ТЕОРЕТИКО-ПРИКЛАДНІ АСПЕКТИ ДЕКАРБОНІЗАЦІЇ ТА РОЗВИТКУ РОЗПОДІЛЕНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

Монографія

Харків
2020

УДК 338.2 : 330.34
Т 33

Рекомендовано рішенням вченої ради Науково-дослідного центру індустріальних проблем розвитку НАН України (Протокол № 5 від 26.05.2020 р.)

Рецензенти: **Рудика Віктор Іванович** – доктор економічних наук, заслужений працівник промисловості України, лауреат Державної премії України в галузі науки і техніки, директор ДП «Гипрококс» (м. Харків);

Алєксєєв Ігор Валентинович – доктор економічних наук, професор, завідувач кафедри фінансів, Національний університет «Львівська політехніка» (м. Львів);

Манойленко Олександр Володимирович – доктор економічних наук, професор, директор Навчально-наукового інституту економіки, менеджменту і міжнародного бізнесу НТУ «ХПІ» (м. Харків)

Т 33 **Теоретико-прикладні аспекти декарбонізації та розвитку розподіленої електроенергетики України :** кол. моногр. / за ред. М. О. Кизима ; авт. кол. : М. О. Кизим, В. Є. Хаустова, В. В. Шпілєвський, Є. І. Котляров, Т. І. Салашенко, Є. М. Крячко, Є. С. Колбасін, Д. М. Костенко, О. В. Шпілєвський, О. В. Лелюк, Г. В. Мілютін. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2020. 344 с. Укр. мова

ISBN 978-617-7801-15-2

Монографію присвячено теоретичному та практичному дослідженню питань декарбонізації і розвитку розподіленої електроенергетики України. Проведено аналіз глобальних викликів, міжнародних домовленостей і законодавчого забезпечення щодо декарбонізації економік країн світу. Проаналізовано структурні зрушення в електроенергетиці України та їх вплив на зменшення викидів двоокису вуглецю. Оцінено стан електроенергетичного комплексу України на шляху до енергетичного переходу, зокрема, визначено його прогресивність, рівень електроенергетичної безпеки, рівень розвитку розподіленої електроенергетики. Розроблено сценарії декарбонізації електроенергетики України, з-поміж яких основну увагу приділено сценарію розвитку високоефективної розподіленої когенерації. Обґрунтовано напрями розбудови розподіленої енергетики великого міста (на прикладі м. Харків).

Рекомендовано для науковців, викладачів, аспірантів, студентів економічних спеціальностей, а також фахівців з питань стратегічного розвитку енергетичного сектора.

УДК 338.2 : 330.34

© Колектив авторів, 2020
© ФОП Лібуркіна Л. М., 2020

ISBN 978-617-7801-15-2

ЗМІСТ

ВСТУП 5

РОЗДІЛ 1. Глобальні проблеми людства в екологічній сфері і законодавче забезпечення декарбонізації економіки 8

1.1. Глобальні проблеми людства в екологічній сфері та зміні клімату 8

1.2. Міжнародні домовленості щодо забезпечення декарбонізації країн світу 27

1.3. Законодавче та програмне забезпечення декарбонізації економіки України 55

РОЗДІЛ 2. Структурні зрушення в економіці та електроенергетиці і їх вплив на енергетику України і зменшення викидів двоокису вуглецю 81

2.1. Аналіз стану та динаміки викидів двоокису вуглецю в Україні 81

2.2. Аналіз структурних зрушень в економіці України і їх вплив на споживання електроенергії та зменшення викидів двоокису вуглецю 96

2.3. Стан і структурні зрушення у виробництві електроенергії в Україні і їх вплив на зменшення викидів двоокису вуглецю 133

РОЗДІЛ 3. Діагностика стану електроенергичного комплексу України в умовах енергетичного переходу 159

3.1. Оцінка прогресивності електроенергетичного циклу України 159

3.2. Оцінка електроенергетичної безпеки України 188

3.3. Оцінка та діагностика розвитку розподіленої електроенергетики в Україні 202

РОЗДІЛ 4. Обґрунтування напрямів декарбонізації
та розвитку розподіленої електроенергетики України 223
4.1. Концептуальні засади декарбонізації
електроенергетики України 223
4.2. Сценарії декарбонізації електроенергетики України 232
4.3. Обґрунтування напрямів розбудови розподіленої
енергетики великого міста 253
ВИСНОВКИ 270
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 275
ДОДАТКИ 300

ВСТУП

Висока антропогенна активність провокує різкі кліматичні зміни, які ставлять під загрозу безпечне існування окремих біологічних індивідів та сталий розвиток суспільного господарства в майбутньому. Причиною таких змін є збільшення викидів парникових газів, в першу чергу двооксиду вуглецю. Потреби превентивного впливу на зміну кліматичних умов спонукали світову спільноту укласти низку міжнародних угод, які передбачають зменшення викидів у атмосферу парникових газів і надання допомоги найуразливішим країнам, які потерпають від зміни клімату.

Світове співтовариство пильно стежить за обсягами викидів парникових газів і прогнозує динаміку їх подальшого зростання. Найвагоміші дослідження декарбонізації електроенергетики проводять Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), International Energy Agency (IEA), US Energy Information Administration, World Energy Council (WEC), International Carbon Capture Partnership (ICCP), European Environmental Agency (EEA), International Renewable Energy Agency (IRENA), Nuclear Energy Agency (NEA) та ін. Розробляють напрями здолання кліматичних та енергетичних проблем й експерти-дослідники, серед яких слід зазначити W. Patterson, M. Pollitt, G. Erbach, P. Gorecki, T. Jamabs, K. Silvester, Д. Зеркалова, М. Гнідого та багатьох інших.

Водночас ціла низка питань, які стосуються проблеми зменшення викидів двоокису вуглецю шляхом декарбонізації електроенергетики України, є невирішеними.

Україна взяла на себе високі зобов'язання зі значного зниження викидів парникових газів, маючи технологічно неготовий паливно-енергетичний комплекс до таких змін.

У зв'язку з деградацією промисловості ці зобов'язання вона значно перевиконала. Тому постає закономірне питання: чи можлива

подальша декарбонізація національного господарства без стримання соціально-економічного розвитку країни? Якщо ця глобальна проблема людства все ж таки повинна вирішуватися в Україні, то на основі якої концепції і за якими сценаріями. Проведене дослідження і є спробою відповісти на це питання.

Конфлікт інтересів соціально-економічного розвитку й енергетичного переходу на шлях низьковуглецевого розвитку потребує зваженого теоретико-методичного підходу до їх збалансування. У цій роботі досягнення цілей декарбонізації розглядається на чолі із розвитком розподіленої електроенергетики, не порушуючи енергетичний баланс національного господарства та не гальмуючи його соціально-економічний розвиток.

Метою дослідження є формування теоретико-методичних засад і розробка науково-практичних рекомендацій щодо розвитку розподіленої електроенергетики на шляху декарбонізації економіки України.

Для вирішення цієї мети було поставлено і вирішено низку завдань:

- визначити глобальні проблеми людства в екологічній сфері і зміні клімату;
- узагальнити міжнародні домовленості щодо забезпечення декарбонізації економіки країн світу;
- оцінити ефективність нормативно-правового та програмного забезпечення декарбонізації енергетики України;
- визначити головні сектори промисловості в Україні, які здійснюють основні викиди двооксиду вуглецю в атмосферу;
- обґрунтувати методичні положення з оцінки прогресивності електроенергетичного циклу на шляху до енергетичного переходу, визначити його вади в Україні порівняно з енергетичними циклами європейських країн;
- розробити методичні рекомендації з оцінки електроенергетичної безпеки країни, визначити головні загрози у цій сфері для України;

- запропонувати методичний підхід до оцінки розвитку розподіленої електроенергетики в Україні та її регіонах і визначити ті з них, які підлягають в першу чергу децентралізації генерації електроенергії;
- обґрунтувати концептуальні засади декарбонізації електроенергетики України, які повинні ґрунтуватися на впровадженні розподіленої та інтелектуальної генерації;
- розробити й обґрунтувати ефективність і доцільність реалізації в Україні можливих сценаріїв декарбонізації електроенергетики.

Авторський колектив висловлює подяку рецензентам: Рудиці В. І. – доктору економічних наук, заслуженому працівнику промисловості України, лауреату Державної премії України в галузі науки і техніки, директору ДП «Гипрококс»; Алєксєєву І. В. – доктору економічних наук, професору, завідувачу кафедри фінансів Національного університету «Львівська політехніка»; Манойленко О. В. – доктору економічних наук, професору, директору Навчально-наукового інституту економіки, менеджменту і міжнародного бізнесу НТУ «ХПІ».

Розділ 1 ГЛОБАЛЬНІ ПРОБЛЕМИ ЛЮДСТВА В ЕКОЛОГІЧНІЙ СФЕРІ І ЗАКОНОДАВЧЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДЕКАРБОНІЗАЦІЇ ЕКОНОМІКИ

1.1. Глобальні проблеми людства в екологічній сфері та зміні клімату

У науковій літературі зустрічається безліч термінів, які пов'язані з процесами, що протікають у світі: «глобальні проблеми», «глобальні ризики», «глобальні виклики» й інше. Деякі вчені ототожнюють ці поняття, інші, навпаки, розрізняють.

Так, на думку Р. Габдулхакова і А. Махова, «глобальні проблеми сучасності» – це комплекс актуальних життєво важливих і гострих протиріч сучасного світу, які становлять безпеку існуванню та прогресу людства в сучасну епоху [1].

Н. Апухтіна до «глобальних проблем людства» відносить ті, що відповідають 4 ознакам [2]:

1) мають загальнолюдський характер і зачіпають інтереси не тільки людства у цілому, але й окремих людей практично на будь-якій території планети;
2) виступають як об'єктивний фактор економічного та соціального розвитку всього світу, рівно як і окремих континентів, регіонів і країн;
3) вивчення та вирішення їх передбачає об'єднання зусиль всіх або безліч людей планети, країн, урядових органів і громадських організацій на міжнародному рівні;
4) їх невирішеність загрожує виживанню людства, його майбутньому.

А. Шишков визначає «глобальний ризик» як подію, що справляє значний негативний вплив на кілька держав і зачіпає кілька галузей промисловості строком на 10 років [3].

А. Костін виділяє такі характеристики «глобальних викликів» [4]:

1) зачіпає інтереси усього людства та його майбутнього;

2) набуває всесвітнього характеру і стає об'єктивним фактором розвитку суспільства в масштабах планети;

3) невирішеність яких створює загрозу для майбутнього людства і які повинні бути вирішені, щоб забезпечити подальший прогрес суспільства;

4) потребують для свого рішення об'єднаних зусиль усього людства, які неможливо вирішити тільки в місцевому або регіональному масштабі.

Т. Дейнека визначає категоріальний апарат відтворювального циклу «глобальних суперечностей» таким чином (*табл. 1.1*).

Таблиця 1.1

Категоріальний апарат дослідження відтворювального циклу глобальних суперечностей [5]

Категорія	Визначення
1	2
Глобальний виклик	Сигнал про існування небезпеки для суспільства, вимога до вживання певних заходів протидії, спрямованих на причину виникнення небезпеки
Глобальна проблема	Емпірично зумовлене питання, що постає перед людством, стосується його розвитку та пов'язане з наявністю ситуації, яка створює загрози прогресивності суспільній динаміці, а отже, потребує вирішення
Глобальний ризик	Ймовірна небезпека для суспільного розвитку, яка обумовлена наявністю глобальних проблем і наростанням негативних тенденцій відповідного змісту
Глобальна криза	Загострення глобальної проблеми; ризик, доведений до стану, що межує з переломом у суспільному розвитку; деструктивне явище або подія, що спричиняє умови виникнення глобальної катастрофи – її передвісник
Глобальна катастрофа	Руйнівна за змістом подія світового масштабу, яка призводить до незворотних наслідків і спричиняє перелом в ході цивілізаційного

Закінчення табл. 1.1

1	2
	розвитку; наслідки за залишеного без відповіді глобального виклику; невирішеність глобальної проблеми доведення до стану реалізації глобального ризику, який до цього був ймовірним, розгортання глобальної кризи, яка була зупинена

При цьому автор пропонує таку послідовність стадій розгортання глобальних суперечностей (*рис. 1.1*).

Рис. 1.1. Стадії розгортання глобальних суперечностей [5]

У тлумачному словнику поняття «виклик», «проблема», «ризик» та інші визначаються таким чином (*табл. 1.2*).

Таблиця 1.2

Сутність понять розгортання глобальних суперечностей [6]

Поняття	Сутність
Виклик	Спонукання до яких-небудь дій [6, с. 112]
Проблема	Складне питання, яке потребує вирішення [6, с. 604]
Ризик	Можливість загрози [6, с. 679]
Криза	Різкий, крутий перелом у чому-небудь [6, с. 306]
Катастрофа	Подія з трагічними наслідками [6, с. 269]
Дія	Проява якої-небудь діяльності [6, с. 157]

Виходячи з наведених у табл. 1.2 визначень структурно-логічну схему послідовності та взаємозв'язку понять розгортання глобальних суперечностей можна подати таким чином (*рис. 1.2*).

Із рис. 1.2. видно, що дослідження розгортання глобальних суперечностей починається з ідентифікації «глобальних проблем».

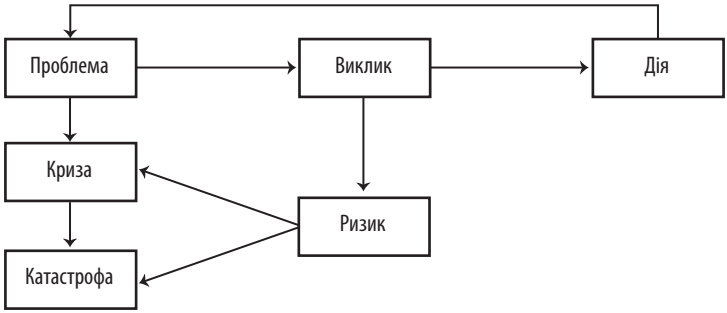


Рис. 1.2. Структурно-логічна схема послідовності взаємозв'язку понять розгортання глобальних суперечностей

Джерело: авторська розробка

У *табл. 1.3* наведено точки зору вчених на сутність поняття «глобальні проблеми».

Таблиця 1.3

Сутність поняття «глобальні проблеми» у працях учених

Автор / джерело	Сутність поняття
Р. Габдулхакова, А. Махов [1]	Комплекс актуальних життєво важливих і гострих протиріч сучасного світу, які являють безпеку існуванню та прогресу людства в сучасну епоху
Т. Дейнека [5]	Емпірично зумовлене питання, що постає перед людством, стосується його розвитку та пов'язане з наявністю ситуації, яка створює загрози прогресивності суспільній динаміці, а отже, потребує вирішення
Т. Воложанінова, Д. Ізмайлова [7]	Сукупність найбільш гострих світових проблем, рішення яких потребує масового об'єднання зусиль усіх народів і держав
Ю. Латов [8]	Проблеми, які стосуються у тому чи іншому ступені всіх країн і народів, і вирішити їх можливо, тільки об'єднавши зусилля усього світового співтовариства
С. Внучко [9]	Особливий перелік соціальних явищ і процесів у сучасному світі, які за масштабами і значущістю відрізняються загальнопланетарним характером та пов'язані з життєвими інтересами народів світу, і можуть бути вирішені шляхом взаємодії усіх країн світу

Ґрунтуючись на визначенні сутності поняття «глобальні проблеми», які наведено в табл. 1.3, використовуючи метод контент-аналізу [10], сутність поняття «глобальні проблеми суспільства» можна прийняти у тлумаченні Н. Апухтіної [2].

Вперше про глобальні проблеми суспільства світове співтовариство заговорило наприкінці 60-х-початку 70-х рр. XX ст.

У 1968 р. італійським підприємцем А. Печчеї було створено міжнародну неурядову організацію Римський клуб, головною задачею якого вважалося залучення уваги світового суспільства до глобальних проблем за допомогою своїх доповідей. Римський клуб поклав початок дослідних робіт з глобальної тематики [11].

У 1971 р. Дж. Форрестер опублікував працю «Світова динаміка» [12], в якій змоделював наслідки розвитку світу, якщо він буде йти шляхом ресурсоємного зростання в умовах демографічного буму, що призведе до нестачі продовольства та природних ресурсів і катастрофічного забруднення зовнішнього середовища. У першій доповіді Римському клубу «Межі зростання» в (1972 р.) Д. Медоуз з групою вчених завершили дослідження Дж. Форрестера [13]. Автори визнали глобальні загрози, які можуть виникнути на шляху розвитку людства внаслідок скорочення енергоносіїв та інших природних ресурсів, а також інтенсивного забруднення зовнішнього середовища.

У доповіді «За межами зростання» [14], яка вийшла в 1987 р., Е. Пестелем розглядалися проблеми «органічного зростання» з урахуванням досягнень науки та техніки.

Моделі Медоуза-Форрестера і Месаровича-Пестеля заклали ідею обмеження споживання ресурсів за рахунок слаборозвинених країн світу.

У подальшому вченими й експертами для Римського клубу проведено було ще цілу низку досліджень, в яких аналізувалися глобальні проблеми людства: у 1974 р. – М. Месаровичем та Е. Пестелем («Людство у поворотному пункті») [15], у 2004 р. – Д. Медоузом та іншими («За межами зростання: 30 років поспіль») [16]. Глобальні проблеми людства, які досліджувалися Римським клубом, можна подати таким чином (*рис. 1.3*).

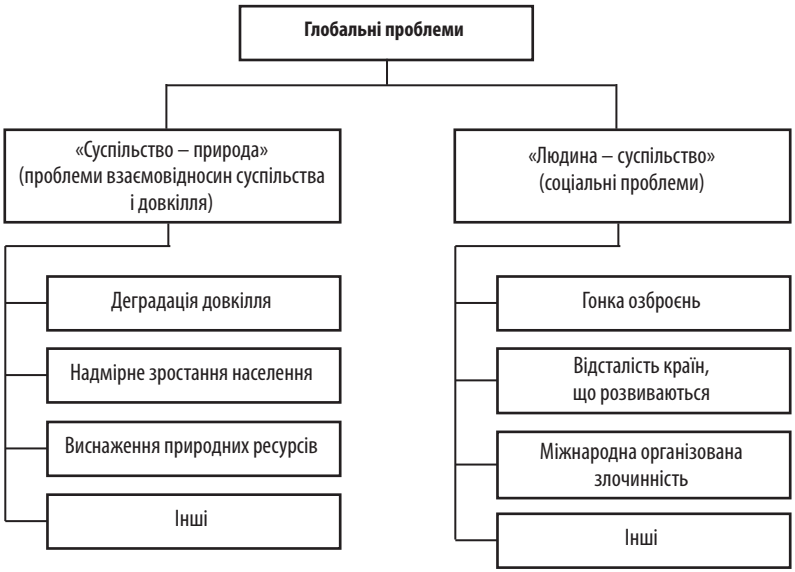


Рис. 1.3. Типологія глобальних проблем людства [8]

Організацією об'єднаних націй (ООН) у 2000 р. у «Декларації тисячоліття» [17] було визначено 8 цілей розвитку людства, які країни світу домовилися досягти до 2015 р. У 2015 р. цей перелік було переглянуто, і цілей стало 17 з періодом досягнення до 2030 р. (*табл. 1.4*).

Таблиця 1.4

Цілі розвитку тисячоліття ООН [18–20]

2000–2015 рр.	2016–2030 рр.
1	2
1. Ліквідація абсолютної бідності та голоду. 9. Створення міцної інфраструктури сприяння забезпеченню всеохоплюючої і стійкої індустріалізації та впровадженню інновацій	1. Повсюдна ліквідація бідності в усіх її формах. 2. Ліквідація голоду, забезпечення продовольчої безпеки та поліпшення харчування і сприяння сталому розвитку сільського господарства. 8. Сприяння неухильному, всеохоплюючому і сталому економічному зростанню, повній та продуктивній зайнятості та гідній роботі для всіх

Продовження табл. 1.4

1	2
2. Забезпечення загальної початкової освіти	4. Забезпечення всеохоплюючої справедливої якісної освіти і заохочення навчання протягом усього життя для всіх
3. Сприяння рівноправності статей і розширенню прав жінок	5. Забезпечення гендерної рівності та розширення прав і можливостей усіх жінок і дівчат
4. Скорочення дитячої смертності. 5. Поліпшення охорони материнського здоров'я. 6. Боротьба з ВІЛ / СНІДом, малярією і іншими захворюваннями	3. Забезпечення здорового способу життя та сприяння благополуччю для всіх у будь-якому виді
7. Забезпечення екологічної стійкості	6. Забезпечення наявності та раціональне використання водних ресурсів, а також санаторіїв для всіх. 7. Забезпечення доступу до недорогих, надійних, стійких і сучасних джерел енергії для всіх. 13. Ухвалення термінових заходів боротьби зі зміною клімату і її наслідками. 14. Забезпечення та раціональне використання океанів, морів і морських ресурсів в інтересах сталого розвитку. 15. Захист, відновлення екосистем суші і сприяння їхньому раціональному використанню, раціональне управління лісами, боротьба з опустелюванням, припинення і повернення назад процесу деградації земель, припинення процесу втрати біологічного різноманіття
8. Сформувати всесвітнє партнерство з метою розвитку	16. Сприяння побудові миролюбних і відкритих суспільств в інтересах сталого розвитку, забезпечення доступу до правосуддя для всіх і створення ефективних, підзвітних і заснованих на широкій участі установ на всіх рівнях. 17. Зміцнення засобів досягнення сталого розвитку та активізація роботи механізмів глобального партнерства в інтересах сталого розвитку

Закінчення табл. 1.4

1	2
	11. Забезпечення відкритості, безпеки, життєстійкості і стійкості міст і населених пунктів 12. Забезпечення раціональних моделей споживання і виробництва

Всесвітній економічний форум (ВЕФ) починаючи з 2006 р. щорічно публікує перелік глобальних ризиків [21–24]. Звіти готують експерти з різних галузей промисловості, уряди, освітні та громадські організації. Ризики оцінюються виходячи з вірогідності їх виникнення та їх значущості. У *табл. 1.5* наведено еволюцію глобальних ризиків згідно з дослідженнями ВЕФ у 2010–2019 рр.

О. Кислицина запропонувала класифікувати глобальні проблеми / ризики за сферами: економічна, соціальна, екологічна, технологічна та культурна таким чином (*табл. 1.6*).

М. Кизим, П. Проноза та Ш. Омаров глобальні проблеми людства класифікували таким чином (*рис. 1.4*).

Ґрунтуючись на наведених вище працях, класифікацію взаємопов'язаних глобальних проблем людства з екологічною сферою можна подати таким чином (*рис. 1.5*).

Експерти-дослідники одноголосно погоджуються, що кліматичні зміни є однією із складових глобальних проблем, яка спричинена антропогенною діяльністю людини, що призвела до нового «позапланового» глобального потепління та матиме неминучі наслідки для світової екосистеми.

Загалом глобальне потепління співвідноситься із довгостроковим зростанням середньої температури Землі, що відбувається через зміну енергобалансу планети (вхідної та вихідної енергії), також відомого як «радіаційний вплив».

Якщо кількості вхідної та вихідної енергії рівні, планета знаходиться в рівновазі, і середня температура не зростає.

Таблиця 1.5

Еволюція глобальних ризиків згідно з дослідженнями ВЕФ [21]

2010 р.	2015 р.	2016 р.	2017 р.	2018 р.	2019 р.
1	2	3	4	5	6
Ризики виходячи з вірогідності їх виникнення					
Падіння цін на активи	Міжнародний конфлікт з місцевими наслідками	Крупномасштабне насильницьке переселення	Екстремальні погодні явища	Екстремальні погодні явища	Екстремальні погодні явища
Економічний спад Китаю (< 6 %)	Екстремальні погодні явища	Екстремальні погодні явища	Крупномасштабне насильницьке переселення	Природні катастрофи	Невдача пом'якшення кліматичних змін і адаптації до них
Хронічні захворювання	Криза національного управління	Невдача пом'якшення кліматичних змін і адаптації до них	Сильні природні катастрофи	Кібератаки	Природні катастрофи
Фіскальна криза	Державний обвал або криза	Міжнародний конфлікт з місцевими наслідками	Крупномасштабні терористичні атаки	Підробка або крадіжка інформації	Підробка або крадіжка інформації
Глобальні недоліки управління	Високе структурне безробіття і неоднозначність	Сильні природні катастрофи	Масові випадки крадіжки або підробки інформації	Невдача пом'якшення кліматичних змін і адаптації до них	Кібератака
Ризики виходячи з їх значущості					
Падіння цін на активи	Водна криза	Невдача пом'якшення кліматичних змін і адаптації до них	Зброя масового знищення	Зброя масового знищення	Зброя масового знищення

Закінчення табл. 1.5

1	2	3	4	5	6
Скорочення витрат внаслідок глобалізації (країни, що розвиваються)	Швидке масове розповсюдження інфекційних захворювань	Зброя масового знищення	Екстремальні погодні явища	Екстремальні погодні явища	Невдача пом'якшення кліматичних змін і адаптації до них
Різка зміна цін на нафту	Зброя масового знищення	Водна криза	Водна криза	Природні катастрофи	Екстремальні погодні явища
Хронічні захворювання	Міжнародний конфлікт з місцевими наслідками	Крупномасштабне насильницьке переселення	Сильні природні катастрофи	Невдача пом'якшення кліматичних змін і адаптації до них	Водна криза
Фіскальна криза	Невдача пом'якшення кліматичних змін і адаптації до них	Сильне потрясіння цін на енергію	Невдача пом'якшення кліматичних змін і адаптації до них	Водна криза	Природні катастрофи

Таблиця 1.6

Глобальні проблеми людства та глобальні ризики [25]

Сфера	Проблема / ризик
Економічна сфера	▪ дефіцит традиційних ресурсів (вичерпання природних, сировинних і традиційних енергетичних ресурсів); ▪ фінансова криза; ▪ деформація структур ринків; ▪ криза ефективності капіталовкладень; ▪ хронічне безробіття
Соціальна сфера	▪ перенаселення / депопуляція населення; ▪ старіння населення; ▪ міграція населення; ▪ поляризація доходів населення в межах однієї країни; ▪ зростання нерівності між багатими і бідними країнами; ▪ продовольча криза; ▪ ризики для здоров'я населення; ▪ безконтрольна урбанізація
Екологічна сфера	▪ зміна клімату; ▪ скорочення біорізноманіття; ▪ скорочення лісних масивів; ▪ скорочення площі родючих земель; ▪ забруднення атмосфери; ▪ утилізація і переробка відходів
	▪ вичерпання ресурсів прісної води; ▪ антропогенні катастрофи; ▪ природні катастрофи
Технологічна сфера	▪ кібератаки; ▪ колапс мереж; ▪ шахрайство з даними та їх крадіжки
Культурна сфера	▪ стандартизація цінностей за західним зразком; ▪ конфлікт цивілізацій; ▪ духовна деградація

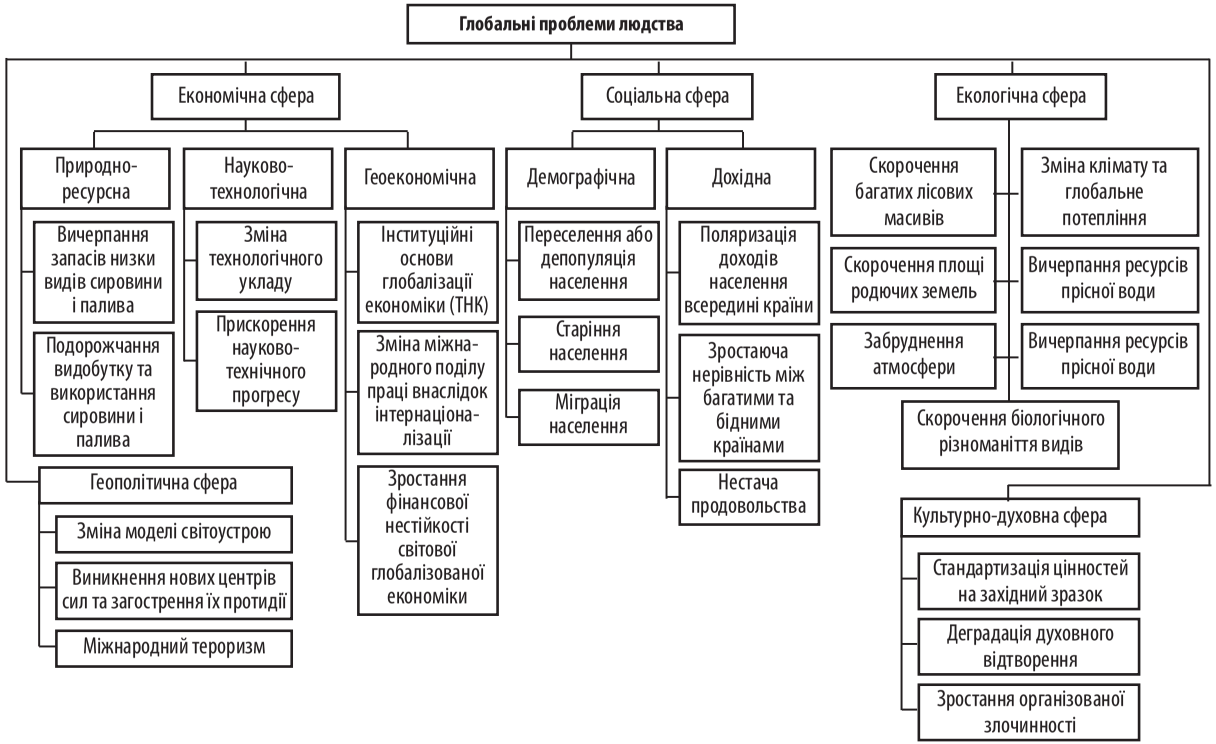


Рис. 1.4. Класифікація глобальних проблем людства [26]

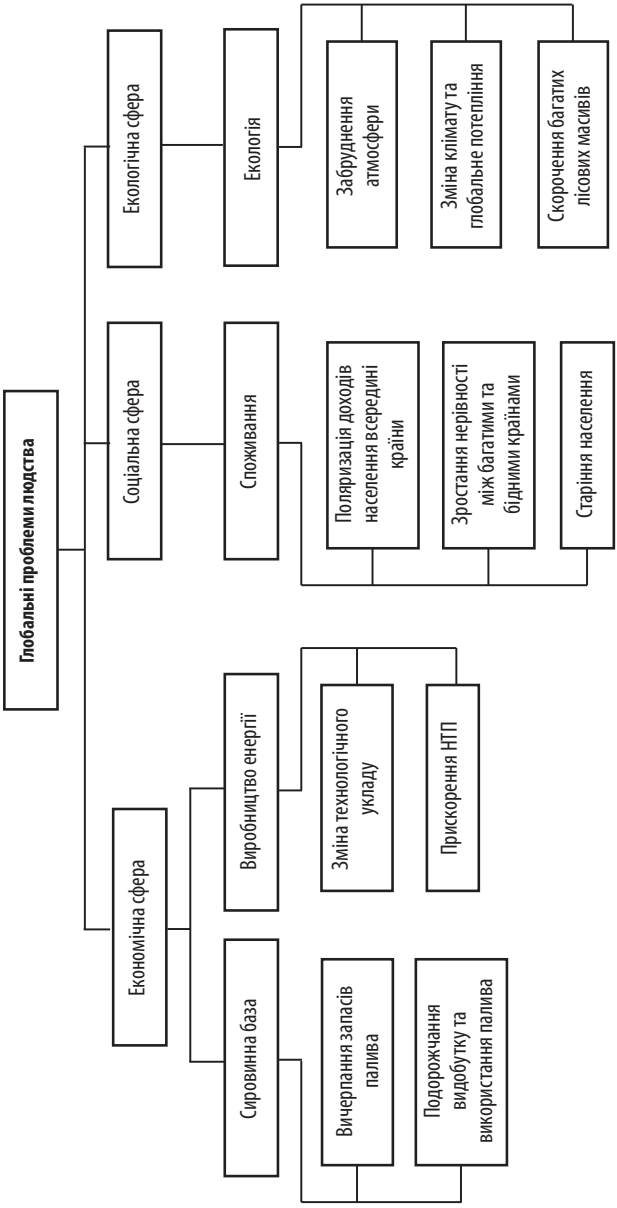


Рис. 1.5. Глобальні проблеми людства, які взаємопов'язані з екологічною сферою

Причинами планетарного енергетичного дисбалансу можуть бути безліч факторів, серед яких, наприклад, сонячна активність, парникові гази в атмосфері, вулканічна активність, загальна відбивна здатність Землі, варіації в орбітальному русі Землі навколо Сонця тощо. Головне значення має той факт, що планета не нагріватиметься або охолоджуватиметься протягом великого проміжку часу, якщо немає радіаційного впливу, що змінює енергобаланс планети [27].

Великий часовий лаг між діями й отриманими ефектами у боротьбі зі глобальним потеплінням призводять до скептицизму окремих країн світу, установ, організацій та окремих експертів щодо доцільності проведення кліматичної політики, наводячи безліч аргументів. Sceptical Science, неприбуткова організація, якою керує глобальна команда волонтерів з 25 країн світу, підсумували 197 аргументів недоцільності кліматичної політики, спростовуючи кожен з них науковими аргументами, топ-10 з яких наведено у *табл. 1.7.*

Таблиця 1.7

Топ-10 міфів про зміну клімату та їх спростування [28]

Рейтинг	Міф	Популярність міфу, %	Наукове спростування
1	2	3	4
1	Клімат змінився набагато раніше	4,3	Клімат реагує на все, що змушує його змінитися. Наразі людина є рушійною силою цих змін
2	Глобальне потепління спричинено сонячною активністю	4,2	За останні 35 років глобального потепління сонячна активність і глобальна температура рухалися різнонаправлено
3	Глобальне потепління – це непогано	3,9	Негативний вплив глобального потепління на сільське господарство, здоров'я, довкілля набагато перевищує позитивні ефекти
4	Немає консенсусу серед експертів щодо впливу людини на глобальне потепління	3,1	97 % експертів погоджуються, що антропогенна діяльність стала причиною глобального потепління

Продовження табл. 1.7

1	2	3	4
5	Наразі проходить фаза похолодання	3,1	Остання декада, з 2000 р. по 2009 р., була найтеплішою
6	Моделі кліматичних змін є ненадійними	2,9	Моделі успішно відтворюють динаміку глобальної температури з 1990 р. у наземних, повітряних та океанських масштабах
7	Температурні графіки ненадійні	2,3	Тренд потепління є однаковим в сільській та міській місцевостях, виміряний як термометрами, так і супутниками
8	Тваринний та рослинний світ можуть адаптуватися до глобального потепління	2,2	Швидке глобальне потепління спричинить масове вимирання окремих видів флори та фауни
9	Температурний рекорд вже зафіксовано в 1998 р.	1,9	У 2015 р. зафіксовано новий температурний рекорд
10	В Антарктиці, навпаки, збирається лід	1,8	Супутники зафіксували прискорене танення льодовиків в Антарктиці
…			
21	Глобальне потепління – це вплив космічного випромінювання	1,5	Космічні промені не показують зростаючої тенденції протягом останніх 30 років
29	Арктичний танення – це природний цикл	1,1	Товстий арктичний лід швидко відступає
33	Це 1500-річний природний цикл	1,0	Древні природні цикли не мають значення для недавнього глобального потепління
34	Антропогенні викиди CO_2 є лише незначним відсотком	0,9	Природний цикл додає та видаляє CO_2, щоб підтримувати рівновагу; людина додає зайвий CO_2, не видаляючи жодного
36	Водяна пара – це найпотужніший парниковий газ	0,9	Збільшення викидів CO_2 підвищує водяне випаровування в атмосферу, що значно посилює глобальне потепління

Закінчення табл. 1.7

1	2	3	4
73	Вулкани викидають більше CO_2, ніж люди	0,4	Люди викидають у 100 разів більше CO_2, ніж вулкани. Вулкани виділяють близько 0,3 млрд т CO_2/рік, це близько 1 % від антропогенних викидів CO_2, що становили 33 млрд т/рік (2017 р.)

Отже, з наукової точки зору факт антропогенного впливу на глобальне потепління в XX–XXI ст. вважається доведеним, адже ані сонячна активність, ані вулканічна активність, ані радіаційне випромінювання не мали вирішального впливу на глобальну середньорічну температуру. Домінуючим став людський фактор: зростання населення, знищення лісів і спалювання викопного палива спричинили стрімке зростання концентрації CO_2 в атмосфері [27].

У Звіті про стан клімату за 2018 р. Американського метеорологічного товариства наводяться такі дані щодо фактичних глобальних кліматичних змін (*табл. 1.8*).

Таблиця 1.8

Фактичні дані про глобальну зміну клімату у 2018 р. [29; 30]

Кліматична складова	Наслідки кліматичних змін
1	2
Викиди парникових газів	Зростання концентрації глобальних середніх значень довгоживучих парникових газів в 2018 р., у т.ч.: CO_2 – 407,4 ppm, збільшення на 2,4 ppm порівняно з 2017 р.; CH_4 – 1857,8 ppb, збільшення на 8,2 ppb порівняно з 2017 р.; N_2O – 330,9 ppb, збільшення на 1,1 ppb порівняно з 2017 р. Порівняно з 1990 р. концентрація парникових газів в атмосфері збільшилася на 17 %
Середня глобальна температура земної поверхні	Четвертий найтепліший період після 2010 р.: приблизно на 0,30…0,40 °С тепліше, ніж у середньому в 1981–2010 рр. Лише 2016 р., 2015 р. та 2017 р. були теплішими

Закінчення табл. 1.8

1	2
Вологість	Загальні тенденції вказують на збільшення водяної пари та незначне зниження відносної вологості. Значення вологості в 2018 р. були менші, ніж у 2017 р.
Тропічні циклони	У 2018 р. зафіксовано 95 штормів (за дією триваліші та сильніші), що перевищує показник 1981–2010 рр. – 82 шторми
Середня глобальна температура морської поверхні	Трохи охолола порівняно з 2017 р.; 2-й рік поспіль після рекордно теплого значення 2016 р. Північний Тихий океан потеплішав відносно 2017 р., більшість інших басейнів дещо охололи
Глобальний вміст тепла в океані	Вміст тепла в океані досяг рекордного значення у 2018 р на 700–2000 м. Триває тенденція повного потепління в 1993–2018 рр.
Глобальний рівень моря	Глобальний рівень моря рекордний у 2018 р., сьомий рік поспіль – на 8,1 см вищий у 2017 р.
Арктика	Зафіксована рекордно висока, третя за рівнем з 1900 р. річна температура повітря в Арктиці, яка продовжує зростати вдвічі швидше, ніж на решті планеті. У березні 2018 р. однорічний лід становив приблизно 77 % від загальних льодовиків порівняно з 55 % в 1980-х рр. Більш тонкий, більш молодий лід більш вразливий до танення влітку, що ще більше сприяє тенденції до зниження мінімальної протяжності льоду

Концентрація парникових газів у атмосфері зросла на 29 % та продовжує зростати (*рис. 1.6*).

Доведенням критичності цієї глобальної проблеми займається Міжурядова група зі зміни клімату (МГЕЗК), утворена Програмою ООН з навколишнього середовища та Всесвітньою метеорологічною організацією у 1989 р. У 2015 р. МГЕЗК прийняла завдання від COP21 про оцінку наслідків глобального потепління на 1,5 °С вище доіндустріального рівня і про відповідні траєкторії розвитку викидів CO_2, виконане нею у 2018 р. у виді спеціальної опублікованої доповіді [32]. За її оцінкою, антропогенна діяльність вже обумовила зростання глобаль-

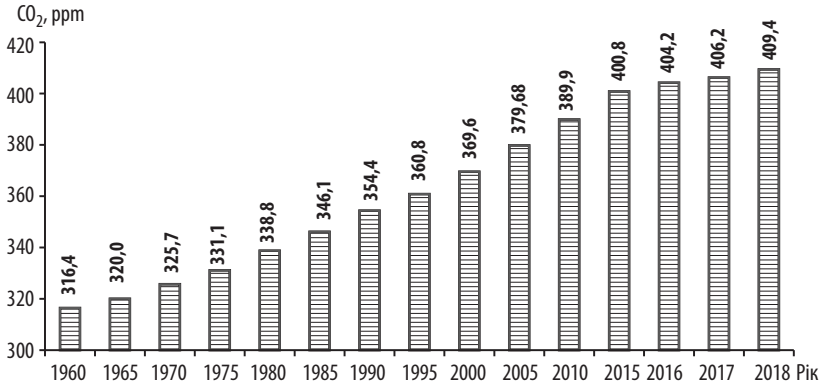


Рис. 1.6. Ретроспективна динаміка концентрації CO_2 в атмосфері за листопад у 1960–2018 рр. [31]

Примітка: глобальною ціллю людства є недопущення зростання концентрації CO_2 в атмосфері понад 480 ppm [18]

ної температури на 1 °С у 2017 р. порівняно із доіндустріальним рівнем (1850–1900 рр.) із вірогідним діапазоном від 0,8 °С до 1,2 °С. Вже накопичений обсяг CO_2 в атмосфері обумовить подальше зростання глобальної температури на 0,5 °С у наступні 2–3 десятиріччя [33].

Глобальне потепління вже спричинило невідворотні антропогенні й еконаслідки. Одним із завдань МГЕЗК було порівняти наслідки зростання глобальної температури на 2 °С та 1,5 °С до 2100 р. (*табл. 1.9*).

Таблиця 1.9

Наслідки зростання глобальної температури на 1,5 °С та 2 °С [33; 34]

Показник	1,5 °С сценарій	2,0 °С сценарій
1	2	3
Вірогідність екстремально теплої температури раз на 5 років	14 %	36 %
Танення льодовиків в Арктиці	1 на 100 років	1 на 10 років
Підвищення рівня моря до 2100 р.	0,40 м	0,46 м

Закінчення табл. 1.9

1	2	3
Хребетні, які втратять щонайменше половину ваги	4 %	8 %
Рослини, які втратять принаймні половину свого діапазону	8 %	16 %
Комахи, які втратять принаймні половину своєї популяції	6 %	18 %
Кількість поверхонь Землі, де екосистеми перемістяться в нову кліматичну зону	7 %	13 %
Площа територій арктичної вічної мерзлоти, яка буде танути	4,8 млн кв. км	6,6 млн кв. км
Подальше зниження коралових рифів	70–90 %	99 %
Скорочення морського рибальства	1,5 млн т	3 млн т

У травні 2019 р. Міжнародний союз геологічних наук заявив про планування прийняття нової геологічної епохи – антропоцену, що знаменується підвищеною людською активністю, яка характеризується загрозливим впливом людини на дику природу і відіграє домінуючу роль в екосистемі Землі. Так, ще за часів голоцену (нинішня геологічна епоха) людину було визнано безпрецедентним глобальним суперхижаком, який спричинив одне з найбільших голоценевех вимирань – шосте масове вимирання видів з часів історії Землі. Як планується, відлік нової епохи розпочнеться з 1950-х рр. та характеризується «великим прискоренням» у зв'язку з концентрацією в повітрі вуглекислого газу, метану і стратосферного озону; температурою земної поверхні, закисленням океану, виловом морської риби і скороченням тропічних лісів; збільшенням чисельності населення, будівництвом великих гребель і міжнародним туризмом, масштаби яких збільшуються в геометричній прогресії [35].

Таким чином, головною рушійною силою глобального потепління є людина, яка порушила енергетичний баланс планети, спричинивши додаткові викиди парникових газів, які природа не в змозі самостійно компенсувати та забезпечити енергетичну рівновагу. Отже, можна констатувати, що глобальні проблеми людства у сфері екології та зміни клімату є надважливими і потребують невідкладних заходів з декарбонізації світового господарства.

1.2. Міжнародні домовленості щодо забезпечення декарбонізації країн світу

Питання антропогенного впливу на глобальне потепління були актуалізовані зі створенням Міжурядової групи експертів з питань зміни клімату (МГЕЗК) у 1989 р. Вже наразі відомо, що у результаті людської діяльності глобальна температура зросла на 0,85 °С з 1880 р. по 2012 р., й переоціненою метою людства є обмеження зростання глобальної температури на 1,5 °С до 2100 р. порівняно із доіндустріальним рівнем (1900 р.) [36].

Хронологію становлення та розвитку міжнародних домовленостей щодо пом'якшення зміни клімату на міжнародному рівні наведено в *табл. 1.10.*

Із часу визнання значущості проблеми декарбонізації економіки світова спільнота пройшла три етапи у її вирішенні шляхом укладання та реалізації міжнародних домовленостей країн світу:

1) підготовчий (1992–2004 рр.), що пов'язаний із прийняттям Рамкової конвенції ООН про зміну клімату (РКЗК ООН), яка встановила керівні принципи дії у боротьбі із зміною клімату, та Кіотського протоколу;
2) реалізація Кіотського протоколу (2005–2020 рр.), у тому числі: (а) підготовчий етап (2005 р.); (б) перший етап реалізації (2006–2012 рр.); (в) другий етап реалізації (2013–2020 рр.);
3) впровадження та реалізація Паризької угоди (2015–…. рр.), у тому числі: (а) підготовчий етап (2015–2020 рр.); (б) етап реалізації (2020–… рр.).

Таким чином, на цей час у світі діють 3 міжнародні договори, які визначають зобов'язання сторін-підписантів, щодо досягнення цілей декарбонізації економіки: РКЗК ООН 1994 р., Кіотський протокол 1997 р. (включаючи Дохійську поправку до нього 2012 р.) та Паризька угода 2015 р.

Таблиця 1.10

Хронологія становлення та розвитку міжнародних домовленостей щодо пом'якшення зміни клімату на міжнародному рівні [37]

Період	Подія
1	2
1989 р.	Всесвітня метеорологічна організація та Програма ООН з навколишнього середовища створюють Міжурядову групу експертів з питань зміни клімату – МГЕЗК. Наразі оцінка МГЕЗК є науковою основою міжнародних переговорів
Листопад 1990 р.	МГЕЗК випускає перший звіт про оцінку, в якому говориться, що «викиди внаслідок людської діяльності значно збільшують концентрацію парникових газів в атмосфері», що призводить до закликів МГЕЗК та другої світової кліматичної конференції щодо глобального договору
Грудень 1990 р.	Генеральна Асамблея ООН створює Міжурядовий комітет з ведення переговорів для РКЗК ООН, який визначив зобов'язання, цілі та графіки скорочення викидів, фінансові механізми, передачу технологій та «спільні, але диференційовані» обов'язки розвинених країн і країн, що розвиваються
Травень 1992 р.	Текст РКЗК ООН прийнятий у Центральних установах ООН у Нью-Йорку
Червень 1992 р.	РКЗК ООН відкрита для підписання на Саміті Землі в м. Ріо-де-Жанейро, об'єднуючи світ разом, щоб стримати викиди парникових газів і адаптуватися до зміни клімату. РКЗК ООН має дві сестринні конвенції – Конвенцію ООН про біологічне різноманіття та Конвенцію про боротьбу з опустелюванням
Березень 1994 р.	РКЗК ООН набуває чинності. З того часу 198 країн, відомі як «Сторони», щорічно збираються на Конференції Сторін (COP) для проведення переговорів щодо багатосторонніх відповідей на питання зміни клімату
Квітень 1995 р.	Проходить перша Конференції Сторін (COP1), де Сторони погоджуються, що зобов'язання в Конвенції є «неадекватними» для досягнення цілей Конвенції. Берлінський мандат встановлює процес переговорів щодо посилених зобов'язань для розвинутих країн, таким чином закладаючи основи для Кіотського протоколу
Грудень 1997 р.	COP3 досягає історичної віхи з прийняттям Кіотського протоколу, першого у світі договору про скорочення викидів парникових газів
Липень 2001 р.	На COP6 уряди досягли широкої політичної домовленості щодо оперативних правил Кіотського протоколу 1997 р.

