розвитку сектору відновлювальної енергетики, послідовне досягнення державних цілей зростання частки «зеленої» енергії в енергобалансі, сталий розвиток галузі.

Більш детально див. Звіт про науково-дослідну роботу за договором від 28 квітня 2021 року № 31/01/0135 «Формування економічних механізмів сталого розвитку відновлювальної енергетики в умовах глобальних та локальних загроз енергетичній безпеці України» (проміжний). Суми: СумДУ, 2021, с. 71–77 [2];

2.3) Стимулювання розвитку систем накопичення електроенергії в рамках схеми підтримки розвитку відновлюваної енергетики на основі «зелених» аукціонів та «зеленого» тарифу.

Пропонується у рамках механізму «зелених» аукціонів надавати квоти підтримки новим виробникам електроенергії з відновлювальних енергетичних джерел за умови забезпечення ними будівництва систем накопичення енергії необхідної потужності. Відповідно до Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей [3] для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію та забезпечення необхідного резерву у 2021 році, обсяг таких потужностей повинен становити як мінімум 20% від встановленої потужності об'єктів відновлювальної енергетики. Пропонується надати право виробникам відновлювальної електроенергії здійснювати продаж накопиченої електроенергії за встановленою аукціонною ціною на внутрішньодобовому ринку, ринку на добу вперед та ринку балансуєчих і допоміжних послуг. Аналогічне зобов'язання рекомендується накласти на виробників електроенергії з відновлювальних енергетичних ресурсів, які претендують на отримання «зеленого» тарифу. Таке зобов'язання може бути застосоване повною мірою до всіх енергогенеруючих потужностей, частково для електростанцій з визначеною встановленою потужністю або за бажанням інвестора. У цьому випадку пропонується надати право виробникам відновлювальної електроенергії здійснювати продаж накопиченої

електроенергії за «зеленим» тарифом на внутрішньодобовому ринку, ринку на добу вперед та ринку балансуєчих і допоміжних послуг.

Реалізація запропонованих механізмів сприятиме масштабній розбудові систем накопичення електроенергії в Україні та, як наслідок, ефективній інтеграції потужностей відновлювальної енергетики до Об'єднаної Енергетичної Системи України.

Більш детально див. Звіт про науково-дослідну роботу за договором від 27 жовтня 2020 року № 73/01.2020 та за договором від 28 квітня 2021 року № 31/01/0135 «Формування економічних механізмів сталого розвитку відновлювальної енергетики в умовах глобальних та локальних загроз енергетичній безпеці України» (заключний). Суми: СумДУ, 2021, с. 197-205 [4].

Перелік посилань:

1. Науковий звіт про проміжні результати реалізації проекту 2020.01/0135 за договором від 27.10.2020 № 73/01.2020 «Формування економічних механізмів сталого розвитку відновлювальної енергетики в умовах глобальних та локальних загроз енергетичній безпеці України» (проміжний). Суми: СумДУ, 2020. 86 с.

2. Звіт про науково-дослідну роботу за договором від 28 квітня 2021 року № 31/01/0135 «Формування економічних механізмів сталого розвитку відновлювальної енергетики в умовах глобальних та локальних загроз енергетичній безпеці України» (проміжний). Суми: СумДУ, 2021. 130 с.

3. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей – 2020. НКРЕКП, 2021. URL: <http://surl.li/ateot>.

4. Звіт про науково-дослідну роботу за договором від 27 жовтня 2020 року № 73/01.2020 та за договором від 28 квітня 2021 року № 31/01/0135 «Формування економічних механізмів сталого розвитку відновлювальної енергетики в умовах глобальних та локальних загроз енергетичній безпеці України» (заклучний). Суми: СумДУ, 2021. 273 с.

Міністерство освіти і науки України



Ministry of Education and Science of Ukraine

СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ
УНІВЕРСИТЕТSUMY STATE
UNIVERSITY

вул. Римського-Корсакова, 2, м. Суми, 40007
 тел. (0542) 64-04-99, тел/факс (0542) 33-40-58
 e-mail: kanc@sumdu.edu.ua
 сайт: sumdu.edu.ua
 код згідно з СДРПОУ 05408289

2, Rymsky-Korsakov st., Sumy, 40007, Ukraine,
 tel.+38 (0542) 64-04-99, tel/fax +38 (0542) 33-40-58
 e-mail: kanc@sumdu.edu.ua
 WEB: sumdu.edu.ua
 USREOU code 05408289

від 09 ГРУ 2021 р. № 15.01/15-06/5080 На № _____ від _____ 20__ р.