Продовження табл. 1.10

1	2
Листопад 2001 р.	На COP7 підписується Марракеська угода, що створюють основу для ратифікації Кіотського протоколу. Це дозволило формалізувати Угоду про правила функціонування міжнародної торгівлі викидами, Механізм чистого розвитку та Механізм спільного впровадження, а також режим дотримання та процедури обліку викидів
Лютий 2005 р.	Набуває чинності Кіотський протокол
Січень 2005 р.	Запроваджується Схема торгівлі викидами ЄС, як перша і найбільша схема торгівлі викидами в світі. Об'єкти, які регулюються цією схемою, разом несуть відповідальність за майже половину викидів CO2 у ЄС
Січень 2006 р.	Механізм чистого розвитку, ключовий механізм Кіотського протоколу, відкривається для бізнесу
Січень 2008 р.	Відкривається механізм Кіотського протоколу спільного впровадження. Це дозволяє країні, яка має зобов'язання щодо скорочення викидів або обмеження викидів, отримувати одиниці скорочення викидів (ОСВ) від проєкту зменшення викидів або видалення викидів в іншій країні з подібними зобов'язаннями
Грудень 2008 р.	На COP14 у м. Познань (Польща) започатковується Адаптаційний фонд у рамках Кіотського протоколу та Познанська стратегічна програма з передачі технологій
Грудень 2009 р.	На COP15 підписується Копенгагенська угода, за якою розвинені країни зобов'язуються до швидкого фінансування 30 млрд дол. США у 2010–2012 рр.
Грудень 2010 р.	На COP16 відбулося укладення Канкунських угод, всеохоплюючого пакета документів для надання допомоги країнам, що розвиваються, у вирішенні проблеми зміни клімату. Створено Зелений кліматичний фонд, технологічний механізм і Канкунський механізм адаптації
Грудень 2011 р.	Запроваджується особлива ініціатива РКЗК ООН «Імпульс змін» про інноваційні та трансформаційні кліматичні заходи, що відбуваються в усьому світі
Грудень 2012 р.	ООН заохочує уряди ратифікувати зміни, які стосуються другого періоду зобов'язань Кіотського протоколу до 2020 року. Для його пролонгації на період 2013–2020 рр. приймається Дохійська поправка
Листопад 2013 р.	COP19 виробляє варшавські результати, включаючи правила щодо скорочення викидів від вирубки лісів і деградації лісів, а також механізм подолання втрат і збитків, спричинених довгостроковими наслідками зміни клімату

Закінчення табл. 1.10

1	2
Грудень 2015 р.	COP21 – 12 грудня 2015 року 195 країн погодилися боротися зі зміною клімату та розв'язати дії та інвестиції у напрямку низьковуглецевого та сталого майбутнього. Узгоджується текст Паризької угоди, яка приводить всі країни до спільної мети на основі їх історичних, поточних і майбутніх обов'язків
Листопад 2016 р.	COP22 успішно продемонструвала світові, що реалізація Паризької угоди триває, і започаткувала Марракеське партнерство з кліматичних дій
Грудень 2018 р.	У Польщі уряди приймають набір керівних принципів для реалізації Паризької угоди 2015 р. Погоджений «Пакет кліматичних процесів у Катовіце» втілює режим зміни клімату, що міститься у Паризькому договорі, сприяє міжнародному співробітництву та заохочує більші амбіції
Вересень 2019 р.	Генеральний секретар ООН Антоніо Гутерріш проведе в Нью-Йорку саміт. Саміт відбувається рівно за рік до того, як країни мають намір посилити свої національні кліматичні зобов'язання за Паризькою угодою
Грудень 2019 р.	НА COP25 у Мадриді очікується прийняття механізмів реалізації Паризької угоди

Першим та основним міжнародним екологічним договором є РКЗК ООН, мета якого полягає у стабілізації концентрацій парникових газів в атмосфері на такому рівні, який не допускав би небезпечного антропогенного впливу на кліматичну систему, що не ставить під загрозу виробництво продовольства і сприятиме забезпеченню подальшого економічного розвитку на стійкій основі [38]. З початку її підписали 157 учасників, однак станом на серпень 2018 р. до РКЗК ООН приєдналися всі 198 країн світу [39].

Перелік заяв у преамбулі РКЗК ООН засвідчує досягнення узгодженого впливу на динаміку глобальних викидів парникових газів розвинених країн і країн, що розвиваються, при збереженні тенденції до соціально-економічного розвитку [38], зокрема:

- зміна клімату Землі і її несприятливі наслідки є предметом спільного занепокоєння людства;
- найбільша частка глобальних викидів парникових газів у минулому і сьогодні припадає на розвинуті країни;

- частка глобальних викидів, що здійснюються в країнах, які розвиваються, зростатиме відповідно до зростання їх соціальних потреб і потреб розвитку;
- враховуються роль і важливість у наземних і морських екосистемах поглиначів і накопичувачів парникових газів;
- держави мають суверенне право регулювати свої власні ресурси;
- держави несуть відповідальність за незавдання шкоди оточуючому середовищу інших держав;
- стандарти деяких держав можуть бути несумісними і необґрунтованими з точки зору економічних і соціальних витрат інших держав, зокрема країн, що розвиваються;
- заходи із реагування на зміну клімату мають бути скоординовані із загальним комплексом заходів соціально-економічному розвитку з метою запобігання несприятливому впливу на нього з повним урахуванням законних пріоритетних потреб країн, що розвиваються, у справі досягнення стійкого економічного зростання і подолання зубожіння;
- енергоспоживання в країнах, що розвиваються, повинно зростати з урахуванням можливостей досягнення більш високої енергоефективності та боротьби з викидами парникових газів у цілому.

РКЗК ООН вводить в обіг ряд ключових термінів, які є базисом декарбонізації економіки (*табл. 1.11*).

Таблиця 1.11

Термінологічний базис декарбонізації економіки за РКЗК ООН [38]

Термін	Визначення
1	2
Викиди	Емісія парникових газів і/або їх прекурсорів в атмосферу над конкретним районом і за конкретний період часу
Парникові гази	Газоподібні складові атмосфери – як природного, так і антропогенного походження, – які поглинають і перевипромінюють інфрачервоне випромінювання

Закінчення табл. 1.11

1	2
Нагромаджувач	Компонент або компоненти кліматичної системи, в яких відбувається нагромадження парникового газу або прекурсора парникового газу
Поглинач	Будь-який процес, вид діяльності або механізм, який адсорбує парниковий газ, аерозоль або прекурсор парникового газу із атмосфери
Джерело	Будь-який процес або вид діяльності, в результаті якого в атмосферу проникають парниковий газ, аерозоль чи прекурсор парникового газу

РКЗК ООН встановила керівні принципи у боротьбі із зміною клімату, зокрема, ст. 3 визначено такі [38]:

- справедливість і загальна, але диференційована, відповідальність;
- вирішальна роль розвинених країн;
- врахування специфіки розвитку країн, що розвиваються;
- превентивність;
- просування до сталого розвитку;
- співробітництво.

При цьому головним із принципів вважається перший, що обумовлює поділ сторін-підписантів РКЗК ООН на 3 групи [38]:

1 група (додаток I до РК ЗК ООН) – розвинуті країни та деякі країни, що розвиваються. Ці країни мають кількісні зобов'язання із скорочення викидів парникових газів та повинні прийняти до 2000 р. комплекс відповідних заходів щодо їх скорочення до рівня 1990 р. [38]. Станом на серпень 2018 р. до цієї групи входить 43 країни, у тому числі ЄС в цілому та Україна [39];

2 група (додаток II до РКЗК ООН) – виключно 25 розвинутих країни (є також учасниками 1 групи), які мають надавати фінансову та технічну підтримку іншим учасникам, а також сприяти передачі екологічно безпечних технологій та ноу-хау. До цієї групи увійшли такі країни, як: Австралія, Велика Британія, США, Японія, ЄС як окрема сторона, але не всі його країни, тощо;

3 група (країни, що ратифікували РКЗК ООН, але не включені в жодний з додатків до неї) – країни, які розвиваються, та найменш розвинуті країни, які мають право на підтримку зі сторони країн 2 групи для подолання особливо негативних наслідків зміни клімату та покриття витрат на адаптацію до цих негативних наслідків (156 країн, у тому числі Китай та Індія).

Відповідно до цього угрупування розподілилися міжнародні зобов'язання країн – учасниць РК ЗК ООН (*табл. 1.12*).

Таблиця 1.12

Міжнародні зобов'язання за групами країн – учасниць за РКЗК ООН [38]

Усі країни	Країни 1 групи	Країни 2 групи
Введення національних кадастрів викидів, джерел і абсорбції парникових газів. Розробка та впровадження національних і регіональних програм пом'якшення наслідків зміни клімату. Сприяння і співпраця у: а) підготовці і реалізації заходів та адаптації до пом'якшення наслідків зміни клімату; б) раціональному використанні поглиначів та накопичувачів; в) наукових, науково-технічних і соціально-економічних дослідженнях; г) освіті, підготовці кадрів і просвіті населення	Проведення національної політики і реалізація заходів щодо скорочення викидів парникових газів. Звітність на періодичній основі про результати проведеної національної політики	Надання фінансових ресурсів для покриття погоджених витрат сторонам, що розвиваються. Надання допомоги країнам, що розвиваються, і особливо таким, що потерпають від негативних наслідків зміни клімату. Здійснення практичних кроків для заохочення, полегшення і фінансування передачі екологічно безпечних технологій та ноу-хау або доступу до них інших сторін

Згідно з п. 7 ст. 4 РКЗК ООН ступінь ефективності її виконання залежатиме від ефективного виконання країнами 2-ї групи своїх

зобов'язань, пов'язаних із фінансовими ресурсами і передачею технології, при чому повною мірою враховуватиметься той факт, що економічний і соціальний розвиток, а також подолання зубожіння є головними і домінуючими пріоритетами країн, що розвиваються [38].

Запроваджений РКЗК ООН фінансовий механізм передбачає справедливу і збалансовану представленість усіх країн у рамках відкритої системи управління [38]. Фінансування заходів щодо пом'якшення зміни клімату здійснюється через Глобальний екологічний фонд, який є підзвітним Конференції Сторін РКЗК ООН [40].

Однак РК ЗК ООН хоча і є системоутворюючим документом, але зобов'язання в ньому носять абстрактний характер і орієнтовані переважно на розвинені країни [41]. Означене потребувало її конкретизації у інших міжнародних договорах.

Другим етапом розвитку міжнародних домовленостей щодо декарбонізації економіки було прийняття та імплементація Кіотського протоколу (КП), який також має статус міжнародної угоди, додаткової до РКЗК ООН. Станом на серпень 2018 р. до цього договору приєдналися 193 країни світу [39], 39 з яких взяли на себе зобов'язання щодо кількісного скорочення викидів CO_2 (у тому числі й Україна) [42]. Однак США хоча формально приєдналася, проте не ратифікувала його як частину національного законодавства, а Канада навіть не підписувала. Відсутність міжнародних зобов'язань у таких крупних емітентів різко загальмувала досягнення глобальної цілі у боротьбі із зміною клімату.

Додатком А до КП було чітко визначено [42]:

- перелік парникових газів, а саме: двоокис вуглецю (CO_2), метан (CH_4), закис азоту (N_2O), гідрофторвуглеці (ГФВ), перфторвуглеці (ПФВ), гексафторид сірки (SF_6));
- а також найбільших джерел їх походження, серед яких промисловими є: енергетика, спалювання палива (енергетична промисловість, обробна промисловість), витік під час видобутку та транспортування пального, промислові процеси (гірничодобувна промисловість, хімічна промисловість металургія та ме-

талообробка, інші виробництва, виробництво галогенізованих вуглецевих сполук і гексафториду сірки, використання галогенізованих вуглецевих сполук і гексафториду сірки, інше).

КП зобов'язала розвинуті країни та країни з перехідною економікою скоротити або стабілізувати викиди парникових газів у 2008–2012 рр. до рівня 1990 р. [42]. Згідно з КП країни-учасниці повинні були обмежити або знизити обсяг викидів ПГ в середньому на 5 % відносно рівня 1990 р. [41]. При цьому Україні, РФ і Новій Зеландії було дозволено не знижувати, а хоча б не збільшувати обсяг викидів ПГ порівняно з 1990 р. У той час як Австралія, Ісландія та Норвегія отримали право на зростання викидів CO_2 на 8 %, 10 % та 1 % відповідно [42].

У ст. 2 КП було визначено напрями скорочення викидів парникових газів, серед яких [42]:

- підвищення ефективності використання енергії;
- охорона та поліпшення якості поглиначів і накопичувачів;
- заохочення форм сталого та раціонального ведення сільського господарства;
- проведення досліджень, розробка, сприяння широкому використанню та впровадженню нових і відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), технологій поглинання двоокису вуглецю та провідних сучасних екологічно безпечних технологій;
- поступове скорочення або усунення ринкових диспропорцій, фіскальних стимулів, звільнення від податків та мита, і субсидій, що суперечать цілям РКЗК ООН, в усіх галузях, які є джерелами викидів парникових газів, і застосування ринкових механізмів;
- заохочення належних реформ з метою сприяння реалізації політики та заходів обмеження або скорочення викидів парникових газів;
- заходи з обмеження та/або скорочення викидів парникових газів у транспортній галузі;

- обмеження та/або скорочення викидів метану шляхом рекуперації та його повторного використання у процесі видалення відходів, а також у виробництві, транспортуванні та розподілі енергії.

Реалізація КП була заснована на тому, що ефект від скорочення парникових викидів для глобального навколишнього середовища однаковий та не залежить від того, де відбуватиметься таке скорочення, для чого були запроваджені три механізми гнучкості (*табл. 1.13*), які спрямовані на забезпечення ефективної взаємодії та співпраці між країнами.

Таблиця 1.13

Механізми реалізації Кіотського протоколу [41–43]

Механізм чистого розвитку	Торгівля квотами на викиди парникових газів	Механізм спільного впровадження
1	2	3
Ст. 12 КП	Ст. 6 КП	Ст. 4 КП
для країн 3 групи за РКЗК ООН	для країн 1 групи за РКЗК ООН	
Спрямований на впровадження проєктів між країною з розвинутою економікою і країною, що розвивається, який забезпечує країну, що розвивається, фінансуванням і технологіями для сталого розвитку та допомагає країні з розвинутою економікою виконати зобов'язання зі зниження викидів	Передбачає створення так званого вуглецевого ринку, який передбачає прямий продаж викидів від однієї індустріалізованої країни до іншої	Передбачає співпрацю між двома індустріалізованими країнами
Країни, що мають зобов'язання за КП, отримують сертифіковані кредити на скорочення викидів при фінансуванні проєктів, пов'язаних зі скороченням викидів в країнах, що не мають зобов'язань за КП.	Певним джерелам надаються дозволи на викиди певної кількості тонн забруднювачів. Власники цих дозволів можуть, користуючись ними, викидати дозволену кількість	Країна, що має кількісні зобов'язання, може профінансувати проєкти зі скорочення викидів парникових газів в іншій країні, яка теж має кількісні зобов'язання. Отримані в результаті реалі-

Закінчення табл. 1.13

1	2	3
Скорочення викидів, досягнутих завдяки таким проєктам країни, які не мають кількісних зобов'язань, можуть використовуватися країнами, які мають зобов'язання в рахунок виконання ними своїх зобов'язань	забруднюючих речовин або, знизивши обсяг власних викидів, продати ці дозволи	зації таких проєктів «одиниці скорочення викидів» можутьбути передані країні, що інвестує, в залік її зобов'язань

Розрив в економічному розвитку окремих країн мав би стати основою для взаємовигідного співробітництва з іншими країнами у формі впровадження «зелених» проєктів, їх фінансування або торгівлі квотами на викиди [41].

У результаті із 39 країн, які мали кількісні показники скорочення викидів CO_2 за КП, виконали ці зобов'язання 20, тоді як 14 країн світу поза списком КП скоротили свої викиди без зобов'язань (*рис. 1.7*).

Рис. 1.7. Частка країн – учасниць КП у світових викидах CO_2 [44]

Україна в рамках реалізації першого періоду КП отримала за проєктами спільного впровадження 470 млн євро: 440 млн євро від Японії та 30 млн євро від Іспанії, – які призначалися здебільшого на реалізацію екологічних проєктів суб'єктів соціальної інфраструктури. Однак

до 2016 р. формально використала 76 % від цієї суми [45]. Корупційна складова в реалізації проєктів, спрямованих на зниження викидів парникових газів за «кіотські кошти», дискредитувала Україну в очах світового співтовариства. Означене утруднило подальшу участь України у механізмах КП.

Отже, кіотські механізми, хоча і стали першим кроком до глобалізації транснаціонального інвестування у декарбонізацію економіки, проте не принесли суттєвої добавки інвестицій. Водночас КП ще більше ускладнив і дисгармонізував систему мотивації і стимулювання декарбонізації економіки. КП не зміг стати дійсно транснаціональним і виконати глобальну мету зі встановлення фінансової відповідальності за викиди вуглецю та інвестування декарбонізації економіки [43]. Головним прорахунком КП став диференційований підхід до країн стосовно зобов'язань зі зменшення викидів: без зобов'язань опинилися 156 країн що розвиваються, на які припадало 59 % викидів CO_2 [44].

У грудні 2012 р. на COP23 була прийнята Дохійська поправка до Кіотського протоколу, яка пролонгувала його дію на другий період – 2013–2020 рр. Поправка встановила нові цілі скорочення викидів парникових газів другого періоду зобов'язань. Наразі цей документ підписали 134 країни світу [46]. Однак вступить у дію ця поправка, якщо 144 Сторони або 3/4 Сторін КП подасть свої документи про прийняття до Депозитарію. Отже, зараз не вистачає ще 10 ратифікацій для набрання її чинності.

Водночас, керуючись п. 2 ст. 4 КП, країни ЄС та Ісландія підтвердили свої зобов'язання на реалізацію зобов'язань 2-го етапу КП до вступу Дохійської поправки в дію. ЄС, як інтеграційне об'єднання в цілому, та окремі країни – її члени зобов'язалися в 2013–2020 рр. скоротити власні викиди до 80 % від рівня 1990 р. (порівняно із першим періодом КП, у другому період ЄС прагне скоротити власні викиди ще на 12 %) [46]. Таким чином, другий етап КП фактично реалізується лише в 29 країнах світу.

Також міжнародна спільнота різко розкритикувала Україну за хід виконання її зобов'язань за першим етапом КП: «коли більшість країн

намагаються скорочувати викиди або зупиняти їхнє зростання, Україна планує збільшити обсяг викидів на 90 %», що призвело до запровадження обмежуючих правил [47].

Для приєднання до Дохійської поправки Україні були висунуті вимоги скоротити обсяг викидів до 58 % у 2020 р. від рівня 1990 р., заборона на використання надлишку квот першого періоду КП та анулювання всіх квот на викиди, що перевищують цей рівень. Якщо протягом 2015–2020 рр. Україна перевищить середній рівень викидів за 2008–2010 рр., вона буде змушена компенсувати цей надлишок за допомогою механізмів гнучкості КП (наприклад, купити квоти на викиди у інших країн) [47].

Отже, другий етап КП залишився здебільшого нереалізованим у більшості країн світу.

На Конференції Сторін (COP21) у 2015 р. розпочато третій етап у боротьбі людства зі зміною клімату. Підписана за результатами Конференції Паризька угода (ПУ) стала третім міжнародним договором, також додатковим до РКЗК ООН, яка покликана замінити КП та досягти амбітних і збалансованих цілей у напряму пом'якшення наслідків глобального потепління. Визначені у ст. 2 ПУ цілі [48], спрямовані на зміцнення глобального реагування на загрозу зміни клімату в контексті сталого розвитку та зусиль з викорінення бідності, у тому числі шляхом:

а) утримання зростання глобальної середньої температури значно нижче 2 °С понад доіндустріальні рівні і докладання зусиль з метою обмеження зростання температури до 1,5 °С понад доіндустріальні рівні, визнаючи, що це суттєво знизить ризики та наслідки зміни клімату;

б) підвищення здатності адаптуватися до несприятливих наслідків зміни клімату, а також сприяння опірності до зміни клімату та декарбонізації економіки таким чином, щоб не ставити під загрозу виробництво продовольства;

с) забезпечення узгодженості фінансових потоків із напрямом низьковуглецевого й опірного до зміни клімату розвитку.

Пізніше у звіті МГЕЗК за 2018 р. було доведено, що утримання глобального потепління на рівні 1,5…2 °С потребує невідкладного скорочення антропогенних викидів CO_2 та інших парникових газів в атмосферу та повного їх усунення до 2050 р. [36] По суті це означає перехід на 100 % відновлюваної енергетики [49].

Використаний ПУ підхід «знизу-вгору» дозволив покрити міжнародними зобов'язаннями до 97 % глобальних викидів парникових газів, у той час як КП, який формувався за принципом «згори-донизу», на першому етапі охоплював зобов'язаннями лише 40 % глобальних викидів, а на другому – лише 15 % [49].

Наразі ПУ підписали 197 країн світу, не ратифікували її 16, серед яких Росія, Киргизстан, Узбекистан, Туреччина, Іран та Ірак тощо [39]. Окрім цього, США, які ратифікували ПУ у 2016 р., офіційно заявили про вихід із неї [51; 52].

Практична реалізація ПУ почнеться з 2020 р. При цьому необхідна умова до її впровадження вже успішно виконана: на країни, які її ратифікували, припадає 83 % (68 % без США) світових викидів парникових газів (тоді як мінімальний поріг становив 55 країн та 55 % світових викидів) [39; 44].

Для реалізації ПУ країни-учасниці визначають свої вклади в досягнення декларованої загальної мети в індивідуальному порядку, переглядають їх кожні 5 років. Перший такий звіт країни мають надати вже у 2023 р. Участь кожної окремої країни у досягненні світової мети визначається індивідуально і добровільно та встановлюється згідно з поданими нею передбачуваними, що визначаються на національному рівні, вкладами («intended nationally determined contributions» – INDC), які можуть включати [53]:

- плани (цілі) зі скорочення викидів парникових газів (обов'язково);
- плани з надання фінансової та технологічної допомоги (добровільно);
- плани з адаптації (добровільно).

До реєстру ООН внесено 162 INDC 189 країнами-учасницями (ЄС, окрім Франції, представив спільний внесок інтеграційної об'єднання). Тільки 7 країн світу не представили INDC, зокрема: Узбекистан, Лівія, Сирія, Палестина, Нікарагуа, Тимор-Лешті та Пакистан [53].

Міжнародні зобов'язання щодо скорочення викидів парникових газів включають заходи щодо пом'якшення зміни клімату та адаптації до неї. Кожна країна індивідуально обирає сектори суспільного господарювання, в яких вона проводитиме кліматичну політику (*табл. 1.14*).

Таблиця 1.14

Сектори національного господарства, включені до INDC окремими країнами світу [53]

Сектор	Кількість країн	Сектор	Кількість країн
Пом'якшення зміни клімату		Адаптації до зміни клімату	
Енергетика	154	Сільське господарство	108
Транспорт	111	Довкілля	106
Сільське господарство	93	Прибережні зони	61
Лісове господарство	117	Вода	99
Поводження з відходами	108	Здоров'я	73
Промисловість	77	Стихійні наслідки	78

В INDC країн світу найбільша питома вага у пом'якшенні зміни клімату відводиться енергетиці, а в адаптації до зміни клімату – сільському господарству.

Для досягнення мети ПУ та виконання INDC учасники мають [48; 50]:

- до 2020 р. розробити національні стратегії переходу на «зелені» та низьковуглецеві технології. Наразі тільки 12 країн світу, у тому числі й Україна, представили власні стратегії [53];
- щорічно виділяти в Зелений кліматичний фонд (Green Climate Fund, GCF) 100 млрд дол. США для допомоги малорозвиненим і найбільш уразливим країнам. Після 2025 р. ця сума має бути

переглянута в сторону збільшення «з урахуванням потреб і пріоритетів країн, що розвиваються». Кошти до GCF надходитимуть в основному з розвинених країн;

- запровадити Адаптаційний фонд та Фонд для найменш розвинених країн.

Водночас ПУ ще не визначені механізми контролю та юридичної відповідальності за виконання зобов'язань країн [50]. Ці питання мають стати предметом проведення COP25 у Мадриді в грудні 2019 р. та є ключовими для початку виконання ПУ.

Узагальнено міжнародні зобов'язання країн світу щодо забезпечення декарбонізації економіки наведено в *табл. 1.15*. Серед наведених країн тільки Україна, Росія та ЄС виконали свої зобов'язання за КП, тоді як США перевищили встановлений ліміт викидів CO_2 у 2012 р. на 2 %, Японія – на 18 %, Канада – на 29 %. Прийняті зобов'язання за ПУ передбачають вже певний запас міцності. Так, тільки у Бразилії та Канади викиди CO_2 за 2017 р. є вищими, ніж у базовому періоді, тоді як в Японії – вже нижче на 8 %, у США – на 14 %, а в ЄС – на 20 %. Означене спрощує їм досягнення встановленої цілі та оберігає від додаткових витрат за понаднормативні викиди.

Україна ж занизила свою кліматичну ціль майже вдвічі. Викиди CO_2 у 2017 р. становили 25 %, та передбачено їх зростання до 40 % від базового року.

Питання посилення кліматичних амбіцій є критичним, адже згідно з МГЕЗК, враховуючи нинішні тренди викидів CO_2, світ впевнено рухається до потепління більш ніж на 3 °С вже у цьому столітті. У вересні 2019 р. в Нью-Йорку було проведено саміт, на якому Генеральний Секретар ООН закликав переглянути та підготувати оновлені INDC країнами світу до COP25, яка має пройти 2–13 грудня 2019 р. в Мадриді. Головним очікуванням майбутньої Конференції Сторін є прийняття також механізмів і контролю реалізації ПУ.

ЄС прагне бути світовим лідером у боротьбі із зміною кліматом. Наразі регуляторна база ЄС у сфері забезпечення декарбонізації складається з 3 основних нормативно-правових актів [58]:

Таблиця 1.15

Міжнародні зобов'язання окремих країн світу щодо забезпечення декарбонізації економіки [42; 53; 55]

Країна	Фактичний обсяг викидів CO2, млрд т				Зобов'язання за КП, % від базового року		Зміст INDC	Зобов'язання за ПУ, % від базового року	
	1990[1] р.	2005 р.	2012[3] р.	2017 р.	Прийняті	Виконані у 2012 р.		Прийняті	Виконані у 2017 р.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Китай	2,12	5,45[2]	8,87	9,30	Б/З	418	Досягти піку викидів CO_2 до 2030 р. та прикласти зусилля для досягнення більш раннього піку. Скоротити викиди CO_2 на одиницю ВВП на 60–65 % порівняно із 2005 р. (фактичне значення викидів CO_2 на одиницю ВВП у 2005 р. склало 0,72 кг CO_2/т н е., у 2017 р. – 0,44 кгCO_2/т н.е.)	60-65	61
США	4,80	5,70[2]	4,90	4,90	93	102	Скоротити викиди CO2 на 26–28 % у 2025 р. порівняно із 2005 р.	-26	-14
ЄС-28	4,022	3,92	3,44	3,21	92	86	Скоротити викиди парникових газів на 40 % у 2030 р. порівняно із 1990 р.	-40	-20
Росія	2,16	1,48	1,61	1,54	100	75	Не затверджені	-	-
Японія	1,04	1,17	1,23[2]	1,13	94	118	Скоротити викиди парникових газів на 26 % в 2030 фін. р. порівняно із 2013 фін. р.	-26	-8

Закінчення табл. 1.15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Канада	0,42	0,542	0,54	0,55	94	129	Скоротити викиди парникових газів на 30 % в 2030 р. порівняно із 2005 р.	-30	2
Бразилія	0,18	0,31[2]	0,42	0,43	Б/З	233	Скоротити викиди парникових газів на 37 % у 2025 р. порівняно із 2005 р.	-37	39
Україна	0,692	0,29	0,27	0,17	100	39	Не перевищувати 60 % викидів парникових газів в 2030 р. та 50 % в 2050 р. порівняно із 1990 р.	-40	-75

Примітка:

[1] – базовий рік для визначення зобов'язань за КП;

[2] – базовий рік для визначення зобов'язань за ПУ;

[3] – рік завершення першого етапу КП;

Б/З – зобов'язання за міжнародним договором не визначені

1) Директиви 2003/87/ЕС від 13.10.2003 про встановлення схеми торгівлі квотами на викиди парникових газів у межах Співтовариства, у тому числі з поправками, внесеними Директивою 2018/410 від 14.03.2018 в цілях реалізації 4-го етапу EU ETS;

2) Регламенту 2018/842 від 30.05.2018 про обов'язкові щорічні скорочення викидів парникових газів державами-членами з 2021 по 2030 рр., що сприяють протидії зміні клімату для виконання зобов'язань відповідно до Паризької угоди;

3) Регламенту 2018/1999 від 11.12.2018 з питань управління Енергетичним союзом та кліматичними діями (є частиною Четвертого енергетичного пакета).

Ці нормативно-правові акти є узагальнювальними, окремі положення яких мають детальне пояснення за окремими директивами та регламентами [58].

Започатковано вектор декарбонізації економіки ЄС сформовано з прийняттям Директиви 2003/87/ЕС, яка фактично утворила вуглецевий ринок ЄС, запровадивши першу у світі систему торгівлі викидами парникових газів (EU Emissions Trading System – EU ETS). Ця система наразі працює за принципом cap-and-trade («обмеження і торгівлі»): уряд країни встановлює верхній ліміт на загальний обсяг викидів в одному або декількох секторах економіки, а компанії в цих секторах повинні отримати дозволи на кожну одиницю викидів, до яких призводить їх господарча діяльність.

Надалі ці дозволи обертаються на вуглецевому ринку учасниками, якого є держава та інші компанії, які мають відповідні дозволи [59; 60].

Принципово важливим є те, що EU ETS було впроваджено в ЄС до вступу в КП, механізми якого вона згодом інкорпорувала.

Наразі EU ETS покриває 45 % викидів парникових газів ЄС та поширюється на 31 країну, у тому числі 28 країн-членів, а також на Ісландію, Ліхтенштейн та Норвегію, сумарно на які припадає 20 % світового ВВП та 11 % світових викидів CO_2 [61].

Механізми EU ETS, впроваджені Директивою 2003/87/ЕС, спрямовані не на загальнонаціональний рівень, а на мікрорівень держав – членів ЄС, визначаючи перелік крупних і середніх промислових підприємств, які мають отримувати дозвіл на викиди парникових газів (ст. 4 та додаток 1 Директиви), серед яких [62]:

- енергетична діяльність (спалювальні установки, нафтопереробні заводи, коксові печі);
- металургійна промисловість (металеві руди (включаючи сульфідні руди), установки для випалу або спікання; виробництва чавуну чи сталі (первинне або вторинне плавлення), виробництво та переробка чорних і кольорових металів, первинне та вторинне виробництво алюмінію);
- мінеральна промисловість (виробництва цементного клінкеру або вапна в обертових печах, виготовлення скла, включаючи скловолокно, виготовлення керамічних виробів шляхом випалу, сушка або прожарювання гіпсу);
- целюлозно-паперова промисловість;
- хімічна промисловість (виробництво азотної кислоти, адипінової кислоти, гліоксалу, золи кальцинованої і гідрокарбонату натрію тощо);
- інші види діяльності (у т. ч. уловлювання, транспортування та зберігання парникових газів).

У 2017 р. за цією схемою були видані ліміти на викиди CO_2 для 11 936 промислових об'єктів в ЄС, наведені у *табл. 1.16*.

Купівля-продаж необхідних квот на викиди CO2 за EU ETS можлива за трьома способами [62]:

- компенсації – кредити за скорочення викидів за межами EU ETS;
- безкоштовне розподілення – розподіл дозволів між державами-членами. На 1 і 2 фазах EU ETS такий розподіл відбувався на основі історичних даних про обсяги викидів парникових газів,

Таблиця 1.16

Види діяльності, охоплені EU ETS в 2017 р. [61; 63]

Код за EU ETS	Вид діяльності	Етап впровадження	Порогова потужність	Кількість кваліфікованих об'єктів, од.	Обсяг перевірених викидів CO_2, млн т
1	2	3	4	5	6
20	Електростанції та інше спалювання органічного палива	I	20 МВт	7496	1095
21	Переробка мінеральної нафти	I	–	139	125
22	Виробництво коксу	I	–	20	11
29	Виробництво цементного клінкеру (обертові печі)	I	550т / добу	9	3
32	Керамічні вироби шляхом випалу	I	75т / добу	1083	15
31	Скло	I	20т / добу	372	18
24	Залізо або сталь	I	2,5 т / год	247	122
30	Вапно або прожарювання доломіту або магнезиту	I	50т / добу	297	32
23	Обжарювання металевих руд	I	–	9	3
35	Целюлоза	I	–	179	6
36	Папір або картон	I	20т / добу	586	22
37	Чорний вуглець	III	20т / добу	18	2
41, 42	Об'ємні органічні хімічні речовини шляхом розтріскування, реформування, часткове або повне окислення	III	100т / добу	393	59
34	Сушка або прожарювання гіпсу	III	20 МВт	40	1
45, 46	Захоплення, транспортування та зберігання парникових газів	III	–	3	0
43	Водень, синтез-газ шляхом риформінгу або часткового окислення	III	25т / добу	42	8

Закінчення табл. 1.16

1	2	3	4	5	6
33	Ізоляційний матеріал з мінеральної вати	III	20т / добу	52	2
38	Азотна кислота	III	–	37	4
39	Виробництво адипінової кислоти	III	–	3	0
40	Виробництво гліоксалу	III	–	1	0
25	Виробництво та переробка чорних металів	III	20 МВт	250	13
28	Виробництво та переробка кольорових металів	III	20 МВт	91	8
26	Виробництво або переробка первинного алюмінію	III	–	33	9
27	Виробництво або переробка вторинного алюмінію	III	20 МВт	33	1
44	Зола кальцинована і гідрокарбонат натрію	III	–	14	3
–	Інші види передбачені EU ETS			257	1
–	ВСЬОГО			11956	1682

- а починаючи з 3 фази для вільного розподілу надбавок використовується підхід бенчмаркінгу. Загальна кількість безкоштовного розподілу, яку повинна отримати кожна установка, визначається на основі продуктових показників викидів парникових газів;
- аукціони – ринковий механізм розподілу одиниць скорочення викидів.

Дія EU ETS розділена за 4 періодами, наразі завершується 3-й та запроваджуються правила 4-го (*табл. 1.17*).

Таблиця 1.17

Періодизація EU ETS [64; 65]

Етап	Відмінні риси етапу
1	2
1 етап: 2005–2007 рр. (до Кіотського протоколу)	▪ більшість дозволів на викиди було виділено учасникам безкоштовно; ▪ обсяг дозволів, отриманих кожною установкою, визначався на основі Національних планів розподілу; ▪ державам-членам було дозволено проводити аукціони до 5 % від квот на викиди
2 етап: 2008–2012 рр. (1-й етап Кіотського протоколу)	▪ дозволено депонувати нерозподілені дозволи на викиди; ▪ частка безоплатних асигнувань скоротилася до 90 %, тоді як аукціони щодо розподілу квот на викиди становлять 10 %; ▪ запроваджені обмеження на викиди СО2 на 6,5 % порівняно з 2005 р.; ▪ пеня за невиконання зобовязання за викидами сягала 100 євро/т CO_2; ▪ кредити на скорочення викидів, отримані за механізмами чистого розвитку та спільного впровадження, були прийняті, але був встановлений ліміт 1,4 млрд т CO_2 екв.; ▪ структура національних планів розподілу пройшла процедуру спрощення та прозорості шляхом створення ЄК керівного документа
3 етап: 2013–2020 рр. (2-й етап Кіотського протоколу)	▪ більшість квот на викиди розподіляються за допомогою аукціону (для енергетичного сектора аукціон є виключним механізмом розподілення, тоді як для промисловості та сектора опалення дозволи можуть виділятися безкоштовно на основі амбітних показників ефективності викидів); ▪ запроваджений єдиний централізований реєстр викидів в межах ЄС; ▪ державам-членам більше не потрібно готувати Національні плани розподілу, оскільки ліміт викидів залежить від лінійного коефіцієнта скорочення (LRF), який встановлено на 1,74 % щорічно; ▪ можливість державам – членам ЄС надати перехідний безкоштовний розподіл на модернізацію виробництва електроенергії, – розширено перелік викидів вуглецю та секторів економічної діяльності, які повинні отримувати ліміти на викиди; ▪ гармонізовано правила та орієнтири на рівні ЄС щодо безкоштовного розподілу надбавок;

Закінчення табл. 1.17

1	2
	▪ запроваджено Резерв стабільності ринку (MSR) та новий фонд (NER300) з метою фінансування розвитку конкретних низьковуглецевих технологій
4 етап: 2021–2030 рр. (1-й етап Паризької угоди)	Спрямований на: ▪ прискорення темпів скорочення викидів парникових газів: коефіцієнт лінійного скорочення становитиме 2,2 %; ▪ встановлення кращої ціліорієнтованої системи торгівлі викидами вуглецю; ▪ наявність коштів на низьковуглецеві інновації та модернізацію енергетичного сектора

ЄС як окремий учасник міжнародних відносин єдиний зобов'язався виконати зобов'язання за другим етапом КП та скоротити викиди парникових газів у 2020 р. на 20 % порівняно із 1990 р. (або на 13 % порівняно із 2005 р.). Фактичне значення викидів CO_2 у 2017 р. склало 78 % від базового рівня, що свідчить про їх завчасне виконання. Однак прийнятих міжнародних зобов'язань вже недостатньо для досягнення глобальної мети у боротьбі зі зміною клімату, тому Єврокомісією прийнято комюніке «Чиста планета для всіх», якою пропонується їх посилити, щоб забезпечити нейтральні викиди CO_2 у 2050 р., при цьому ЄС має стати лідером у досягненні цієї мети [66]. Для цього на четвертому етапі реалізації Директивою 2018/410 від 14.03.2018 [67] передбачено ряд принципових змін до EU ETS.

Основним документом, який покликаний на реалізацію спільного INDC ЕС як окремої сторони Паризької угоди, став Регламент 2018/842 від 30.05.2018 про обов'язкові щорічні скорочення парникових газів державами-членами з 2021 р. по 2030 р. Головна його мета, переформульована в цьому Регламенті порівняно із загальноєвропейським INDC, звучить як «забезпечення викидів парникових газів у 2030 р. на 30 % нижче, ніж їх рівень у 2005 р.» [68]. Цей документ передбачає декомпозицію спільного європейського INDC між державами-членами (*табл. 1.18*).

Таблиця 1.18

Розподіл спільного європейського INDC між державами – членами ЄС, у % до 2005 р. [68]

Країна	Національний внесок	Країна	Національний внесок	Країна	Національний внесок
Австрія	36 %	Фінляндія	39 %	Латвія	6 %
Бельгія	35 %	Франція	37 %	Мальта	19 %
Болгарія	0 %	Греція	16 %	Нідерланди	36 %
Чехія	14 %	Хорватія	7 %	Польща	7 %
Кіпр	24 %	Угорщина	7 %	Португалія	17 %
Німеччина	39 %	Ірландія	30 %	Румунія	2 %
Данія	38 %	Італія	33 %	Швеція	40 %
Естонія	13 %	Литва	9 %	Словаччина	12 %
Іспанія	26 %	Люксембург	40 %	Словенія	15 %
Велика Британія	37 %				

Згідно із Регламентом 2018/842 основним регуляторним елементом є щорічні алокації викидів, які представляють максимальний обсяг річних дозволених викидів парникових газів країною-членом у 2021–2030 рр.

Кожна країна – член ЄС повинна досягти в 2030 р. хоча б встановленого ліміту порівняно із 2005 р. Єврокомісія для цього здійснює всебічну інвентаризацію викидів CO_2 за періоди 2005, 2016 та 2018 рр. та встановлює лінійну траєкторію досягнення цільового показника. Така траєкторія розпочинається або 5/12 обсягів викидів з 2019 по 2020 рр. або на рівні 2020 р., з-поміж двох значень обирається найменше для визначення стартової точки щорічних алокацій викидів у 2021 р. [68].

Регламент 2018/842 охоплює скорочення викидів парникових газів за такими секторами економіки, як: енергетика, промислові процеси та використання продуктів, сільське господарство та поводження з від-ходами.

Для виконання розподілених національних внесків державами – членами ЄС передбачено, окрім EU ETS, впровадження трьох механізмів гнучкості [68]:

- запозичення – держави – члени ЄС можуть запозичити недостатні обсяги щорічних алокацій викидів у інших держав-членів: у 2021–2025 рр. до 10 % та до 5 % у 2026– 2029 рр. від їх алокацій на відповідний рік;
- депонування невитрачених алокацій: за 2021 р. всього обсягу та у 2021–2029 рр. до 30 % надлишку до 2030 р.;
- передача невикористаних алокацій іншій держав – члену ЄС: у 2021–2025 рр. до 5 % та до 10 % у 2026–2030 рр., які мають бути витрачені іншою стороною до 2030 р.

Всі доходи, отримані за механізмами гнучкості, будь-то від держав – членів ЄС чи від третіх сторін, мають бути використані на заходи у боротьбі із зміною клімату незалежно від географії реалізації таких заходів.

У 2018–2019 рр. Єврокомісія прийняла Четвертий енергетичний пакет під назвою «Чиста енергія для всіх європейців», який складається із 8 нормативно-правових актів, у тому числі, до сфери НВР відносяться [69]:

1) Регламент 2018/1999 від 11.12.2018 про управління Енергетичним союзом та кліматичними діями;
2) Директива 2018/2001 від 11.12.2018 про просування використання ВДЕ;
3) Директива 2018/2002 від 11.12.2018 про енергоефективність;
4) Директива 2018/844 від 30.05.2018 про енергоефективність будівель.

Безпосереднім документом, спрямованим на забезпечення виконання спільного європейського INDC за Паризькою угодою на перший десятирічний період, є Регламент 2018/1999. Цим документом охоплено 5 складових, які взаємно підсилюють одна одну та спрямовують ЄС на шлях декарбонізації економіки [70]:

1) декарбонізація економіки, яка орієнтована на дотримання щорічних обов'язкових національних лімітів за викидами парникових газів, встановлених Регламентом 2018/842 (-30 % викидів CO_2 у 2030 р. порівняно із 2005 р.), у тому числі включає:

1а) розбудову відновлюваної енергетики та досягнення загальної цілі інтеграційного об'єднання: частка ВДЕ у 2030 р. повинна становити 32 % в енергобалансі ЄС, у тому числі 50 % у сфері електрогенерації (основні засади цього пріоритети визначені Директивою 2018/2001);

2) енергоефективність – скорочення на 32,5 % первинного та кінцевого енергоспоживання порівняно із базовим трендом;

3) енергетична безпека – диверсифікація енергоресурсів та енергопоставок з трьох країн, збільшення гнучкості та підвищення стійкості національних і регіональних енергосистем;

4) внутрішній енергетичний ринок – рівень об'єднаності ринків електроенергії в ЄС повинен становити не менше ніж 15 % у 2030 р.;

5) досліджень, інновацій та конкурентоспроможності, що передбачає просування та заохочення громадських і приватних досліджень і розробок, спрямованих на розвиток чистих енергетичних технологій та досягнення довгострокової цілі досягнення нульових викидів CO_2 у 2050 р.

Згідно зі ст. 3 п. 1 Регламенту 2018/1999 до 31.12.2019 та через кожні наступні 10 років кожна країна ЄС має представити інтегрований енергетичний та кліматичний план дій, який будується за вищезазначеними складовими [70].

Особливе місце у сфері декарбонізації промисловості належить електроенергетиці, у зв'язку чим складовою частиною Четвертого енергопакета є два нормативних акти, спрямованих на розбудову ринку електроенергії – Регламент 2019/943 від 05.06.2019 про внутрішній ринок електроенергії та Директива 2019/944 від 05.06.2019 про загальні правила внутрішнього ринку електроенергії. Цими

нормативно-правовими актами визначено такі пріоритетні напрями у сфері декарбонізації електроенергетики [71; 72]:

- нарощування відновлюваних джерел електрогенерації разом із запровадженням систем управління ризиками в енергосистемі;
- розбудова високоефективної когенерації, такої що забезпечуватиме економію первинної енергії щонайменше на 10 % порівняно з відокремленим виробництвом тепла та електроенергії. Також до цього пріоритету малогабаритні (до 1 МВт ел. екв.) та мікро- (до 50 кВт ел. екв.) когенераційні установки, що забезпечують первинну економію енергії (детальні положення цього пріоритету визначені додатками I–II Директиви 2017/27/ЕС);
- децентралізація електрогенерації, тобто заміщення крупномасштабних об'єктів електрогенерації на органічному паливі джерелами розподіленої електрогенерації на основі ВДЕ (для реалізації цього пріоритету запроваджено окрему ініціативу та платформу «Вугільні регіони в перехідному періоді»);
- зростання ролі активних споживачів, до яких відносяться кінцеві споживачі, які споживають, зберігають, продають електроенергію, вироблену самостійно, або беруть участь у механізмах гнучкості й енергоефективності, що не є їх основною діяльністю;
- зростання ролі енергетичних кооперативів громадян, основним завданням яких є надання екологічних, економічних чи соціальних вигід спільноті – членам кооперативу, а не фінансових прибутків.

Підсумовуючи вищенаведений аналіз, можна зробити ряд висновків:

1. Нинішня кліматична політика у боротьбі із глобальним потеплінням є дуже кволою. Більшість країн світу, у тому числі ЄС, закладають у міжнародні екологічні зобов'язання (INDC) достатній запас міцності, що полегшує досягнення встановлених національних цілей та оберігає їх від додаткових витрат за понаднормативні викиди CO_2.

2. Лідером з кліматичних змін є ЄС та її країни-члени, які проводять зважену інтегровану енергетичну та кліматичну політику, що не ставить під загрозу соціально-економічне зростання.
3. Взяті міжнародні зобов'язання Україною є алогічними, оскільки обумовлюють висхідний прогнозний тренд викидів CO_2. Головною помилкою у міжнародних екологічних відносинах України є її включення до 1 групи країн за РКЗК ООН, які мають зобов'язання зі скорочення викидів CO_2. Тоді як потреба покращення соціально-економічного добробуту українського суспільства вимагає зростання енергоспоживання, а отже, неминуче зростання викидів CO_2.

1.3. Законодавче та програмне забезпечення декарбонізації економіки України

Україна має одну з найбільш вуглецемістких економік у світі [73] і для виконання своїх міжнародних зобов'язань повинна розробити та реалізовувати державну політику переходу до низьковуглецевої моделі розвитку економіки. Основою політики декарбонізації економіки мають стати сукупність заходів впливу на ті сфери національного господарства, які визначають обсяг утворення і викидів парникових газів і, у першу чергу, – двоокису вуглецю. Розробка та впровадження відповідних інструментів і механізмів можливі шляхом створення відповідного законодавчого поля.

На цей час заходи, що можуть призвести до зниження викидів парникових газів, містяться у деяких Законах України, а також у різноманітних Національних планах, Концепціях і Стратегіях розвитку окремих секторів національного господарства. Але більшість цих документів носить декларативний характер і не здійснює суттєвого впливу на зниження викидів парникових газів.

На вимогу Паризької угоди 18 липня 2018 р. протокольним рішенням засідання Кабінету Міністрів України схвалено та направлено до Секретаріату РКЗК ООН «Стратегію низьковуглецевого роз-

витку України до 2050 року» [74]. Основні напрямки та заходи щодо декарбонізації економіки, передбачені цією Стратегією, систематизовано в *табл. 1.19*. Проте розроблена Стратегія є, по суті, політичною декларацією намірів і не має статусу нормативно-правового акта, обов'язкового для виконання центральними і місцевими органами виконавчої влади.

Таблиця 1.19

Основні напрямки декарбонізації економіки, передбачені Стратегією [74]

Напрямки декарбонізації	Політики та заходи
1	2
1. Енергоефективність	▪ підвищення енергетичної ефективності будівель; ▪ сприяння приватному та державному фінансуванню заходів з підвищення енергоефективності; ▪ специфічні заходи з підвищення енергоефективності при використанні електричної та теплової енергії та/або видів палива в усіх секторах економіки; ▪ стимулювання запровадження енергоефективних технологій в агропромисловому комплексі; ▪ стимулювання запровадження енергоефективних заходів у промисловості
2. Відновлювана енергетика	▪ збільшення виробництва та споживання електричної енергії з відновлюваних джерел; ▪ екологічно стале виробництво та розширення використання біомаси (біопалива); ▪ виробництво біогазу та розширення його використання для виробництва теплової та електричної енергії; ▪ розвиток міжнародної секторальної інтеграції України у сфері відновлюваної енергетики
3. Модернізація та інновації	▪ підвищення ефективності роботи електростанцій; ▪ розвиток ядерної енергетики; ▪ модернізація та інтелектуалізація електричних мереж; ▪ модернізація транспортної галузі;

Продовження табл. 1.19

1	2
	▪ розвиток високоефективної когенерації на місцевому та регіональному рівнях; ▪ підтримка впровадження технологій акумулювання енергії; ▪ розвиток технологій виробництва водню
4. Трансформація ринку й інституцій	▪ підтримка науково-дослідних і проєктно-конструкторських робіт; ▪ активізація участі громад у політиках і заходах, пов'язаних зі зміною клімату; ▪ розкриття інформації про викиди та поглинання ПГ на рівні підприємств; ▪ застосування критеріїв енергоефективності при здійсненні державних закупівель; ▪ навчання та підвищення кваліфікації фахівців; ▪ розширення програми підвищення інформованості населення щодо наслідків кліматичних змін, запобігання зміні клімату та адаптації до неї; ▪ удосконалення вимог щодо екодизайну та маркування продукції, пов'язаної з енергетикою; ▪ удосконалення організації трудових відносин задля спонукання до здійснення дистанційної роботи там, де це можливо
5. Скорочення інших викидів парникових газів, ніж CO_2	Зменшення витоків під час видобування, переробки, транспортування та зберігання викопного палива: ▪ зменшення витоків у газовому секторі; ▪ зменшення витоків при видобуванні, транспортуванні та переробці нафти; ▪ вилучення, використання й утилізацію шахтного метану з підземних вугільних шахт
	Вдосконалення поводження з відходами: ▪ зменшення обсягів і запобігання утворенню відходів; ▪ проведення соціальних рекламних кампаній щодо зменшення утворення побутових відходів; ▪ удосконалення методів поводження з відходами, стимулювання повторного використання та вторинної переробки; ▪ удосконалення поводження зі стічними водами

Закінчення табл. 1.19

1	2
	Діяльність у сільському господарстві: ▪ вдосконалення складових процесу поводження з побічними продуктами тваринного походження; ▪ оптимізація систем удобрення сільськогосподарських культур
6. Поглинання вуглецю та скорочення викидів ПГ у секторі землекористування та лісового господарства	▪ оптимізація структури землекористування ▪ збільшення площі лісів, лісосмуг і зелених насаджень за умови посилення міжвідомчої координації ▪ покращення практик ведення господарської діяльності у секторі завдяки кліматично орієнтованим методам ведення сільського та лісового господарства ▪ розробка та реалізація національної програми розвитку лісового господарства із урахуванням кращого міжнародного досвіду у цій сфері ▪ сприяння заміщенню енергоємної продукції (виробів із металу, бетону, пластику тощо) продукцією з деревини, вирощеної за сталого (збалансованого) ведення лісового господарства

Більш високий ступінь у законодавчій ієрархії має Концепція реалізації державної політики у сфері зміни клімату на період до 2030 р, затверджена розпорядженням Кабінету Міністрів у 2016 р. [75].

Цією Концепцію передбачено комплекс заходів щодо зміцнення інституційної спроможності, запобігання зміні клімату, переходу до низьковуглецевого розвитку держави і адаптації до зміни клімату (*рис. 1.8*).

Проте ця Концепція [75] також носить декларативний і суперечливий характер.

Наслідком декларативності Концепції є те, що окремі очікувані результати (*рис. 1.9*) збігаються з заходами (рис. 1.8), за допомогою яких ці результати планується досягнути. Це доводить про несистемний характер розробки Концепції і високу вірогідність її невиконання.

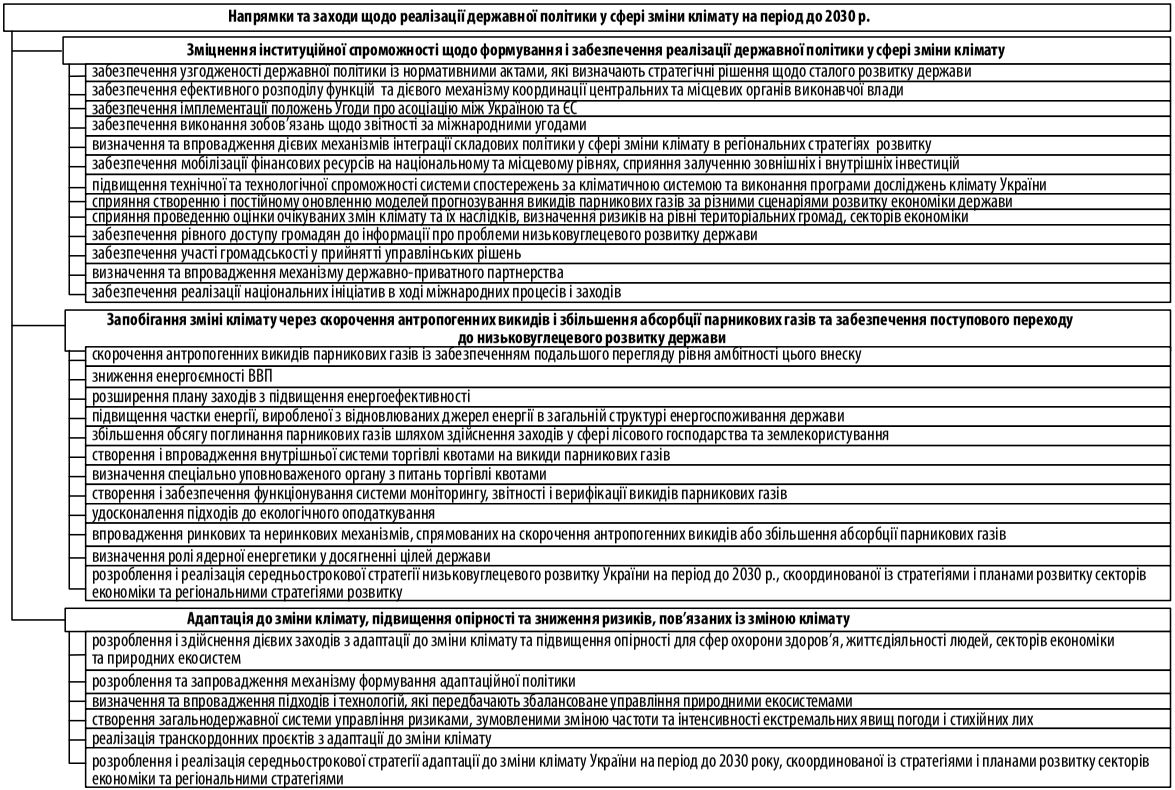


Рис. 1.8. Основні заходи Концепції реалізації державної політики у сфері зміни клімату [75]

Реалізація Концепції дасть змогу:
удосконалити державну політику у сфері зміни клімату і посилити інституційну спроможність для її реалізації
забезпечити дотримання усіх зобов'язань України за Рамковою конвенцією ООН про зміну клімату та іншими міжнародними угодами у сфері зміни клімату, Угодою про асоціацію
забезпечити досягнення у 2030 р. очікуваного національно визначеного внеску, який не перевищуватиме 60 % рівня базового 1990 р., та передбачити перегляд до 2020 р. рівня його амбітності з урахуванням показників соціально-економічного розвитку держави
забезпечити зниження енергоємності валового внутрішнього продукту на 20 % до кінця 2020 р. та передбачити поступове наближення енергоємності до відповідних показників розвинутих держав із схожими кліматичними, географічними та економічними умовами
забезпечити досягнення у 2020 р. цільового показника – національної індикативної мети енергозбереження у розмірі 9 % середнього показника кінцевого внутрішнього енергоспоживання
забезпечити досягнення до 2020 р. частки енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії в загальній структурі енергоспоживання держави, на рівні 11 % та передбачити поступове збільшення такої частки
забезпечити обсяг поглинання парникових газів шляхом здійснення заходів у лісовому господарстві та землекористуванні
забезпечити законодавче та нормативно-правове врегулювання ринкових і неринкових інструментів скорочення антропогенних викидів та збільшення абсорбції парникових газів, включаючи впровадження внутрішньої системи торгівлі квотами на викиди парникових газів та удосконалення екологічного оподаткування у частині викидів парникових газів
підвищити ефективність діяльності з адаптації до зміни клімату, спрямованої на мінімізацію поточних і очікуваних негативних наслідків та запровадження загальнодержавної системи управління ризиками, зумовленими зміною частоти та інтенсивності екстремальних явищ погоди і стихійного лиха на території України
посилити спроможність місцевих органів виконавчої влади та органів місцевого самоврядування до розроблення та здійснення заходів із запобігання зміні клімату та адаптації до неї
забезпечити системне наукове, методологічне та освітянське супроводження всіх аспектів діяльності у сфері зміни клімату
підвищити освітній та професійний рівень управлінських кадрів у сфері зміни клімату
підвищити рівень обізнаності громадянського суспільства з усіма аспектами проблеми зміни клімату та низьковуглецевого розвитку держави
підвищити рівень участі громадськості у прийнятті управлінських рішень у сфері зміни клімату
мобілізувати додаткові ресурси для реалізації державної політики у сфері зміни клімату в рамках державно-приватного партнерства, зокрема за рахунок внутрішніх і зовнішніх інвестицій
покращити імідж та підвищити роль України у міжнародних переговорах з питань зміни клімату
реалізувати середньострокові стратегії низьковуглецевого розвитку та адаптації до зміни клімату

Рис. 1.9. Очікувані результати реалізації Концепції реалізації державної політики у сфері зміни клімату [75]

На виконання цієї Концепції наприкінці 2017 р. розпорядженням Кабінету Міністрів було затверджено «План заходів щодо виконання Концепції реалізації державної політики у сфері зміни клімату на період до 2030 р.» [76]. Цим планом, зокрема, передбачалось у 2018 р. схвалити «Стратегію низьковуглецевого розвитку України на період до 2030 року» та розробити проєкт Закону щодо торгівлі квотами на викиди парникових газів.

Із передбачених Планом [76] заходів станом на кінець 2019 р. виконаним слід вважати тільки прийняття Закону України «Про засади моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів» від 12.12.2019 № 377-20.

Отже, ні Концепція реалізації державної політики у сфері зміни клімату [75], ні План заходів щодо виконання цієї Концепції [76] не реалізуються повною мірою. Одним із пояснень такого стану справ може бути фінансування відповідних заходів «за остаточним принципом», про що свідчать дані Державної казначейської служби (*табл. 1.20*).

Таблиця 1.20

Видатки Державного бюджету на заходи, пов'язані зі зміною клімату, у 2018–2019 рр., млн грн [77]

Видатки	2018 р.		2019 р.	
	План	Факт	План на рік	Факт за перше півріччя
Забезпечення діяльності Національного центру обліку викидів парникових газів	2,5	2,5	2,7	1,3
Державна підтримка заходів, спрямованих на зменшення обсягів викидів (збільшення абсорбції) парникових газів, у тому числі на утеплення приміщень закладів соціального забезпечення, розвиток міжнародного співробітництва з питань зміни клімату	617,9	119,1	368,1	54,7

Ще одним програмним документом, який враховує необхідність декарбонізації економіки, є Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспромож-

ність», схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів [78]. Стратегія констатує, що «декарбонізація енергетики набуває більшого впливу з зору запобігання зміні клімату, що вливає на формування балансу енергогенеруючих потужностей». Для протидії процесу глобального потепління в Стратегії [78] важлива роль відводиться ядерній енергетиці, гідроенергетиці, вітровій енергетиці та іншим ВДЕ з найменшим рівнем викидів парникових газів.

Узагальнення вимог Енергетичної стратегії [78], інших нормативно-правових актів, а також багаточисельних досліджень українських та іноземних вчених дозволяє зробити висновок, що вирішення проблеми декарбонізації економіки може бути досягнути як за рахунок зниження викидів парникових газів при виробництві тепло- і електроенергії, так і за рахунок зниження попиту на ці енергоресурси (*рис. 1.10*).

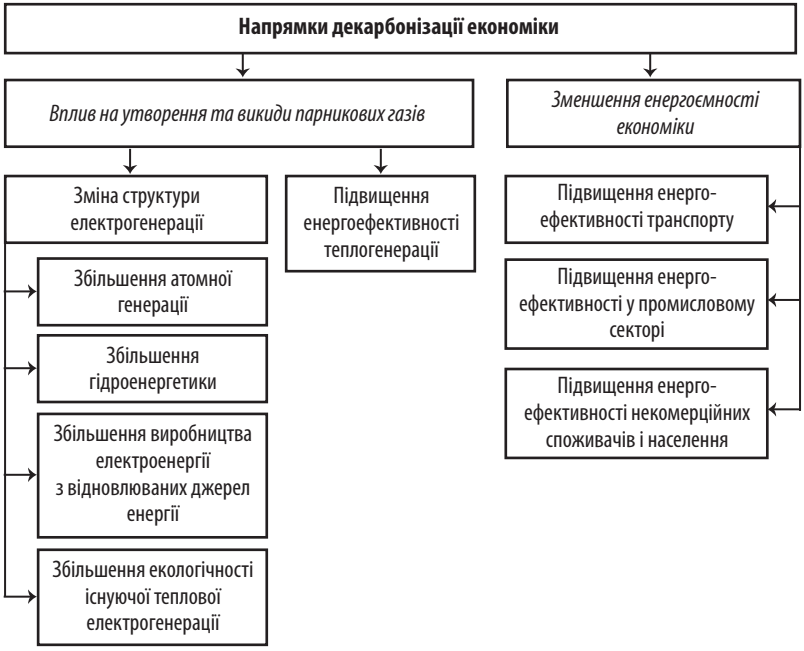


Рис. 1.10. Напрямки декарбонізації економіки

Джерело: авторська розробка

Усі ці напрямки декарбонізації мають загальнодержавне та загальносуспільне значення і більшість з них тією чи іншій мірою охоплені державним програмно-цільовим управлінням (у вигляді затвердження концепцій, планів, стратегій тощо).

Розглянемо стан і проблеми реалізації окремих напрямків декарбонізації економіки.

1. *Розвиток атомної енергетики.* На цей час атомна генерація забезпечує приблизно половину загального обсягу виробництва електроенергії в Україні – 54,3 % у 2018 р. [79]. Україна розглядає атомну енергетику як одне з найбільш економічно ефективних низьковуглецевих джерел енергії, питома вага якої в загальному обсязі генерації в майбутньому повинна зростати [78].

Водночас ця підгалузь електроенергетики є єдиною, яка не має офіційно затвердженого програмного документа щодо подальшого розвитку. Указом Президента України від 4 квітня 2019 р. «Про заходи з підтримки розвитку ядерної енергетики та підвищення рівня безпеки у сфері використання ядерної енергії» [80] Кабінету Міністрів було доручено невідкладно внести в установленому порядку на розгляд Верховної Ради України законопроєкт про розміщення, проєктування та будівництво енергоблоків № 3 і № 4 Хмельницької атомної електростанції.

На цей час відповідний законопроєкт до Верховної Ради не надано, і перспективи нарощування атомної генерації залишаються офіційно невизначеними. У плані пріоритетних дій Уряду на 2019 р. [81] передбачено схвалення у грудні 2019 р. Концепції довгострокової Програми розвитку ядерної енергетики. Проте політичні зміни, що відбулися в Україні в середині 2019 р., відклали прийняття відповідних нормативних актів на невизначений термін.

Вирішення загальнодержавних проблем розвитку атомної енергетики за рахунок коштів НАЕК «Енергоатом» без заходів державної підтримки у сучасних умовах є неможливим. Це пояснюється, зокрема, тим, що на НАЕК «Енергоатом» покладено спеціальні обов'язки із забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонуван-

ня ринку електричної енергії [82]. Виконання цих обов'язків передбачає продаж 90 % виробленої електроенергії населенню за цінами, що є значно нижче ринкових.

2. *Розбудова гідроенергетики.* Гідро- та гідроакумулюючі електростанції протягом 2018 р. виробили 7,8 % від загального обсягу електроенергії [79]. Шляхи розвитку гідроенергетики України визначені Енергетичною стратегією [78], Програмою розвитку гідроенергетики України до 2026 р. [83] і Національним планом дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 р. [84].

Згідно з Програмою розвитку [83] завершено будівництво та прийнято в експлуатацію першу чергу (у складі трьох гідроагрегатів) Дністровської ГАЕС. Але будівництво другої черги (у складі гідроагрегату № 4) Дністровської ГАЕС гальмується. В цілому стан виконання Програми розвитку характеризується даними, наведеними в *табл. 1.21*.

Таблиця 1.21

Потужність і виробництво електроенергії на ГЕС і ГАЕС України [83]

Рік	Прогноз потужності згідно з Програмою розвитку, МВт	Встановлена потужність		Реалізація електроенергії	
		МВт	% від загальної потужності системи	ГВт×год	% від загального обсягу реалізації
2015	6063,3	5884,0	11,9		
2016	6394,8	6220,0	12,0	8,6	6,2
2017	6404,6	6228,7	12,0	10,0	6,9
2018	6421,1	6170,2	12,3	11,4	7,8

Однією з причин недовиконання Програми розвитку є недостатність інвестиційних ресурсів, яка підсилюється внаслідок покладення на ПрАТ «Укргідроенерго» спеціальних обов'язків щодо забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії [80], що передбачає реалізацію виробленої електроенергії населенню за цінами, що є значно нижче ринкових.

На законодавчому рівні [85] визначено необхідність розбудови мікро- (потужність до 200 кВт), міні- (потужність від 200 кВт до 1 МВт) та малої (потужність від 1 до 10 МВт) гідроелектростанції. Для стимулювання розвитку електрогенерації законодавством [86] для них передбачено встановлення так званого «зеленого» тарифу. Але ні діючий Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 р. [84], ні Програма розвитку [83] не містять орієнтирів щодо зростання потужностей таких об'єктів гідроенергетики в цілому по Україні. Такі загальнодержавні орієнтири можуть бути розроблені виходячи з регіональних і міських програм підвищення енергоефективності, але їх розробка на сьогодні є, скоріше, виключенням.

3. *Розвиток виробництва тепло- і електроенергії за рахунок використання відновлюваних джерел енергії.* Під останніми розуміються «відновлювані невикопні джерела енергії, а саме енергія сонячна, вітрова, аеротермальна, геотермальна, гідротермальна, енергія хвиль та припливів, гідроенергія, енергія біомаси, газу з органічних відходів, газу каналізаційно-очисних станцій, біогазів» [85].

З точку зору декарбонізації економіки актуальним є використання сонячної, вітрової, аеротермальної, геотермальної, гідротермальної енергії, енергії хвиль та припливів і гідроенергії.

На цей час управління розвитком енергетики на базі використання таких альтернативних (відновлюваних) джерел енергії регламентуються наперед усім «Національним планом дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 р.» [84], розробленим відповідно до нього «Планом заходів з реалізації Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року» [88] та «Планом заходів з імплементації Директиви Європейського парламенту та Ради 2009/28/ЄС від 23 квітня 2009 р. про заохочення до використання енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії, якою вносяться, а в подальшому скасовуються зміни до Директиви 2001/77/ЄС та 2003/30/ЄС» [89].

У якості основних важелів впливу на розвиток відновлюваної енергетики в Національному плані [88] передбачалось надання по-

даткових пільг та особливий порядок ціноутворення. Але це завдання Національного плану не виконане. Зокрема, в діючій редакції Податкового кодексу [90] не передбачено:

- зниження податку на землю для підприємств відновлюваної енергетики;
- звільнення від оподаткування прибутку від основної діяльності компаній у сфері енергетики, які виробляють електроенергію з відновлюваних джерел, прибутку виробників біопалива, отриманого від продажу біопалива, прибутку підприємств, отриманого від діяльності з одночасного виробництва електричної і теплової енергії та/або виробництва теплової енергії з використанням біологічних видів палива, прибутку виробників техніки, обладнання та устаткування для виготовлення та реконструкції технічних і транспортних засобів, які споживають біологічні види палива.

Податковий кодекс [90] містить норми щодо звільнення від оподаткування операцій із ввезення на митну територію України устаткування, яке працює на відновлюваних джерелах енергії, обладнання і матеріалів для виробництва альтернативних видів палива або для виробництва енергії з відновлюваних джерел енергії, а також звільнення від сплати ввізного мита зазначеного устаткування, обладнання і матеріалів. Але ці норми були передбачені на 4 роки раніше, ніж було прийнято Національний план [87] – ще наприкінці 2010 р. (в першій редакції Податкового кодексу).

Суттєвий вплив на розвиток відновлюваної енергетики здійснюють підвищені, так звані «зелені» тарифи, які встановлені відповідним Законом [86]. Завдяки застосуванню таких тарифів в Україні спостерігається справжній бум виробництва електроенергії на базі використання сонячної та вітрової енергії (*табл. 1.22*).

При збереженні таких темпів зростання альтернативної електрогенерації (*рис. 1.11*) можна очікувати, що до 2020 р. частки енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії, в загальній структурі

енергоспоживання держави досягне 11 %, що є одним із очікуваних результатів «Концепції реалізації державної політики у сфері зміни клімату на період до 2030 р.» [75].

Таблиця 1.22

Потужність і виробництво електроенергії на СЕС і ВЕС України [79]

Рік	Встановлена потужність		Реалізація електроенергії	
	МВт	% від загальної потужності системи	ГВт×год	% від загального обсягу реалізації
2015	648,6	1,3		
2016	968,7	1,8	1805,9	1,3
2017	1086,8	2,1	2104,9	1,5
2018	1971,1	3,9	2783,6	1,9

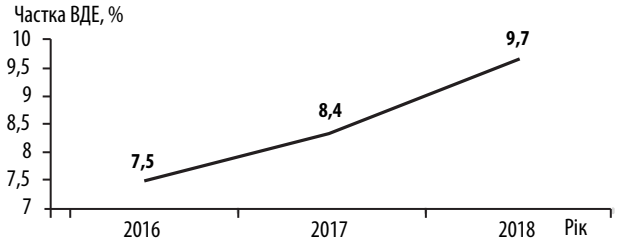


Рис. 1.11. Динаміка енергії, виробленої з ВДЕ в Україні у загальній структурі енергоспоживання держави у 2016–2018 рр. [79]

4. *Декарбонізація теплової електрогенерації.* Незважаючи на потенційне зростання атомної генерації, розвиток відновлюваної енергетики, потреба в тепловій електрогенерації буде існувати в середньо- і довгостроковій перспективах. Нестабільність роботи сонячних і вітрових електростанцій і збільшення сумарної потужності цих секторів електрогенерації об'єктивно потребує відповідного розвитку маневрених

потужностей для балансування роботи об'єднаної енергетичної системи країни. Єдиним варіантом таких потужностей є ТЕС і ТЕЦ відносно невеликої (100–200 МВт) потужності.

На цей час основна частина ТЕС і ТЕЦ знаходиться в приватній або комунальній власності, за виключенням державного ПАТ «Центренерго» (Зміївська, Трипільська і Вуглегірська ТЕС), яке знаходиться в стадії підготовки до приватизації. Тобто подальший розвиток теплогенерації визначається політикою власників (приватні компанії та територіальні громади), а можливості держави щодо безпосереднього впливу на процеси розвитку обмежені.

Це може бути одним із пояснень того, що, незважаючи на велику питому вагу викидів парникових газів від тепловій електрогенерації, державна програма екологічної модернізації ТЕС і ТЕЦ на даний час відсутня.

Нормативними актами, що опосередковано можуть впливати на обсяг викидів парникових газів ТЕС і ТЕЦ, є Закон України «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу» [91] і Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок [92].

Комбіноване виробництво теплової та електричної енергії передбачає більш високий коефіцієнт корисної дії порівняно з традиційною електро- і теплогенерацією. Тобто питомі витрати викопного палива на виробництво енергії будуть нижчими, а отже, будуть нижчими викиди продуктів згоряння. Саме цьому когенерація розглядається як один із заходів декарбонізації [74; 75]. Відповідний Закон ст. 5 передбачає одним із принципів державної політики у сфері когенерації «економічне стимулювання використання когенераційних установок на підприємствах незалежно від форми власності та галузевої належності» [91]. Але, ця законодавча норма не деталізована ні в податковому законодавстві, ні в нормативних актах щодо тарифоутворення на електро- і теплоенергію. Тобто на прийняття рішення господарюючим суб'єктом про використання когенераційних технологій держава практично не впливає.

На рівень викидів парникових газів потенційно може вплинути виконання Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок [92], який узгоджений з операторами цих установок.

Національний план [92] орієнтований на зниження викидів оксидів сірки та азоту, а також пиловидних викидів, а його вимоги розповсюджуються на спалювальні установки з номінальною тепловою потужністю понад 50 МВт, а перший дозвіл на викиди або дозвіл на проєктування установки видано до 1 липня 1992 р. Цим планом передбачається вивести з експлуатації до 31 грудня 2033 р. 105 наявних великих спалювальних установок загальною номінальною тепловою потужністю 28,4 ГВт. Ще 30 (загальною номінальною тепловою потужністю 18,5 ГВт) передбачається вивести з експлуатації та замінити на нові вугільні спалювальні установки. Таке оновлення основних засобів неминуче приведе до скорочення викидів парникових газів.

Але прийняття і виконання цього Національного плану пояснюється не цілеспрямованою політикою держави щодо зниження викидів парникових газів, а виключно необхідністю виконувати міжнародні зобов'язання України щодо скорочення інших забруднювачів.

Можливо, цілеспрямованість дій Уряду щодо підвищення екологічності теплової електрогенерації зміниться в майбутні роки, якщо відповідно до Плану заходів щодо виконання Концепції реалізації державної політики у сфері зміни клімату [76] у 2020 р. буде затверджено дієвий комплексний Національний план з енергетики та зміни клімату на 2021–2030 рр.

5. *Підвищення енергоефективності теплової генерації.* Виробництво теплової енергії є великим продуцентом парникових газів в енергетичному комплексі. Специфічними особливостями сучасного стану теплогенерації України є високий рівень фізичного і морального зносу основного енергетичного обладнання. Так, згідно зі звітом НКРЕКП про роботу в 2018 р. [79], із загальної кількості котлів 5,2 тис. одиниць підлягають модернізації/ реконструкції 2,1 тис. одиниць, що становить 40 %. Використання застарілого котельного обладнання на стадії

виробництва теплової енергії обумовлює понаднормативні викиди продуктів згоряння, у тому числі і парникових газів.

Основна причина поточного стану справ у теплоенергетиці є діюча тарифна політика. Крім того, більша частина теплової енергетики знаходиться у власності місцевих громад, які не мають фінансових ресурсів, необхідних для інвестиційної діяльності.

Частково проблема декарбонізації економіки може бути вирішена при виконанні Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок [92]. Але цей план стосується саме великих спалювальних установок і не впливає на роботу невеликих енергонеефективних котелень.

На комплексне вирішення проблем теплопостачання повинна бути спрямована Концепція реалізації державної політики у сфері теплопостачання, затверджена Кабінетом Міністрів України у 2017 р. [93].

Але щодо реалізації цієї Концепції слід зазначити таке.

По-перше, згідно з розпорядженням Кабінету Міністрів України, яким була затверджена ця Концепція [93], Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України повинно було в місячний строк розробити план заходів щодо її реалізації. На цей час такий план не оприлюднено і деталізація заходів невідома.

По-друге, на першому етапі реалізації концепції (2017–2018 рр.) передбачалось здійснити ряд заходів. У *табл. 1.23* наведено перелік цих заходів і надано характеристику їх виконання, з якої слід констатувати, що перший етап Концепції (2017–2018 рр.), який передбачав ряд організаційно-інституціональних заходів, не виконано.

Великі сумніви існують щодо виконання другого (2019–2025 рр.) і третього (2026–2035 рр.) етапів, протягом яких передбачається здійснення великих капіталовкладень, пов'язаних з технологічним оновленням, реконструкцією і модернізацією систем теплопостачання на всіх етапах технологічного процесу, суттєве зниження середнього річного обсягу енергоспоживання теплової енергії, збіль-

Таблиця 1.23

Стан виконання першого етапу Концепції реалізації державної політики у сфері теплопостачання [93]

Напрямок реалізації	Характеристика виконання
Актуалізація схем теплопостачання населених пунктів шляхом розроблення схем розвитку систем теплопостачання, які передбачатимуть оптимальне поєднання в межах населеного пункту різних видів теплопостачання	На цей час Мінрегіонбудом погоджено схеми теплопостачання тільки для 10 населених пунктів [94]
Спрощення процедур щодо реалізації інвестиційних проєктів, спрямованих на реконструкцію, модернізацію та розвиток підприємств	Після затвердження Концепції ні Кабінетом Міністрів, ні НКРЕКП не було затверджено жодного нормативного акта з питань спрощення процедур
Стимулювання зниження рівня втрат теплової енергії під час її виробництва до 8 % та транспортування до 12 %	Втрати теплової енергії в теплових мережах ліцензіатів НКРЕКП у 2017–2018 рр. фактично склали 18,5 % [79]
Забезпечення 100 % комерційного обліку спожитої теплової енергії	Проблема вирішується згідно з вимогами спеціального Закону [95]
Завершення процедури удосконалення тарифної політики, спрямованої на встановлення уповноваженими органами тарифів, які покриватимуть капітальні та операційні витрати підприємств	Прийняті в 2019 р. Кабінетом Міністрів і НКРЕКП оновлені порядки обґрунтування тарифів не вирішують питань удосконалення тарифної політики
Врегулювання питань передачі частини повноважень із встановлення тарифів на теплопостачання органам місцевого самоврядування	Перерозподіл повноважень після прийняття Концепції не здійснювався
Впровадження механізму стимулюючого тарифоутворення	Жодного нормативного акта з питань стимулюючого тарифоутворення не прийнято
Сприяння переходу підприємств на двоставкові тарифи;	Діючими порядками тарифоутворення передбачено добровільність переходу
Проведення заходів щодо підвищення рівня розрахунків за спожиті комунальні послуги	На рівні уряду заходи нормативно-правового характеру не здійснювались
Перехід на розрахунки коштами в частині відшкодування підприємствам наданих населенню пільг і житлових субсидій	Почато процес монетизації житлових субсидій

шення частки використання альтернативних джерел енергії у виробництві теплової енергії.

Такий песимізм базується на невизначеності механізмів фінансування відповідних заходів, передбачених Концепцією: «фінансування заходів щодо реалізації Концепції планується здійснювати за рахунок залучення фінансових коштів від міжнародних фінансових та донорських організацій …, а також з інших джерел, не заборонених законодавством» [93].

Додатковими причинами недієздатності Концепції [93] також є:

- відсутність взаємозв'язків з регіональними і місцевими програмами енергоефективності;
- відсутність в абсолютній більшості населених пунктів розроблених і затверджених на місцевому рівні схем теплопостачання.

Саме на підставі таких програм і схем можливо обґрунтувати і реальні цілі і орієнтири, визначитись з обсягом фінансування і оцінити реальний вклад теплоенергетики в декарбонізацію економіки.

Слід також зазначити, що відсутній взаємозв'язок загальнодержавних, місцевих і регіональних програм, необхідний для розвитку теплопостачання. При існуванні загальнодержавної Концепції реалізації державної політики у сфері теплопостачання [93] місцеві і регіональні програми практично відсутні: в Мінрегіоні зареєстровано 10 місцевих і 1 регіональна (обласна) програма. Це є однією з причин того, що Концепція [93] практично не виконується. Пояснюється такий стан справ тим, що наявні в законодавстві норми щодо розробки схем теплопостачання і програм розвитку теплопостачання не є обов'язковими для виконання.

Так, у Законі «Про теплопостачання» [118] у якості одним із принципів державної політики продекларовано періодичний перегляд, удосконалення та техніко-економічна оптимізація схем теплопостачання, а їх розробка визначена одним із основних напрямків розвитку систем теплопостачання (ст. 7). До повноважень органів місцевого самоврядування ст. 13 цього Закону віднесено затвердження місцевих програм розвитку у сфері теплопостачання, а також затвердження схем теплопостачання.

Обов'язковість схем теплопостачання передбачена тільки для проєктування, будівництва або реконструкції об'єктів у сфері теплопостачання (ст. 26 Закону [118]). Але внаслідок відсутності інвестиційних ресурсів ці види діяльності є нехарактерними.

6. *Підвищення енергоефективності національної економіки* є наступним напрямком зниження техногенного навантаження на оточуюче середовище, здатним вплинути на обсяг викидів парникових газів через зменшення спалювання енергоресурсів. Досягнення цієї мети передбачається шляхом реалізації Національного плану дій з енергоефективності на період до 2020 р. та Плану заходів з реалізації Національного плану дій з енергоефективності на період до 2020 року [98] (*рис. 1.12*) і який охоплює період 2016–2020 рр.

Аналіз даних, що наведені на рис.1.13, свідчить, що цей Національний план, як і інші програмні і концептуальні акти уряду, виконаний частково. Так, наприклад, таке ключове завдання Національного плану, як запровадження 100 % комерційного обліку використання енергії, станом на 30 вересня 2017 р. було виконано на 77 % [100].

Найбільшу увагу протягом останніх років в національному законодавстві приділяється енергоефективності житлових і нежитлових будівель:

- у 2015 р. прийнято Закон «Про запровадження нових інвестиційних можливостей, гарантування прав та законних інтересів суб'єктів підприємницької діяльності для проведення масштабної енергомодернізації» [101];
- у 2016 р. прийнято оновлені Державні будівельні норми «Теплова ізоляція будівель» [99], розробляються і переробляються національні стандарти в частині, яка стосується питань енергоефективності;
- у 2017 р. – Закони «Про енергетичну ефективність будівель» [102] і «Про Фонд енергоефективності» [103];
- у 2018 р. оприлюднено проєкт Закону «Про енергоефективність» [104].

Рис. 1.12. Напрямки підвищення енергоефективності згідно з Національним планом [98]

Прийняті Закони тільки починають діяти повною мірою: наприкінці 2017 р. створено державну установу «Фонд енергоефективності», протягом 2017–2018 рр. розроблялось і затверджувалось необхідне методичне забезпечення [105–108].

Фактично Фонд енергоефективності почав повноцінно функціонувати лише у вересні 2019 р., оголосивши прийом заявок від ОСББ за програмою «Енергодім» [109]. Діяльність цього Фонду орієнтована на об'єднання співвласників багатоповерхових будинків і залишає поза увагою проблеми підвищення енергоефективності в інших секторах. Високоефективною є Урядова програма «Теплі кредити», розроблена Держенергоефективності, яка діє з жовтня 2014 р. [110]. Станом на початок 2019 р. Урядова програма доповнювалася 267 місцевими програмами [110], якими надавались додаткові (відносно урядової програми) пільги її учасникам. За даними Держенергоефективності, за 2014–2019 рр. програмою скористалися понад 700 тис українських родин, сума приватних інвестицій в енергоефективність становила 8,2 млрд грн, з яких 2,7 млрд грн повернуто за кошт програми. Економічний ефект за 2014–2019 рр. Держкоменергоефективності оцінює як економію енергоресурсів в еквіваленті 350 млн куб. м природного газу [110].

Водночас відсутня кореляція між місцевими і загальнодержавними програмами при реалізації політики з енергоефективності. За наявності Державної цільової економічної програми енергоефективності до 2020 р. [87] на місцевому рівні розроблено тільки 4 міських і регіональних програми з енергоефективності та енергозбереження (м. Житомир – на 2017–2020 рр., м. Одеса – на 2017–2021 рр., Закарпатська область – на 2016–2020 рр., Рівненська область – на 2018–2025 рр.).

Таке ставлення до проблем енергозбереження і енергоефективності з боку центральних і місцевих органів влади є прямим порушенням вимог ст. 6 Закону України «Про енергозбереження» [116], згідно з якою «для проведення ефективної цілеспрямованої діяльності держави щодо організації та координації дій у сфері енергозбереження розробляються та приймаються державні цільові, регіональні, місцеві та інші програми».

Пояснюється це тим, що питання енергозбереження і енергоефективності не є пріоритетними для жодного з Урядів України. Єдине виключення – це розпорядження Уряду «Про програми підвищення енергоефективності та зменшення споживання енергоресурсів» [117]. Прийняття в 2008 р. цього розпорядження забезпечило розробку та затвердження галузевих програм підвищення енергоефективності на 2010–2014 рр. Виконання цих програм стимулювалось, зокрема, і тим, що в першій редакції Податкового кодексу [90] передбачались певні пільги з податку на додану вартість і з податку на прибуток для підприємств, які виконували заходи, передбачені в галузевих програмах підвищення енергоефективності. Повернення такої практики дозволило би активізувати реалізацію енергоефективних заходів.

7. *Підвищення енергоефективності промислового комплексу*. Промисловість є другим після енергетичного комплексу джерелом викидів парникових газів. Але питанням декарбонізації та підвищення енергоефективності промислового комплексу на державному рівні практично не приділяється уваги. Абсолютна більшість промислових підприємств знаходиться в приватній власності, і питання підвищення екологічності виробництва вирішуються власниками виходячи з локальних, а не загальнодержавних інтересів. Великі промислові холдингові компанії в рамках політики корпоративної соціальної відповідальності здійснюють певні екологічні заходи, але ці заходи мають локальний характер і концентруються на рівні населених пунктів, де розташовані промислові активи компанії.

На промислові підприємства не розповсюджуються вимоги Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок [92]. Єдиним національним нормативно-правовим актом, що регламентує вплив промисловості на оточуюче середовище, є Концепція реалізації державної політики у сфері промислового забруднення [96]. Але ця Концепція спрямована на виконання вимог Директиви 2010/75/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 24 листопада 2010 р. про промислове забруднення (інтегроване запобігання та контроль забруднення. Переглянута), яка орієнтована на вдосконалення процедур надання дозволів на діяльність.

Відповідно до цієї Концепції підвищення ефективності державного регулювання у сфері промислового забруднення буде реалізовано шляхом зміни підходів до видачі документів дозвільного характеру у сфері охорони навколишнього природного середовища, розроблення та ведення реєстру (переліку) установок, експлуатація яких потребує отримання інтегрованого дозволу, розроблення та затвердження переліку найкращих доступних технологій і методів управління.

Концепція не містить жодних орієнтирів щодо кількісних показників промислового забруднення та їх зміни, внаслідок чого не можливо оцінити її вплив на декарбонізацію економіки.

8. *Підвищення енергоефективності транспорту*. Транспортний комплекс є третім (після енергетики та промисловості) джерелом викидів парникових газів. За деякими оцінками у великих містах викиди з двигунів внутрішнього згоряння мають найбільшу питому вагу в загальному обсязі викидів шкідливих речовин в атмосферу.

Основним нормативним актом, що спрямований на екологізацію транспортної галузі, є Національна транспортна стратегія України на період до 2030 року [97], в якій ставляться амбітні цілі щодо зниження шкідливих викидів (*рис. 1.13*). Одночасно передбачене зниження викидів протирічить не менш амбітним цілям щодо екстенсифікації транспортного комплексу: збільшення обсягу перевезених вантажів у 2030 р. не менше як до 1900 млн т, досягнення кількості перевезених пасажирів не менш як у 6 млрд осіб, збільшення обсягів перевезень внутрішніми водними шляхами у 5 разів.

Виконання цієї Національної стратегії, як і інших концептуальних актів, є сумнівним. Після прийняття Національної стратегії пройшло вже понад 1,5 року, але до сьогодні не ухвалено (або, принаймні, не оприлюднено) план заходів щодо її реалізації на 2018–2020 рр. Розпорядженням, яким було схвалено Національну стратегію [97], на розробку такого плану Міністерству інфраструктури разом з іншими зацікавленими центральними та місцевими органами виконавчої влади було надано 3 місяці.

Підвищення рівня екологічної безпеки на транспорті	Очікувані результати
забезпечення пріоритетності вимог екологічної безпеки, обов'язковості додержання екологічних стандартів, нормативів та лімітів використання природних ресурсів під час провадження господарської, управлінської та іншої діяльності	зменшення обсягу викидів парникових газів в атмосферне повітря від пересувних джерел до 60 % рівня 1990 р., зокрема завдяки збільшенню частки громадського транспорту та електротранспорту, електробусів, велосипедів
здійснення запобіжних заходів щодо охорони навколишнього природного середовища в транспортній галузі та вироблення механізму компенсації заподіяної шкоди	зменшення сумарного обсягу викидів в атмосферне повітря забруднюючих речовин від пересувних джерел, умовно приведеного до оксиду вуглецю з урахуванням відносної агресивності основних забруднювачів, до 70 % (від рівня 2015 р.)
забезпечення проведення стратегічної екологічної оцінки під час розроблення планів та програм розвитку транспортної галузі, зокрема, забезпечення опрацювання альтернативних варіантів з метою недопущення чи мінімізації негативного впливу на навколишнє природне середовище, збереження лісів, територій та об'єктів природно-заповідного фонду	збільшення частки використання електротранспорту та електромобілів, зокрема доведення частки електротранспорту у внутрішньому сполученні до 75 %, у 2030 р.
впровадження механізму економічного стимулювання переходу вантажних та пасажирських перевезень на більш екологічно чисті залізничний та водний види транспорту	збільшення рівня застосування альтернативних видів палива та електроенергії до 50 % до 2030 р.
впровадження системи дорожніх зборів з користувачів автомобільних доріг залежно від екологічного класу автомобіля	прийняття плану заходів із зниження впливу транспорту на навколишнє природне середовище, що пов'язано із впровадженням енергозберігаючих технологій, застосуванням альтернативних моторних палив, відновленням та розширенням можливостей використання електротранспорту, зменшенням негативного впливу транспорту на водні об'єкти
відновлення, охорона та використання захисних лісових насаджень у смугах відведення автомобільних доріг та залізниць як складової екологічної мережі	підвищення рівня екологічності авіаційного транспорту
впровадження економічних та інших заходів стимулювання використання в містах екологічно більш чистих видів транспорту, зокрема, електромобілів, міського електричного транспорту – метрополітенів, трамваїв, тролейбусів, електробусів, а також велосипедного (систем громадського прокату велосипедів) транспорту	зменшення питомих витрат палива на 10 тонно-кілометрів на 30 % до 2030 року
впровадження механізму економічного стимулювання перевізників для зменшення викидів забруднюючих речовин та парникових газів, зниження рівня шумів від транспортних засобів	
стимулювання використання альтернативних джерел енергії, а також екологічних видів транспорту та спецтехніки	
здійснення комплексу регуляторних і фіскальних заходів, зокрема, запровадження міжнародних екологічних норм для транспортних засобів, удосконалення механізму використання альтернативних моторних палив, впровадження економічних стимулів під час введення в експлуатацію транспортних засобів більш високого екологічного рівня	

Рис. 1.13. Цілі й очікувані результати Національної транспортної стратегії [97]

Недоліком Національної стратегії також є відсутність її взаємозв'язку з регіональними та місцевими програмами розвитку транспортної інфраструктури, що в умовах децентралізації стає особливо актуальним.

Підсумовуючи аналіз нормативно-правових і програмних документів України, що прямо або опосередковано регулює питання декарбонізації економіки, можна зробити такі висновки.

1. Проаналізовані Концепції, Плани, Стратегії, що ухвалені або затверджені розпорядженнями Кабінету Міністрів [111], не є актами нормативного характеру. Відповідні розпорядчі акти спрямовані на адміністративні, а не ринкові методи управління відповідними процесами. Але навіть у рамках адміністративного управління не спрацьовують його окремі складові. Слід вважати неефективними механізми контролю і моніторингу виконання прийнятих рішень, а також порядок їх корегування.
2. Характерною рисою наявних нормативно-правових актів, які прямо чи опосередковано пов'язані з декарбонізацією економіки, є відсутність або декларативність механізмів стимулювання досягнення поставленої мети. Так, у Законі «Про Основні засади (стратегію) державної екологічної політики України на період до 2030 року» наголошується, що «основними засадами державної екологічної політики є стимулювання державою вітчизняних суб'єктів господарювання, які здійснюють скорочення викидів парникових газів, зниження показників енерго- та ресурсоємності, модернізацію виробництва, спрямовану на зменшення негативного впливу на навколишнє природне середовище, у тому числі вдосконалення системи екологічного податку за забруднення довкілля та платежів за використання природних ресурсів» [113]. Однак у чинному податковому законодавстві заходи стимулювання та дестимулювання передбачені тільки у зв'язку з необхідністю виконувати міжнародні зобов'язання (відновлювана енергетика) для запобігання тех-

ногенним катастрофам (гідроенергетика) або з фіскальних міркувань (екологічне оподаткування) – *табл. 1.24*.

Таблиця 1.24

Інструменти стимулювання заходів з декарбонізації економіки

Джерело викидів	Діючі стимули і санкції
Атомна генерація	Стимули і санкції відсутні
Гідроенергетика	Урядом встановлено знижений норматив відрахування чистого прибутку до Державного бюджету [114] – 30 % (замість 90 % для інших державних підприємств)
ТЕС і ТЕЦ, що працюють на викопному паливі	Оподаткування викидів парникових газів [90]
Відновлювана енергетика	Надання податкових та митних пільг [90; 115], встановлення «зеленого» тарифу [86], надання державної підтримки при використанні вітчизняних комплектуючих
Транспорт	Податкові та митні пільги для електромобілів [90; 115]

Відсутність реальних інструментів стимулювання заходів, що передбачені в різноманітних планах, концепціях і стратегіях є однією з причин невизначеності джерел фінансування. У подальшому це призводить до часткового виконання або невиконання відповідних нормативних документів.

3. Неузгодженість з регіональними програмами розвитку. Загальнодержавні програми, концепції і плани встановлюють загальнодержавні орієнтири. Типовим є те, що завдання цих програмних документів мають вирішуватись на місцевому рівні. Тому як мінімум загальнодержавні цілі повинні корелювати з локальними (місцевими) програмами.

Розділ 2

СТРУКТУРНІ ЗРУШЕННЯ В ЕКОНОМІЦІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ І ЇХ ВПЛИВ НА ЕНЕРГЕТИКУ УКРАЇНИ І ЗМЕНШЕННЯ ВИКИДІВ ДВООКИСУ ВУГЛЕЦЮ

2.1. Аналіз стану та динаміки викидів двоокису вуглецю в Україні

Згідно зі взятими на себе міжнародними зобов'язаннями Україна проводить статистичні спостереження, систематичний моніторинг викидів парникових газів і готує звітність згідно з вимогами РКЗК ООН [38]. Початково статистична звітність про забруднення довкілля [119–121] містить інформацію про викиди в атмосферу широкого переліку забруднюючих речовин, але окремо парникові гази не відображалися. Тільки з 2018 р. у статистичній звітності стали окремо виділятися викиди двоокису вуглецю [120].

Останнє статистичне дослідження викидів Держстатом України було опубліковано у вигляді статистичного збірника «Довкілля України» за 2018 рік [119], в якому зафіксовано викиди двоокису вуглецю тільки від стаціонарних джерел забруднення (установки для спалювання, безконтактні технологічні печі, контактні технологічні процеси тощо) і не враховуються викиди від пересувних джерел (двигуни внутрішнього згоряння транспортних засобів) (*табл. 2.1*).

Таблиця 2.1

Викиди двоокису вуглецю у 2010–2018 рр. у розрізі джерел, тис. т [119]

Джерела	Рік					
	2010	2014	2015	2016	2017	2018
Стаціонарні	165041,8	166926,7	138932,1	150581,0	124217,9	126378,3
Пересувні	33188,9	27813,1	23139,8	23348,2	24026,5	…
Усього	198230,7	194739,8	162071,9	173929,2	148244,4	…

Із табл. 2.1 видно, що за останні відомі 9 років викид двоокису вуглецю від стаціонарних джерел забруднення скоротився на 23 %, у тому числі за останні 3 роки – на 16 %, а від пересувних за останні відомі 8 років – на 28 %, у тому числі за останні 3 роки зріс на 4 %.

Інформація про викиди парникових газів Україною міститься в Національному кадастрі антропогенних викидів, який періодично складається на виконання міжнародних зобов'язань. Останній Національний кадастр було розроблено за підсумками 2017 р. (*табл. 2.2*).

Таблиця 2.2

Основні показники Національного кадастру викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні в 1990–2017 рр. [122]

Сектор	Рік			Зміна викидів парникових газів у 2017 р., %	
	1990	2016	2017	до 1990 р.	до 2016 р.
Енергетика	725319	224765	217753	-79	-3,1
Промисловість	117988	58149	51746	-56	-11
Сільське господарство	83372	39857	38908	-53	-2,4
Землекористування, зміни у землекористуванні та лісове господарство (ЗЗЗЛГ)	-59292	-1832	-10354	-83	+465
Всього без ЗЗЗЛГ	938603	335116	320626	-66	-4,3
Всього із ЗЗЗЛГ	879311	333284	319271	-65	-6,9

Виходячи із табл. 2.2 основним джерелом викидів CO_2 в Україні була та залишається енергетика, яка, однак, скоротила викиди на 70 % переважно за рахунок скорочення обсягів економічної діяльності. Інші види промисловості склали лише 24 % від обсягів викидів CO_2 енергетикою або 16 % від загальних у 2017 р. та порівняно із базовим роком скоротилися на 56 %. Сільське господарство посідає третє місце у структурі викидів, обсяги викидів CO_2 якого скоротилися на 53 % у 1990–2017 рр. Зростання парникових газів в атмосфері обумовило також скорочення обсягів землекористування, спричинили зміни

у землекористуванні та лісовому господарстві, внаслідок чого обсяг поглиначів скоротився на 83 % у наведеному періоді. Загалом викиди CO_2 в Україні у 1990–2017 рр. скоротилися на 65 %, у тому числі на 7 % за останній рік.