Національна комісія, що здійснює державне
 регулювання у сферах енергетики та
 комунальних послуг
 вул. Смоленська, 19
 м. Київ 03057

Сумським державним університетом, у рамках виконання проєкту «Формування економічних механізмів сталого розвитку відновлювальної енергетики в умовах глобальних та локальних загроз енергетичній безпеці України» (№ 2020.01/0135), за грантової підтримки Національного фонду досліджень України, розроблено рекомендації щодо удосконалення чинного законодавства у сфері відновлювальної енергетики та визначення рівня енергетичної безпеки країни.

Враховуючи вищевикладене, просимо розглянути можливість врахування основних положень наданих рекомендацій у вашій законодавчій, нормативній та/або регуляторній діяльності.

Додаток: Перелік рекомендацій (науковий звіт) – 1 прим. на ___ арк.

Проректор з наукової роботи

А. М. Чорноус

117052

Виконавець
 Денис Курбатов (0542) 68-44-02

Міністерство освіти і науки України



Ministry of Education and Science of Ukraine

СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ
УНІВЕРСИТЕТSUMY STATE
UNIVERSITY

вул. Римського-Корсакова, 2, м.Суми, 40007
 тел. (0542) 64-04-99, тел/факс (0542) 33-40-58
 e-mail: kanc@sumdu.edu.ua
 сайт: sumdu.edu.ua
 код згідно з СДРПОУ 05408289

2, Rymsky-Korsakov st., Sumy, 40007, Ukraine,
 tel.+38 (0542) 64-04-99, tel/fax +38 (0542) 33-40-58
 e-mail: kanc@sumdu.edu.ua
 WEB: sumdu.edu.ua
 USREOU code 05408289

від 09 ГРУ 2021 р. № 15.01/15-08/5081 На № _____ від _____ 20__ р.

Комітет Верховної Ради України з питань
 енергетики та житлово-комунальних послуг
 вул. М. Грушевського, 5
 м. Київ 01008

Сумським державним університетом, у рамках виконання проєкту «Формування економічних механізмів сталого розвитку відновлювальної енергетики в умовах глобальних та локальних загроз енергетичній безпеці України» (№ 2020.01/0135), за грантової підтримки Національного фонду досліджень України, розроблено рекомендації щодо удосконалення чинного законодавства у сфері відновлювальної енергетики та визначення рівня енергетичної безпеки країни.

Враховуючи вищевикладене, просимо розглянути можливість врахування основних положень наданих рекомендацій у вашій законодавчій, нормативній та/або регуляторній діяльності.

Додаток: Перелік рекомендацій (науковий звіт) – 1 прим. на ___ арк.

Проректор з наукової роботи

А. М. Чорноус

117054

Виконавець
 Денис Курбатюк (0542) 68-44-02

Міністерство освіти і науки України



Ministry of Education and Science of Ukraine

СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ
УНІВЕРСИТЕТSUMY STATE
UNIVERSITY

вул. Римського-Корсакова, 2, м.Суми, 40007
 тел. (0542) 64-04-99, тел/факс (0542) 33-40-58
 e-mail: kanc@sumdu.edu.ua
 сайт: sumdu.edu.ua
 код згідно з СДРПОУ 05408289

2, Rymsky-Korsakov st., Sumy, 40007, Ukraine,
 tel.+38 (0542) 64-04-99, tel/fax +38 (0542) 33-40-58
 e-mail: kanc@sumdu.edu.ua
 WEB: sumdu.edu.ua
 USREOU code 05408289

від 09 ГРУ 2021 р. № 15.01/15-06/5079 На № _____ від _____ 20__ р.

Державне агентство з енергоефективності
 та енергозбереження України
 пров. Музейний, 12.
 м. Київ, 10027

Сумським державним університетом, у рамках виконання проєкту «Формування економічних механізмів сталого розвитку відновлювальної енергетики в умовах глобальних та локальних загроз енергетичній безпеці України» (№ 2020.01/0135), за грантової підтримки Національного фонду досліджень України, розроблено рекомендації щодо удосконалення чинного законодавства у сфері відновлювальної енергетики та визначення рівня енергетичної безпеки країни.

Враховуючи вищевикладене, просимо розглянути можливість врахування основних положень наданих рекомендацій у вашій законодавчій, нормативній та/або регуляторній діяльності.

Додаток: Перелік рекомендацій (науковий звіт) – 1 прим. на ___ арк.

Проректор з наукової роботи

А. М. Чорноус

117053

Виконавець
 Денис Курбатов (0542) 68-44-02