Дані про викиди парникових газів містяться на офіційному сайті Міжнародного енергетичного агентства (далі – МЕА) [123]. Порівняння даних про викиди двоокису вуглецю в 2010 р., що містяться в табл. 2.1 і на сайті МЕА, показує їх незіставність. Суттєва різниця між даними МЕА і даними національних статистичних спостережень [119] щодо обсягу викидів діоксиду вуглецю пояснюється відмінністю у підходах до визначення обсягу викидів.

Національні статистичні дослідження здійснюються за даними статистичної звітності підприємств-забруднювачів (до 2018 р. – форма 2-ТП (повітря) «Звіт про охорону атмосферного повітря» [121]). Складається такий звіт на основі обсягів виробництва і затверджених в установленому порядку питомих норм викидів на виробництво одиниці продукції.

Для цілей міжнародної статистики обсяги викидів визначаються розрахунковими методами, які розроблені для різних видів економічної діяльності і для різних видів палива виходячи з обсягу його використання. В основу розрахунків при складанні міжнародної статистики покладено баланс вуглецю за різними видами використання різних видів органічного палива.

Тобто у національних статистичних спостереженнях обсяг викидів визначається виходячи з обсягу виробництва продукції, тоді як у міжнародній статистиці визначальним є обсяг використаного палива. Отже, різниця між національними та міжнародними даними майже дорівнює обсягу викидів населенням, спричиненим побутовим споживанням котельно-пічного палива.

З цього можна зробити висновок, що дані МЕА є більш представницькими порівняно зі національними статистичними даними. Крім того, саме ці дані використовуються міжнародними організаціями при оцінці виконання Україною міжнародних зобов'язань щодо зміни

клімату та забезпечення низьковуглецевого розвитку. Це є підставою для того, що подальший аналіз виконується на підставі міжнародних даних.

Дані щодо сукупних викидів двоокису вуглецю (за оцінкою МЕА [122]) наведено на *рис. 2.1*, а за секторами економіки – наведено в *табл. 2.3*.

Як свідчать дані, наведені на рис. 2.1. і в табл. 2.2, викиди двоокису вуглецю у 2018 р. склали 26 % від рівня 1990 р. За всіма секторами національного господарства України спостерігається стійке зниження викидів CO_2. Так, в енергетиці і промисловості їх рівень у 2018 р. склали відповідно 26,4 % і 18,5 % від рівня 1990 р. У транспортному секторі обсяг викидів CO_2 склав 45,5 %, тоді як у побутовому – 46,1 % від їх рівня 1990 р. Але таке скорочення викидів пояснюється не ефективною екологічною політикою держави, а суттєвим зниженням виробничого потенціалу, що мало місце після отримання незалежності.

Згідно з оцінкою Світового банку ВВП за паритетом купівельної спроможності (ПКС) у цінах 2017 р. (*рис. 2.2*) реальний ВВП України скоротився найбільше серед усіх країн світу – на 36 % – на фоні збільшення світового ВВП у 2,5 разу. Тобто у контексті таких процесів спостережуване зниження викидів CO_2 відбувалося внаслідок скорочення обсягів економічної діяльності.

Скорочення реального ВВП України обумовило й відповідну динаміку енергоспоживання (*рис. 2.3*).

Так, у перше десятиріччя незалежності України енергоспоживання в Україні скоротилося на 47 %, у другому десятиріччі, до світової фінансово-економічної кризи 2008–2009 рр., мала місце стабілізація обсягів енергоспоживання у діапазоні 134–142 млн т н. е. У третьому десятиріччі має місце знову ж таки спадаючий тренд, який до того ж посилився конфліктом на сході України та окупацією АРК. У 2016–2017 рр. обсяг енергоспоживання в Україні знаходився на рівні 93 млн т н. е., що складає 37 % від рівня 1990 р. Порівняння темпів зміни цих трьох абсолютних показників відносно 1990 р. (*рис. 2.4*) дозволяє

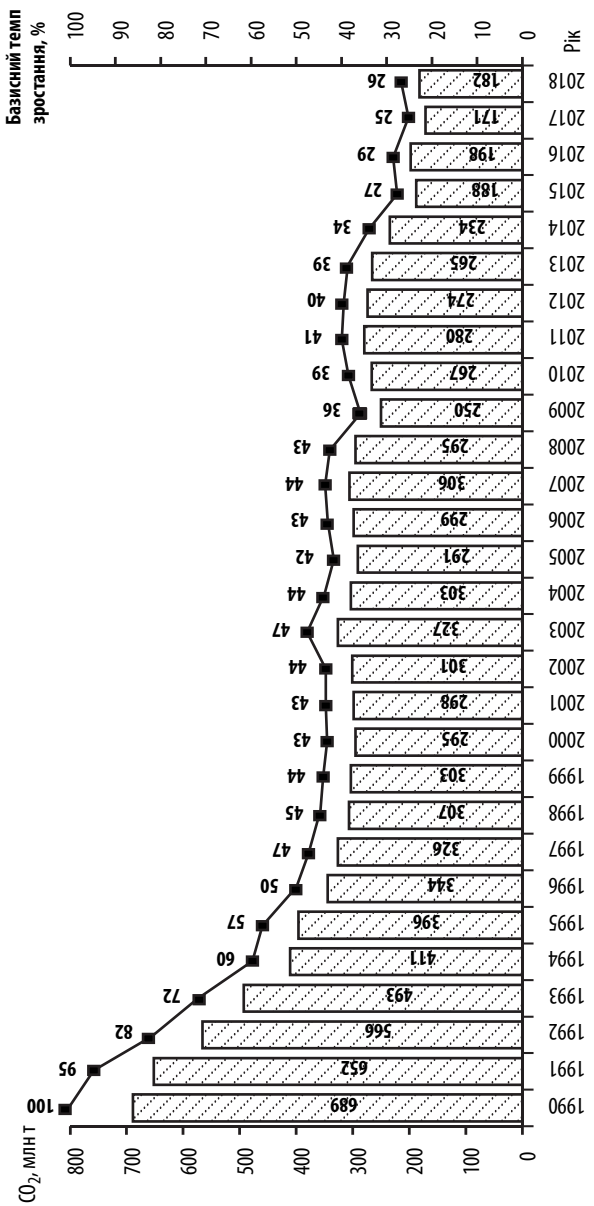


Рис. 2.1. Динаміка викидів CO_2 в Україні у 1990–2018 рр. [122]

Таблиця 2.3

Динаміка викидів CO_2 за секторами економіки України у 1990–2018 рр., млн т [122]

Сектор економіки	Рік								
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018
Виробництво електроенергії та тепла	333	191	133	129	123	90	101	83	88
Промисловість	195	98	81	75	61	42	38	31	36
Транспорт	55	33	27	31	34	23	24	25	25
Побутовий сектор	52	52	41	37	35	23	23	22	24
Сільське господарство	22	5	3	8	4	4	5	4	4
Інші енергетичні галузі	24	13	7	9	7	4	4	3	3
Комерційний та державний сектор	8	4	3	2	3	2	3	3	2
Всього	689	396	295	291	267	188	198	171	182

стверджувати, що основною причиною скорочення викидів CO_2 стало звуження масштабів економічної діяльності в Україні та обумовлене цим зменшення обсягів спалювання енергоресурсів. Так, реальний ВВП за аналізований період скоротився на 36 %, енергоспоживання – на 63 %, а викиди CO_2 – на 74 %.

Другою причиною скорочення обсягів викидів CO_2 стали структурні зрушення в економіці та енергоспоживанні. За оцінкою [125], обсяги реального ВВП сектора промисловості з 1990 р. скоротились майже у 3 рази, чого не спостерігалось у жодній країні світу. Коливання курсу енергетичної політики України обумовили постійні зміни в структурі викидів CO_2 за видами паливно-енергетичних ресурсів (*рис. 2.5*).

Виходячи з рис. 2.5 основним джерелом енергоспоживання в Україні у 1990 р. був природний газ, на який припадало 30 % викидів CO_2, тоді як вугілля посідало в енергобалансі 2 місце із часткою у 33 % та 1 місце – у структурі викидів CO_2, на яке припадало 43 % від їх за-

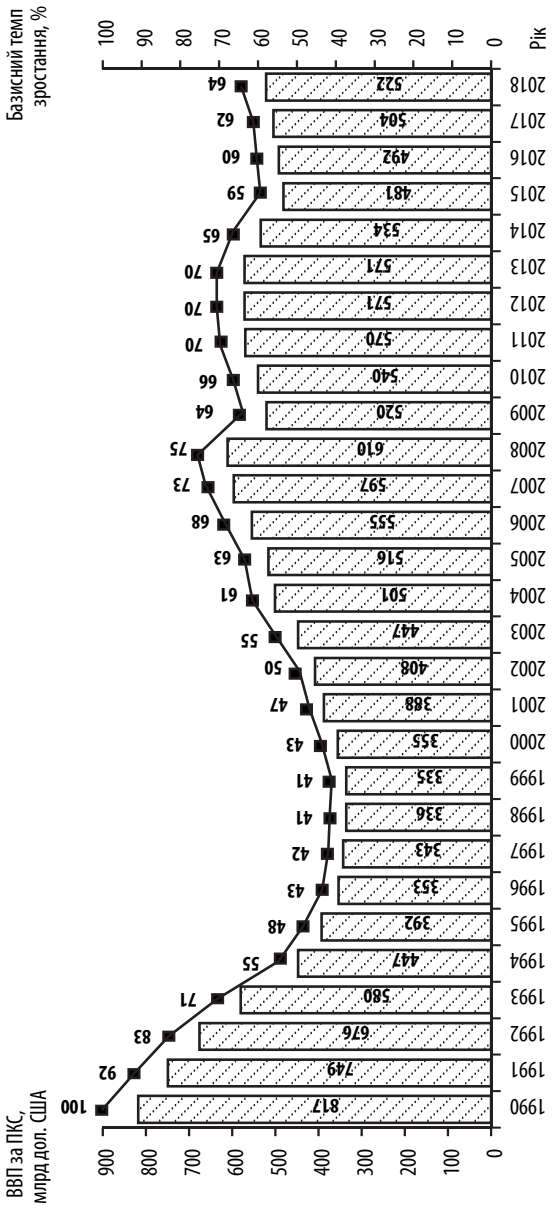


Рис. 2.2. Динаміка ВВП за ПКС України у 1990–2018 рр. [123]

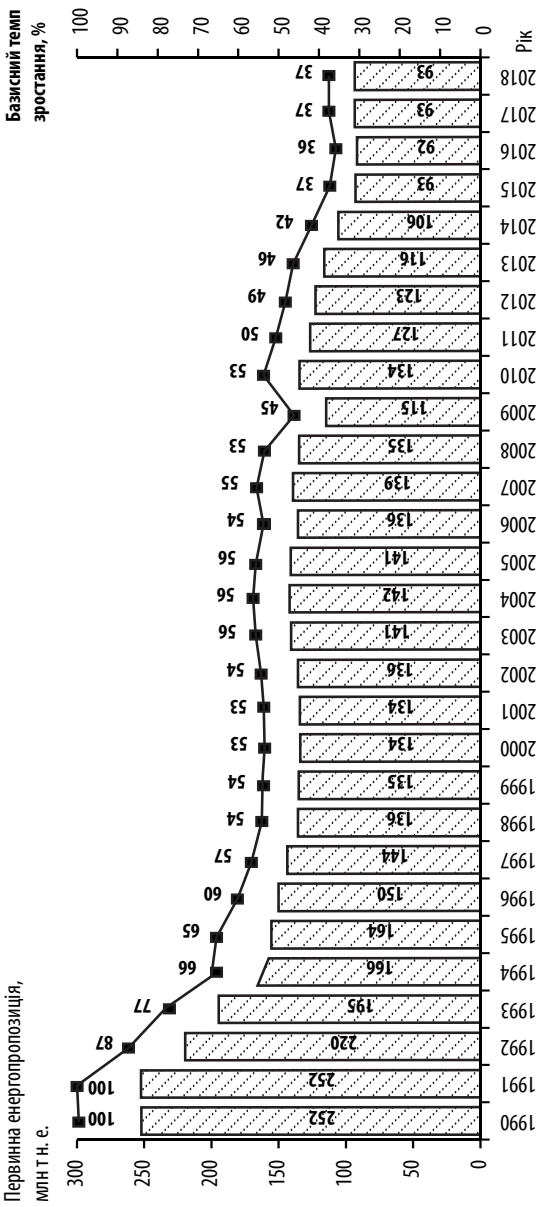


Рис. 2.3. Динаміка енергоспоживання в Україні у 1990–2018 рр. [122]

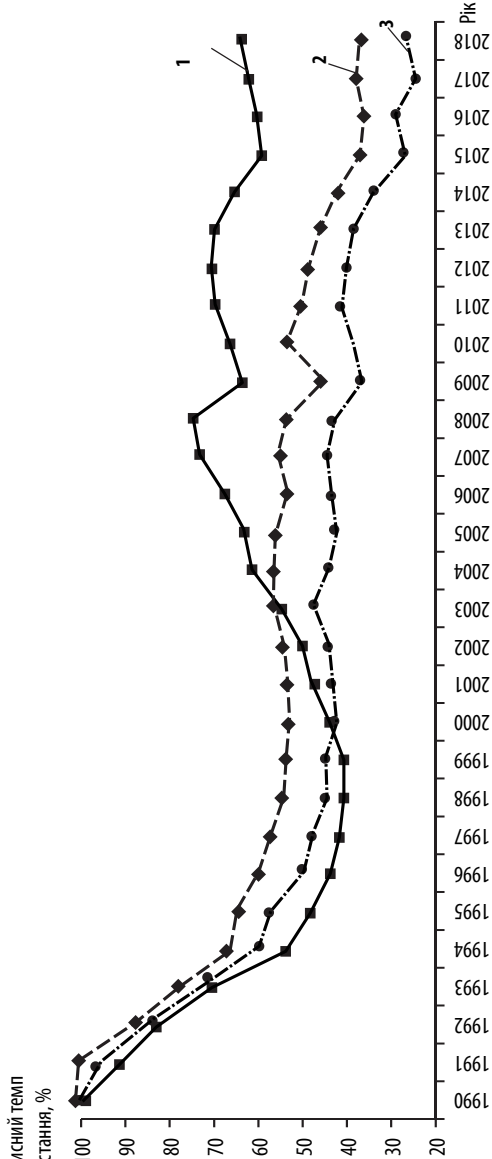
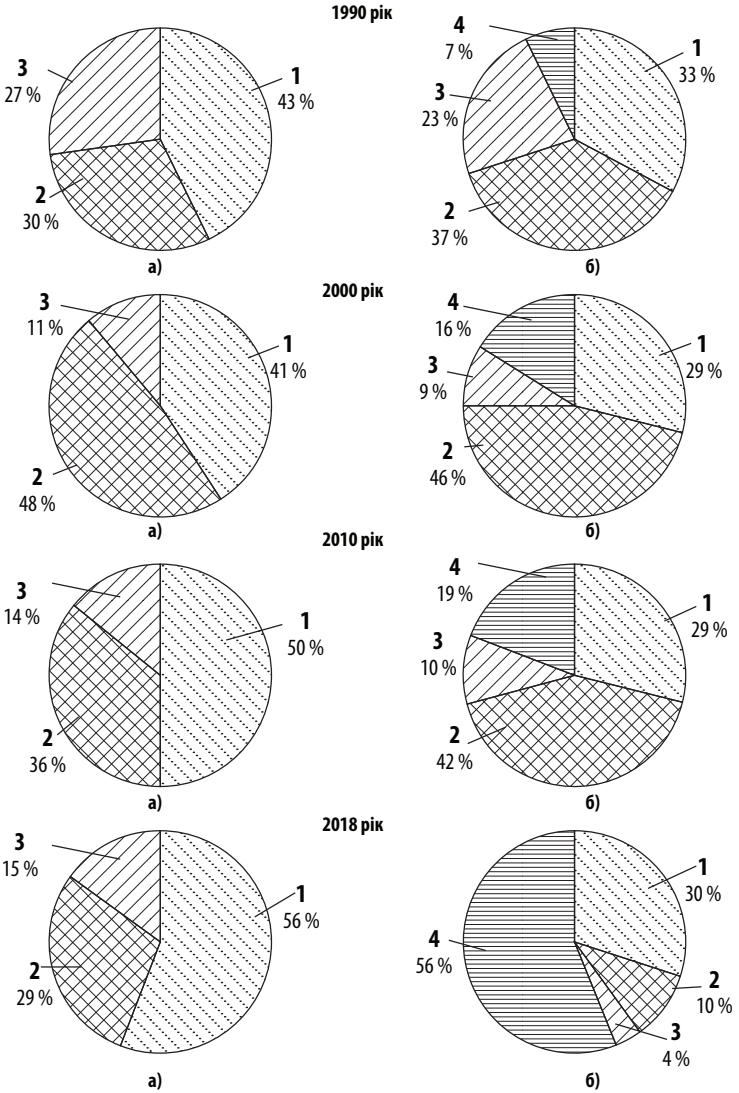


Рис. 2.4. Динаміка зміни ВВП за ПКС (1), енергоспоживання (2) та викидів CO_2 (3) в Україні у 1990–2018 рр. [122]



1 – вугілля; 2 – природний газ; 3 – нафта і нафтопродукти; 4 – безвуглецеві види енергії

Рис. 2.5. Порівняння структури викидів CO_2 і енергопропозиції України у 1990–2018 рр. [122]: а) структура викидів CO_2; б) структура енергопропозиції

гального обсягу. Після 2000 р. частка природного газу в енергобалансі країни поступово зменшувалася, а вугілля – стабілізувалася. Водночас частка викидів CO_2, спричинених спалюванням вугілля, зростала та склала 56 % від їх загального обсягу у 2018 р.

Скорочення викидів двоокису вуглецю вдалося також досягти за рахунок розвитку безвуглецевих видів енергії (у тому числі атомної, гідро-, біо-, сонячної та вітрової), на які в енергобалансі 1990 р. припадало лише 4 %, тоді як у 2018 р. – вже 56 %. Тобто разом із скороченням енергоспоживання відбулося заміщення органічного викопного палива неорганічними (окрім біоенергетичних ресурсів) джерелами енергії.

Технологічну складову низьковуглецевого розвитку не можливо оцінити за абсолютними показниками викидів двоокису вуглецю. Більш інформативним є використання відносних показників, за допомогою яких можна порівняти розмір викидів з розмірами економіки (енергоємність та вуглецеємність ВВП, вуглецеємність енергоспоживання, питомі викиди в розрахунку на душу населення тощо), динаміку яких наведено у *табл. 2.4*.

Таблиця 2.4

Ключові енергетичні індикатори України в 1990–2018 рр. [124]

Показник	Рік								
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018
Енергоємність ВВП за ПКС, т н. е./дол. США	0,5	0,6	0,6	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
Вуглецеємність ВВП за ПКС, кг CO_2/дол. США	1,3	1,6	1,3	0,9	0,8	0,6	0,6	0,5	0,5
Інтенсивність викидів CO_2 на 1 т первинної енергопропозиції, кг CO_2/т н. е.	2,7	2,4	2,2	2,1	2,0	2,0	2,2	1,9	1,9
Первинне енергоспоживання на душу населення, т н. е./особу	4,9	3,2	2,7	3,0	2,9	2,1	2,0	2,0	2,1
Викиди CO_2 на душу населення, т н. е./особу	13,3	7,7	6,0	6,2	5,8	4,2	4,4	3,8	4,1

Зниження енергомісткості ВВП пояснюється, *по-перше*, кризовими явищами в економіці і, *по-друге*, значним зниженням попиту на енергоресурси з боку найбільш енергоємних видів виробництва. Загалом при зниженні у 2017 р. енергомісткості ВВП країни за ПКС на 40 % (порівняно з 1990 р.) інтенсивність викидів CO_2 на 1 т первинної енергопропозиції знизилась на 30 %.

Певний вплив на вуглецеємність ВВП здійснює технічна і технологічна відсталість багатьох сфер промисловості. В Україні все ще продовжують активно використовуватись вкрай енергоємні технології в промисловості. З іншого боку – у сільському господарстві рівень питомого споживання енергетичних ресурсів на одиницю створеного ВВП навіть нижчий за середньоєвропейський з урахуванням високої частки ручної праці в сільському господарстві та значного вкладу сектора домогосподарств у створення продукції цього виду економічної діяльності, зокрема, в процесі самозаготівлі та ведення підсобного господарства [125].

Наведені дані щодо динаміки викидів є малоінформативними без порівняння з відповідними даними інших країн світу. Оцінити вплив України в загальносвітове забруднення атмосфери можливо на підставі порівняння сумарних викидів парникових газів «українського походження» з викидами інших країн. У *табл. 2.5* наведено динаміку викидів двоокису вуглецю в 1990–2017 рр., з якої видно, що порівняно з найпотужнішими економіками світу питома вага українських викидів у загальносвітових обсягах за період 1990–2017 рр. знизилась з 3,4 % у 1990 р. до 0,5 % в 2017 р., тобто майже у 7 разів.

При цьому маса загальносвітових викидів за цей період збільшилась у 1,6 разу при зменшенні маси українських викидів у 4 рази. Така динаміка пояснюється, перш за все, зростанням світової економіки, скороченням національної економіки і змінами в її структурі.

Вуглецеємність ВВП України залишається однією з найвищих у світі (*табл. 2.6*). Але відставання країни від середньосвітового рівня суттєво скоротилося. Якщо в 1990 р. цей показник в Україні переви-

Таблиця 2.5

Динаміка викидів CO_2 окремими країнами світу в 1990–2017 рр. [55]

Країни	Рік							
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
Китай	2122	2937	3140	5449	7875	9145	9109	9302
США	4803	5074	5730	5703	5352	4929	4838	4761
ЄС-28	4024	3812	3786	3923	3613	3216	3202	3209
Індія	529	703	885	1074	1583	2027	2058	2162
Росія	2164	1548	1474	1482	1529	1534	1511	1537
Японія	1042	1118	1136	1167	1127	1156	1147	1132
Україна	689	396	295	291	267	188	198	171
Світ	20521	21387	23240	27075	30571	32431	32414	32840

Таблиця 2.6

Вуглецеємність ВВП за ПКС в окремих країнах світу в 1990–2017 рр., кг/дол. США [55]

Країна	Рік							
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Китай	1,2	0,9	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4
США	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
ЄС-28	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
у т. ч.								
Німеччина	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Франція	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Польща	0,9	0,8	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3
Угорщина	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Словаччина	0,7	0,6	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2

Закінчення табл. 2.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Індія	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Росія	0,8	0,9	0,8	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5
Японія	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2
Україна	1,3	1,6	1,3	0,9	0,8	0,6	0,6	0,5
Білорусь	1,2	1,0	0,8	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3
Світ	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3

щував середньосвітовий рівень у 2,6 разу, то у 2017 р. це перевищування складало 1,7 разу.

За показником обсягу викиду шкідливих речовин у розрахунку на душу населення Україна також демонструє тенденції до покращення ситуації (*табл. 2.7*): за період 1990–2017 рр. викиди двоокису вуглецю в розрахунку на душу населення знизились на 71,4 %, тоді як в середньому у світі питомі викиди підвищились на 12,8 %.

Таблиця 2.7

Викиди CO_2 на душу населення в окремих країнах світу в 1990–2017 рр., т/особу [55]

Країна	Рік							
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Китай	1,9	2,4	2,5	4,2	5,9	6,6	6,6	6,7
США	19,2	19,1	20,3	19,3	17,3	15,3	15,0	14,6
ЄС-28	8,4	7,9	7,8	7,9	7,2	6,3	6,3	6,3
у т. ч.								
Німеччина	11,8	10,5	10,0	9,7	9,5	8,9	8,9	8,7
Франція	5,9	5,8	6,0	5,9	5,2	4,5	4,5	4,6
Польща	9,1	8,7	7,9	7,8	8,0	7,4	7,6	8,0

Закінчення табл. 2.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Угорщина	6,3	5,5	5,2	5,4	4,7	4,3	4,5	4,7
Словаччина	10,4	7,7	6,8	6,9	6,4	5,4	5,6	5,9
Індія	0,6	0,7	0,8	0,9	1,3	1,6	1,6	1,6
Росія	14,6	10,4	10,1	10,3	10,7	10,7	10,5	10,6
Японія	8,4	8,9	9,0	9,1	8,8	9,1	9,0	8,8
Україна	13,3	7,7	6,0	6,2	5,8	4,2	4,4	3,8
Білорусь	9,8	5,6	5,2	5,7	6,3	6,5	5,6	5,7
Світ	3,9	3,7	3,8	4,2	4,4	4,4	4,4	4,4

У цілому за наведеною вибіркою країн Україна демонструє найбільше зниження цього показника. Станом на 2017 р. питомі викиди двоокису вуглецю в Україні були менше, ніж у більш розвинених країнах ЄС-28.

Але, якщо порівняти Україну з країнами, що здійснюють значну індустріалізацію економіки (Китай – зростання в 3,5 разу, Індія – зростання в 2,7 разу), то можна зробити висновок, що покращення в Україні пояснюється, скоріш за все, процесами деіндустріалізації.

Опосередковано вклад України в забруднення довкілля та потенціал його зменшення можна оцінити за допомогою питомого показника використання енергоресурсів населенням у розрахунку на квадратний метр території країни. Згідно з дослідженням [125] цей показник значно вищій за більшість країн ЄС і на 40 % перевищує середньоєвропейські.

Так, для опалення житла та постачання гарячої води на квадратний метр житлової площі використовується удвічі більше ресурсів, ніж у країнах Європи зі схожим кліматом. В Україні цей показник в середньому на 44 % вищий, ніж у Німеччині, і на 56 % вищий – ніж у Швеції [125].

Підсумовуючи проведені порівняння, можна зробити *такі висновки.*

Протягом періоду, що аналізувався (1990–2018 рр.), ситуація з викидами в атмосферу парникових газів в Україні суттєво покращилась. Але це покращення не є результатом ефективної державної політики декарбонізації економіки й енергетичного переходу країни на шлях низьковуглецевого розвитку.

Основною причиною зниження техногенного навантаження на довкілля в Україні стало найбільше в світі падіння економіки, деіндустріалізація і відповідні структурні зміни в економіці. В останні роки на обсяг викидів парникових газів впливають події на Донбасі та анексія Криму.

Незважаючи на позитивні абсолютні тенденції, економіка України за цілим рядом показників знаходиться на більш низьких ступенях декарбонізації, ніж у розвинених країнах світу.

На цей час падіння ВВП припинилося, нова структура національної економіки сформувалася, і ці фактори в майбутньому не впливатимуть на показники України, які характеризують декарбонізацію економіки.

2.2. Аналіз структурних зрушень в економіці України і їх вплив на споживання електроенергії та зменшення викидів двоокису вуглецю

Економіка України у 2000–2018 рр. розвивалася нерівномірно. За аналізований період в ній відбулося 2 суттєвих спади – у 2009 р. і 2014–2015 рр. (*рис. 2.6*).

У 2009 р. номінальний ВВП у країні порівняно з попереднім роком зменшився на 34,9 %. На такий суттєвий спад в економіці, в першу чергу, вплинула світова фінансова криза 2007–2009 рр. У 2014–2015 рр. порівняно з 2013 р. зменшення номінального ВВП становило 50,6 %. Головною причиною такого значного спаду в економіці України стали події, пов'язані з конфліктом у Донецькій і Луганській областях.

Водночас виробництво електроенергії в Україні у 2009 р. зменшилося на 9,9 % і в 2014–2015 рр. – на 18,7 % (*рис. 2.7*).

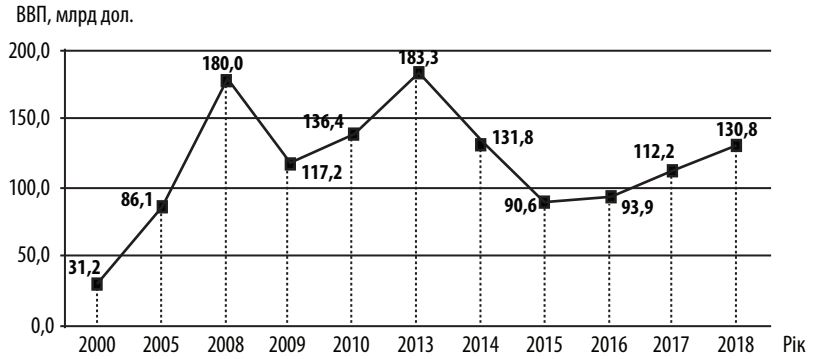


Рис. 2.6. Динаміка ВВП України в 2000–2018 рр. [134]

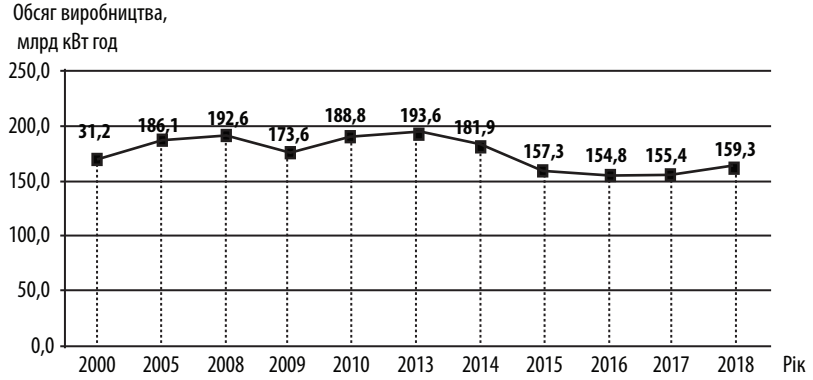
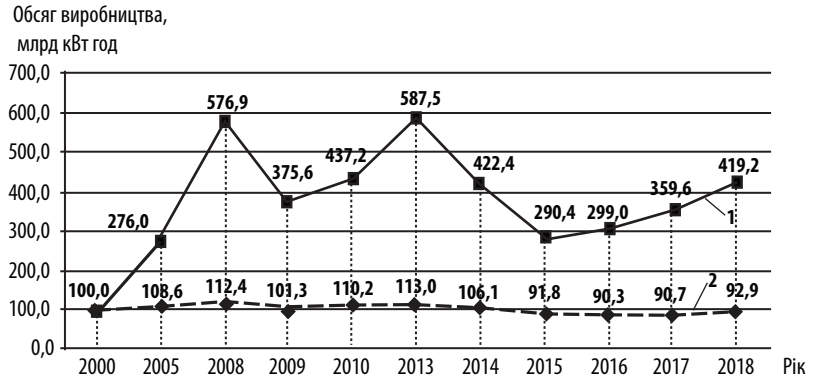


Рис. 2.7. Динаміка виробництва електроенергії в Україні у 2000–2018 рр. [134]

У цілому за період, що аналізується, темпи зростання номінального ВВП склали 419,2 %, водночас виробництво електроенергії становило 92,9 % (*рис. 2.8*).

Постає питання, за рахунок чого при зростанні економіки зменшилося виробництво електроенергії в Україні? На це питання можливі дві відповіді.



1 – темп зміни ВВП; 2 – темп зміни виробництва електроенергії

Рис. 2.8. Співвідношення динаміки ВВП і виробництва електроенергії в Україні у 2000–2018 рр.

Джерело: розраховано на основі [134]

По-перше, в країні масово впроваджувалися заходи щодо енергоефективності й енергозбереження у всіх галузях економіки та сферах життєдіяльності. Але аналіз звітів фонду енергоефективності в Україні [160] свідчить, що інвестицій і заходів з енергозбереження і енергоефективності в країні було занадто мало, щоб забезпечити таку економію електроенергії при створенні ВВП.

По-друге, в економіці України відбулися суттєві структурні зрушення в напрямку зменшення споживання електроенергії. Дослідимо, чи це так? Але спочатку уточнимо сутність поняття «структурне зрушення».

У Великому економічному словнику структурне зрушення визначається як зміни в структурі економічної системи під впливом різних економічних і позаекономічних чинників [126].

Організація Об'єднаних Націй з промислового розвитку (UNIDO) визначає, що структурні зрушення в загальному розумінні означають довгострокові та постійні зрушення в галузевому складі економічних систем [127].

У *табл. 2.8* наведено сутність поняття «структурні зрушення в економіці» у працях учених.

Таблиця 2.8

Сутність поняття «структурні зрушення в економіці» у науковій літературі

Автор / джерело	Сутність поняття
Л. Лопатніков [128]	Зміни в структурі економічної системи під впливом різноманітних економічних і зовнішньоекономічних факторів, процесів управління економічною системою
О. Сухарєв [129]	Якісні зміни в економічній системі, що полягають в заміні існуючих раніше взаємозв'язків між її складовими частинами новими
В. Шмідт [130]	Суттєва зміна пропорцій між окремими елементами економічної системи, внутрішньої будови системи, взаємозв'язків між її елементами, що приводить до зміни основних системних якостей
М. Бутакова, О. Соколова [131]	Якісна зміна взаємозв'язків між зіставними елементами макроекономічної системи, зумовлена нерівномірною динамікою співвідношення їх кількісних характеристик
Д. Васечко [132]	Якісна та кількісна зміна пропорцій між секторами в певний проміжок часу, що відбувся під впливом виробничо-технологічних, соціально-економічних та інституційних чинників внутрішнього характеру
В. Геєць, Л. Шинкарук [133]	У вузькому розумінні – це зміни у продуктово-галузевій структурі економіки. У широкому розумінні до цих змін слід додати й заміни у складі виробництва та споживання ресурсів: інвестицій і основного капіталу (галузева, технологічна, вікові та інші структури), трудових ресурсів, матеріальних та енергетичних ресурсів

Таким чином, на основі наведеного вище сутність поняття «структурне зрушення в економіці» необхідно визначити як кількісну характеристику величини зрушення в структурі економіки за рахунок різних секторів, які входять до її складу.

Аналіз міжгалузевого балансу України та наукової літератури [134] свідчить, що на споживання електроенергії ВЕД економіки впливає енергоємність виробництва та тип виробництва (безперервний або дискретний).

Класифікація ВЕД економіки України за рівнем енергоємності здійснюється на основі даних міжгалузевих балансів країни за період 2000–2016 рр. і має такий вигляд (*табл. 2.9*).

Таблиця 2.9

Класифікація ВЕД економіки України за рівнем енергоємності у 2000–2016 рр.

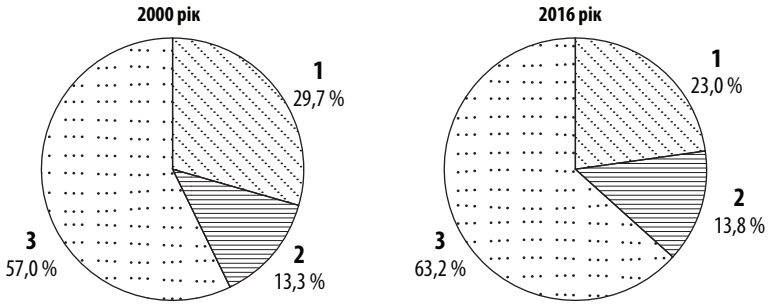
Рівень енергоємності	ВЕД
Високоенергоємні (більше 50 % витрат)	Добування металевих руд; виробництво коксу та коксопродуктів, виробництво продуктів нафтоперероблення; металургійне виробництво; постачання електроенергії, газу, пари, водопостачання і каналізація; транспорт і складське господарство
Середньоенергоємні (від 25 % до 50 % витрат)	Добування кам'яного та бурого вугілля; добування сирої нафти та природного газу; хімічна та нафтохімічна промисловість; виробництво іншої неметалевої мінеральної продукції; операції з нерухомим майном; освіта
Низькоенергоємні (менше 25 % витрат)	Сільське господарство; виробництво харчових продуктів; текстильне виробництво, виробництво одягу; оброблення деревини та виробництво виробів з деревини; машинобудування; інші галузі промисловості; будівництво; оптова та роздрібна торгівля; діяльність пошти та зв'язку; тимчасове розміщення й організація харчування; оренда машин та устаткування; комп'ютерне програмування; наукові дослідження та розробки; державне управління і оборона; охорона здоров'я та надання соціальної допомоги; мистецтво, спорт, розваги та відпочинок; надання інших видів послуг

Джерело: авторська розробка

Значущість і динаміка *j*-ї групи енергоємності ВЕД економіки України в 2000–2016 рр. наведено в табл. А.1 (Додаток А).

Структуре економіки за групами енергоємності ВЕД України в 2000 і 2016 рр. наведено на *рис. 2.9*.

З рис. 2.4 видно, що за аналізований період у структурі економіки зменшилася частка високоенергоємних ВЕД на 6,7 % і збільшилася низькоенергоємних – на 6,2 %. Ця ситуація вплинула на зменшення обсягу споживання електроенергії економікою України.



1 – високоенергоємні; 2 – середньоенергоємні; 3 – низькоенергоємні

Рис. 2.9. Структура економіки України в 2000 і 2016 рр. за групами енергоємності ВЕД

Джерело: розраховано на основі [134]

Класифікація ВЕД економіки України за характеристикою перервності виробничого процесу здійснюється на основі даних міжгалузевих балансів країни за період 2000–2016 рр. (табл. А.2 Додатка А) і має такий вигляд (*табл. 2.10*).

Таблиця 2.10

Класифікація ВЕД економіки України за типом виробничого процесу у 2000–2016 рр.

Тип виробничого процесу	ВЕД
1	2
Безперервний	Добування кам'яного та бурого вугілля; добування сирої нафти та природного газу; добування металевих руд; виробництво коксу та коксопродуктів, виробництво продуктів нафтоперероблення; хімічна та нафтохімічна промисловість; металургійне виробництво; постачання електроенергії, газу, пари, водопостачання і каналізація; транспорт і складське господарство
Дискретний	Сільське господарство; виробництво харчових продуктів; текстильне виробництво, виробництво одягу; оброблення деревини та виробництво виробів з деревини; виробництво іншої неметалевої мінеральної продукції;

Закінчення табл. 2.10

1	2
	машинобудування; інші галузі промисловості; будівництво; оптова та роздрібна торгівля; діяльність пошти та зв'язку; тимчасове розміщення й організація харчування; фінансова та страхова діяльність; операції з нерухомим майном; оренда машин та устаткування; комп'ютерне програмування; наукові дослідження та розробки; державне управління і оборона; освіта; охорона здоров'я та надання соціальної допомоги; мистецтво, спорт, розваги та відпочинок; надання інших видів послуг

Джерело: авторська розробка

Значущість групи за типом виробничого процесу в економіці України у 2000 і 2016 рр. наведено в табл. А.3 Додатка А.

Структуру економіки за групами типу виробництва ВЕД України у 2000 і 2016 рр. наведено на *рис. 2.10.*

З рис. 2.10 видно, що за аналізований період у структурі економіки зменшилася частка ВЕД з безперервним виробництвом – на 9,1 % і на таку ж частку збільшилася питома вага ВЕД з дискретним характером виробництва, що вплинуло на зменшення обсягу споживання електроенергії економікою України.

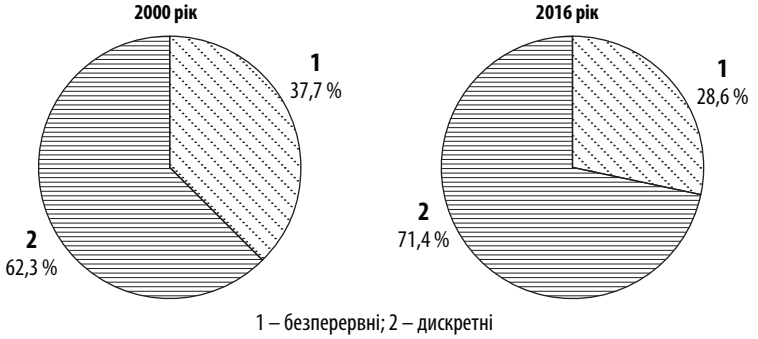


Рис. 2.10. Структура економіки України в 2000 і 2016 рр. за типом виробництва ВЕД

Джерело: розраховано на основі [134]

В табл. А.3 Додатка А наведено дані, а на *рис. 2.11* – матрицю позиціонування ВЕД економіки України у площині «рівень енергоємності – тип виробничого процесу».

З матриці видно, що високоенергетичні ВЕД України водночас мають безперервний характер виробничого процесу, що свідчить про підвищений їх вплив на обсяги споживання електроенергії економікою країни.

Крім того, частина середньотехнологічних ВЕД (хімічна та нафтохімічна промисловість; добування кам'яного та бурого вугілля; добування нафти та природного газу), які мають безперервний характер виробничого процесу, також суттєво впливають на обсяги споживання електроенергії економікою країни.

Структура розподілу ВЕД економіки України за рівнем енергоємності та типом виробничого процесу в 2000 і 2016 рр. наведено на *рис. 2.12.*

З рис. 2.12 видно, що за аналогічний період у структурі економіки України найбільш суттєво зменшилася частка ВЕД з високоенергетичним і безперервним процесом виробництва – на 6,7 %, а збільшилася частка низькоенергоємних ВЕД з дискретним процесом виробництва – на 6,2 %.

Ці два сектори економіки України і вплинули найбільше на зменшення обсягу споживання нею електроенергії і випередження темпів зростання ВВП країни над темпами споживання електроенергії.

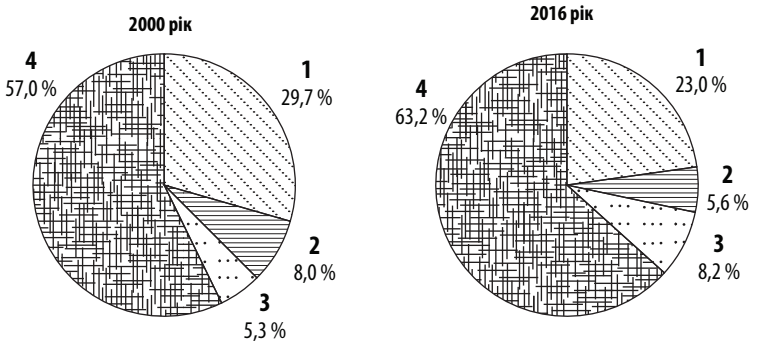
Величина і напрямок структурного зрушення *i-ї* групи за рівнем енергоємності ВЕД в економіці України за *Δt*-й період часу ($I_i^{\Delta t}$) визначається за таким індексом [135–140]:

$$I_i^{\Delta t} = \frac{d_i^{t2} - d_i^{t1}}{d_i^{t1}}, \qquad (2.1)$$

де d_i^{t1} і d_i^{t2} – відповідно питома вага *i*-ї групи за рівнем енергоємності ВЕД в економіці країни в базисному (t_1) і звітному (t_2) періодах.

Рис. 2.11. Матриця позиціонування ВЕД економіки України у площині «рівень енергоємності – тип виробничого процесу» у 2016 р.

Джерело: авторські розрахунки



1 – високоенергоємні з безперервним процесом виробництва; 2 – середньоенергоємні з безперервним процесом виробництва; 3 – середньоенергоємні з дискретним процесом виробництва; 4 – низькоенергоємні з дискретним процесом виробництва

Рис. 2.12. Структура розподілу ВЕД економіки України за рівнем енергоємності та типом виробничого процесу у 2000 і 2016 рр.

Джерело: розраховано на основі [134]

У *табл. 2.11* наведено розрахунки величин індексів і напрямків структурних зрушень груп різної енергоємності ВЕД економіки України у 2000–2016 рр.

Найбільше від'ємне структурне зрушення в економіці України у 2000–2016 рр. відбулося у групі високоенергоємних ВЕД – (-0,2336), а позитивне – в групі низькоенергоємних ВЕД – 0,1121.

На *рис. 2.13* наведено динаміку структурних зрушень груп різної енергоємності ВЕД економіки України у 2000–2016 рр.

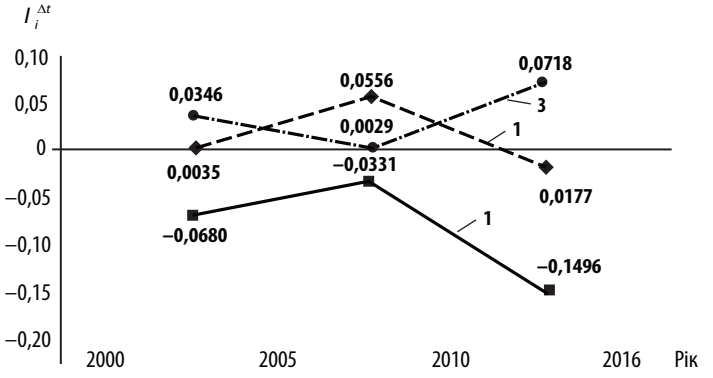
Як видно з рис. 2.13, позитивні структурні зрушення протягом періоду, що аналізувався, відбувалися лише в групі низькоенергоємних ВЕД, а негативні – в групі високоенергоємних ВЕД. Середньоенергоємні ВЕД економіки України у 2000–2016 рр. мали змінну динаміку структурних зрушень.

Таблиця 2.11

Розрахунок величин індексів і напрямків структурних зрушень груп різної енергоємності ВЕД економіки України в 2000–2016 рр.

Групи ВЕД за рівнем енергоємності	Характеристика міри структурного зрушення			
	$I_i^{2000-2005}$	$I_i^{2005-2010}$	$I_i^{2005-2010}$	$I_i^{2000-2016}$
Високоенергоємні	-0,0680	-0,0331	-0,1496	-0,2336
Середньоенергоємні	0,0035	0,0556	-0,0177	0,0405
Низькоенергоємні	0,0346	0,0029	0,0718	0,1121

Джерело: авторські розрахунки



1 – високоенергоємні ВЕД; 2 – середньоенергоємні ВЕД; 3 – низькоенергоємні ВЕД

Рис. 2.13. Показники структурних зрушень груп різної енергоємності ВЕД економіки України у 2000–2016 рр.

Джерело: авторські розрахунки

Міру суттєвості структурного зрушення групи за рівнем енергоємності ВЕД в економіці країни можна оцінити за допомогою такої шкали (*табл. 2.12*).

Згідно зі шкалою (табл. 2.12) за мірою суттєвості структурного зрушення групи високоенергоємних ВЕД економіки України можна визначити як суттєве, групи середньоенергоємних і низькоенергоємних ВЕД – незначне.

Таблиця 2.12

Шкала оцінки міри суттєвості структурного зрушення групи за рівнем енергоємності ВЕД в економіці країни

Інтервали значення	Міра суттєвості структурного зрушення
| 0 – 0,150 |	Незначне структурне зрушення
| 0,151 – 0,700 |	Суттєве структурне зрушення
| 0,700 і вище |	Значне структурне зрушення

Джерело: авторська розробка

Дослідимо приріст (зменшення) питомої ваги ВЕД у структурі ВВП економіки України у 2000–2016 рр. у розрізі досліджуваних груп (*табл. 2.13*).

Таблиця 2.13

Структура економіки України за групами різної енергоємності і їх динаміка у 2000–2016 рр.

Група ВЕД за рівнем енергоємності	Частка ВЕД у випуску продукції				Абсолютний		2016 р. щодо 2000 р.	
	d_{2000}		d_{2016}					
	%	ранг	%	ранг	%	ранг	%	ранг
Високої енергоємності	29,68	2	22,75	2	-6,93	3	76,64	3
Середньої енергоємності	13,29	3	13,83	3	0,54	2	104,05	2
Низької енергоємності	57,02	1	63,42	1	6,39	1	111,21	1
Усього економіка	100	–	100	–		–		

Джерело: авторські розрахунки

Як видно з табл. 2.13, за аналізований період в економіці України відбувся приріст частки груп ВЕД низької (абсолютний – 6,39 %, відносний – 111,21 %) та середньої (абсолютний – 0,54 %, відносний – 104,05 %) енергоємності, отже, група ВЕД високої (абсолютний – -6,93 %, відносний – 76,64 %) енергоємності зменшила свою частку.

Оцінка структурного зрушення економіки за рахунок груп різної енергоємності ВЕД за період Δt-го часу за допомогою інтегрального коефіцієнта $(K_i^{\Delta t})$ здійснюється таким чином [130; 135–139]:

$$K_i^{\Delta t} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(d_i^{t2} - d_i^{t1})^2}{\sum_{i=1}^{n}(d_i^{t2} + d_i^{t1})^2}}, \qquad (2.2)$$

де n – кількість ВЕД в економіці країни.

У *табл. 2.14* наведено розрахунки інтегрального коефіцієнта структурного зрушення економіки за рахунок груп різної енергоємності ВЕД у 2000–2016 рр.

Міру суттєвості інтегрального структурного зрушення в економіці країни можна оцінити за допомогою шкали Рябцева (*табл. 2.15*).

На рис. 2.14 наведено динаміку інтегрального коефіцієнта структурного зрушення економіки України за рахунок груп різної енергоємності ВЕД у 2000–2016 рр.

Як видно з рис. 2.14, найбільше структурне зрушення в економіці України у 2000–2016 рр. за рахунок груп різної енергоємності ВЕД відбулося у 2010–2016 рр. – 0,0432. За шкалою (табл. 2.15) його можна класифікувати як вельми низьке структурне зрушення, а структурні зрушення економіки у 2000–2005 рр. і 2005–2010 рр. характеризуються як тотожність структур.

Дослідимо структурні зміни, що відбулися в економіці України за типом виробничого процесу у 2000–2016 рр.

У *табл. 2.16* наведено розрахунки величин індексів і напрямків структурних зрушень груп за типом виробничого процесу ВЕД економіки України у 2000–2016 рр.

На *рис. 2.15* наведено динаміку структурних зрушень груп різної енергоємності ВЕД економіки України у 2000–2016 рр. Як видно з рис. 2.15, позитивні структурні зрушення протягом періоду, що аналізувався, відбувалися в групі дискретного типу виробничого процесу, а негативні – в групі безперервного типу виробничого процесу.

Згідно зі шкалою (табл. 2.6) за мірою суттєвості структурного зрушення у групах за типом виробничого процесу ВЕД економіки України у 2000–2016 рр. можна визначити як суттєве структурне рушення

Таблиця 2.14

Розрахунок інтегрального коефіцієнта структурного зрушення економіки за рахунок груп різної енергоємності ВЕД у 2000–2016 рр.

Група ВЕД за рівнем енергоємності	Квадрат різниць часток				Квадрат сум часток			
	$(d_{2005}-d_{2000})^2$	$(d_{2010}-d_{2005})^2$	$(d_{2016}-d_{2010})^2$	$(d_{2016}-d_{2000})^2$	$(d_{2000}+d_{2005})^2$	$(d_{2010}+d_{2005})^2$	$(d_{2016}+d_{2010})^2$	$(d_{2016}+d_{2000})^2$
Високоенергоємні	4,068	0,837	16,010	48,069	3288,9	2961,2	2450,4	2749,2
Середньоенергоємні	0,002	0,550	0,062	0,290	709,4	752,0	779,2	735,8
Низькоенергоємні	3,882	0,030	18,067	40,887	13459,9	13961,9	15027,0	14506,0
Сума	7,952	1,417	34,140	89,247	17458,2	17675,1	18256,6	17991,1
$\frac{(d_i^{t2}-d_i^{t1})^2}{(d_i^{t2}+d_i^{t1})^2}$					0,0005	0,0001	0,0019	0,0050
$K_i^{\Delta t}$					0,0213	0,0090	0,0432	0,0704

Джерело: авторські розрахунки

Таблиця 2.15

Шкала інтегральної оцінки міри суттєвості структурного зрушення в економіці країни [141]

Інтервали значення	Міра суттєвості структурного зрушення
| 0,000 – 0,030 |	Тотожність структур
| 0,031 – 0,070 |	Вельми низьке структурне зрушення
| 0,071 – 0,150 |	Низьке структурне зрушення
| 0,151 – 0,300 |	Суттєве структурне зрушення
| 0,301 – 0,500 |	Значне структурне зрушення
| 0,501 – 0,700 |	Вельми значне структурне зрушення
| 0,701 – 0,900 |	Протилежний тип структури
| 0,901 і вище |	Повна протилежність структури

Джерело: авторська розробка

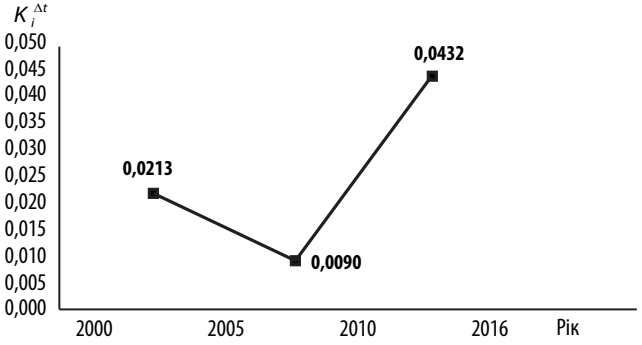


Рис. 2.14. Динаміка інтегрального коефіцієнта структурного зрушення економіки України за рахунок груп різної енергоємності ВЕД у 2000–2016 рр.

Джерело: авторська розробка

для групи безперервного виробничого процесу та незначне – для групи дискретного виробничого процесу.

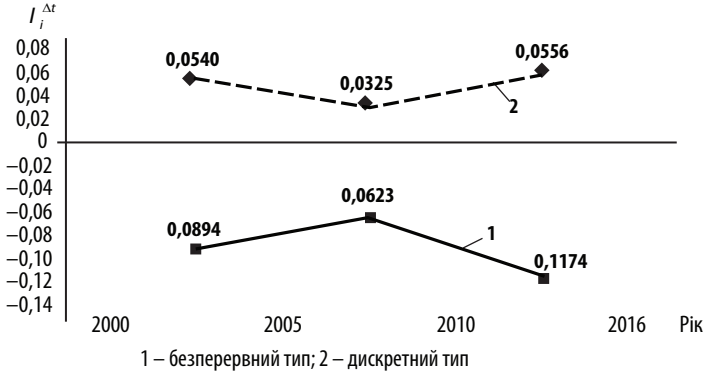
Дослідимо приріст (зменшення) питомої ваги груп ВЕД за характеристикою перервності виробничого процесу у структурі ВВП економіки України у 2000–2016 рр. (*табл. 2.17*).

Таблиця 2.16

Розрахунок величин індексів і напрямків структурних зрушень груп за типом виробничого процесу ВЕД економіки України у 2000–2016 рр.

Тип виробничого процесу	Характеристика міри структурного зрушення			
	$I_i^{2000-2005}$	$I_i^{2005-2010}$	$I_i^{2005-2010}$	$I_i^{2000-2016}$
Безперервний	-0,0894	-0,0623	-0,1174	-0,2463
Дискретний	0,0540	0,0325	0,0556	0,1488

Джерело: авторські розрахунки



1 – безперервний тип; 2 – дискретний тип

Рис. 2.15. Показники структурних зрушень груп за типом виробничого процесу ВЕД економіки України у 2000–2016 рр.

Джерело: авторські розрахунки

Як видно з табл. 2.17, за аналізований період в економіці України відбулося зростання частки групи ВЕД дискретного типу виробництва (абсолютний – 9,28 %, відносний – 114,88 %) та зниження частки іншої групи ВЕД (абсолютний – -9,28 %, відносний – 75,37 %).

У *табл. 2.18* наведено розрахунки інтегрального коефіцієнта структурного зрушення економіки за рахунок груп різного типу виробничого процесу ВЕД у 2000–2016 рр.

Таблиця 2.17

Структура економіки України за групами типу виробничого процесу і їх динаміка у 2000–2016 рр.

Тип виробничого процесу	Частка ВЕД у випуску продукції				Абсолютний		2016 р. щодо 2000 р.	
	d_{2000}		d_{2016}					
	%	ранг	%	ранг	%	ранг	%	ранг
Безперервний	37,66	2	28,39	2	-9,28	2	75,37	2
Дискретний	62,34	1	71,61	1	9,28	1	114,88	1
Усього економіка	100	–	100	–		–		

Джерело: авторські розрахунки

На *рис. 2.16* наведено динаміку інтегрального коефіцієнта структурного зрушення економіки України за рахунок груп різного типу виробничого процесу ВЕД у 2000–2016 рр.

Як видно з рис. 2.16, найбільше структурне зрушення в економіці України у 2000–2016 рр. за рахунок груп різного типу виробничого процесу ВЕД відбулося у 2010–2016 рр. – 0,0351. За шкалою (табл. 2.15) його можна класифікувати як вельми низьке структурне зрушення, аналогічно характеризується структурне зрушення економіки у 2000–2005 рр., а у 2005–2010 рр. структурне зрушення характеризувалося як тотожність структур.

Структуру економіки України за ВЕД у 2000 і 2016 рр. подано на *рис. 2.17*. З рис. 2.17 видно, що найбільшу питому вагу в структурі економіки у 2016 р. займали такі ВЕД: сільське господарство – 12,96 %; оптова та роздрібна торгівля; ремонт автотранспортних засобів і мотоциклів – 12,75 %; виробництво харчових продуктів, напоїв та тютюнових виробів – 9,77 % і металургійне виробництво – 7,00 %.

Порівняно з 2000 р. найбільше зросла питома вага в економіці України ВЕД «Оптова торгівля та роздрібна торгівля; ремонт автотранспортних засобів і мотоциклів – 5,8 %, а зменшилася – у ВЕД «Металургійне виробництво та виготовлення металевих виробів» – 3,26 %.

Таблиця 2.18

Розрахунок інтегрального коефіцієнта структурного зрушення економіки за рахунок груп ВЕД за характеристикою перервності виробничого процесу у 2000–2016 рр.

Тип виробничого процесу	Квадрат різниць часток				Квадрат сум часток			
	$(d_{2005}-d_{2000})^2$	$(d_{2010}-d_{2005})^2$	$(d_{2016}-d_{2010})^2$	$(d_{2016}-d_{2000})^2$	$(d_{2000}+d_{2005})^2$	$(d_{2010}+d_{2005})^2$	$(d_{2016}+d_{2010})^2$	$(d_{2016}+d_{2000})^2$
Безперервний	11,333	4,562	14,245	86,057	5177,8	4416,2	3665,6	4362,2
Дискретний	11,333	4,562	14,245	86,057	16395,0	17834,3	19447,8	17943,4
Сума	22,666	9,125	28,490	172,114	21572,8	22250,6	23113,5	22305,6
$\frac{(d_i^{t2}-d_i^{t1})^2}{(d_i^{t2}+d_i^{t1})^2}$					0,0011	0,0004	0,0012	0,0077
$K_i^{\Delta t}$					0,0324	0,0203	0,0351	0,0878

Джерело: авторські розрахунки

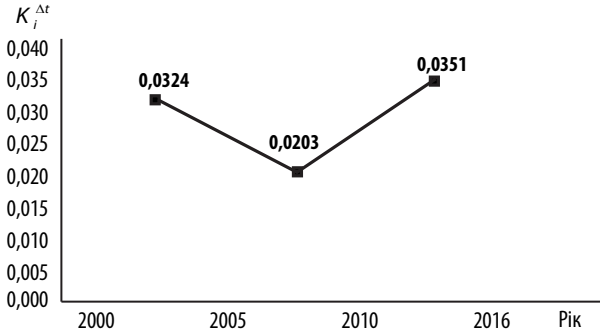
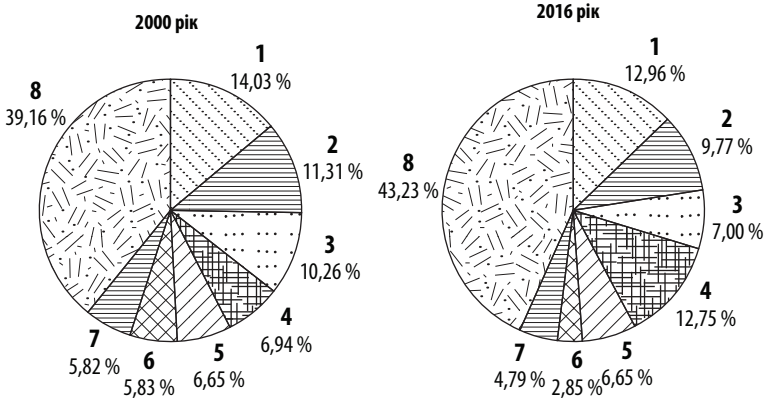


Рис. 2.16. Динаміка інтегрального коефіцієнта структурного зрушення економіки України за рахунок груп різного типу виробничого процесу ВЕД у 2000–2016 рр.

Джерело: авторські розрахунки



1 – сільське господарство; 2 – виробництво харчових продуктів, напоїв та тютюнових виробів; 3 – металургійне виробництво та виготовлення металевих виробів; 4 – оптова та роздрібна торгівля; ремонт автотранспортних засобів і мотоциклів; 5 – транспорт, складське господарство; 6 – машинобудування; 7 – постачання електроенергії; 8 – інші

Рис. 2.17. Структура економіки України у 2000 і 2016 рр. за ВЕД

Джерело: розраховано на основі [134]

Дослідимо більш детально, які структурні зміни відбувалися у цей період в економіці України. Для цього будемо використовувати методичний підхід, який наведено на *рис. 2.18*.

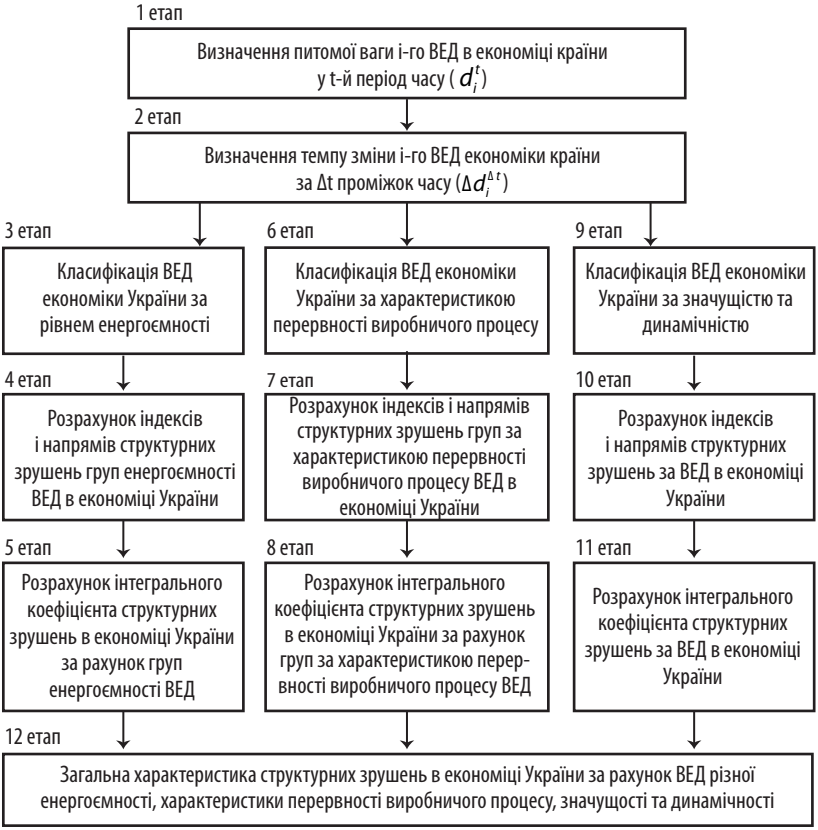


Рис. 2.18. Методичний підхід до аналізу структурних змін в економіці України

Джерело: авторська розробка

За значущістю в економіці України ВЕД у 2016 р. умовно можна поділити на 3 групи (*табл. 2.19*).

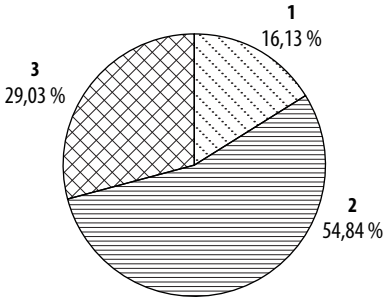
Таблиця 2.19

Класифікація за значущістю ВЕД в економіці України у 2016 р.

Питома вага в економіці, %	ВЕД
Висока (більше 5,0)	Сільське, лісове та рибне господарство (12,96 %); оптова та роздрібна торгівля; ремонт автотранспортних засобів і мотоциклів (12,75 %); виробництво харчових продуктів; напоїв та тютюнових виробів (9,77 %); металургійне виробництво та виробництво готових металевих виробів (7%); транспорт, складське господарство (6,65 %)
Середня (від 1,0 до 5,0)	Постачання електроенергії, газу, пари та кондиційованого повітря (4,79 %); будівництво (4,75 %); операції з нерухомим майном (4,11 %); державне управління й оборона; обов'язкове соціальне страхування (3,60 %); оренда машин та устаткування; прокат побутових виробів і предметів особистого вжитку; діяльність у сферах права, бухгалтерського обліку, інжинірингу; надання послуг підприємцям (3,43 %); хімічна та нафтохімічна промисловість (2,95 %); машинобудування (2,85 %); освіта (2,62 %); добування металевих руд, інших корисних копалин та розроблення кар'єрів; надання допоміжних послуг у сфері добувної промисловості та розроблення кар'єрів (2,33 %); оброблення деревини та виробництво виробів з деревини; целюлозно-паперове виробництво; видавнича діяльність (2,30 %); фінансова та страхова діяльність (2,13 %); комп'ютерне програмування, консультування та надання інформаційних послуг (2,08 %); охорона здоров'я та надання соціальної допомоги (1,96 %); добування сирої нафти та природного газу (1,84 %); виробництво іншої неметалевої мінеральної продукції (1,46 %); діяльність пошти та зв'язку (1,18 %); інші галузі промисловості (1,09 %)
Низька (до 1,0)	Добування кам'яного та бурого вугілля (0,84 %); виробництво продуктів нафтоперероблення (0,72 %); виробництво коксу та коксопродуктів (0,66 %); тимчасове розміщування й організація харчування (0,65 %); водопостачання; каналізація, поводження з відходами (0,61 %); надання інших видів послуг (0,53 %); текстильне виробництво, виробництво одягу, шкіри та інших матеріалів (0,52 %); мистецтво, спорт, розваги та відпочинок (0,46 %); наукові дослідження та розробки (0,41 %)

Джерело: авторська розробка

Структуру розподілу за значущістю ВЕД в економіці України у 2016 р. наведено на *рис. 2.19.*



1 – питома вага більше 5,0 %; 2 – питома вага від 1,0% до 5,0 %;
3 – питома вага менше 1,0 %

Рис. 2.19. Структура розподілу за значущістю ВЕД в економіці України у 2016 р. [134]

Як видно з рис. 2.19, найбільше ВЕД в економіці України мали питому вагу від 1,0 % до 5,0 % – 54,84 %, потім – менше 1,0 % – 29,03 %, нарешті – більше 5,0 % – 16,13 %.

За динамічністю розвитку ВЕД економіки України у 2000–2016 рр. умовно можна розподілити на 3 групи таким чином (*табл. 2.20*).

Структуру розподілу за динамічністю розвитку ВЕД економіки України у 2000–2016 р. наведено на *рис. 2.20.*

Як видно з рис. 2.20, найбільше ВЕД в економіці України у 2000–2016 рр. мали темпи зміни до 100 % – 51,61 %, потім – від 100 % до 150 % – 25,81 % і нарешті – більше 150 % – 22,58 %.

У табл. А.4 Додатка А наведено розрахунки величин індексів і напрямків структурних зрушень ВЕД в економіці України у 2000–2016 рр.

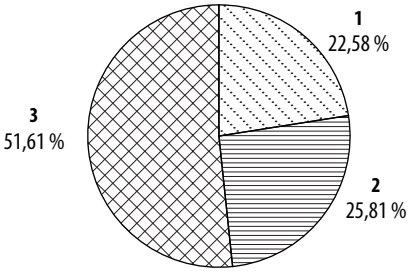
Найбільші позитивні структурні зрушення в економіці України у 2000–2016 рр. відбулось у ВЕД: комп'ютерне програмування – 10,01, оренда машин та устаткування – 2,59, операції з нерухомим майном – 1,62; наданні інших видів послуг – 1,35 і оптовій та роздрібній торгівлі – 0,84, а найбільші від'ємні – у виробництві продуктів на-

Таблиця 2.20

Класифікація за динамічністю розвитку ВЕД економіки України у 2000–2016 рр.

Темпи зміни, %	ВЕД
Високі (більше 150)	Комп'ютерне програмування, консультування та надання інформаційних послуг (1101,32 %); оренда машин та устаткування; прокат побутових виробів і предметів особистого вжитку; діяльність у сферах права, бухгалтерського обліку, інжинірингу; надання послуг підприємцям (358,56 %); операції з нерухомим майном (261,91 %); надання інших видів послуг (235,26 %); оптова та роздрібна торгівля; ремонт автотранспортних засобів і мотоциклів (183,68 %); фінансова та страхова діяльність (159,64 %); державне управління й оборона; обов'язкове соціальне страхування (153,65 %)
Середні та низькі (від 100 до 150)	Добування металевих руд, інших корисних копалин та розроблення кар'єрів; надання допоміжних послуг у сфері добувної промисловості та розроблення кар'єрів (146,34 %); оброблення деревини та виробництво виробів з деревини; целюлозно-паперове виробництво; видавнича діяльність (145,46 %); тимчасове розміщування й організація харчування (128,40 %); будівництво (123,62 %); виробництво іншої неметалевої мінеральної продукції (112,17 %); освіта (107,38 %); добування сирої нафти та природного газу (104,86 %); охорона здоров'я та надання соціальної допомоги (100,44 %)
Від'ємні (до 100)	Транспорт, складське господарство (99,90 %); мистецтво, спорт, розваги та відпочинок (98,58 %); сільське, лісове та рибне господарство (92,39 %); виробництво харчових продуктів; напоїв та тютюнових виробів (86,43 %); інші галузі промисловості (84,47 %); хімічна та нафтохімічна промисловість (83,11 %); постачання електроенергії, газу, пари та кондиційованого повітря (82,30 %); водопостачання; каналізація, поводження з відходами (67,61 %); діяльність пошти та зв'язку (72,31 %); металургійне виробництво та виробництво готових металевих виробів (68,20 %); виробництво коксу та коксопродуктів (67,48 %); наукові дослідження та розробки (61,63 %); машинобудування (48,97 %); добування кам'яного та бурого вугілля (31,55 %); текстильне виробництво, виробництво одягу, шкіри та інших матеріалів (26,71 %); виробництво продуктів нафтоперероблення (20,68 %)

Джерело: авторська розробка



1 – більше 150 %; 2 – від 100 % до 150 %; 3 – менше 100 %

Рис. 2.20. Структура розподілу за динамічністю розвитку ВЕД економіки України у 2000–2016 рр.

Джерело: авторські розрахунки

фтоперероблення (–0,79), текстильному виробництві та виробництві одягу (–0,73), добуванні кам'яного та бурого вугілля (–0,68), машинобудуванні (–0,51) і наукових дослідженнях та розробках (–0,38) (*рис. 2.21*).

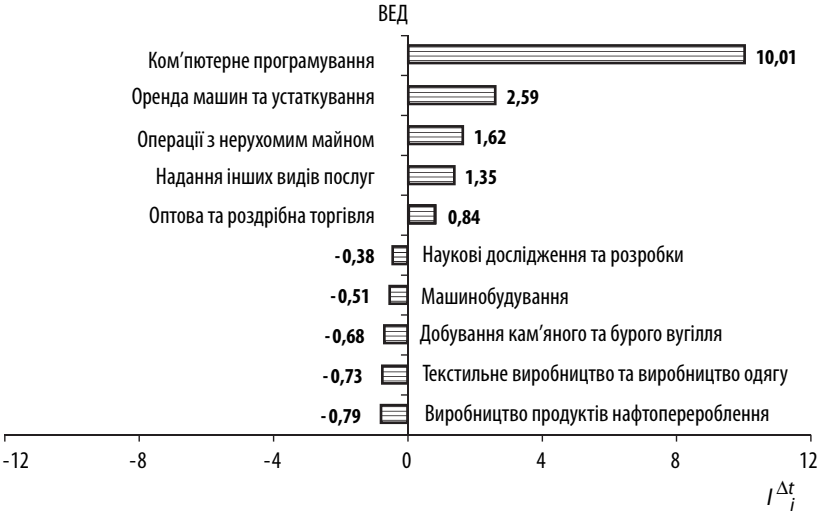


Рис. 2.21. Індекси структурного зрушення ВЕД в економіці України у 2000–2016 рр.

Джерело: авторські розрахунки

Згідно зі шкалою (табл. 2.12) ВЕД в економіці України за 2000–2016 рр. за мірою суттєвості структурного зрушення можна охарактеризувати таким чином (*табл. 2.21*).

Таблиця 2.21

Характеристика ВЕД в економіці України за мірою суттєвості структурного зрушення у 2000–2016 рр.

Інтервали значення міри суттєвості структурного зрушення	ВЕД
Незначне | 0 – 0,150 |	Виробництво харчових продуктів (-0,14); сільське, лісове та рибне господарство (-0,08); мистецтво, спорт, розваги та відпочинок (-0,01); транспорт, складське господарство (0,001); охорона здоров'я та надання соціальної допомоги (0,004); добування сирої нафти та природного газу (0,05); освіта (0,07); виробництво іншої неметалевої мінеральної продукції (0,12)
Суттєве | 0,151 – 0,700 |	Добування кам'яного та бурого вугілля (-0,68); машинобудування (-0,51); наукові дослідження та розробки (-0,38); виробництво коксу та коксопродуктів (-0,33); водопостачання; каналізація, поводження з відходами (-0,32); металургійне виробництво та виробництво готових металевих виробів (-0,32); діяльність пошти та зв'язку (-0,28); постачання електроенергії, газу, пари та кондиційованого повітря (-0,18); хімічна та нафтохімічна промисловість (-0,17); інші галузі промисловості (-0,16); будівництво (0,24); тимчасове розміщування й організація харчування (0,28); оброблення деревини та виробництво виробів з деревини (0,45); добування металевих руд, інших корисних копалин та розроблення кар'єрів (0,46); державне управління й оборона (0,54); фінансова та страхова діяльність (0,60)
Значне | 0,70 і вище |	Виробництво продуктів нафтоперероблення (-0,79); текстильне виробництво та виробництво одягу (-0,73); оптова та роздрібна торгівля (0,84); надання інших видів послуг (1,35); операції з нерухомим майном (1,62); оренда машин та устаткування (2,59); комп'ютерне програмування (10,01)

Джерело: авторська розробка

Як видно з табл. 2.21, незначні структурні зрушення (НСЗ) в економіці України у 2000–2016 рр. відбулись у 8 ВЕД, при цьому 3 з них мали від'ємний напрямок (виробництво харчових продуктів; сільське господарство; мистецтво, спорт, розваги та відпочинок), а 5 – позитивний (транспорт; охорона здоров'я; добування сирої нафти та природного газу; освіта; виробництво іншої неметалевої мінеральної продукції).

Суттєве структурне зрушення (ССЗ) в економіці України за аналізований період відбувся у 16 ВЕД, з яких 11 мали від'ємний напрямок (добування кам'яного та бурого вугілля; машинобудування; наукові дослідження та розробки; виробництво коксу та коксопродуктів; водопостачання, каналізація, поводження з відходами; металургійне виробництво; діяльність пошти та зв'язку; постачання електроенергії, газу, пари та кондиційованого повітря; хімічна промисловість; інші галузі промисловості), а 6 – позитивний (будівництво; тимчасове розміщування й організація харчування; оброблення деревини та виробництво виробів з деревини; добування металевих руд; державне управління й оборона; фінансова та страхова діяльність).

Значне структурне зрушення (ЗСЗ) в економіці України у 2000–2016 рр. відбулось у 7 ВЕД, з яких 2 мали від'ємний напрямок (виробництво продуктів нафтоперероблення; текстильне виробництво та виробництво одягу), а 5 – позитивний (оптова та роздрібна торгівля; надання інших видів послуг; операції з нерухомим майном; оренда машин та устаткування; комп'ютерне програмування).

У табл. А.5 Додатка А наведено розрахунки інтегрального коефіцієнта структурного зрушення за рахунок ВЕД в економіці України у 2000–2016 рр.

На *рис. 2.22* наведено динаміку інтегрального коефіцієнта структурного зрушення в економіці України у 2000–2016 рр.

Як видно з рис. 2.22, з кожним періодом, що аналізувався, структурне зрушення за рахунок ВЕД в економіці України збільшувалося на незначну величину. За весь період (2000–2016 рр.) інтегральний коефіцієнт структурного зрушення склав величину 0,1884.

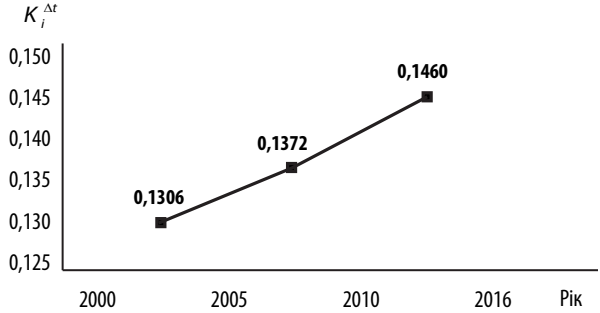


Рис. 2.22. Динаміка інтегрального коефіцієнта структурного зрушення в економіці України за рахунок ВЕД у 2000–2016 рр.

Джерело: авторські розрахунки

Загальну характеристика структурних зрушень ВЕД економіки України у 2000–2016 рр. наведено у *табл. 2.22*.

Згідно з табл. 2.22 можна констатувати, що за 2000–2005 рр., 2005–2010 рр. і 2010–2016 рр. структурні зрушення в економіці України за рахунок ВЕД можна охарактеризувати як низькі, а за 2000–2016 рр. спостерігається суттєве структурне зрушення.

Дослідимо динаміку попиту на електроенергію в Україні та зміну його структури у 2000–2017 рр. Для цього будемо використовувати методичний підхід, який запропонований на рис. 2.13.

У *табл. 2.23* наведено динаміку споживання електроенергії в Україні у 2000–2017 рр. Як видно з табл. 2.23, попит на електроенергію в Україні з 2000 по 2010 рр. спочатку зріс на 118,19 %, а потім до 2017 р. зменшився на 11,49 %.

Найбільшу питому вагу у споживанні електроенергії в країні займав сектор економіки, потім – населення і нарешті – комунально-побутова сфера. При цьому питома вага економіки у загальному споживанні електроенергії в Україні зменшилась з 65,7 % у 2000 р. до 52,6 % в 2017 р., населення – збільшилась на 3,0 % і комунально-побутової сфери також – на 4,8 %.

Таблиця 2.22

Загальна характеристика структурних зрушень ВЕД економіки України у 2000–2016 рр.

ВЕД	Характеристика міри суттєвості зрушення						
	Енерго-ємність	Зрушення	Тип виробничого процесу	Зрушення	ВЕД		Зрушення
					Питома вага	Динаміка	
1	2	3	4	5	6	7	8
Комп'ютерне програмування, консультування та надання інформаційних послуг	НЕМ	НСЗ (0,1121)	ДТВ	НСЗ (0,1488)	НП	ВД	ЗСЗ (10,0132)
Оренда машин та устаткування; прокат побутових виробів і предметів особистого вжитку; діяльність у сферах права, бухгалтерського обліку, інжинірингу; надання послуг підприємцям	НЕМ	НСЗ (0,1121)	ДТВ	НСЗ (0,1488	НП	ВД	ЗСЗ (2,5856)
Операції з нерухомим майном	СЕМ	НСЗ (0,0405)	ДТВ	НСЗ (0,1488	СП	ВД	ЗСЗ (1,6191)
Надання інших видів послуг	НЕМ	НСЗ (0,1121)	ДТВ	НСЗ (0,1488	НП	ВД	ЗСЗ (1,3526)
Оптова та роздрібна торгівля; ремонт автотранспортних засобів і мотоциклів	НЕМ	НСЗ (0,1121)	ДТВ	НСЗ (0,1488	ВП	ВД	ЗСЗ (0,8368)
Фінансова та страхова діяльність	НЕМ	НСЗ (0,1121)	ДТВ	НСЗ (0,1488	СП	ВД	ССЗ (0,5964)

Продовження табл. 2.22

1	2	3	4	5	6	7	8
Державне управління й оборона; обов'язкове соціальне страхування	НЕМ	НСЗ (0,1121)	ДТВ	НСЗ (0,1488	СП	ВД	ССЗ (0,5365)
Добування металевих руд, інших корисних копалин та розроблення кар'єрів; надання допоміжних послуг у сфері добувної промисловості та розроблення кар'єрів	ВЕМ	-ССЗ (-0,2336)	БТВ	-ССЗ (-0,2463)	СП	СНД	ССЗ (0,4634)
Оброблення деревини та виробництво виробів з деревини; целюлозно-паперове виробництво; видавнича діяльність	НЕМ	НСЗ (0,1121)	ДТВ	НСЗ (0,1488	СП	СНД	ССЗ (0,4546)
Тимчасове розміщування й організація харчування	НЕМ	НСЗ (0,1121)	ДТВ	НСЗ (0,1488	НП	СНД	ССЗ (0,2840)
Будівництво	НЕМ	НСЗ (0,1121)	ДТВ	НСЗ (0,1488	СП	СНД	ССЗ (0,2362)
Виробництво іншої неметалевої мінеральної продукції	СЕМ	НСЗ (0,0405)	ДТВ	НСЗ (0,1488	СП	СНД	НСЗ (0,1217)
Освіта	СЕМ	НСЗ (0,0405)	ДТВ	НСЗ (0,1488	СП	СНД	НСЗ (0,0738)
Добування сирої нафти та природного газу	СЕМ	НСЗ (0,0405)	БТВ	-ССЗ (-0,2463)	СП	СНД	НСЗ (0,0486)

Продовження табл. 2.22

1	2	3	4	5	6	7	8
Охорона здоров'я та надання соціальної допомоги	НЕМ	НСЗ (0,1121)	ДТВ	НСЗ (0,1488	СП	СНД	НСЗ (0,0044)
Транспорт, складське господарство	ВЕМ	-ССЗ (-0,2336)	БТВ	-ССЗ (-0,2463)	ВП	ВЄ	НСЗ (-0,0010)
Мистецтво, спорт, розваги та відпочинок	НЕМ	НСЗ (0,1121)	ДТВ	НСЗ (0,1488	НП	ВЄ	-НСЗ (-0,0142)
Сільське, лісове та рибне господарство	НЕМ	НСЗ (0,1121)	ДТВ	НСЗ (0,1488	ВП	ВЄ	-НСЗ (-0,0761)
Виробництво харчових продуктів; напоїв а тютюнових виробів	НЕМ	НСЗ (0,1121)	ДТВ	НСЗ (0,1488	ВП	ВЄ	-НСЗ (-0,1357)
Інші галузі промисловості	НЕМ	НСЗ (0,1121)	ДТВ	НСЗ (0,1488	СП	ВЄ	-ССЗ (-0,1553)
Хімічна та нафтохімічна промисловість	СЕМ	НСЗ (0,0405)	БТВ	-ССЗ (-0,2463)	СП	ВЄ	-ССЗ (-0,1689)
Постачання електроенергії, газу, пари та кондиційованого повітря	ВЕМ	-ССЗ (-0,2336)	БТВ	-ССЗ (-0,2463)	ВП	ВЄ	-ССЗ (-0,1770)
Діяльність пошти та зв'язку	НЕМ	НСЗ (0,1121)	ДТВ	НСЗ (0,1488	СП	ВЄ	-ССЗ (-0,2769)

Закінчення табл. 2.22

1	2	3	4	5	6	7	8
Металургійне виробництво та виробництво готових металевих виробів	ВЕМ	-СС3 (-0,2336)	БТВ	-СС3 (-0,2463)	ВП	ВЄ	-СС3 (-0,3180)
Водопостачання; каналізація, поводження з відходами	ВЕМ	-СС3 (-0,2336)	БТВ	-СС3 (-0,2463)	НП	ВЄ	-СС3 (-0,3239)
Виробництво коксу та коксопродуктів	ВЕМ	-СС3 (-0,2336)	БТВ	-СС3 (-0,2463)	НП	ВЄ	-СС3 (-0,3252)
Наукові дослідження та розробки	НЕМ	НС3 (0,1121)	ДТВ	НС3 (0,1488	НП	ВЄ	-СС3 (-0,3837)
Машинобудування	НЕМ	НС3 (0,1121)	ДТВ	НС3 (0,1488	ВП	ВЄ	-СС3 (-0,5103)
Добування кам'яного та бурого вугілля	СЕМ	НС3 (0,0405)	БТВ	-СС3 (-0,2463)	СП	ВЄ	-СС3 (-0,6845)
Текстильне виробництво, виробництво одягу, шкіри та інших матеріалів	НЕМ	НС3 (0,1121)	ДТВ	НС3 (0,1488	СП	ВЄ	-ЗС3 (-0,7329)
Виробництво продуктів нафтоперероблення	ВЕМ	-СС3 (-0,2336)	БТВ	-СС3 (-0,2463)	СП	ВЄ	-ЗС3 (-0,7932)

Джерело: авторські розрахунки

Таблиця 2.23

Динаміка споживання електроенергії в Україні у 2000–2017 рр. [142]

Споживачі електроенергії	Рік									
	2000		2005		2010		2016		2017	
	млн кВт-год	%	млн кВт-год	%	млн кВт-год	%	млн кВт-год	%	млн кВт-год	%
Економіка (крім КПС)	74557	65,7	78485	63,8	78164	58,3	61118,1	51,7	62422,8	52,6
Комунально-побутова сфера (КПС)	8811	7,8	18555	15,1	19231	14,3	15190,7	12,8	14940,6	12,6
Населення	30123	26,5	26064	21,1	36740	27,4	35917,3	30,4	35064,3	29,5
Інші непромислові споживачі	–	–	–	–	–	–	6031,9	5,1	6291,8	5,3
Всього споживання	113491	100	123104	100	134135	100	118258,0		118719,5	100

Джерело: авторські розрахунки

Таблиця 2.24

Розрахунок індексів і напрямів структурних зрушень у споживанні електроенергії в Україні у 2000–2017 рр.

Споживачі електроенергії	Частка у споживанні, %				Різниця часток, %				Індекс структурного зрушення ($I_i^{\Delta t}$)			
	d_{2000}	d_{2005}	d_{2010}	d_{2017}	$d_{2005} - d_{2000}$	$d_{2010} - d_{2005}$	$d_{2017} - d_{2010}$	$d_{2017} - d_{2000}$	$I_i^{2000–2005}$	$I_i^{2005–2010}$	$I_i^{2010–2017}$	$I_i^{2000–2017}$
Економіка (крім КПС)	65,7	63,8	58,3	52,6	-1,9	-5,5	-5,7	-13,1	-0,0289	-0,0862	-0,0978	-0,1994
Комунально-побутова сфера (КПС)	7,8	15,1	14,3	12,6	7,3	-0,8	-1,7	4,8	0,9359	-0,0530	-0,1189	0,6154
Населення	26,5	21,1	27,4	29,5	-5,4	6,3	2,1	3,0	-0,2038	0,2986	0,0766	0,1132
Інші непромислові споживачі	–	–	–	5,3	–	–	–	–	–	–	–	–
Всього	100	100	100	100	–	–	–	–				

Джерело: авторські розрахунки

У *табл. 2.24* наведено розрахунки величин індексів і напрямків структурних зрушень у споживанні електроенергії в Україні у 2000–2017 рр. за групами споживачів.

На *рис. 2.23* наведено динаміку структурних зрушень у споживанні електроенергії в Україні у 2000–2017 рр.

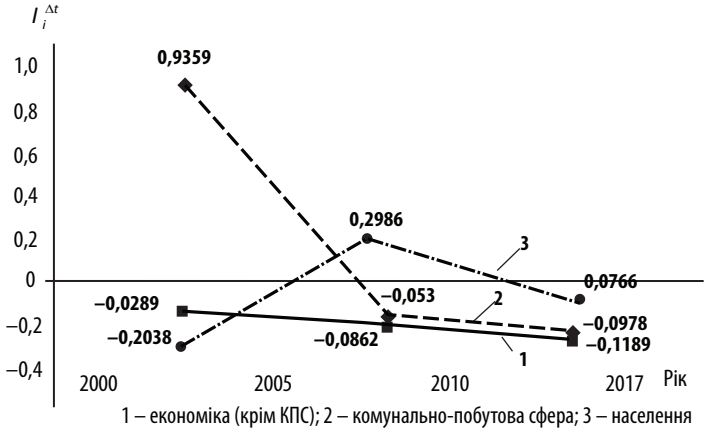


Рис. 2.23. Показники структурних зрушень у споживанні електроенергії в Україні у 2000–2017 рр.

Джерело: авторські розрахунки

Як видно з рис. 2.23, у споживанні електроенергії в Україні у 2000–2017 рр. відбувалися від'ємні структурні зрушення в економіці країни та комунально-побутовій сфері, а у споживанні електроенергії населенням у 2005–2010 рр. відбулося зростання, а у 2010–2017 рр. – зниження. Найбільше позитивне структурне зрушення у споживанні електричної енергії в Україні за період, що аналізувався, відбулося у комунально-побутовій сфері – 0,6154 (суттєве), а також у населення – 0,1132 (незначне), а від'ємне – в економіці країни (-0,1994) (суттєве).

У *табл. 2.25* наведено розрахунки інтегрального коефіцієнта структурного зрушення у споживанні електроенергії в Україні у 2000–2017 рр.

Таблиця 2.25

Розрахунок інтегрального коефіцієнта структурного зрушення у споживанні електроенергії в Україні у 2000–2017 рр.

Споживачі електроенергії	Квадрат різниць часток, %				Квадрат сум часток, %			
	$(\Delta d_{2005\text{-}2000})^2$	$(\Delta d_{2010\text{-}2005})^2$	$(\Delta d_{2017\text{-}2010})^2$	$(\Delta d_{2017\text{-}2000})^2$	$(\Delta d_{2005+2000})^2$	$(\Delta d_{2010+2005})^2$	$(\Delta d_{2017+2010})^2$	$(\Delta d_{2017+2000})^2$
Економіка (крім КПС)	3,6	30,3	32,5	171,6	16770,3	14908,4	12298,8	13994,9
Комунально-побутова сфера (КПС)	53,3	0,6	2,9	23,0	524,4	864,4	723,6	416,2
Населення	29,2	39,7	4,4	9,0	2265,8	2352,3	3237,6	3136,0
Інші непромислові споживачі	–	–	–	–	–	–	–	–
Сума	86,1	70,6	39,8	203,7	19560,4	18125,0	16260,0	17547,1
$\frac{(d_i^{t2} - d_i^{t1})^2}{(d_i^{t2} + d_i^{t1})^2}$					0,0044	0,0039	0,0024	0,0116
$K_i^{\Delta t}$					0,0663	0,0624	0,0495	0,1077

Джерело: авторські розрахунки

На *рис. 2.24* наведено динаміку інтегрального коефіцієнта структурного зрушення у споживанні електроенергії в Україні у 2000–2017 рр.

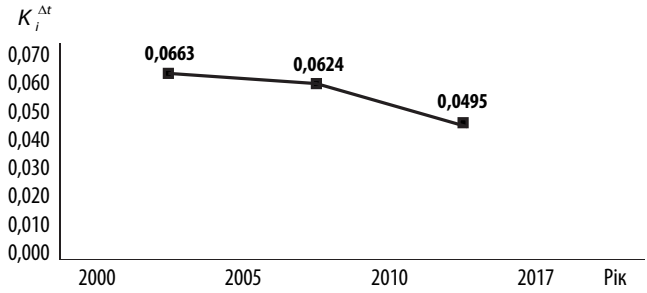


Рис. 2.24. Динаміка інтегрального коефіцієнта структурного зрушення у споживанні електроенергії в Україні у 2000–2017 рр.

Джерело: авторські розрахунки

Як видно з рис. 2.24, з 2000 р. по 2017 р. динаміка інтегрального коефіцієнта структурного зрушення в споживанні електроенергії в Україні мала тенденцію до зменшення.

За весь період, що аналізується, інтегральний коефіцієнт структурного зрушення у споживанні електроенергії в країні склав величину 0,1077, яка характеризується як низьке структурне зрушення.

Загальну характеристику структурного зрушення в споживанні електроенергії в Україні у 2000–2017 рр. наведено в *табл. 2.26.*

Як видно з табл. 2.26, позитивні структурні зрушення у споживанні електроенергії в Україні у 2000–2017 рр. відбулися в комунально-побутовій сфері (0,6154 – суттєве) та населення (0,1132 – незначне), а в економіці країни – суттєве від'ємне (-0,1994).

Таким чином, з наведеного вище дослідження можна зробити висновки:

1. При зростанні економіки в Україні у 2000–2018 рр. виробництво і споживання електроенергії здебільшого зменшилося за рахунок деградації економіки, зменшення в її структурі висо-

Таблиця 2.26

Загальна характеристика структурного зрушення у споживанні електроенергії в Україні у 2000–2017 рр.

Споживачі електроенергії	Питома вага, %				Темп змін, %				Структурне зрушення, 2017 р. до 2000 р.		
	d_{2000}	Ранг	d_{2017}	Ранг	Абсолютний	Ранг	2017 р. щодо 2000 р.	Ранг	Індекс структурного зрушення	Ранг	Міра суттєвості зрушення
Економіка (крім КПС)	65,7	1	52,6	1	-13,1	3	80,06	3	-0,1994	3	суттєве
Комунально-побутова сфера (КПС)	7,8	3	12,6	3	4,8	1	161,54	1	0,6154	1	суттєве
Населення	26,5	2	29,5	2	3,0	2	111,32	2	0,1132	2	незначне
Інші непромислові споживачі	–	–	5,3	–	–	–	–	–	–	–	–

Джерело: авторські розрахунки

коенергоємних і безперервних типів виробничих процесів, а не масового впровадження заходів щодо енергоефективності та енергозбереження.

2. В Україні в аналізованому періоді відбулися структурні зрушення у споживанні електроенергії шляхом скорочення питомої ваги економіки (в більшій частині промисловості) і збільшення комунально-побутової сфери і населення.
3. Деградація економіки України у 2000–2018 рр., зменшення в її структурі питомої ваги промисловості, в першу чергу, галузей високоенергоємних з безперервним типом виробництва, є головними чинником зменшення викидів двоокису вуглецю в країні.

2.3. Стан і структурні зрушення у виробництві електроенергії в Україні і їх вплив на зменшення викидів двоокису вуглецю

Енергетика є головуючим сектором національного господарства, відповідальним за викиди двоокису вуглецю. Структурні зрушення у напрямку безвуглецевих видів енергії здатні істотно вплинути на декарбонізацію економіки.

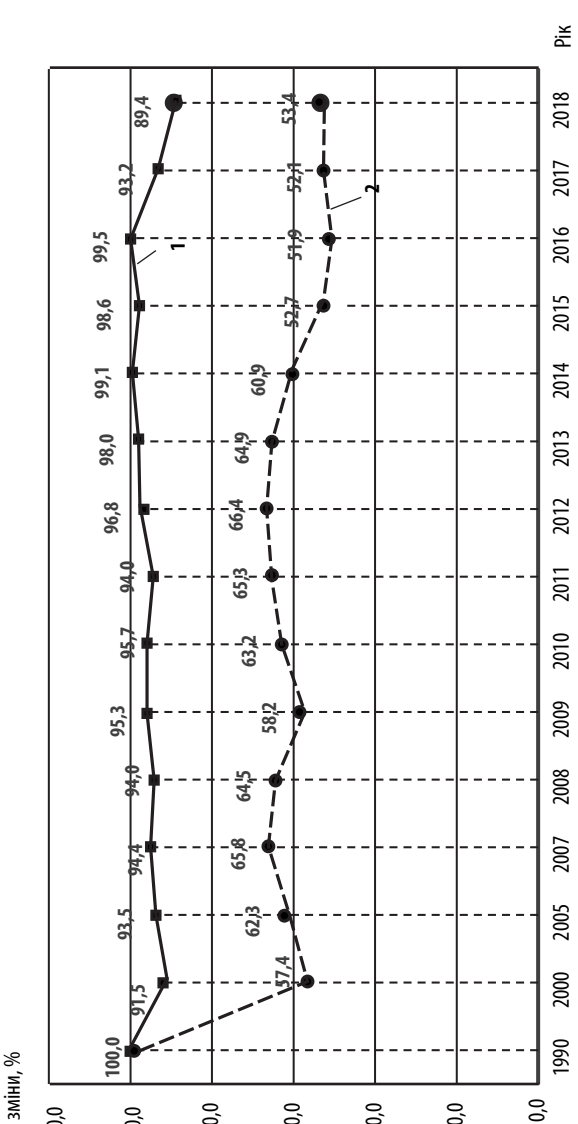
В Україні потужності з генерації енергії у 2018 р. порівняно з 1990 р. зменшилися на 10,6 %, а з 2000 р. – на 2,1 % (*рис. 2.25*).

Водночас обсяги виробництва електроенергії в країні у 2018 р. порівняно з 1990 р. зменшилися на 46,6 %, а з 2000 р. – на 4,0 %.

Таким чином, в Україні спостерігається значний залишок незавантажених потужностей з генерації електроенергії.

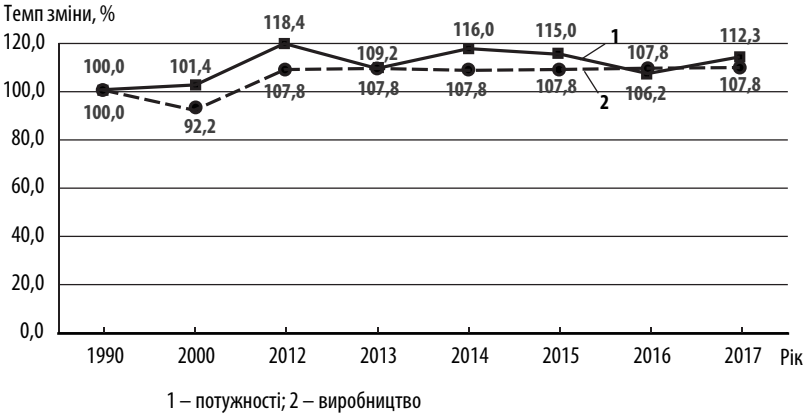
Потужності АЕС Україні у 2017 р. склали 107,8 % до 1990 р. і 115,9 % до 2000 р. Водночас генерація електроенергії на АЕС країни у 2017 р. становили 110,7 % до 1990 р. і 110,9 % до 2000 р. (*рис. 2.26*).

Потужності ТЕС і ТЕЦ України у 2017 р. склали 80,1 % до 1990 р. і 88,9 % до 2000 р. Водночас генерація електроенергії ТЕС і ТЕЦ країни у 2017 р. становила 27,2 % і 69,4 % до 2000 р. (*рис. 2.27*).



1 – потужності з генерації електроенергії; 2 – виробництво електроенергії

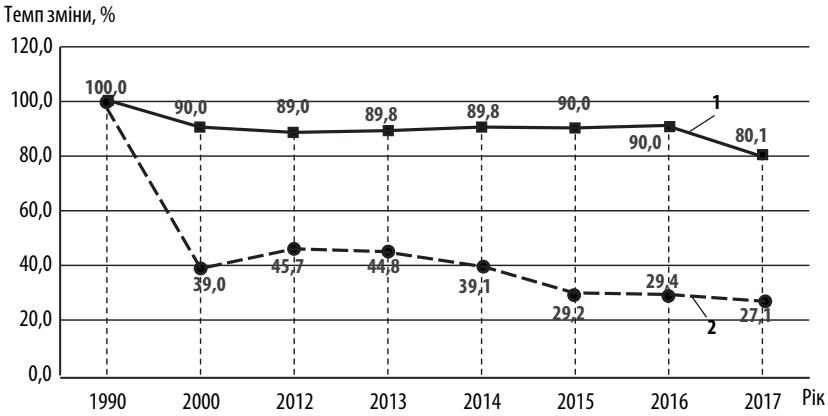
Рис. 2.25. Динаміка виробництва електроенергії і потужності з її виробництва в Україні у 1990–2018 рр. [142]



1 – потужності; 2 – виробництво

Рис. 2.26. Динаміка потужностей і генерації електроенергії в Україні на АЕС у 1990–2017 рр.

Джерело: розраховано на основі [142]



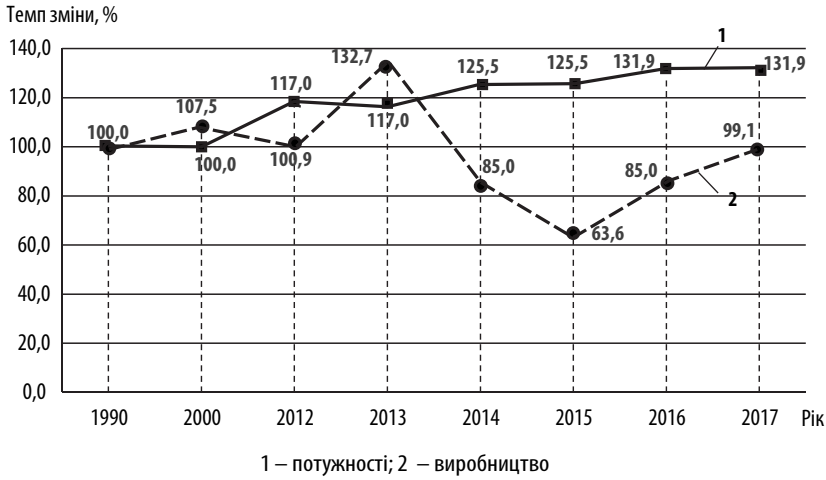
1 – потужності; 2 – виробництво

Рис. 2.27. Динаміка потужностей і генерації електроенергії в Україні на ТЕС і ТЕЦ у 1990–2017 рр.

Джерело: розраховано на основі [142]

Потужності ГЕС і ГАЕС України у 2017 р. склали 131,9 % до 1990 р. і до 2000 р.

Водночас генерація електроенергії ГЕС і ГАЕС країни у 2017 р. становила 99,1 % до 1990 р. і 92,2 % до 2000 р. (*рис. 2.28*).



1 – потужності; 2 – виробництво

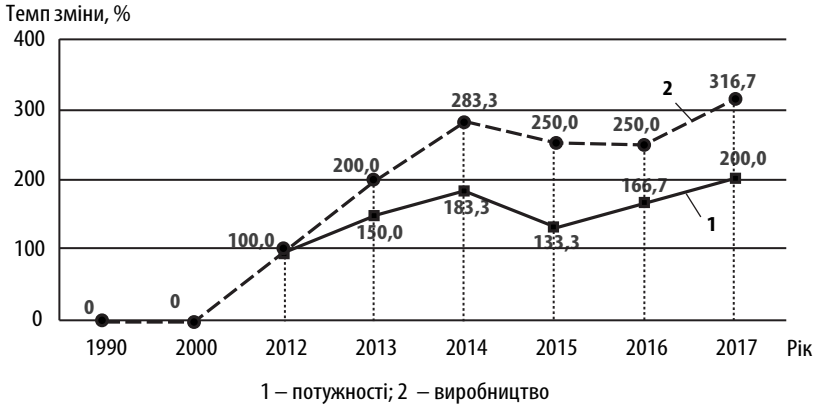
Рис. 2.28. Динаміка потужностей і генерації електроенергії в Україні на ГЕС і ГАЕС у 1990–2017 рр.

Джерело: розраховано на основі [142]

Потужності ВДЕ України у 2017 р. склали 200 % до 2012 р., а зростання генерації електроенергії з них за цей період становило 316,7 % (*рис. 2.29*).

Класифікація потужностей та виробництва видів генерації електроенергії за маневреністю в Україні за 2000–2017 рр. має такий вигляд (*табл. 2.27*).

Структуру потужностей електроенергії в Україні за видами маневреності у 2000 р. і 2017 р. наведено на *рис. 2.30*.



1 – потужності; 2 – виробництво

Рис. 2.29. Динаміка потужностей і генерації електроенергії в Україні з ВДЕ у 1990–2017 рр.

Джерело: розраховано на основі [142]

Таблиця 2.27

Класифікація потужностей та виробництва видів генерації електроенергії за маневреністю в Україні у 2000–2017 рр. [142]

Вид маневреності	Джерело генерації електроенергії
Неманеврені	Атомні електростанції
Частково маневрені	Теплові електростанції та теплоелектроцентралі
Маневрені	Гідроелектростанції, вітрові електростанції, сонячні електростанції та інші енергогенеруючі установки

На *рис 2.31* наведено приріст (зменшення) питомої ваги у потужностях маневрених видів генерації електроенергії за маневреністю в Україні у 2000–2017 рр.

Як видно з рис. 2.31, у маневрених потужностях генерації електроенергії України у 2000–2017 рр. потужності зросли – на 6,01 %, неманеврених – на 3,85 %, у частково маневрених відбулося зниження на -9,86 %.

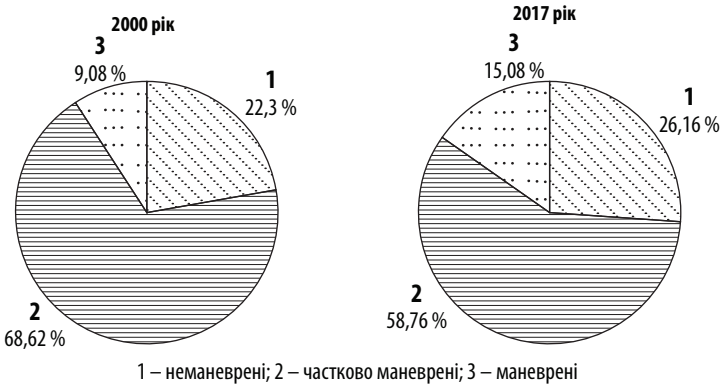


Рис. 2.30. Структура потужностей електрогенерації в Україні за видами маневреності у 2000 р. і 2017 р.

Джерело: розраховано на основі [142]

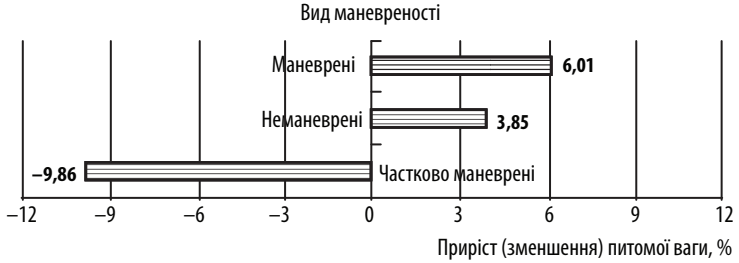


Рис. 2.31. Приріст (зменшення) питомої ваги потужності генерації електроенергії за видами маневреності в Україні у 2000–2017 рр.

Джерело: розраховано на основі [142]

Структуру виробництва електроенергії в Україні за видами маневреності електростанції у 2000 р. і 2017 р. наведено на *рис. 2.32.*

На *рис 2.33* наведено приріст (зменшення) питомої ваги у виробництві видів генерації електроенергії за маневреністю в Україні у 2000–2017 рр. Так, виробництво електроенергії неманеврених і маневрених видів генерації електроенергії в Україні зросло відповідно на 10,32 % та на 2,18 %; а зменшилося у частково маневрених на (-12,50 %).

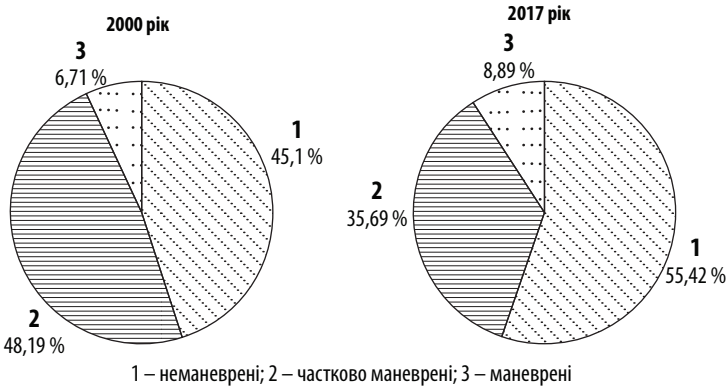


Рис. 2.32. Структура виробництва електроенергії в Україні за видами маневреності електростанцій у 2000 р. і 2017 р.

Джерело: розраховано на основі [142]

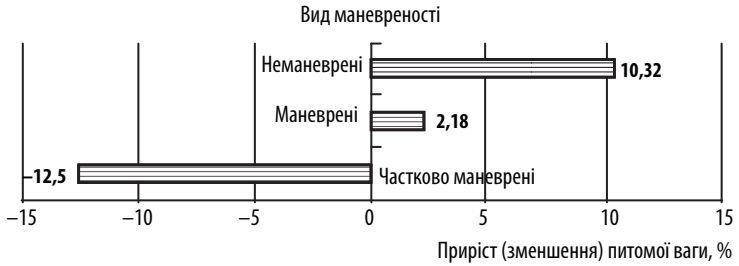


Рис. 2.33. Приріст (зменшення) питомої ваги виробництва електроенергії за видами маневреності в Україні у 2000–2017 рр.

Джерело: розраховано на основі [142]

У *табл. 2.28* наведено розрахунок структурних зрушень у потужностях та виробництві видів генерації електроенергії за маневреністю в Україні у 2000–2017 рр.

На *рис. 2.34* наведено динаміку структурних зрушень у потужностях генерації електроенергії за маневреністю в Україні у 2000–2017 рр. З рис. 2.34 слідує, що позитивні структурні зрушення у потужностях у 2000–2017 р. відбулися у маневрених видах генерації

Таблиця 2.28

Розрахунок структурних зрушень у потужностях і виробництві видів генерації електроенергії за маневреністю в Україні у 2000–2017 рр.

Вид маневреності	Частка, %				Різниця часток, %				Індекс структурного зрушення ($I_i^{\Delta t}$)			
	d_{2000}	d_{2005}	d_{2010}	d_{2017}	$d_{2005}-d_{2000}$	$d_{2010}-d_{2005}$	$d_{2017}-d_{2010}$	$d_{2017}-d_{2000}$	$I_i^{2000-2005}$	$I_i^{2005-2010}$	$I_i^{2010-2017}$	$I_i^{2000-2017}$
Потужності												
Неманеврені	22,3	24,4	25,3	26,2	2,07	0,89	0,89	3,85	0,0930	0,0367	0,0351	0,1728
Частково маневрені	68,6	66,5	64,5	58,8	-2,14	-2,01	-5,71	-9,86	-0,0312	-0,0302	-0,0886	-0,1437
Маневрені	9,08	9,15	10,3	15,1	0,07	1,11	4,82	6,01	0,0076	0,1217	0,4701	0,6616
Виробництво												
Неманеврені	45,1	47,7	47,2	55,4	2,62	-0,52	8,22	10,32	0,0580	-0,0109	0,1743	0,2289
Частково маневрені	48,2	45,5	45,8	35,7	-2,68	0,25	-10,08	-12,50	-0,0556	0,0056	-0,2202	-0,2594
Маневрені	6,7	6,8	7,0	8,9	0,06	0,27	1,85	2,18	0,0091	0,0394	0,2633	0,3250

Джерело: авторські розрахунки

(0,4701) та неманеврених видах генерації (0,0351), а від'ємне – у частково маневрених (-0,0886).

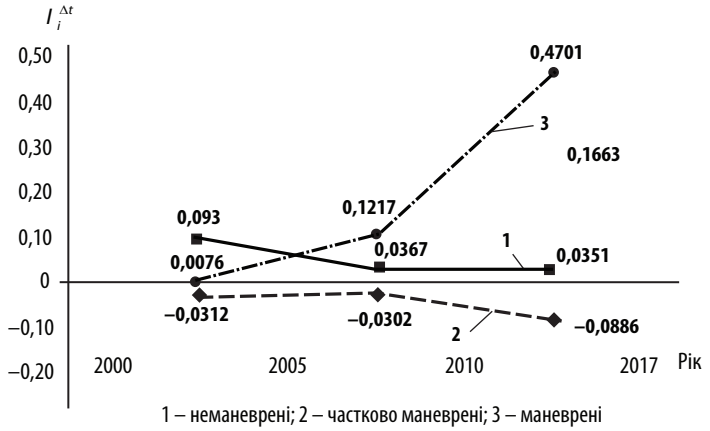


Рис. 2.34. Показники структурних зрушень у потужностях видів генерації електроенергії за маневреністю в Україні у 2000–2017 рр.

Джерело: авторські розрахунки

Динаміку показників структурних зрушень у виробництві електроенергії за маневреністю в Україні у 2000–2017 рр. наведено на *рис. 2.35.*

Як видно з рис. 2.35, позитивні структурні зрушення у виробництві електроенергії за маневреністю в Україні у 2010–2017 . відбулися у маневрених (0,2633) та неманеврених (0,1743) видів генерації, а у частково маневрених (-0,2202) – зниження.

У *табл. 2.29* наведено розрахунок інтегральних коефіцієнтів структурних зрушень у потужностях та виробництві електроенергії за видами маневреності в Україні у 2000–2017 рр.

Динаміку інтегральних показників структурних зрушень у потужностях і виробництві електроенергії за маневреністю в Україні у 2000–2017 рр. наведено на *рис. 2.36.*

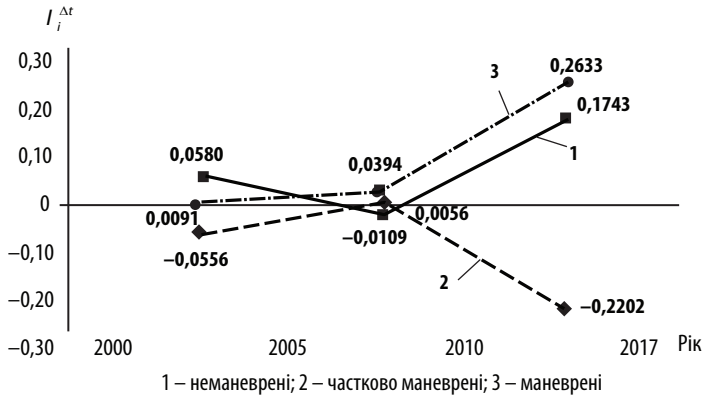


Рис. 2.35. Показники структурних зрушень у виробництві електроенергії за маневреністю в Україні у 2000–2017 рр.

Джерело: авторські розрахунки

Як видно з рис. 2.36, у виробництві електроенергії за видами маневреності в країні у 2010–2017 рр. відбулися більш суттєві структурні зрушення, ніж у потужностях.

У *табл. 2.30* наведено загальну характеристику структурних зрушень у потужностях і виробництві електроенергії за видами маневреності в Україні у 2000–2017 рр.

Як свідчать дані табл. 2.30, за 2000–2017 рр. найбільші структурні зрушення в потужностях та виробництві електроенергії в Україні у 2000–2017 рр. відбулися в маневрених видах генерації, відповідно 0,6616 (суттєве) та 0,3250 (суттєве), та у неманеврених – відповідно 0,1728 (суттєве) та 0,2289 (суттєве). У частково маневрених видів генерації в цей період відбулося незначне (-0,1437) зниження потужності та суттєве (-0,2594) зниження виробництва.

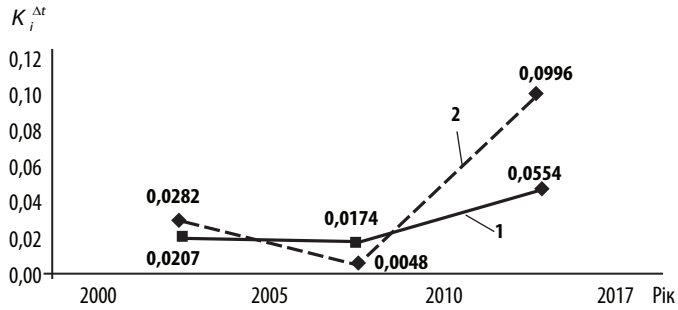
Тому що, по-перше, у 2000–2017 рр. не було потреби у збільшенні потужностей, особливо неманеврених і частково маневрених видів генерації електроенергії в країні. По-друге, неефективним є збільшення фактичного виробництва електроенергії в країні за рахунок неманеврених видів генерації.

Таблиця 2.29

Розрахунок інтегральних коефіцієнтів структурних зрушень у потужностях і виробництві електроенергії за видами маневреності в Україні у 2000–2017 рр.

Вид маневреності	Квадрат різниць часток, %				Квадрат сум часток, %			
	$(\Delta d_{2005\text{-}2000})^2$	$(\Delta d_{2010\text{-}2005})^2$	$(\Delta d_{2017\text{-}2010})^2$	$(\Delta d_{2017\text{-}2000})^2$	$(\Delta d_{2005+2000})^2$	$(\Delta d_{2010+2005})^2$	$(\Delta d_{2017+2010})^2$	$(\Delta d_{2017+2000})^2$
Потужності								
Неманеврені	4,30	0,80	0,78	14,86	2179,6	2465,6	2645,5	2348,9
Частково маневрені	4,60	4,03	32,59	97,21	18250,0	17145,7	15184,5	16224,8
Маневрені	0,00	1,24	23,26	36,06	332,0	376,5	642,1	583,6
Сума	8,9	6,1	56,6	148,1	20761,6	19987,7	18472,1	19157,3
$\frac{(d_i^{t2}-d_i^{t1})^2}{(d_i^{t2}+d_i^{t1})^2}$					0,0004	0,0003	0,0031	0,0077
$K_i^{\Delta t}$					0,0207	0,0174	0,0554	0,0879
Виробництво								
Неманеврені	6,76	0,25	17,64	39,69	8614,7	9008,3	10530,1	10104,2
Частково маневрені	6,85	0,27	67,65	106,53	8780,5	8332,1	6635,2	7036,0
Маневрені	7,17	0,06	101,56	156,30	181,7	190,6	253,7	243,3
Сума	0,00	0,07	3,43	4,75	17577,0	17531,1	17419,0	17383,6
$\frac{(d_i^{t2}-d_i^{t1})^2}{(d_i^{t2}+d_i^{t1})^2}$					0,0008	0,00002	0,0099	0,0154
$K_i^{\Delta t}$					0,0282	0,0048	0,0996	0,1241

Джерело: авторські розрахунки



1 – потужності; 2 – виробництво

Рис. 2.36. Динаміка інтегральних показників структурних зрушень у потужностях і виробництві електроенергії за маневреністю в Україні у 2000–2017 рр.

Джерело: авторські розрахунки

Дослідимо, як змінилася структура енергетичного сектора України у 2000–2017 рр. за видами генерації електроенергії.

На *рис. 2.37* наведено структуру потужностей з генерації електроенергії в Україні за видами генерації у 2000 р. і 2017 р.

З рис. 2.37 видно, що в Україні у структурі потужностей з генерації електроенергії у 2017 р. порівняно з 2000 р. зменшилася питома вага ТЕС і ТЕЦ на -9,8 % і збільшилася по всіх інших видах генерації (*рис. 2.38*).

Структуру виробництва електроенергії в Україні за видами генерації у 2000 р. і 2017 р. наведено на *рис. 2.39.*

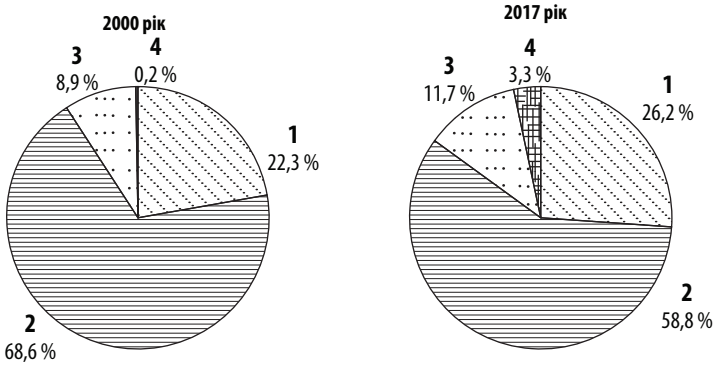
З *рис. 2.40* видно, що в Україні у структурі виробництва електроенергії у 2000 р. і 2017 р. порівняно з 2000 р. зменшилася питома вага ТЕС і ТЕЦ – на -12,5 % і збільшилася по всіх інших видах генерації.

Таблиця 2.30

Загальна характеристика структурних зрушень у потужностях і виробництві електроенергії за видами маневреності в Україні у 2000–2017 рр.

Вид маневреності	Питома вага, %				Темп змін, %				Структурне зрушення, 2017 р. до 2000 р.		
	d_{2000}	Ранг	d_{2017}	Ранг	Абсолютний	Ранг	2017 р. по відношенню до 2000 р.	Ранг	Індекс структурного зрушення	Ранг	Міра суттєвості зрушення
Потужності											
Неманеврені	22,31	2	26,16	2	3,85	2	117,28	2	0,1728	2	суттєве
Частково маневрені	68,62	1	58,76	1	-9,86	3	85,63	3	-0,1437	3	незначне
Маневрені	9,08	3	15,08	3	6,01	1	166,16	1	0,6616	1	суттєве
Виробництво											
Неманеврені	45,10	2	55,42	1	10,32	1	122,89	2	0,2289	2	суттєве
Частково маневрені	48,19	1	35,69	2	-12,50	3	74,06	3	-0,2594	3	суттєве
Маневрені	6,71	3	8,89	3	2,18	2	132,50	1	0,3250	1	суттєве

Джерело: авторські розрахунки



1 – АЕС; 2 – ТЕС і ТЕЦ; 3 – ГЕС; 4 – ВДЕ

Рис. 2.37. Структура потужностей електроенергії в Україні за видами генерації у 2000 р. і 2017 р. [142]

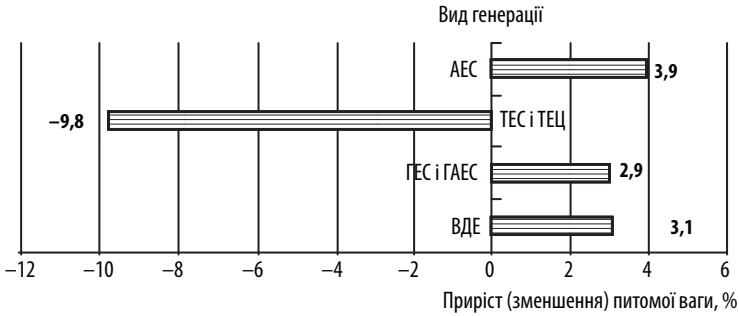


Рис. 2.38. Приріст (зменшення) питомої ваги потужностей генерації в Україні за видами у 2000–2017 рр.

Джерело: розраховано на основі [142]

У *табл. 2.31* наведено розрахунки величин індексів і напрямків структурних зрушень у потужностях і виробництві електроенергії в Україні за видами генерації у 2000–2017 рр.

На *рис. 2.41* наведено динаміку структурних зрушень у потужностях за видами генерації електроенергії в Україні у 2000–2017 рр.

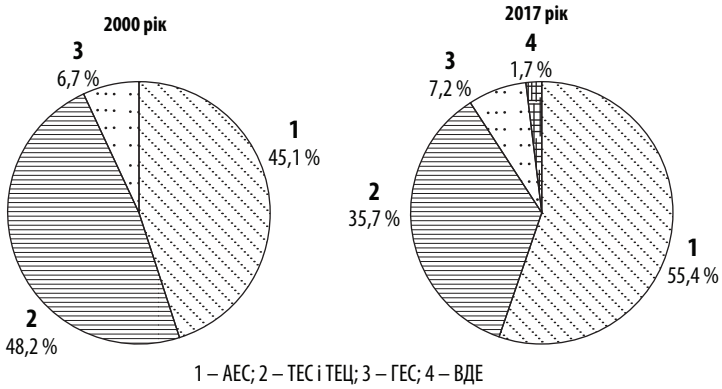


Рис. 2.39. Структура виробництва електроенергії в Україні за видами генерації у 2000 р. і 2017 р. [142]

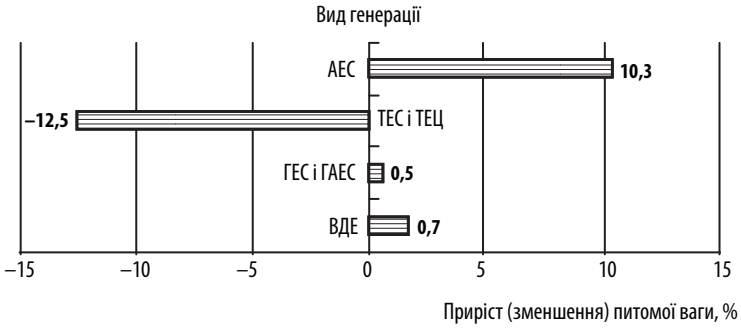


Рис. 2.40. Приріст (зменшення) питомої ваги виробництва електроенергії в Україні за видами у 2000–2017 рр.

Джерело: розраховано на основі [142]

Як видно з рис. 2.41, позитивні структурні зрушення у потужностях за видами генерації електроенергії в Україні у 2000–2017 рр. відбулися у ВДЕ та ГЕС, а зниження – у ТЕС та АЕС.

На *рис. 2.42* наведено динаміку структурних зрушень у виробництві електроенергії за видами генерації в Україні у 2000–2017 рр.

Таблиця 2.31

Розрахунок структурних зрушень у потужностях та виробництві електроенергії за видами генерації в Україні у 2000–2017 рр.

Види генерації	Частка, %				Різниця часток, %				Індекс структурного зрушення ($I_i^{\Delta t}$)			
	d_{2000}	d_{2005}	d_{2010}	d_{2017}	$d_{2005}-d_{2000}$	$d_{2010}-d_{2005}$	$d_{2017}-d_{2010}$	$d_{2017}-d_{2000}$	$I_i^{2000-2005}$	$I_i^{2005-2010}$	$I_i^{2010-2017}$	$I_i^{2000-2017}$
Потужності												
АЕС	22,3	24,4	25,3	26,2	2,07	0,89	0,89	3,85	0,0930	0,0367	0,0351	0,1728
ТЕС	68,6	66,5	64,5	58,8	-2,14	-2,01	-5,71	-9,86	-0,0312	-0,0302	-0,0886	-0,1437
ГЕС	8,9	9,0	10,1	11,7	0,07	1,12	1,67	2,86	0,0076	0,1252	0,1663	0,3223
ВДЕ	0,192	0,193	0,186	3,334	0,001	-0,007	3,15	3,14	0,0076	-0,0385	16,9379	16,3794
Виробництво												
АЕС	45,1	47,7	47,2	55,4	2,62	-0,52	8,22	10,32	0,0580	-0,0109	0,1743	0,2289
ТЕС	48,2	45,5	45,8	35,7	-2,68	0,25	-10,08	-12,50	-0,0556	0,0056	-0,2202	-0,2594
ГЕС	6,7	6,7	7,0	7,2	0,01	0,27	0,17	0,45	0,0011	0,0398	0,0248	0,0668
ВДЕ	0,0	0,054	0,053	1,732	0,054	-0,001	1,68	1,73	$+\infty$	-0,0153	31,7430	$+\infty$

Джерело: авторські розрахунки

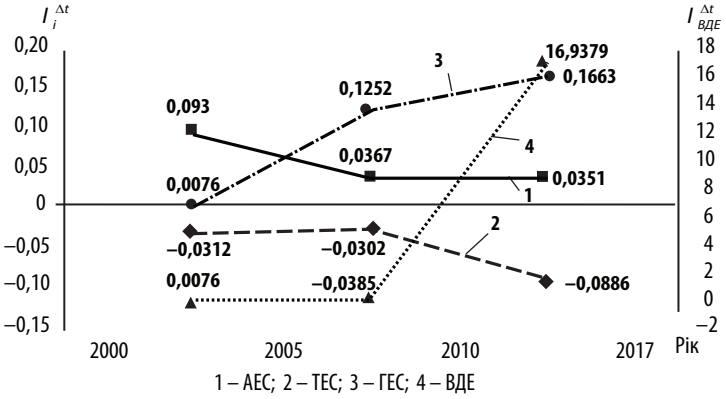


Рис. 2.41. Показники структурних зрушень у потужностях за видами генерації електроенергії в Україні у 2000–2017 рр.

Джерело: авторські розрахунки

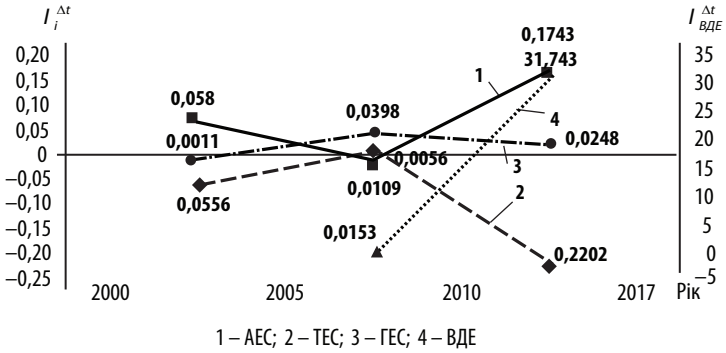


Рис. 2.42. Показники структурних зрушень у виробництві електроенергії за видами генерації в Україні у 2000–2017 рр.

Джерело: авторські розрахунки

Як видно з рис. 2.42, позитивні структурні зрушення у виробництві електроенергії за видами генерації в Україні у 2000–2017 рр. відбулися у ВДЕ та АЕС, а зниження – у ТЕС та ГЕС. У *табл. 2.32* наведено розрахунки інтегральних коефіцієнтів структурного зрушення в потужностях та виробництві електроенергії в Україні у 2000–2017 рр.

Таблиця 2.32

Розрахунок інтегральних коефіцієнтів структурного зрушення в потужностях і виробництві електроенергії за видами генерації в Україні у 2000–2017 рр.

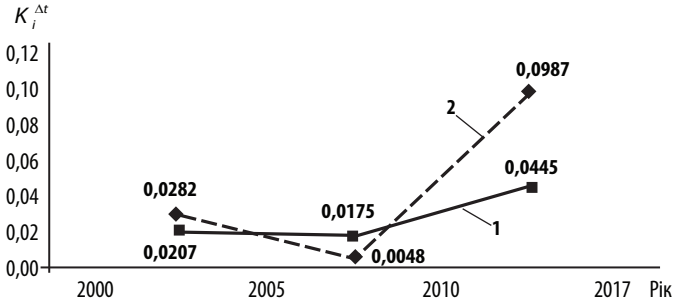
Види генерації	Квадрат різниць часток, %				Квадрат сум часток, %			
	$(\Delta d_{2005\text{-}2000})^2$	$(\Delta d_{2010\text{-}2005})^2$	$(\Delta d_{2017\text{-}2010})^2$	$(\Delta d_{2017\text{-}2000})^2$	$(\Delta d_{2005+2000})^2$	$(\Delta d_{2010+2005})^2$	$(\Delta d_{2017+2010})^2$	$(\Delta d_{2017+2000})^2$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Потужності								
АЕС	4,30	0,80	0,78	14,86	2179,6	2465,6	2645,5	2348,9
ТЕС	4,60	4,03	32,59	97,21	18250,0	17145,7	15184,5	16224,8
ГЕС	0,00	1,26	2,81	8,20	318,1	362,0	476,2	425,7
ВДЕ	0,00	0,00	9,91	9,87	0,1	0,1	12,4	12,4
Сума	8,9	6,1	36,2	120,3	20747,7	19973,2	18306,2	18999,4
$\frac{(d_i^{t2}-d_i^{t1})^2}{(d_i^{t2}+d_i^{t1})^2}$					0,0004	0,0003	0,0020	0,0063
$K_i^{\Delta t}$					0,0207	0,0175	0,0445	0,0796
Виробництво								
АЕС	6,85	0,27	67,65	106,53	8614,7	9008,3	10530,1	10104,2
ТЕС	7,17	0,06	101,56	156,30	8780,5	8332,1	6635,2	7036,0
ГЕС	0,00	0,07	0,03	0,20	180,3	187,7	200,0	192,3

Закінчення табл. 2.32

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВДЕ	0,00	0,00	2,82	3,00	0,0	0,0	3,2	3,0
Сума	14,0	0,4	169,2	263,0	17575,5	17528,1	17365,3	17332,5
$\frac{(d_i^{t2}-d_i^{t1})^2}{(d_i^{t2}+d_i^{t1})^2}$					0,0008	0,00002	0,0097	0,0152
$K_i^{\Delta t}$					0,0282	0,0048	0,0987	0,1232

Джерело: авторські розрахунки

На *рис. 2.43* наведено динаміку інтегральних коефіцієнтів структурного зрушення в потужностях і виробництві електроенергії за видами генерації в Україні у 2000–2017 рр.



1 – потужності; 2 – виробництва

Рис. 2.43. Динаміка інтегральних показників структурних зрушень потужностей і виробництва електроенергії за видами генерації в Україні у 2000–2017 рр. за рахунок видів генерації

Джерело: авторські розрахунки

Як видно з рис. 2.43, найбільше структурне зрушення в потужностях генерації електроенергії відбувся у 2010–2017 рр. – 0,0445 (вельми низьке структурне зрушення), а за весь період, що аналізувався, структурне зрушення склало 0,0796 (низьке структурне зрушення). Найбільше структурне зрушення у виробництві електроенергії відбулося у 2010–2017 рр. – 0,0987 (низьке структурне зрушення), а за весь період, що аналізувався, структурне зрушення склало 0,1232 (низьке структурне зрушення).

Загальну характеристику структурних зрушень в електроенергетичному секторі України у 2000–2017 рр. наведено у *табл. 2.33.*

Як видно з табл. 2.33, найбільші структурні зрушення в потужностях та виробництві електроенергії за видами генерації в Україні у 2000–2017 рр. відбулися у ВДЕ, відповідно 16,38 (значне) та +∞ (зна чне)

Суттєві позитивні структурні зрушення у потужностях і виробництві електроенергії відбулися у АЕС, відповідно 0,1728 та 0,2289.

Таблиця 2.33

Загальна характеристика структурних зрушень у потужностях і виробництві електроенергії за видами генерації в Україні у 2000–2017 рр.

Види генерації	Питома вага, %				Темп змін, %				Структурне зрушення, 2017 р. до 2000 р.		
	d_{2000}	Ранг	d_{2017}	Ранг	Абсолютний	Ранг	2017 щодо 2000 р.	Ранг	Індекс структурного зрушення	Ранг	Міра суттєвості зрушення
Потужності											
АЕС	22,3	2	26,2	2	3,9	2	117,3	3	0,1728	3	суттєве
ТЕС	68,6	1	58,8	1	9,9	1	85,6	4	-0,1437	4	незначне
ГЕС	8,9	3	11,7	3	2,9	4	132,2	2	0,3223	2	суттєве
ВДЕ	0,192	4	3,3	4	3,1	3	1737,9	1	16,3794	1	значне
Виробництво											
АЕС	45,1	2	55,4	1	10,3	2	122,9	2	0,2289	2	суттєве
ТЕС	48,2	1	35,7	2	12,5	1	74,1	4	-0,2594	4	суттєве
ГЕС	6,7	3	7,2	3	0,4	4	106,7	3	0,0668	3	незначне
ВДЕ	0,0	4	1,7	4	1,7	3	$+\infty$	1	$+\infty$	1	значне

Джерело: авторські розрахунки

Таблиця 2.34

Загальна характеристика структурних зрушень у потужностях ігенерації електроенергії за маневреністю та видами генерації в Україні у 2000–2017 рр.

Джерело генерації електроенергії	Темп змін, %				Характеристика			
	Абсолютний	Ранг	2017 щодо 2000 р.	Ранг	Маневреність	Міра суттєвості зрушення	Вид генерації	Міра суттєвості зрушення
Потужності								
АЕС	3,9	2	117,3	3	НМ	СС3	АЕС	СС3
ТЕС	9,9	1	85,6	4	ЧМ	-НС3	ТЕС	-НС3
ГЕС	2,9	4	132,2	2	М	СС3	ГЕС	СС3
ВДЕ	3,1	3	1737,9	1			ВДЕ	ЗС3
Виробництво								
АЕС	10,3	2	122,9	2	НМ	СС3	АЕС	СС3
ТЕС	12,5	1	74,1	4	ЧМ	-СС3	ТЕС	-СС3
ГЕС	0,4	4	106,7	3	М	СС3	ГЕС	НС3
ВДЕ	1,7	3	+∞	1			ВДЕ	ЗС3

Джерело: авторські розрахунки

Суттєве позитивне структурне зрушення у потужностях (0,3223) та незначне позитивне у виробництві (0,0668) відбулося у ГЕС. Незначне – у потужностях (-0,1437) та суттєве – у виробництві (-0,2594) негативні структурні зрушення у цей період відбулися у ТЕС.

Загальну характеристику структурних зрушень у потужностях і генерації електроенергії за маневреністю та видами генерації в Україні у 2000–2016 рр. наведено у *табл. 2.34.* У табл. 2.34 наведено такі позначення: НМ, ЧМ, М – відповідно маневрені, частково маневрені та маневрені види генерації електроенергії. Таким чином, можна зробити висновок, що загалом в енергетиці України у 2000–2017 рр. відбулися суттєві структурні зрушення у потужностях та виробництві електроенергії за маневреністю та видами її генерації.

На *рис. 2.44* наведено розподілення ядерних енергетичних реакторів за терміном експлуатації на кінець 2016 р.

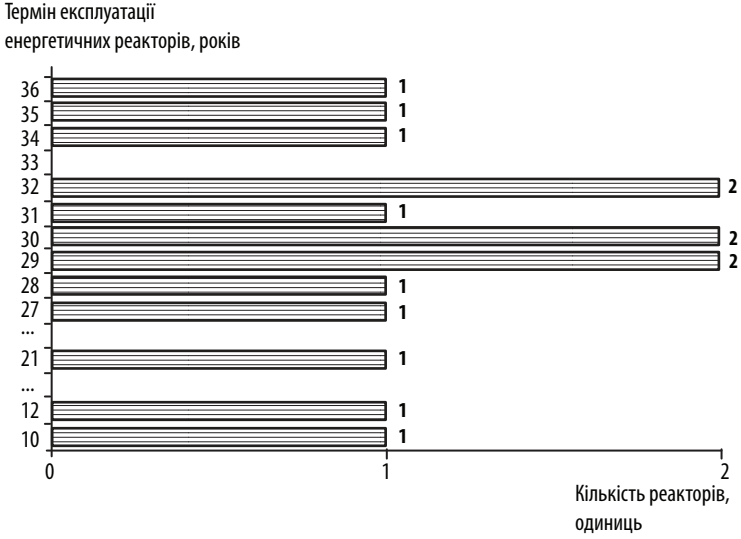


Рис. 2.44. Розподілення ядерних енергетичних реакторів за терміном експлуатації у 2017 р. [143]

Як видно з рис. 2.44, лише три ядерних реактори з 15 використовуються в Україні в рамках проєктного терміну експлуатації (30 років), ще для чотирьох реакторів закінчується проєктний термін експлуатації, інші реактори працюють довше проєктного строку експлуатації (обґрунтована тривалість додаткового строку експлуатації енергоблоків АЕС становить від 10 до 20 років і визначається в кожному конкретному випадку за результатами виконання переоцінки безпеки).

На *рис 2.45* наведено розподілення теплових енергетичних блоків на кінець 2016 р. за терміном експлуатації.

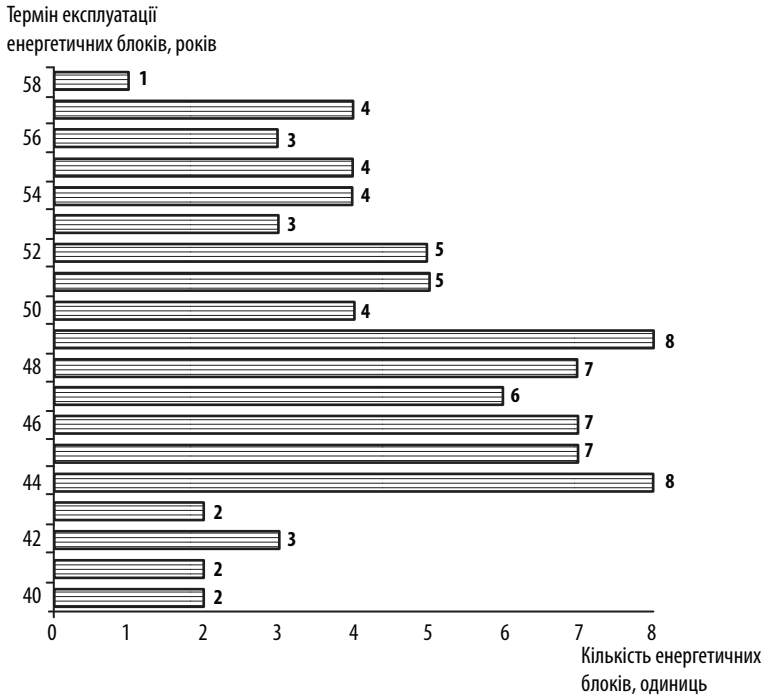


Рис. 2.45. Розподілення теплових енергетичних реакторів в Україні за терміном експлуатації в 2016 р. [142]

Як видно з рис. 2.45, всі теплові енергетичні блоки в країні експлуатуються більше 40 років.

У *табл. 2.35* наведено розподілення ГЕС у країні за терміном експлуатації.

Таблиця 2.35

Розподілення ГЕС України за терміном експлуатації в 2016 р. [142; 144]

Найменування ГЕС	Термін експлуатації, років
Дністровська ГЕС	33
Дніпровська ГЕС 2-га черга	36
Канівська ГЕС	41
Київська ГЕС	48
Середньодніпровська ГЕС	50
Кременчуцька ГЕС	57
Каховська ГЕС	60
Дніпровська ГЕС 1-ша черга	66

Як видно з табл. 2.35, експлуатація ГЕС в Україні відбувається понад 30 років.

Таким чином, наведене вище дослідження свідчить про таке:

1. Зменшення виробництва електроенергії в Україні у 2000–2017 рр. було більш суттєвим, ніж зменшення потужності її генерації. Особливо це стосується теплової генерації. Зменшення виробництва електроенергії призвело, відповідно, до скорочення викидів двоокису вуглецю в країні.
2. В аналізований період в Україні у структурі потужності генерації електроенергії найбільш суттєво зменшилась питома вага частково маневрених потужностей (теплової генерації), а в обсязі виробництва електроенергії – зменшилась питома

вага частково маневрених (теплової генерації) і збільшилась – неманеврених потужностей (атомної генерації).

3. Структурні зрушення в електроенергетиці України були не адекватні структурним зрушенням в економіці країни, що призвело до дефіциту маневрених потужностей, але однаково вплинуло на зменшення викидів двоокису вуглецю за рахунок скорочення виробництва електроенергії.

Стан генеруючих потужностей енергетики України потребує модернізації.

Розділ 3 ДІАГНОСТИКА СТАНУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЧНОГО КОМПЛЕКСУ В УМОВАХ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПЕРЕХОДУ

3.1. Оцінка прогресивності електроенергетичного циклу України

Декарбонізація електроенергетики є рушійною силою енергетичного переходу до моделі низьковуглецевого розвитку економіки. За визначенням Міжнародного агентства з відновлюваних джерел енергії енергетичний перехід означає шлях світової енергетики від викопного паливо до безвуглецевих джерел енергії до другої половини цього століття [236]. Світовий економічний форум наполягає, що успіх енергетичного переходу залежить від збалансування трьох складових: безпеки та доступності, екологічної стійкості та економічного розвитку і зростання [237]. Водночас сучасний етап енергетичного переходу є складним та спирається на такі положення [238]:

- визначається політикою, а не технологіями;
- порушує процеси лібералізації енергетичних ринків і підриває їх економічну основу;
- є технологічно неповним;
- потребує нових бізнес-моделей.

Означене доводить доцільність розбудови моделі прогресивного електроенергетичного циклу.

В основі побудови такої моделі закладено поняття «прогрес» та його похідні – «прогресивний» і «прогресивність» (*рис. 3.1*).

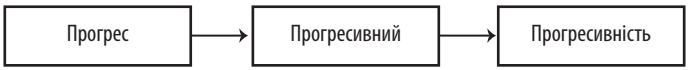


Рис. 3.1. Взаємозв'язок понять прогресивності

Джерело: складено на основі [239–243]

Прогрес розглядається як «напрямок розвитку, для якого характерний перехід від нижчого до вищого, від менш досконалого до більш досконалого», «поступальний рух уперед, до кращого», «ускладнення системи через включення в неї нових елементів і об'єктів, а також виникнення нових зв'язків всередині системи» [239–241], тоді як прогресивний – «той, який поступово посилюється, зростає, прагне до прогресу» [242], а прогресивність – це «властивість, якість прогресивного» [243].

На думку Р. Нісбету, «ідея прогресу передбачає, що людство поліпшило свій стан у минулому, продовжує рухатися в цьому напрямку зараз і далі в доступному для огляду майбутньому», та зараз прогрес доцільно розглядати як «розширення керованості» [245, с. 35]. Водночас ще А. Д. Сахаров у 1975 р. під час своєї нобелівської лекції «Світ. Прогрес. Права людини» заначив, що успіхи прогресу призводять до «загрозливих змін у навколишньому середовищі», «отруєння середовища», «виснаження ресурсів», однак «неможливо відмовитися від будівництва все більш потужних теплових і атомних електростанцій, від досліджень в галузі керованої термоядерної реакції, оскільки енергетика – одна з основ цивілізації» [246].

Сучасний етап енергетичного переходу до низьковуглецевого розвитку не спростовує цю тезу, а лише доводить доцільність пошуку нової якості прогресивного.

Абдуллаєва Р. А. наводить такий цикл розвитку системи (*рис. 3.2*):

Рис. 3.2. Схема розвитку системи [240]

1) прогрес, проградація – система проходить шлях від хаосу до яскраво вираженого порядку, заснованого на системній якості;

2) розквіт – досягнення вищої точки розвитку. Накопичення кількісних змін не призводить ні до зростання інтегрованості внутрішнього середовища, ні до підвищення рівня організації у зв'язку з тим, що системна якість максимально розвинена, і будь-який подальший її розвиток неможливий. Саме на цьому етапі в рамках системи складаються варіанти подальшого розвитку;

3) криза, під якою розуміється перехід від вищої точки розвитку системи або до її розпаду, або якісної зміни через заперечення;

4) регрес, деградація – система втрачає свою системну якість, відбувається руйнування структури, і у підсумку або настає смерть, або відновлення процесу самоорганізації на інших засадах [240].

Можна констатувати, що традиційна електроенергетика, яка збудована на викопному органічному паливі, перебуває на розквіту, подальший розвиток або технічно неможливий, або пов'язаний із надмірними інвестиціями. Вектор подальшого розвитку вже обраний – це шлях низьковуглецевого розвитку, відбуваються поступове руйнування традиційних зв'язків і побудова нових моделей.

У зв'язку з цим набуває актуальності оцінка прогресивності моделі електроенергетичного циклу на шляху декарбонізації електроенергетики. Така оцінка дає змогу визначити;

- ступінь задоволення енергетичних потреб за рахунок електроенергії (остання є найперспективнішим джерелом у моделі низьковуглецевого розвитку, яку можна виробити на безвуглецевій основі);
- здатність самостійно покривати власні енергетичні потреби диверсифікованими видами електрогенерації (за енергетичного переходу електроенергія викопного походження втрачає свою значущість і заміщується на різні види відновлюваних джерел енергії. При цьому жодне з таких джерел не здатне самостійно покрити енергетичні потреби, синергетичний ефект досягається за їх ресурсної та технологічної диверсифікації);

- ефективність перетворення, транспортування та споживання електроенергії (найбільш прогресивні системи можуть використовувати енергію за найменших втрат і перетворюючи її на кінцеві продукти з високою доданою вартістю);
- відкритість електроенергетичного циклу (за умов обмеженості потенціалу зберігання електроенергії вільний обмін надлишковою або дефіцитною електроенергією дозволяє якнайкраще задовольняти її потреби та забезпечити безперебійність постачань).

Для оцінки прогресивності електроенергетичного циклу розроблено структурно-логічну аналітичну модель попиту та пропозицій на ринку електроенергії (*рис. 3.3*), яка ґрунтується на виробничому методі визначення місткості ринку, згідно з яким місткість ринку (M_{PEE}) визначається як:

$$M_{PEE} = ЧЕГ + Імп_{EE} - Екс_{EE} \pm Б_ГАЕС = КС_{EE} + СЕС_{EE} + В_{EE}, \quad (3.1)$$

де *ЧЕГ* – чиста електрогенерація, тобто валова електрогенерація за вирахуванням витрат електроенергії на власне споживання;

$Імп_{EE}$ – імпорт електроенергії за міждержавними перетинами з суміжних енергосистем;

$Екс_{EE}$ – експорт електроенергії за міждержавними перетинами до суміжних енергосистем;

Б_ГАЕС – баланс виробництва та споживання електроенергії на ГАЕС;

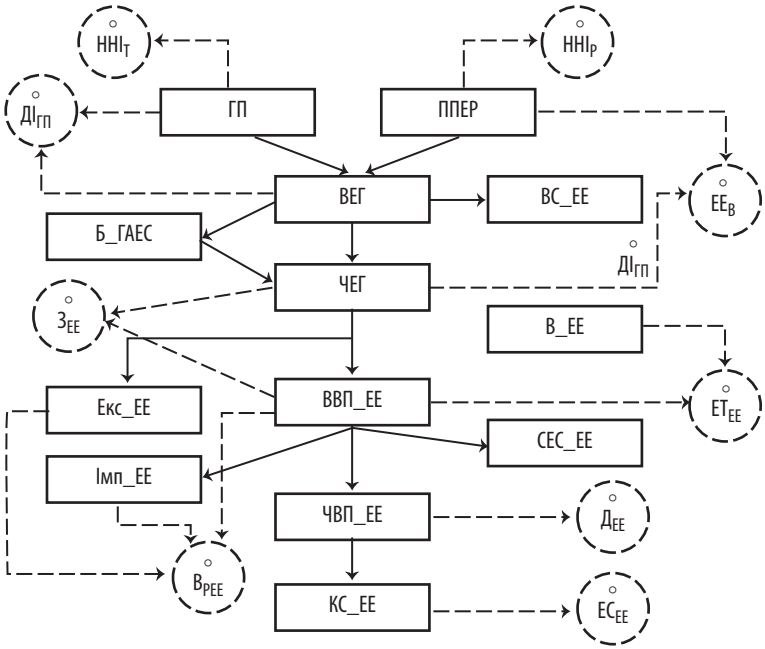
$КС_{EE}$ – кінцеве споживання електроенергії різними секторами господарювання;

$СЕС_{EE}$ – споживання електроенергії енергетичним сектором, за виключенням власного споживання об'єктами електроенергетики;

$В_{EE}$ – витрати та втрати електроенергії при передачі та розподілі.

Виходячи з рис. 3.3 якісні показники електроенергетичного циклу можуть бути представлені за 7 критеріями, а саме за його: доступніс-

тю, забезпеченістю, ефективністю, дієвістю, динамічністю, диверсифікованістю та відкритістю (*табл. 3.1*).



ГП – генеруючі потужності; ППЕР – підведені паливно-енергетичні ресурси для електрогенерації; ВЕГ – валова електрогенерація; ЧЕГ – чиста електрогенерація; Б_ГАЕС – баланс виробництва та споживання електроенергії на ГАЕС; ВС_ЕЕ – власне споживання електроенергії електроенергетикою; ВВП_ЕЕ – валова внутрішня пропозиція електроенергії; Імп_ЕЕ – імпорт електроенергії із суміжних енергосистем; Екс_ЕЕ – експорт електроенергії до суміжних енергосистем; В_ЕЕ – витрати та втрати електроенергії при передачі та розподілі; ЧВП_ЕЕ – чиста внутрішня пропозиція електроенергії; СЕС_ЕЕ – споживання електроенергії енергетичним сектором, окрім електроенергетики; КС_ЕЕ – кінцеве споживання електроенергії; $ЕЕ_В$ – енергоефективність виробництва

Рис. 3.3. Структурно-логічна модель аналізу електроенергетичного циклу

Джерело: авторська розробка

У цьому дослідженні пропонується оцінити прогресивність електроенергетичного циклу України та проаналізувати його з іншими європейськими країнами. Інформаційною базою дослідження є дані Євростату [247].

Таблиця 3.1

Якісні показники оцінки електроенергетичного циклу

Критерій	Характеристика критерію	Показник оцінки	Одиниця виміру	Порогове значення
1	2	3	4	5
Доступність електроенергії ($Д_{ЕЕ}$)	Доступність електроенергії для споживача	$Д_{ЕЕ} = \frac{ЧВП_ЕЕ}{Ч}$, де *ЧВП_ЕЕ* – чиста внутрішня пропозиція електроенергії; $\overline{Ч}$ – середньорічна чисельність у країні	МВт·год/ особу	→ max
Забезпеченість електроенергією ($З_{ЕЕ}$)	Забезпеченість електроенергетичного циклу власними джерелами електрогенерації	$З_{ЕЕ} = \frac{ЧЕГ}{ВВП_{ЕЕ}}$, де *ЧЕГ* – чиста електрогенерація; $ВВП_{ЕЕ}$ – валова внутрішня пропозиція електроенергії	%	→ 100
Динамічність розвитку ринку електроенергії ($ДР_{РЕЕ}$)	Темпи зростання ринку електроенергії	$ДР_{РЕЕ} = \sqrt[T-1]{\frac{ВВП^{t}_{ЕЕ}}{ВВП^{t1}_{ЕЕ}}}$	%	→ max
Ефективність електроенергетичного циклу, у т.ч.	Ефективність за кожним етапом електроенергетичного циклу			
ефективність виробництва електроенергії ($ЕВ_{ЕЕ}$)	ефективність трансформації підведених паливно-енергетичних ресурсів у електроенергію	$ЕВ_{ЕЕ} = \frac{ЧЕГ}{ППЕР}$, де *ЧЕГ* – чиста електрогенерації; ППЕР – сума підведених паливно-енергетичних ресурсів	%	→ 100

Продовження табл. 3.1

1	2	3	4	5
ефективність транспортування електроенергії (ET_{EE})	ефективність передачі та розподілу електроенергії	$ET_{EE} = \frac{B_{EE}}{ВВП_{EE}}$, де B_{EE} – витрати та втрати електроенергії при передачі та розподілі	%	$\rightarrow 0$
ефективність споживання електроенергії (EC_{EE})	ефективність перетворення електроенергії в кінцеві продукти та послуги	$EC_{EE} = \frac{GDP(PPP)}{KC_{EE}}$, де KC_{EE} – кінцеве споживання електроенергії; $GDP(PPP)$ – валовий внутрішній продукт і за паритетом купівельної спроможності	дол. США/ кВт·год	$\rightarrow 0$
Дієвість генеруючих потужностей ($ДІ_{ГП}$)	Завантаженість генеруючих потужностей	$ДІ_{ГП} = \frac{ВЕГ}{ГП}$, де $ВЕГ$ – валова електрогенерація; $ГП$ – встановлені генеруючі потужності	%	$\rightarrow 100$
Диверсифікованість (HHI), у т.ч.	Різноманіття джерел електрогенерації			
технологічна диверсифікованість (HHI_T)	різноманіття технології електрогенерації	$HHI_T = \sum_{i=1}^{N} d_{Ti}^2$, де d_{Ti}^2 – частка i-ї технології в загальній електрогенерації	безрозм.	$\rightarrow 0$
ресурсна диверсифікованість (HHI_P)	різноманіття підведених паливно-енергетичних ресурсів для електрогенерації	$HHI_P = \sum_{j=1}^{M} d_{ППЕРj}^2$, де $d_{ППЕРi}$ – частка j-го виду паливно-енергетичного ресурсу, підведеного для електрогенерації	безрозм.	$\rightarrow 0$

Закінчення табл. 3.1

1	2	3	4	5
Відкритість ($В_{ЕЕЦ}$)	Спроможність електроенергії вільно перетинати границі енергосистеми	$В_{РЕЕ} = \frac{Імп_{ЕЕ} + Екс_{ЕЕ}}{ВВП_{ЕЕ}}$, де $Імп_{ЕЕ}$ – імпорт електроенергії з суміжних енергосистем; $Екс_{ЕЕ}$ – експорт електроенергії до суміжних енергосистем	%	→ max

Джерело: авторська розробка

На *рис. 3.4* наведено кількісну та якісну оцінку місткості ринків електроенергії в Україні та країнах ЄС у 2017 р.

Так, у 2017 р. загальна місткість ринку електроенергії в ЄС-28 склала 2898 ТВт·год, а середнє споживання електроенергії на душу населення – 6,0 МВт·год/особу. Найбільш крупними споживачами електроенергії в ЄС були представники «Великої сімки» (G7) – Німеччина, Франція, Італія та Велика Британія, – на частку яких припадало більше 63 % від валової внутрішньої пропозиції електроенергії в інтеграційному об'єднанні. Однак за рівнем електроспоживання на душу населення ці країни характеризувалися середніми значеннями для ЄС, які коливалися від 4,6 МВт·год/особу (Велика Британія) до 6,8 МВт·год/особу (Франція), які мають високу частку традиційної генерації та активно розвивають відновлювану електроенергетику. Лідерство за рівнем електроспоживання на душу населення займали північні країни – Фінляндія з рівнем споживання 14,9 МВт·год/особу та Швеція з рівнем споживання 13,0 МВт·год/особу, що обумовлено високою часткою у споживанні дешевої неорганічної електроенергії. Порівняно із країнами ЄС Норвегія мала значно вищий показник середньодушового споживання ЕЕ, який склав у 2017 р. 23,2 МВт·год/особу.

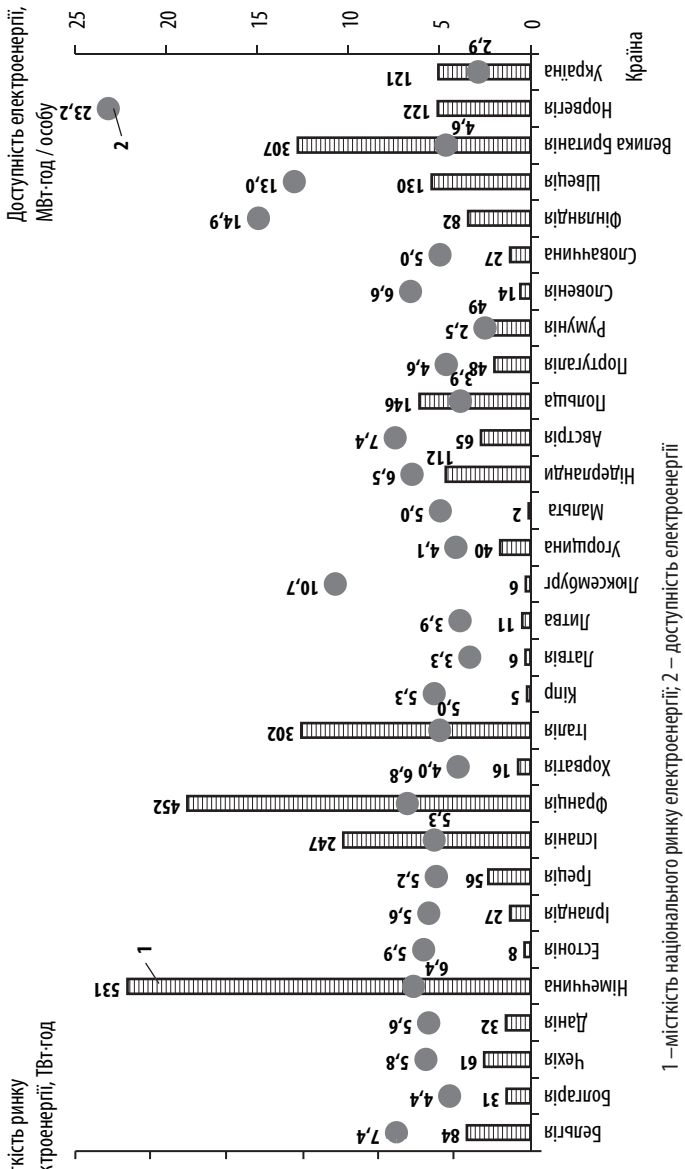


Рис. 3.4. Місткість ринку та доступність електроенергії у країнах – членах ЄС та Україні у 2017 р.

Джерело: розраховано на основі [247]

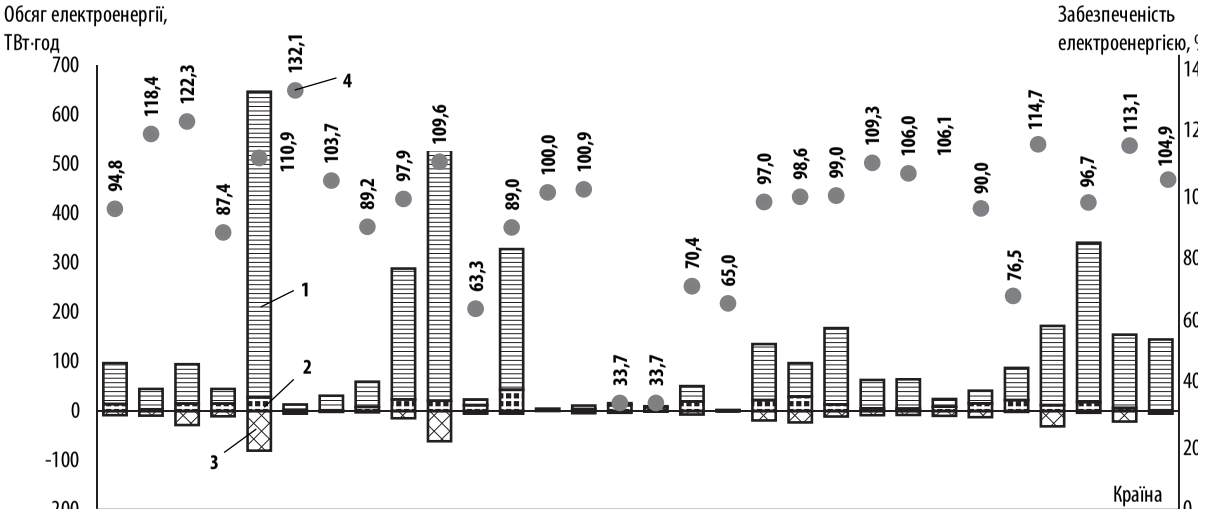
Місткість ринку електроенергії України у 2017 р. склала 121 ТВт·год, що дорівнювало споживанню 2,9 МВт·год/особу. Таке значення є одним з найнижчих порівняно з країнами – членами ЄС (після Румунії, в якій середньодушове споживання електроенергії становило 25 МВт·год/особу).

Найбільшими виробниками електроенергії в ЄС є також країни G7, сумарна частка яких в чистій електрогенерації дорівнювала 54 % у 2017 р. Однак, серед країн ЄС спостерігається різний рівень забезпеченості потреб в ЕЕ (*рис. 3.5*). Так, тільки 12 з 28 країн мали достатнє виробництво для покриття власних потреб. Найбільш профіцитними електроенергетичні цикли були в Чехії, Болгарії, Швеції, Німеччини, Франції та Норвегії, тоді як найбільш дефіцитними – в Литви, Люксембургу, Мальти, Хорватії та Фінляндії. Водночас 13 % доступної для споживання електроенергії перетинало національні границі країн-членів, що дало змогу балансувати попиту та пропозиції електроенергії у регіональному інтеграційному об'єднанні.

Електроенергетичний цикл України можна вважати самодостатнім із наявністю незначного експортного потенціалу, забезпеченість електроенергією якої становила 105 % у 2017 р.

Електроенергія є пріоритетним джерелом енергозабезпечення в ЄС. Однак, враховуючи різні темпи підвищення енергоефективності, динамічність розвитку національних ринків електроенергії в країнах інтеграційного об'єднання мала різні тенденції за динамікою (*табл. 3.2*). Порівняно із 2008 р. (довгострокова ретроспектива) електроспоживання в 16 із 28 європейських країн зазнало скорочення. У 2013–2017 рр. (середньостроковій ретроспективі) найвищими темпами зростали обсяги електроспоживання в Кіпру та Мальти, а серед країн континентальної Європи – Литви, Ірландії, Польщі, Румунії та Словенії, тоді як ринки електроенергії Бельгії, Данії, Німеччини, Франції, а також Великої Британії, навпаки, скорочувалися.

У короткостроковій ретроспективі електроспоживання майже у всіх країнах ЄС зростало, окрім Греції та Великої Британії. Найбільший приріст місткості ринку електроенергії було зафіксовано в Литві,



	BE	BG	CZ	DK	DE	EE	IE	GR	ES	FR	HR	IT	CY	LV	LT	LU	HU	MT	NL	AT	PL	PT	RO	SL	SK	FI	SE	UK	NO	UA
1. ЧЕГ	83,	41,	79,	29,	619	11,	30,	50,	264	538	11,	285	4,8	7,0	4,0	2,2	30,	1,6	113	67,	154	57,	59,	15,	25,	65,	160	322	148	144
2. Імп_ЕЕ	14,	3,7	15,	15,	27,	2,3	1,1	8,7	23,	21,	12,	42,	0,0	4,1	11,	7,6	19,	0,9	22,	29,	13,	5,5	4,8	9,1	15,	22,	11,	18,	6,1	0,1
3. Екс_ЕЕ	-8,	-9,	-28	-10	-80	-5,	-1,	-2,	-14	-61	-5,	-5,	0,0	-4,	-3,	-1,	-6,	0,0	-19	-22	-11	-8,	-7,	-9,	-12,	-1,	-30	-3,0	-21	-5,
4. $З_{ЕЕ}$	94,	118	122	87,	110	132	103	89,	97,	109	63,	89,	100	100	33,	33,	70,	65,	97,	98,	99,	109	106	106	90,	76,	114	96,	113	104

1 – чисте виробництво електроенергії; 2 – імпорт електроенергії; 3 – експорт електроенергії; 4 – забезпеченість електроенергією

Примітка: умовні позначення наведені у табл. 3.1

Рис. 3.5. Джерела покриття потреб в ЕЕ в країнах ЄС та Україні у 2017 р.

Джерело: розраховано на основі [247]

Таблиця 3.2

Динаміка електроспоживання в ЄС та Україні у 2010–2017 рр. [247]

Країна	Обсяг електроспоживання, МВт·год					Середньорічний темп приросту, %		
	2008 р.	2010 р.	2013 р.	2015 р.	2017 р.	2008–2017 рр.	2013–2017 рр.	2015–2017 рр.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Бельгія	90 209	90 251	88 169	86 917	87 653	99,7	99,9	100,4
Болгарія	34 592	32 791	32 524	33 424	34 921	100,1	101,8	102,2
Чехія	65 126	62 543	61 659	62 728	65 300	100,0	101,4	102,0
Данія	36 307	35 706	34 075	33 535	33 934	99,3	99,9	100,6
Німеччина	573 109	570 857	560 914	553 955	558 342	99,7	99,9	100,4
Естонія	8 557	8 478	8 235	8 137	8 514	99,9	100,8	102,3
Ірландія	28 846	27 623	26 773	27 766	29 013	100,1	102,0	102,2
Греція	63 824	59 059	54 393	57 340	56 716	98,7	101,1	99,5
Іспанія	286 775	278 160	262 740	265 098	270 480	99,4	100,7	101,0
Франція	493 930	506 960	502 178	484 152	490 813	99,9	99,4	100,7
Хорватія	18 229	18 248	17 379	17 536	18 190	100,0	101,1	101,8
Італія	339 482	330 453	318 476	316 897	320 548	99,4	100,2	100,6
Кіпр	4 806	5 101	4 119	4 314	4 778	99,9	103,8	105,2
Латвія	7 426	6 940	7 151	6 912	6 959	99,3	99,3	100,3
Литва	11 015	10 312	10 642	10 958	11 872	100,8	102,8	104,1

Закінчення табл. 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Люксембург	6 704	6 726	6 337	6 386	6 549	99,7	100,8	101,3
Угорщина	41 286	39 808	39 908	41 836	43 577	100,6	102,2	102,1
Мальта	2 185	1 993	2 137	2 293	2 464	101,3	103,6	103,7
Нідерланди	119 038	117 601	115 687	114 650	116 979	99,8	100,3	101,0
Австрія	65 112	65 423	67 088	67 051	68 848	100,6	100,6	101,3
Польща	139 939	141 275	144 728	149 461	156 421	101,2	102,0	102,3
Португалія	53 376	54 894	51 729	51 746	52 761	99,9	100,5	101,0
Румунія	55 852	53 181	51 662	54 063	55 995	100,0	102,0	101,8
Словенія	13 758	13 045	13 435	13 759	14 516	100,6	102,0	102,7
Словаччина	26 881	25 933	26 799	26 722	28 279	100,6	101,4	102,9
Фінляндія	87 162	87 552	83 885	82 099	85 044	99,7	100,3	101,8
Швеція	142 521	145 582	137 885	134 789	139 954	99,8	100,4	101,9
Велика Британія	378 203	364 395	350 935	344 842	333 601	98,6	98,7	98,4
Норвегія	125 624	129 243	126 659	126 764	131 503	100,5	100,9	101,9
Україна	170 678	169 883	168 219	147 726	138 156	97,7	95,2	96,7

Словаччині, Словенії, Польщі та Естонії. У європейських країнах з групи G7 середньорічний темп приросту коливався від 0,4 % (Німеччина) до 0,7 % (Франція). Означене доводить той факт, що ЕЕ стає найперспективнішим джерелом у майбутньому.

Навпаки, український ринок електроенергії зазнав суттєвого скорочення внаслідок занепаду різних видів економічної діяльності, у тому числі високоенергомістких. Так, у довгостроковій ретроспективі середньорічний темп приросту електроспоживання в Україні склав -2,3 %, у середньостроковій – -4,8 %, у короткостроковій – -3,3 %. Це є одним із свідчень регресу електроенергетичного циклу України.

Оцінка ефективності електроенергетичного циклу має відбуватися за його стадіями. Ефективність виробництва електроенергії визначається як співвідношення валової електрогенерації до загального обсягу підведених паливно-енергетичних ресурсів (*рис. 3.6*). Розвиток конкуренції серед виробників електроенергії обумовив необхідність постійного підвищення енергоефективності різних типів електрогенерації. Якщо «зелена» електрогенерація, атомна енергетика та гідроенергетика мають певні переваги у конкурентній боротьбі у зв'язку з низькими змінними витратами, то теплова енергетика змушена постійно впроваджувати сучасні технології. Водночас «зелена» електрогенерація та гідроенергетика використовують поновлювані, види енергоресурсів, які вони повертають до природного середовища.

Найвищі результати за ефективністю виробництва електроенергії – у Люксембурзі, що дорівнює 106,4 %, її електроенергетичний цикл майже повністю збудовано на гідроенергетиці та інших відновлюваних видах енергії. Високу енергоефективність виробництва електроенергії має Норвегія на рівні 97,4 %, електроенергетичний цикл якої спирається на гідроресурси. У європейських країнах групи G7 енергоефективність виробництва коливалася від 37,9 % (Франція, яка здебільшого зорієнтована на атомну енергетику) до 50,7 % (Велика Британія, в якій розвинутою є парогазотурбінна електрогенерація). Найнижчі значення енергофективності виробництва електроенергії

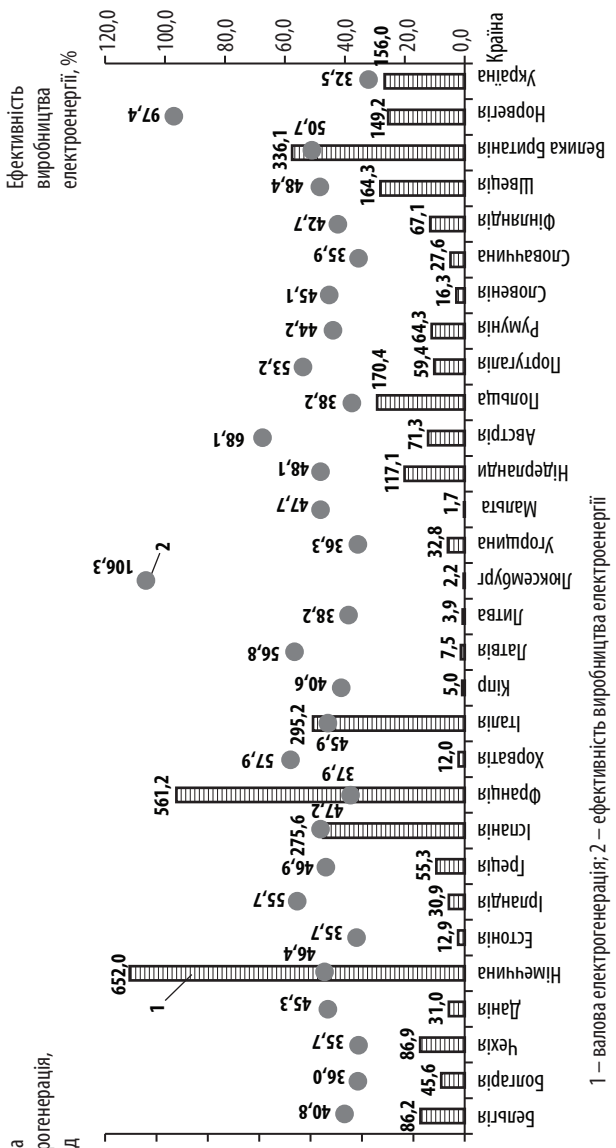


Рис. 3.6. Ефективність виробництва електроенергії у країнах ЄС та Україні у 2017 р.

Джерело: розраховано на основі [247]

мала Чехія, на рівні 35,7 %, оскільки її електроенергетичний цикл спирається на парову атомну та вугільну електрогенерації.

В Україні ефективність перетворення підведених паливно-енергетичних ресурсів на електроенергію склала лише 32,5 %, тобто найнижче значення у європейському просторі. Як і Чехія, вона орієнтується на паровий атомно-вугільний електроенергетичний цикл, який є технологічно застарілим.

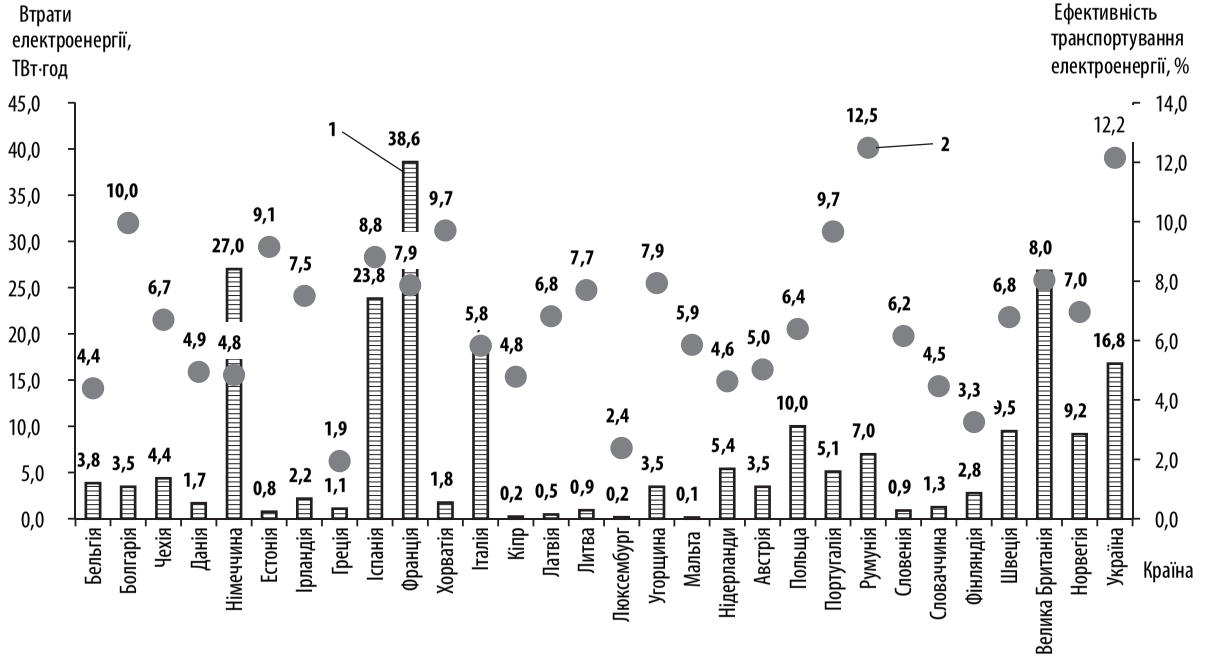
Ефективність транспортування електроенергії визначається її втратами в процесі передачі та розподілу та визначається як зворотний показник через співвідношення витрат і втрат електроенергії при транспортуванні до загального обсягу її валової внутрішньої пропозиції (*рис. 3.7*).

Так, середня частка втрат електроенергії при транспортуванні в ЄС складала 6,6 %. Найнижчу ефективність транспортування ЕЕ мали інфраструктурно обмежені електроенергетичні цикли Румунії (12,5 %), Болгарії (10,0 %), Португалії (9,7 %), Хорватії (9,7 %) Естонії (9,1 %). Найнижчий рівень втрат електроенергії при транспортуванні мав місце у Греції (1,9 %), Люксембурзі (2,4 %) та Фінляндії (3,3 %), які мають розвинуті зв'язки із суміжними енергосистеми.

В Україні рівень втрат електроенергії при транспортуванні склав 12,2 %, що виводить її на 2 місце з кінця рейтингу за ефективністю транспортування електроенергії внаслідок незадовільного стану та значного фізичного зносу мережевої інфраструктури, її географічної ізольованості.

Ефективність споживання електроенергії може бути виражена через кількість кінцевого продукту, яка може бути вироблена за допомогою електроенергії, та є зворотним показником електромісткості ВВП. Оцінка ефективності споживання електроенергії в країнах ЄС та Україні у 2017 р. засвідчує їх значну диференціацію (*рис. 3.8*).

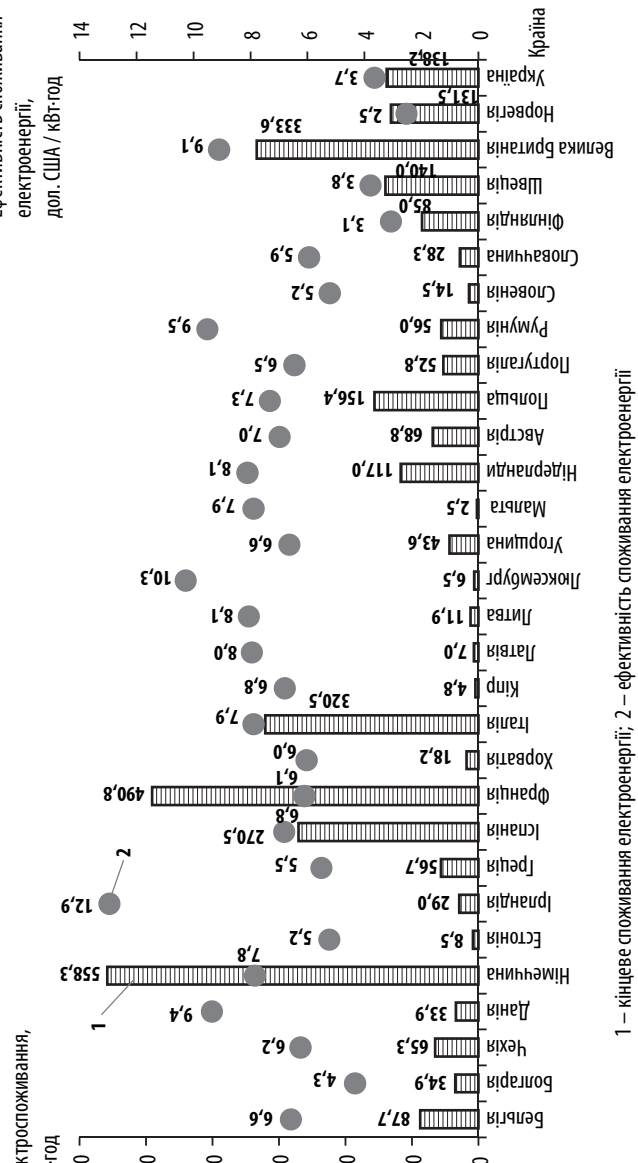
Ефективність споживання електроенергії в європейському просторі коливалася від 2,5 дол. США/кВт·год (Норвегія) до 12,9 дол. США/кВт·год (Ірландія), при середньому значенні у 6,9 дол. США/кВт·год.



1 – втрати при транспортуванні електроенергії; 2 – ефективність транспортування ЕЕ

Рис. 3.7. Ефективність транспортування електроенергіїу країнах ЄС та Україні у 2017 р.

Джерело: розраховано на основі [247]



1 – кінцеве споживання електроенергії; 2 – ефективність споживання електроенергії

Рис. 3.8. Ефективність споживання електроенергії у країнах ЄС та Україні у 2017 р.

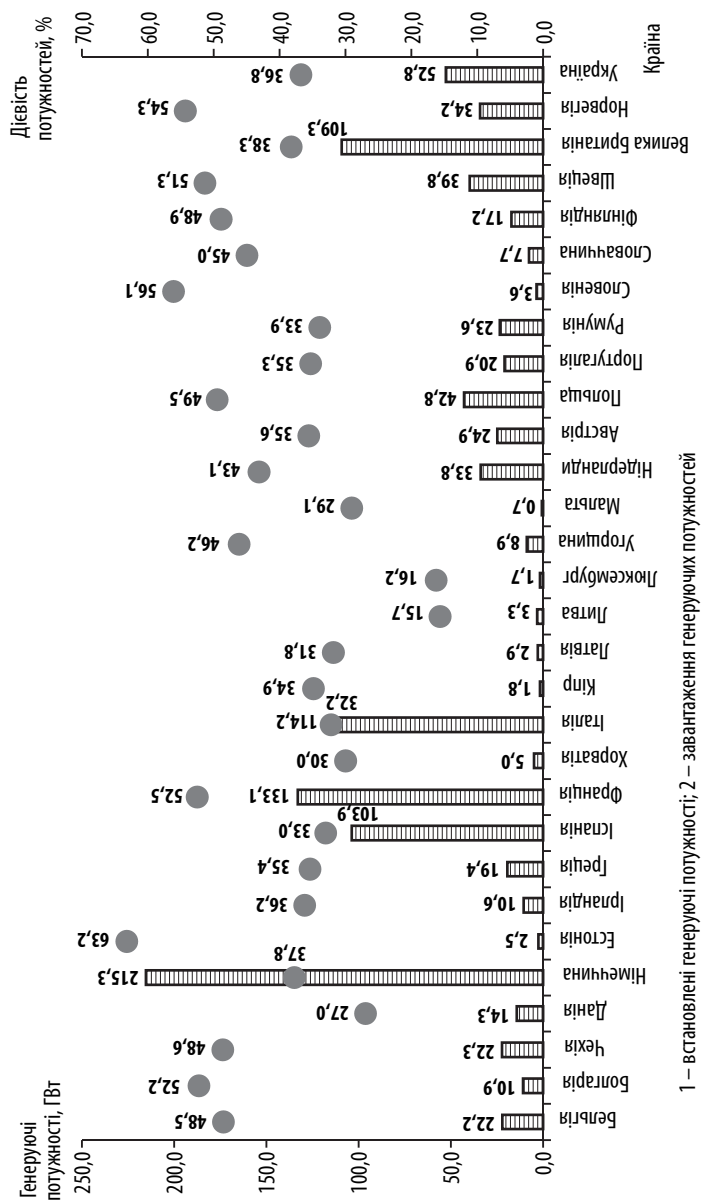
Джерело: розраховано на основі [123; 247]

При цьому ефективність споживання електроенергії в країнах ЄС, що входять до групи G7, відповідала середньоєвропейському рівню та знаходилися в діапазоні від 6,1 дол США/кВт·год (Франція) до 9,1 дол. США/кВт·год (Велика Британія).

Україна порівняно з країнами ЄС мала найнижчий рівень ефективності споживання електроенергії – 3,7 дол. США/кВт·год, що свідчить про її орієнтацію на паливно-сировинні види економічної діяльності та звужене виробництво.

Дієвість генеруючих потужностей електроенергетичного циклу можна визначити за показником їх завантаження. Незважаючи на помірні темпи приросту електрогенерації, сумарні генеруючі потужності в ЄС у 2008–2017 рр. зросли на 24,6 %, що було спричинено активною розбудовою потужностей «зеленої» електроенергетики. Так, генеруючі потужності СЕС зросли у 10,4 разу, а ВЕС – у 2,7 разу. Означене обумовлювало необхідність підтримання на постійному рівні резерву маневрових потужностей теплової електрогенерації для покриття негарантованої електрогенерації на основі відновлюваних джерелах. Водночас потенціал розширення гідроенергетики був обмежений законодавством ЄС (Водна директива 2000/60/ЕС [91], згідно з якою передбачається необхідність повернення попереднього стану річок). Отже, гідроенергетичні потужності зросли лише на 6,8 %. Атомна енергетика навіть скоротила свої генеруючі потужності – на 7,7 % – внаслідок аварії на Фукусіма Даічі у 2011 р. деякі країни ЄС прагнуть відмовитися від використання в електроенергетиці ядерного палива (зокрема, Німеччина планує відмовитися від атомної енергетики до 2022 р.). Така енергетична політика в ЄС призвела до стрімкого скорочення завантаження генеруючих потужностей (рис. 3,9), середній рівень якої у 2017 р. склав 39,6 % та порівняно з 2008 р. скоротився на 8 в.п.

Найвищий рівень завантаження генеруючих потужностей мали країни, які активно розвивали транскордонну торгівлю електроенергією, зокрема, в Німеччині цей показник склав 63,2 %, у Словенії – 56,1 %, Норвегії – 54,3 %, Франції – 52,5 % та Болгарії – 52,2 %. Тоді як



1 – встановлені генеруючі потужності; 2 – завантаження генеруючих потужностей

Примітка: завантаження генеруючих потужностей визначено із розрахунку річного фонду робочого часу у розмірі 8000 год

Рис. 3.9. Дієвість генеруючих потужностей в країнах ЄС та Україні у 2017 р.

Джерело: розраховано на основі [247]

найнижчий серед країн ЄС рівень завантаження спостерігався у країнах, які активно підтримують розвиток «зеленої» електроенергетики, зокрема, в Литві – 15,7 %, Люксембурзі – 16,2 %, Данії – 27,0 %.

Дієвість електроенергетичного циклу України склала 36,8 % у 2017 р., що було обумовлено як скороченням потреб в електроенергії, так і його переобтяженням базовими потужності, а також ізольованістю від інших.

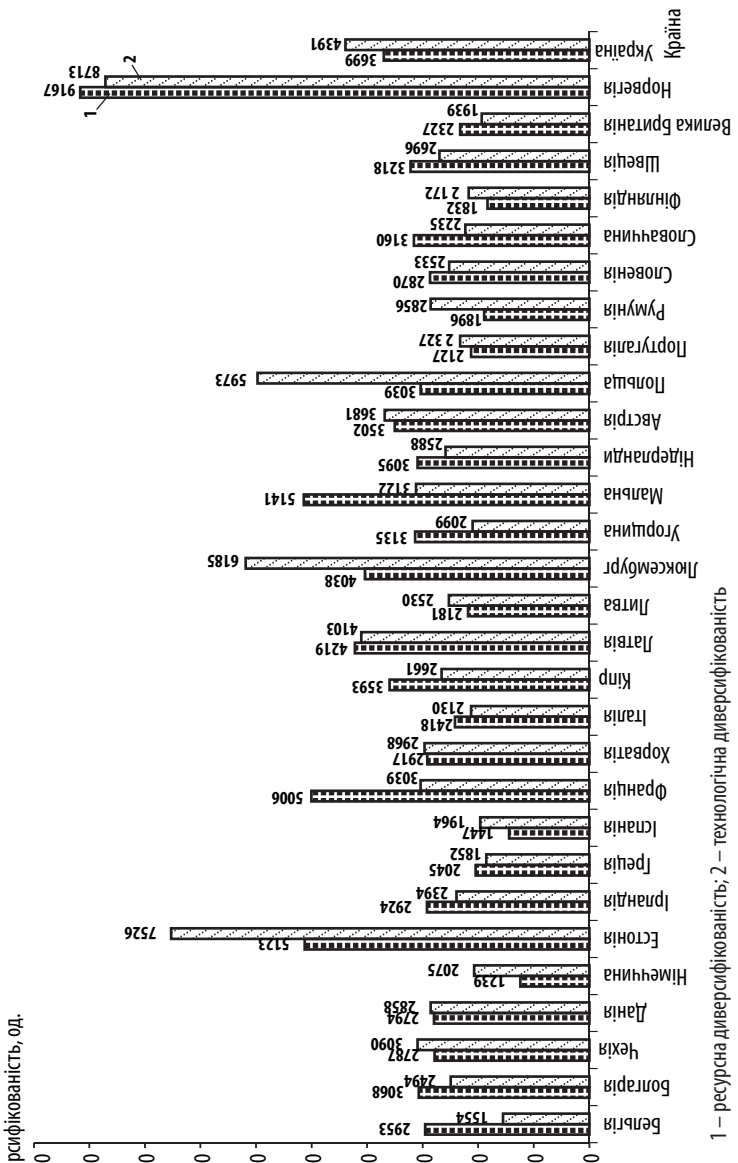
Ступінь розвитку електроенергетичного циклу можна також охарактеризувати за його диверсифікованістю. Розрахунок диверсифікованості здійснювався за індексом Херфіндаля – Хіршмана (HHI), який вимірює концентрацію певних об'єктів і суб'єктів в економіці [113]. Оцінку диверсифікованості електроенергетичного циклу було визначено за технологіями електрогенерації (технологічна диверсифікованість) та підведеними паливно-енергетичними ресурсами (ресурсна диверсифікованість), результати якої наведені на *рис. 3.10*.

Загалом у ЄС спостерігається тенденція до диверсифікації технології електрогенерації та підведених ПЕР. Основним трендом електроенергетичних циклів у ЄС у 2008–2017 рр. стало розширення генеруючих потужностей, які працюють на відновлюваних джерелах енергії, та їх підкріплення високоефективною та високоманевреною тепловою електрогенерацією, здебільшого на основі парогазотурбінного циклу.

Ресурсна диверсифікація електроенергетичних циклів у ЄС відбувалася як за рахунок активного впровадження відновлюваних джерел, так і за рахунок використання місцевих енергоресурсів (зокрема, бурого вугілля та торфу) та вторинних енергоресурсів (коксового та доменного газів, відходів тощо).

Серед країн ЄС найбільш ресурсно диверсифікованими електроенергетичні цикли у 2017 р. були у:

- Німеччини (HHI_p = 1239), яка виробила 32,0 % електроенергії із різних видів відновлюваних джерел, 21,7 % – із бурого вугілля, 11,9 % – із іншого бітумінозного вугілля, 11,3 % – із атомної енергії, 5,4 % – із природного газу, а також активно



1 – ресурсна диверсифікованість; 2 – технологічна диверсифікованість

Рис. 3.10. Диверсифікованість електроенергетичних циклів ЄС та України у 2017 р.

Джерело: розраховано на основі [247]

використовувала вторинні енергетичні ресурси промислового походження;

- Іспанії (HHI_P = 1447), яка використовувала природний газ (21,8 %), атомну енергію (19,8 % %), інше бітумінозне вугілля (13,8 %), так і різні види відновлюваних джерел загальною часткою 44,5 %, серед яких домінуючим видом була вітрова енергія (16,7 %);
- Румунії (HHI_P = 1896), яка виробляла електроенергію з бурого вугілля (25,5 %), гідроресурсів (22,9 %), ядерного палива (17,7 %), природного газу (16,4 %) та різних видів відновлюваних джерел сумарною часткою 12,5 %.

Найнижчий рівень ресурсної диверсифікації електрогенерації мав місце в Норвегії (HHI_P склав 9167), яка виробляла на 97 % із гідроресурсів.

В Україні зазначалася відносно вузька ресурсна диверсифікація електрогенерації (HHI_P = 3699). Основу національного електроенергетичного циклу складала атомна енергія (53,9 %) та інше бітумінозне вугілля (26,7 %). Водночас наявний енергетичний потенціал щодо місцевих (зокрема, бурого вугілля та торфу), вторинних (високопотенційних газів високоенергомістких видів економічної діяльності) та відновлюваних джерел енергії використовувався не в повному обсязі.

Найбільш диверсифіковані електроенергетичні цикли в 2017 р. за технологічною складовою були в таких країнах ЄС, як:

- Бельгія (HHI_T складав 1554), де представлені всі види електрогенерації, окрім геотермальної із найбільшою питомою вагою атомної енергетики (27 %);
- Греції (HHI_T = 1852), в якій основу електроенергетичного циклу складала атомна (31 %) та гідроенергетика (34 %);
- Велика Британія (HHI_T = 1939), яка залучала через аукціони на потужність та контракти на різницю різні інвестиційно привабливі технології електрогенерації. Основу електроенергетичного циклу в цій країні склала парогазотурбінна електрогенерація (32 %).

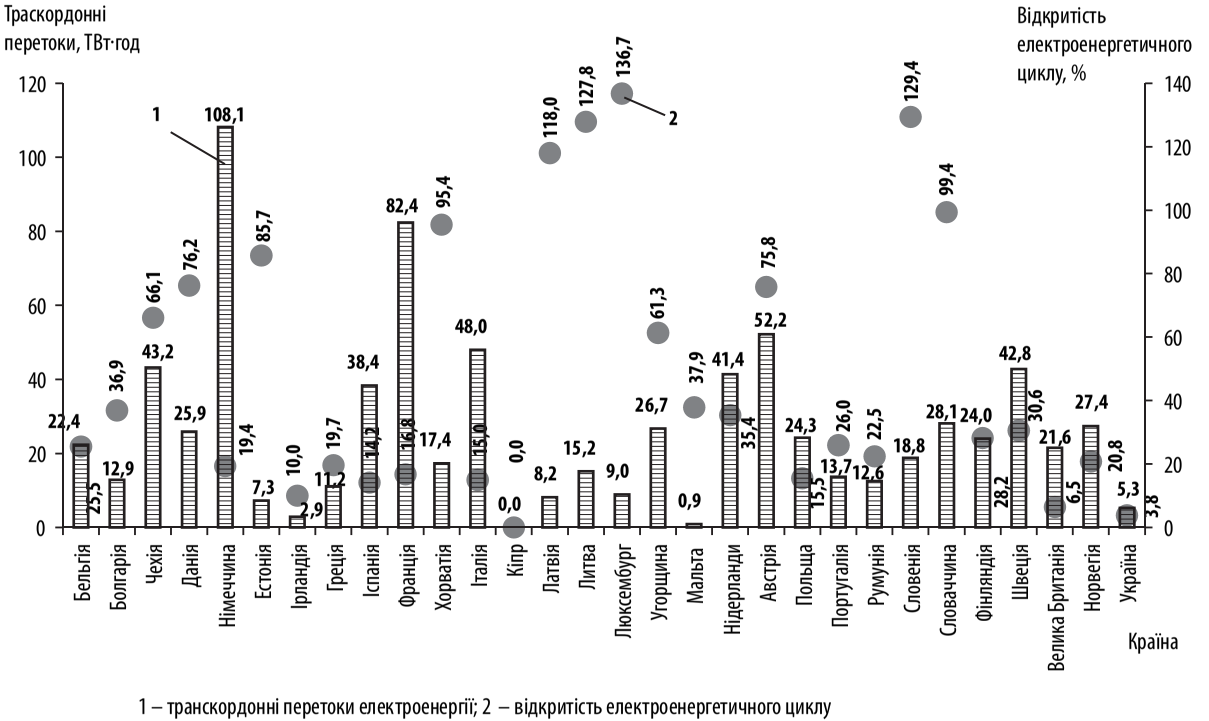
- Україна порівняно із більшістю країн ЄС мала вузько технологічно диверсифіковану структуру генеруючих потужностей ($HHI_T = 4391$), збудовану на основі парової теплової (57 %) та атомної (27 %) електрогенерації.

ЄС прагне утворити єдиний ринок електроенергії на території регіонального інтеграційного об'єднання. Однак наразі ринкові зони є фрагментованими на національному рівні внаслідок недостатності транскордонної інфраструктури. Наразі лише 13 % електроенергії доступної для споживання перетинає національні границі країн-членів, що дає змогу балансувати попит-пропозицію електроенергії у регіональному об'єднанні.

Відкритість електроенергетичних циклів засвідчує їх спроможність обмінюватися електроенергією з суміжними енергосистемами задля підвищення ефективності генерації, покриття пікового попиту та підвищення завантаженості генеруючих потужностей. Цей показник було визначено як співвідношення загального обсягу транскордонних перетоків електроенергії (суми експорту й імпорту) до її валової внутрішньої пропозиції (*рис. 3.11*).

Найбільш відкритими можна визнати цикли таких країн, як Люксембург, транскородні перетоки якого складали 137 % від внутрішнього споживання, Словенія із значенням відкритості у 129 %, Литва – 128 %, Латвія – 118 %, а також Німеччина – 108 %. Ізольованим від інших були цикли Кіпру та Мальти, а також Великої Британії та Ірландії, транскордонні перетоки електроенергії яких складали лише 6,5 % та 2,9 % відповідно.

Український електроенергетичний цикл слід визнати одним із найбільш ізольованих у європейському просторі, транскордонні перетоки електроенергії склали лише 3,8 % від внутрішнього споживання у 2017 р. Розрив зв'язків із енергосистемами країн СНД та технологічна неспроможність обмінюватися електроенергією з членами ENTSO-E обумовлювали незначний обсяг транскордонної торгівлі ЕЕ Україною, який у 2017 р. склав лише 5,3 ТВт·год.



1 – транскордонні перетоки електроенергії; 2 – відкритість електроенергетичного циклу

Рис. 3.11. Відкритість електроенергетичного циклу в країнах ЄС та Україні у 2017 р.

Джерело: розраховано на основі [247]

Систематизація якісних характеристик електроенергетичних циклів країн ЄС та України дозволяє визначити їх прогресивність, яку було оцінено за середнім рангом з-поміж 10 обраних часткових показників (*табл. 3.3* та *рис. 3.12*).

Таким чином, за результатами ранжування часткових показників ЕЕЦ України та 29 європейських країн можна визначити, що Україна мала одні з найгірших позицій, зокрема: за доступністю електроенергії посідала на 29 місце; її забезпеченістю – 11 (єдина сильна сторона національного циклу); за динамічністю розвитку – 30, ефективністю виробництва – 30, за ефективністю транспортування ЕЕ – 29, ефективністю споживання – 28, дієвістю потужностей – 16, технологічною диверсифікованістю виробництва – 24, ресурсною диверсифікованістю виробництва ЕЕ – 29, відкритістю РЕЕ – 28. Середній ранг прогресивності електроенергетичного циклу України склав 25 у 2016 р., що було найгіршим серед досліджуваних країн.

Таблиця 3.3

Ранжування країн ЄС та України за частковими показниками прогресивності електроенергетичних циклів у 2017 р.

Країна	$ДО_{ЕЕ}$		ЗЕЕ		$ДР_{ЕЕ}$		$ЕВ_{ЕЕ}$		$ЕТ_{ЕЕ}$		$ЕС_{ЕЕ'}$		$ДІ_{ГП}$		$ННІ_{Т}$		ННІР		$В_{ЕЕЦ}$	
	МВт·год/особу	Р	%	Р	%	Р	%	Р	%	Р	дол. США/кВт·год	Р	%	Р	коеф.	Р	коеф.	Р	%	Р
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Бельгія	7,4	6	94,8	20	99,9	26	40,8	20	4,4	4	6,6	17	48,5	10	2 953	15	1556	1	29,5	15
Болгарія	4,4	23	118,4	3	101,8	9	36,0	26	10,0	28	4,3	26	52,2	5	3 068	17	2553	16	35,5	13
Чехія	5,8	12	122,3	2	101,4	10	35,7	29	6,7	15	6,2	19	48,6	9	2 787	10	3086	23	56,5	10
Данія	5,6	13	87,4	24	99,9	24	45,3	16	4,9	9	9,4	4	27,0	28	2 794	11	2919	20	76,0	7
Німеччина	6,4	10	110,9	6	99,9	25	46,4	14	4,8	8	7,8	11	37,8	15	1 239	1	2081	6	20,3	19
Естонія	5,9	11	132,1	1	100,8	15	35,7	28	9,1	25	5,2	24	63,2	1	5 123	28	7632	29	88,6	6
Ірландія	5,6	14	103,7	12	102,0	6	55,7	6	7,5	19	12,9	1	36,2	17	2 924	14	2442	12	11,0	27
Греція	5,2	17	89,2	22	101,1	13	46,9	13	1,9	1	5,5	23	35,4	19	2 045	5	1831	4	19,2	21
Іспанія	5,3	15	97,9	17	100,7	17	47,2	12	8,8	24	6,8	14	33,0	23	1 447	2	1736	2	13,6	26
Франція	6,8	7	109,6	7	99,4	27	37,9	24	7,9	21	6,1	20	52,5	4	5 006	27	3008	21	18,5	22
Хорватія	4,0	25	63,3	28	101,1	12	57,9	4	9,7	27	6,0	21	30,0	26	2 917	13	2906	19	108,4	5
Італія	5,0	18	89,0	23	100,2	23	45,9	15	5,8	11	7,9	10	32,2	24	2 418	9	2114	7	15,7	24
Кіпр	5,3	16	100,0	14	103,8	1	40,6	21	4,8	7	6,8	15	34,9	21	3 593	23	2641	17	0,0	30

Закінчення табл. 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Латвія	3,3	28	100,9	13	99,3	28	56,8	5	6,8	17	8,0	8	31,8	25	4 219	26	4159	25	132,7	2
Литва	3,9	26	33,7	30	102,8	3	38,2	22	7,7	20	8,1	7	15,7	30	2 181	7	2514	14	131,5	3
Люксембург	10,7	4	33,7	29	100,8	16	106,3	1	2,4	2	10,3	2	16,2	29	4 038	25	6144	28	135,2	1
Угорщина	4,1	24	70,4	26	102,2	4	36,3	25	7,9	22	6,6	16	46,2	11	3 135	19	1977	5	51,8	11
Мальта	5,0	20	65,0	27	103,6	2	47,7	11	5,9	12	7,9	9	29,1	27	5 141	29	3048	22	25,3	18
Нідерланди	6,5	9	97,0	18	100,3	22	48,1	10	4,6	6	8,1	6	43,1	13	3 095	18	2388	11	38,3	12
Австрія	7,4	5	98,6	16	100,6	18	68,1	3	5,0	10	7,0	13	35,6	18	3 502	22	3669	24	68,5	9
Польща	3,9	27	99,0	15	102,0	7	38,2	23	6,4	14	7,3	12	49,5	7	3 039	16	5686	27	13,7	25
Португалія	4,6	22	109,3	8	100,5	19	53,2	7	9,7	26	6,5	18	35,3	20	2 127	6	2296	10	25,9	17
Румунія	2,5	30	106,0	10	102,0	5	44,2	18	12,5	30	9,5	3	33,9	22	1 896	4	2854	18	17,4	23
Словенія	6,6	8	106,1	9	102,0	8	45,1	17	6,2	13	5,2	25	56,1	2	2 870	12	2481	13	125,0	4
Словаччина	5,0	19	90,9	21	101,4	11	35,9	27	4,5	5	5,9	22	45,0	12	3 160	20	2256	9	75,3	8
Фінляндія	14,9	2	76,5	25	100,3	21	42,7	19	3,3	3	3,1	29	48,9	8	1 832	3	2137	8	28,9	16
Швеція	13,0	3	114,7	4	100,4	20	48,4	9	6,8	16	3,8	27	51,3	6	3 218	21	2542	15	29,5	14
Велика Британія	4,6	21	96,7	19	98,7	29	50,7	8	8,0	23	9,1	5	38,3	14	2 327	8	1782	3	7,1	28
Норвегія	23,2	1	113,1	5	100,9	14	97,4	2	7,0	18	2,5	30	54,3	3	9 167	30	8500	30	20,0	20
Україна	2,9	29	104,9	11	95,2	30	32,5	30	12,2	29	3,7	28	36,8	16	3 699	24	4211	26	4,4	29

Джерело: авторські розрахунки

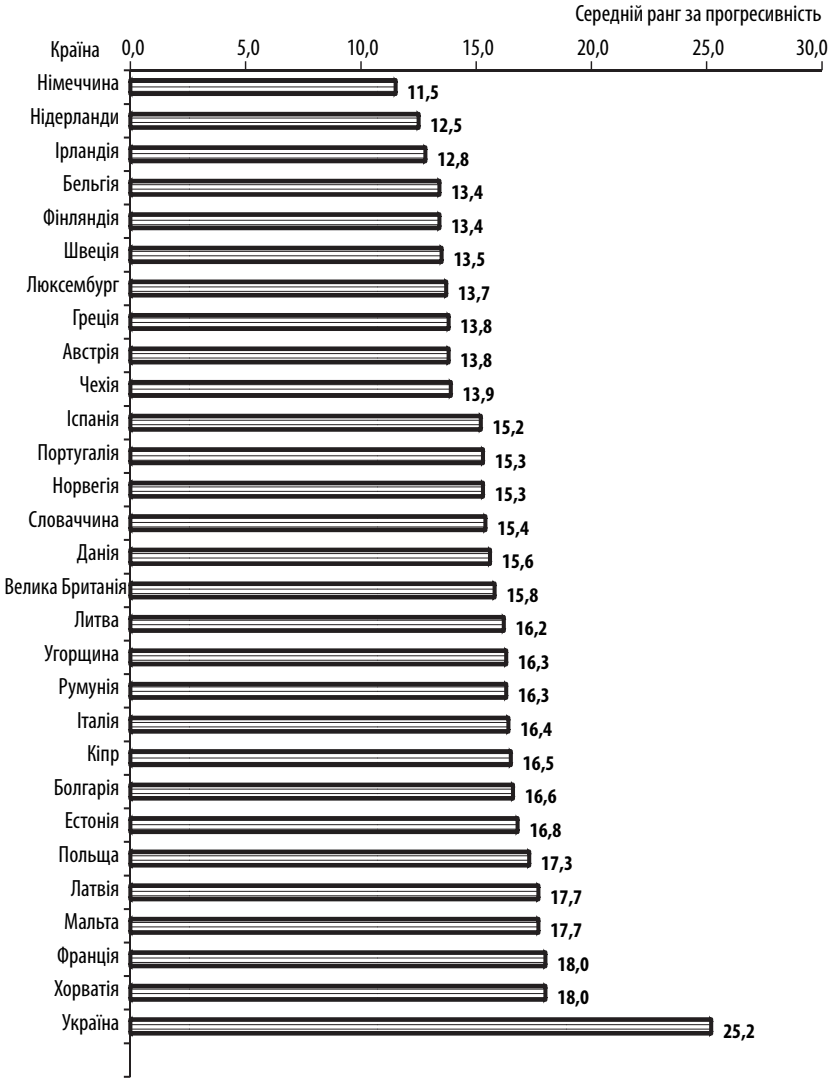


Рис. 3.12. Прогресивність електроенергетичних циклів у країнах ЄС та Україні у 2017 р. за середнім рангом

Джерело: авторські розрахунки

3.2. Оцінка електроенергетичної безпеки України

Забезпечення енергетичної безпеки є однією з головних умов забезпечення енергетичного переходу [236–238], а оскільки електроенергія є найпріоритетнішим видом енергії у забезпеченні цього переходу, то виникає необхідність у розробці підходу до оцінки електроенергетичної безпеки країни.

Оцінка енергетичної безпеки супроводжується постійним удосконаленням і диверсифікацією технології розрахунку критеріїв її оцінки залежно від найбільш значущих досліджуваних аспектів і задач [145; 154; 156; 158; 161; 165; 172; 174; 178; 191; 194; 196]. Проте методика оцінки енергетичної безпеки країни повинна не лише встановлювати рівень безпеки в певному часовому діапазоні, але й враховувати її системне значення для національної безпеки, фокусуючись на сталому розвитку енергетики країни та її взаємовпливі на соціально-економічну, технологічну, екологічну, інфраструктуру й інші сфери. Аналіз та узагальнення індикаторів (критеріїв, характеристик), що застосовуються у методичних підходах до оцінки енергетичної безпеки, дозволили визначити найбільш часто поширені досліджувані аспекти цієї сфери (*табл. 3.4*).

Як видно з табл. 3.4, у загальному випадку основні аспекти енергетичної безпеки країни можна згрупувати у такі три напрямки:

- сировинний (наявність власних джерел, запасів і резервів ППЕР; рівень імпортної залежності та диверсифікація власних ППЕР);
- виробничий (потужність електроегенерації; збалансованість виробництва та споживання; енергоємність та енергоефективність; основні засоби та фінансово-інвестиційні ресурси);
- екологічний (чистота енерговиробництва).

Таким чином, виходячи з проведеного дослідження доцільно визначити таку систему індикаторів електроенергетичної безпеки країни через показники (прямі та посередні), які найбільш об'єктивно й інформативно відображатимуть рівень безпеки за визначеними напрямками та аспектами в цій сфері (*рис. 3.13*).

Таблиця 3.4

Узагальнені індикативні оцінки енергетичної безпеки країни у науковій та нормативній літературі

Індикатори / Джерело	[165]	[179]	[191]	[192]	[193]	[195]	[198]	[196]	[200]	[203]	[202]	[204]	[199]	[201]	Разом
Власні джерела, запаси та резерви ППЕР	•	•	•	•	•	•				•	•	•	•		10
Імпортна залежність і диверсифікація	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	14
Потужність електрогенерації		•	•	•	•				•	•	•	•	•	•	10
Збалансованість виробництва та споживання			•	•	•	•	•		•	•	•	•	•	•	11
Енергоємність та енергоефективність	•	•		•	•	•	•	•	•		•	•	•		11
Основні засоби та фінансово-інвестиційні ресурси	•	•	•	•				•	•	•	•	•	•	•	11
Екологічна чистота енерговиробництва	•			•	•	•	•		•	•	•	•			9

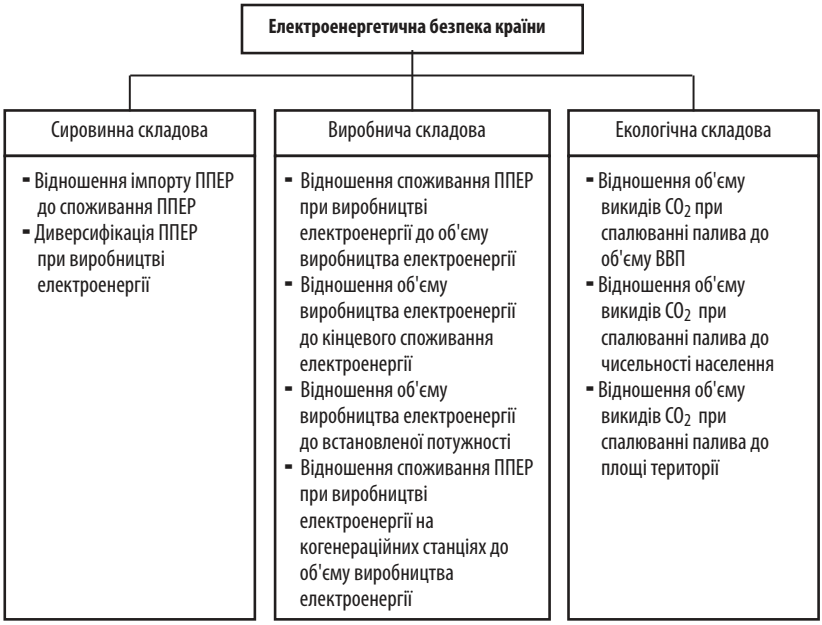


Рис. 3.13. Система показників оцінки електроенергетичної безпеки країни

Джерело: авторська розробка

Відповідно до рис. 3.13 інтегральна оцінка рівня електроенергетичної безпеки країн складається із трьох складових, що агрегують 9 індикаторів. Інтегрування стандартизованих індикаторів у компоненти та інтегральний показник проводиться з урахуванням вагових коефіцієнтів, розрахованих на основі коефіцієнта варіації відповідного нормованого індикатора. При нормуванні індикатора проводиться його порівняння із пороговим рівнем (порогові значення індикаторів розраховано як середні значення країн ЕС за 2000–2017 рр. (табл. Б.1 Додатка Б), а стандартизація індикаторів і компонент здійснюється за формулами:

а) для показників-стимуляторів:

$$z_i = \frac{x_i - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}}, \qquad (3.2)$$

де x_i – фактичне значення індикатора / компоненти;

$x_{\min}$ і $x_{\max}$ – відповідно мінімальне та максимальне значення індикатора / компоненти;

б) для показників-дестимуляторів:

$$z_i = \frac{x_{\max} - x_i}{x_{\max} - x_{\min}}. \qquad (3.3)$$

Розрахунок інтегрального показника рівня електроенергетичної безпеки України та країн ЄС у 2000–2017 рр. за наведеною вище методикою подано в *табл. 3.5* (вихідні дані дано у табл. Б.2–Б.4 Додатка Б). Найвищий рівень електроенергетичної безпеки серед досліджуваних країн у 2000–2017 рр. мали: Швеція (1-ше місце), Польща (2-ге місце), Латвія (3-тє місце), Румунія (4-те місце) та Фінляндія (5-те місце), а найнижчий рівень: Мальта (29-те місце), Кіпр (28-ме місце), Люксембург (27-ме місце), Бельгія (26-те місце) та Нідерланди (25-те місце). Україна у 2017 р. займала 9-те місце серед досліджуваних країн. Найбільше зростання рівня електроенергетичної безпеки серед досліджуваних країн у 2000–2017 рр. відбулося у Словаччині (13 пунктів), Іспанії, Україні та Чеській Республіці (8 пунктів) й Франції (5 пунктів), а найбільше зниження рівня відбулося у Литві та Португалії (9 пунктів), Великій Британії та Болгарії (7 пунктів), й Угорщині (6 пунктів).

Таблиця 3.5

Інтегральний показник рівня електроенергетичної безпеки України та країн ЄС у 2000–2017 рр.

Країна	Рік				Різниця рангів
	2000		2017		
	Значення показника	Ранг	Значення показника	Ранг	
1	2	3	4	5	6
Швеція	0,3399	6	0,5157	1	5
Польща	0,5919	1	0,4734	2	-1
Латвія	0,3789	4	0,4683	3	1
Румунія	0,4123	3	0,4488	4	-1

Закінчення табл. 3.5

1	2	3	4	5	6
Фінляндія	0,3386	7	0,4279	5	2
Данія	0,3268	8	0,3606	6	2
Хорватія	0,3457	5	0,3562	7	-2
Іспанія	0,2231	16	0,3491	8	8
Україна	0,2175	17	0,3417	9	8
Словаччина	0,1851	23	0,3371	10	13
Литва	0,4662	2	0,3243	11	-9
Чеська Республіка	0,1983	20	0,3028	12	8
Франція	0,2130	18	0,3024	13	5
Австрія	0,2525	11	0,3020	14	-3
Угорщина	0,3136	9	0,2973	15	-6
Італія	0,2407	14	0,2878	16	-2
Велика Британія	0,2824	10	0,2824	17	-7
Словенія	0,2443	13	0,2814	18	-5
Ірландія	0,2067	19	0,2647	19	0
Естонія	0,1982	21	0,2598	20	1
Португалія	0,2510	12	0,2589	21	-9
Болгарія	0,2283	15	0,2583	22	-7
Німеччина	0,1883	22	0,2478	23	-1
Греція	0,1489	25	0,2159	24	1
Нідерланди	0,1748	24	0,1915	25	-1
Бельгія	0,1293	26	0,1603	26	0
Люксембург	0,1233	27	0,1588	27	0
Кіпр	0,1036	28	0,1483	28	0
Мальта	0,0567	29	0,0397	29	0

Джерело: авторські розрахунки

Для більш детального аналізу інтегрального показника рівня електроенергетичної безпеки України та країн ЄС у 2000–2017 рр. дослі-

димо його складові. У табл. 3.6 наведено значення «Сировинна складова» інтегрального показника рівня електроенергетичної безпеки України та країн ЄС у 2000–2017 рр.

Таблиця 3.6

Сировинна складова інтегрального показника рівня електроенергетичної безпеки України та країн ЄС у 2000–2017 рр.

Країна	Рік				Різниця рангів
	2000		2017		
	Значення показника	Ранг	Значення показника	Ранг	
1	2	3	4	5	6
Румунія	0,9066	1	0,7692	1	0
Іспанія	0,4064	12	0,6942	2	10
Україна	0,4897	6	0,5312	3	3
Велика Британія	0,6597	3	0,4319	4	-1
Фінляндія	0,5765	4	0,4300	5	-1
Хорватія	0,6645	2	0,4172	6	-4
Естонія	0,3453	16	0,4058	7	9
Австрія	0,4274	11	0,4017	8	3
Чеська Республіка	0,3726	13	0,3889	9	4
Німеччина	0,3287	18	0,3683	10	8
Італія	0,4660	8	0,3260	11	-3
Португалія	0,4857	7	0,3212	12	-5
Швеція	0,3022	19	0,3208	13	6
Болгарія	0,3585	15	0,3202	14	1
Польща	0,4356	10	0,3163	15	-5
Латвія	0,2992	20	0,3098	16	4
Угорщина	0,5439	5	0,2917	17	-12
Франція	0,2129	22	0,2896	18	4
Словенія	0,3670	14	0,2734	19	-5
Ірландія	0,3421	17	0,2731	20	-3

Закінчення табл. 3.6

1	2	3	4	5	6
Словаччина	0,2569	21	0,2468	21	0
Греція	0,1858	24	0,2411	22	2
Данія	0,4403	9	0,2250	23	-14
Люксембург	0,1959	23	0,2059	24	-1
Нідерланди	0,1793	25	0,1600	25	0
Бельгія	0,1622	26	0,1546	26	0
Кіпр	0,0685	28	0,1331	27	1
Литва	0,1364	27	0,1277	28	-1
Мальта	0,0000	29	0,0277	29	0

Джерело: авторські розрахунки

З табл. 3.6 видно, що найвищі значення «Сировинна складова» інтегрального показника рівня електроенергетичної безпеки у 2017 р. були у Румунії (1-ше місце), Іспанії (2-ге місце), Україні (3-тє місце), Великої Британії (4-те місце) та Фінляндії (5-те місце), а найнижчі значення цієї складової були у Мальти (29-те місце), Литви (28-ме місце), Кіпру (27-ме місце), Бельгії (26-те місце) та Нідерландів (25-те місце). Найбільше зростання значення «Сировинна складова» інтегрального показника рівня електроенергетичної безпеки серед досліджуваних країн у 2000–2017 рр. відбулося у Іспанії (10 пунктів), Естонії (9 пунктів), Німеччині (8 пунктів) та Швеції (6 пунктів), а найбільше зниження рівня складової відбулося у Данії (14 пунктів), Угорщині (12 пунктів), Португалії, Польщі та Словенії (5 пунктів). Україна за досліджуваний період піднялася на три пункти за значенням «Сировинна складова» інтегрального показника рівня електроенергетичної безпеки.

У *табл. 3.7* наведено значення «Виробнича складова» інтегрального показника рівня електроенергетичної безпеки України та країн ЄС у 2000–2017 рр. Найвищі значення «Виробнича складова» інтегрального показника рівня електроенергетичної безпеки у 2017 р. були у Польщі (1-ше місце), Словаччини (2-ге місце), Данії (3-тє місце), Чеської Рес-

Таблиця 3.7

Виробнича складова інтегрального показника рівня електроенергетичної безпеки України та країн ЄС у 2000–2017 рр.

Країна	Рік				Різниця рангів
	2000		2017		
	Значення показника	Ранг	Значення показника	Ранг	
1	2	3	4	5	6
Польща	0,9498	1	0,9254	1	0
Словаччина	0,1454	11	0,4991	2	9
Данія	0,3107	3	0,4268	3	0
Чеська Республіка	0,1757	9	0,4099	4	5
Латвія	0,1765	8	0,3629	5	3
Словенія	0,1829	7	0,3151	6	1
Угорщина	0,2359	4	0,2944	7	-3
Естонія	0,1384	14	0,2879	8	6
Нідерланди	0,1909	6	0,2779	9	-3
Фінляндія	0,1525	10	0,2744	10	0
Литва	0,5695	2	0,2600	11	-9
Італія	0,1052	19	0,2531	12	7
Хорватія	0,1413	12	0,2397	13	-1
Швеція	0,1062	17	0,2297	14	3
Болгарія	0,1412	13	0,2244	15	-2
Румунія	0,2061	5	0,2113	16	-11
Німеччина	0,1045	21	0,2102	17	4
Австрія	0,1061	18	0,2072	18	0
Україна	0,1050	20	0,1888	19	1
Бельгія	0,1079	15	0,1874	20	-5
Греція	0,1072	16	0,1847	21	-5
Португалія	0,1026	23	0,1812	22	1
Франція	0,1032	22	0,1786	23	-1

Закінчення табл. 3.7

1	2	3	4	5	6
Велика Британія	0,0997	25	0,1538	24	1
Ірландія	0,1018	24	0,1487	25	-1
Іспанія	0,0967	26	0,1384	26	0
Люксембург	0,0613	29	0,1141	27	2
Кіпр	0,0689	28	0,1103	28	0
Мальта	0,0723	27	0,0682	29	-2

Джерело: авторські розрахунки

публіки (4-те місце) та Латвії (5-те місце), а найнижчі значення цієї складової були у Мальти (29-те місце), Кіпру (28-ме місце), Люксембургу (27-ме місце), Іспанії (26-те місце) та Ірландії (25-те місце). Найбільше зростання значення «Виробнича складова» інтегрального показника рівня електроенергетичної безпеки серед досліджуваних країн у 2000–2017 рр. відбулося у Словаччини (9 пунктів), Італії (7 пунктів), Естонії (6 пунктів), Чеської Республіки (5 пунктів) та Німеччині (4 пункти), а найбільше зниження рівня складової відбулося у Румунії (11 пунктів), Литві (9 пунктів), Бельгії та Греції (5 пунктів). Україна за досліджуваний період піднялася на один пункт за значенням «Виробнича складова» (19-те місце у 2017 р.) інтегрального показника рівня електроенергетичної безпеки.

У *табл. 3.8* наведено значення «Екологічна складова» інтегрального показника рівня електроенергетичної безпеки України та країн ЄС у 2000–2017 рр. З табл. 3.8 видно, що найвищі значення «Екологічна складова» інтегрального показника рівня електроенергетичної безпеки у 2017 р. були у Швеції (1-ше місце), Латвії (2-ге місце), Фінляндії (3-тє місце), Литви (4-те місце) та Франції (5-те місце), а найнижчі значення даної складової були у Мальти (29-те місце), Естонії (28-ме місце), Чеської Республіки (27-ме місце), Нідерландів (26-те місце) та Бельгії (25-те місце). Україна серед досліджуваних країн у 2017 р. за рівнем цієї складової займала 10-те місце.

Таблиця 3.8

Екологічна складова інтегрального показника рівня електроенергетичної безпеки України та країн ЄС у 2000–2017 рр.

Країна	Рік				Різниця рангів
	2000		2017		
	Значення показника	Ранг	Значення показника	Ранг	
1	2	3	4	5	6
Швеція	0,7526	2	0,9557	1	1
Латвія	0,7774	1	0,6987	2	-1
Фінляндія	0,4349	4	0,5801	3	1
Литва	0,5845	3	0,5435	4	-1
Франція	0,3915	6	0,4365	5	1
Румунія	0,3186	8	0,4344	6	2
Хорватія	0,4014	5	0,4248	7	-2
Данія	0,2545	14	0,4009	8	6
Ірландія	0,2597	12	0,3742	9	3
Україна	0,1641	23	0,3458	10	13
Австрія	0,3389	7	0,3184	11	-4
Угорщина	0,2401	16	0,3046	12	4
Велика Британія	0,2520	15	0,2936	13	2
Італія	0,2656	11	0,2924	14	-3
Іспанія	0,2696	10	0,2886	15	-5
Португалія	0,2886	9	0,2876	16	-7
Словенія	0,2376	17	0,2539	17	0
Словаччина	0,1871	20	0,2460	18	2
Болгарія	0,2571	13	0,2436	19	-6
Греція	0,1846	21	0,2273	20	1
Кіпр	0,1906	19	0,1983	21	-2
Німеччина	0,2028	18	0,1908	22	-4
Люксембург	0,1612	24	0,1665	23	1

Закінчення табл. 3.8

1	2	3	4	5	6
Польща	0,1456	25	0,1442	24	1
Бельгія	0,1356	27	0,1376	25	2
Нідерланди	0,1445	26	0,1298	26	0
Чеська Республіка	0,0838	28	0,1278	27	1
Естонія	0,1678	22	0,1168	28	-6
Мальта	0,0806	29	0,0205	29	0

Джерело: авторські розрахунки

Найбільше зростання значення «Екологічна складова» інтегрального показника рівня електроенергетичної безпеки серед досліджуваних країн у 2000–2017 рр. відбулося в України (13 пунктів), Данії (6 пунктів), Угорщині (4 пункти), Ірландії (3 пункти) та Бельгії (2 пункти), а найбільше зниження рівня складової відбулося у Португалії (7 пунктів), Болгарії та Естонії (6 пунктів), і Іспанії (5 пунктів).

Таким чином, протягом досліджуваного періоду Україна покращила значення всіх складових («Екологічної» – на 13 пунктів, «Сировинної» – на 3 пункти та «Виробничої» – на один пункт) інтегрального показника рівня електроенергетичної безпеки, що підняло рівень електроенергетичної безпеки країни на 8 пунктів, і Україна займала у 2017 р. 9-те місце серед досліджуваних країн.

Для визначення реальних і потенційних загроз рівню електроенергетичної безпеки України необхідно детально дослідити динаміку рівня індикаторів та їх порівняння (відносне) з відповідними значеннями досліджуваних країн, а також порівняння (нормативне) з пороговими значеннями (*табл. 3.9* та *рис. 3.14*).

Як видно з табл. 3.9 та рис. 3.14, найбільшу загрозу для електроенергетичної безпеки країни с становлять такі індикатори:

- «Відношення об'єму викидів CO_2 при спалюванні палива до об'єму ВВП» (відносне значення не змінилося за досліджуваний період (29-те місце);

Таблиця 3.9

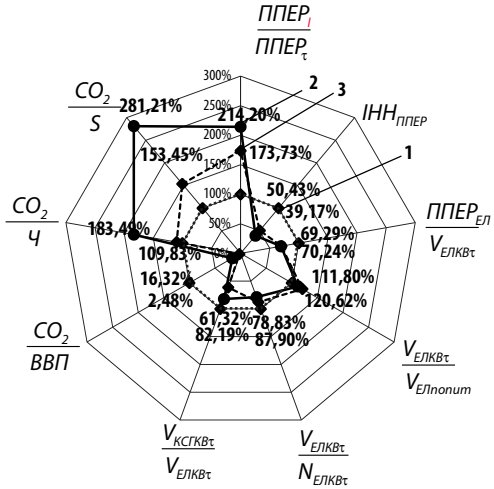
Значення індикаторів інтегрального показника рівня електроенергетичної безпеки України у 2000–2007 рр.

Індикатор	Умовне позначення	Порогове значення	Рік						Різниця рангів
			2000			2017			
			Значення	Нормоване значення	Ранг	Значення	Нормоване значення	Ранг	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Відношення імпорту ППЕР до споживання *ППЕР*	$\frac{ППЕР_I}{ППЕР_\Sigma}$	0,8419	0,4846	1,7373	6	0,3931	2,1420	1	5
Диверсифікація ППЕР при виробництві електроенергії (індекс Херфіндаля – Хіршмана)	$ІНН_{ППЕР}$	0,1653	0,3120	0,5043	12	0,4016	0,3917	19	-7
Відношення споживання *ППЕР* при виробництві електроенергії до об'єму виробництва електроенергії	$\frac{ППЕР_{ЕЛ}}{V_{ЕЛКВт}}$	0,1573	0,2240	0,7024	26	0,2270	0,6929	29	-3
Відношення об'єму виробництва електроенергії до кінцевого споживання електроенергії	$\frac{V_{ЕЛКВт}}{V_{ЕЛпопит}}$	1,1454	1,3815	1,2062	6	1,2805	1,1180	5	1
Відношення об'єму виробництва електроенергії до встановленої потужності	$\frac{V_{ЕЛКВт}}{N_{ЕЛКВт}}$	0,4742	0,4168	0,8790	23	0,3738	0,7883	15	8

Закінчення табл. 3.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Відношення споживання *ППЕР* при виробництві електроенергії на когенераційних станціях до об'єму виробництва електроенергії	$\frac{V_{КОГКВт}}{V_{ЕЛКВт}}$	0,5769	0,3538	0,6132	17	0,4742	0,8219	17	0
Відношення об'єму викидів CO_2 при спалюванні палива до об'єму ВВП	$\frac{CO_2}{ВВП}$	0,2690	10,8429	0,0248	29	1,6486	0,1632	29	0
Відношення об'єму викидів CO_2 при спалюванні палива до чисельності населення	$\frac{CO_2}{ч}$	0,0076	0,0069	1,0983	10	0,0041	1,8349	3	7
Відношення об'єму викидів CO_2 при спалюванні палива до площі території	$\frac{CO_2}{S}$	0,8978	0,5851	1,5345	9	0,3193	2,8121	7	2

Джерело: авторські розрахунки



1 – приведені до 100 % порогові значення; 2 – нормовані значення 2017 р.; 3 – нормовані значення 2000 р.

Рис. 3.14. Порівняльні значення індикаторів інтегрального показника електроенергетичної безпеки України до нормативних значень у 2000 р. і 2017 р.

Джерело: авторські розрахунки

- «Відношення споживання ППЕР при виробництві електроенергії до об'єму виробництва електроенергії «(відносне значення погіршилося за досліджуваний період на 3 пункти (29-те місце у 2017 р.);
- «Диверсифікація ППЕР при виробництві електроенергії» (відносне значення погіршилося за досліджуваний період на 7 пунктів (29-те місце у 2017 р.);
- «Відношення споживання ППЕР при виробництві електроенергії на когенераційних станціях до об'єму виробництва електроенергії» (відносне значення не змінилося за досліджуваний період (17-те місце);
- «Відношення об'єму виробництва електроенергії до встановленої потужності» (відносне значення покращилося на 8 пунктів за досліджуваний період (15-те місце у 2017 р.).

3.3. Оцінка та діагностика розвитку розподіленої електроенергетики в Україні

Розвиток розподіленої електроенергетики розглядається як один із пріоритетних напрямів забезпечення енергетичного переходу та сприяє його прискоренню. Ґрунтуючись на наведених вище результатах оцінки прогресивності електроенергетичного циклу та електроенергетичної безпеки країни, а також матеріалах науково-аналітичних центрів і працях ряду вчених [210; 217; 222; 223], у цьому дослідженні також пропонується методичний підхід до оцінки рівня розвитку розподіленої енергетики в Україні та її регіонах (*рис. 3.15*).

Рис. 3.15. Склад показників оцінки рівня розвитку розподіленої енергетики в Україні (регіонах)

Джерело: авторська розробка

Часткові показники покриття попиту власним виробництвом ($K_{ПП}$) в електроенергії *i*-го регіону (країни) за Δt-й період часу, який дає змогу охарактеризувати перший принцип розподіленої енергетики – близькість розташування виробничих потужностей до споживача, визначається за формулою:

$$K_{ППi}^{\Delta t} = \frac{V_i^{\Delta t}}{E_i^{\Delta t}}, \qquad (3.4)$$

де $K_{ППі}^{\Delta t}$ – показник покриття попиту власним виробництвом в *i*-му регіоні (країні) за звітний рік (Δt);

$V_i^{\Delta t}$ – фактичний об'єм виробництва електричної енергії в *i*-му регіоні (країні) за звітний рік (Δt), млн кВт·год;

$E_i^{\Delta t}$ – об'єм використання електричної енергії в *i*-му регіоні (країні) за звітний рік (Δt), млн кВт·год.

Вихідні дані для розрахунку коефіцієнта покриття попиту власним виробництвом в областях України наведено табл. В.1–В.3 Додатка В.

В табл. В.3 Додатка В наведено динаміку показника покриття попиту власним виробництвом за областями України, розрахованого за допомогою формули (3.16). З даних табл. В.1. Додатка В видно, що показник покриття попиту пропозицією в цілому по Україні зменшився з 1,295 в 2010 р. до 1,216 в 2017 р. Таке зменшення зумовлене більш стрімкими темпами скорочення виробництва електричної енергії. У 2017 р. у 17 з 24 областей значення коефіцієнта було нижчим за граничне, що свідчить про недостатність об'ємів виробництва для покриття власних потреб області в електричній енергії. Найбільш оптимальне значення цього показника було зафіксовано в Донецькій області (1,243). Найбільший надлишок виробленої електричної енергії було зафіксовано в Рівненській (5,487) та Хмельницькій (4,560) областях. Найбільший дефіцит виробленої енергії зафіксовано в Житомирській (0,001) та Тернопільській (0,011) областях.

Розглядаючи цей показник у розрізі енергетичних систем України, можна зазначити, що найбільш оптимальне значення цього показника було зафіксовано в Донбаській ЕС (1,124). Найбільший надлишок виробленої електричної енергії було зафіксовано в Західній ЕС (2,134) та Південній ЕС (1,881). Найбільший дефіцит виробленої енергії зафіксовано в Північній ЕС (0,281) та Центральній ЕС (0,478).

Таким чином, можна зробити висновок, що перший принцип розподіленої енергетики – близькість виробництва до споживача – не притаманний енергетиці областей України.

Елементний склад технологічної структури енергетичного сектора є визначальним фактором маневреності виробництва електричної

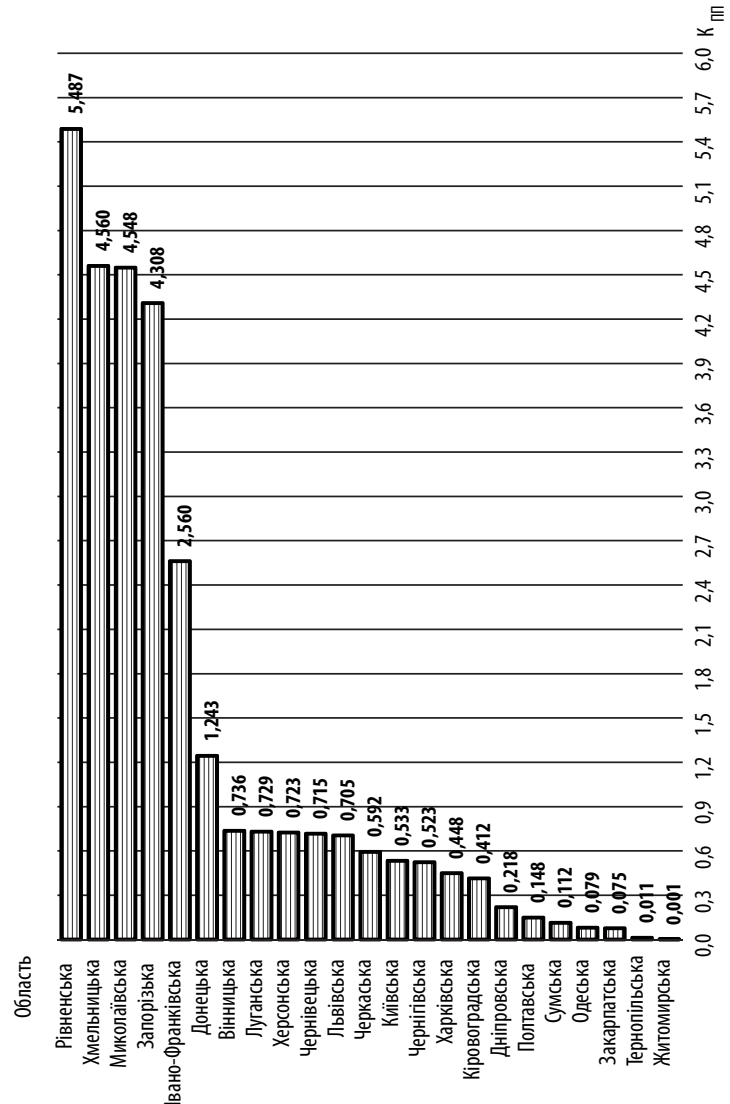


Рис. 3.16. Показник покриття попиту власним виробництвом в Україні та її регіонах у 2017 р.

Джерело: авторські розрахунки

енергії. Маневреність виробництва електричної енергії є функцією поєднання кількісної і якісної компонент технологічно-виробничої структури парку генерації енергії.

Зважаючи на той факт, що час пуску і зупинення об'єктів генерації знаходиться у прямій залежності від їх потужності, стає очевидним, що більш маневреними є комплекси генерації, виробнича структура яких складається з більшої кількості одиниць генерації енергії меншої потужності. Тобто більш маневреними є комплекси, що мають більш високий ступень локалізації (децентралізації) потужностей генерації енергії. Цей факт підтверджується досвідом енергетично розвинених країн.

Перевагами національних енергетичних секторів з високим ступенем децентралізації парку генерації над більш централізованими енергетичними системами є:

- більший рівень нівелювання негативних наслідків неефективного використання виробленої енергії внаслідок проблеми «пікових навантажень»;
- зниження втрат енергії при її передачі та розподіленні за рахунок наближення генерації енергії до її споживачів;
- економія на капітальних витратах будівництва масштабних систем передачі та розподілення енергії;
- вищий ступень диференціації капітальних вкладень на створення потужностей генерації;
- більший ступень використання відновлюваних джерел первинної енергії.

Досвід енергетично розвинених країн (у першу чергу США) свідчить, що перелічені переваги децентралізації потужностей генерації енергії здатні компенсувати такий недолік малих потужностей, як низька ефективність енергоперетворення.

Показник маневреності енергетики (K_{ME}) i-го регіону (України) за Δt-й період часу, який дає змогу охарактеризувати другий принцип

розподіленої енергетики – наявність маневрених потужностей до 100 МВт, визначається за формулою:

$$K_{ME}^{\Delta t} = \frac{N100_i^{\Delta t}}{N_i^{\Delta t}}, \qquad (3.5)$$

де $N_i^{\Delta t}$ – встановлена виробнича потужність в *i*-му регіоні (країні) за звітний рік (Δt), МВт;

$N100_i^{\Delta t}$ – встановлена виробнича потужність в *i*-му регіоні (країні) за звітний рік (Δt) до 100 МВт.

Чим ближче показник до одиниці, тим більша частка маневрених потужностей. Вихідними даними для розрахунку показника маневреності потужності є парк потужностей генерації в областях України, якісну характеристику якого наведено в табл. В.4 Додатка В.

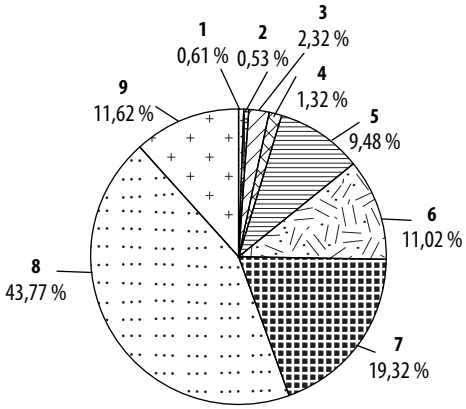
Наведені дані свідчать, що найбільша частка потужностей генерації енергії припадає на електричні станції, потужність яких знаходиться в діапазоні від 2000 до 3999 МВт і складає 43,8 % від загальної потужності парку генерації.

Значна частка потужностей генерації електричної енергії припадає на електричні станції, потужність яких знаходиться в діапазоні від 1000 МВт до 1999 МВт, а саме – 19,3 %. Найменші частки потужностей в 2017 р. припадають на електричні станції, потужність яких знаходиться в діапазоні від 0 МВт до 4,9 МВт та діапазоні від 5 МВт до 9,9 МВт, відповідно 0,61 % та 0,53 %.

На рис. 3.17 наведно структуру парку потужностей генерації електричної енергії за шкалою потужностей в Україні.

У табл. В.5 Додатка В та на рис. 3.18 наведено коефіцієнт маневреності потужності за областями України, розрахований за формулою (3.5).

З даних табл. В.5 Додатка В та рис. 3.18 видно, що у 2017 р. найвище значення цього показника було зафіксовано в Житомирській, Закарпатській, Тернопільській та Одеській областях – на рівні 1,0. Найменше значення показника зафіксовано в Рівненській (0,001) та Запорізькій (0,008) областях.



1 – 0–4,9 МВт; 2 – 5–9,9 МВт; 3 – 10–49,9 МВт; 4 – 50–99,9 МВт;
5 – 100–499 МВт; 6 – 500–999 МВт; 7 – 1000–1999 МВт; 8 – 2000–3999 МВт;
9 – 4000–6000 МВт

Рис. 3.17. Структура парку потужностей генерації електричної енергії в Україні у 2017 р. за шкалою потужностей

Джерело: авторські розрахунки

Розглядаючи цей показник у розрізі енергетичних систем України, можна зазначити, що найбільш маневреною є енергетика Південної ЕС (0,169) та Західної ЕС (0,146). Найменш маневреною є енергетика Центральної ЕС (0,016) та Донбаської ЕС (0,030).

Енергосистема України працює в умовах дефіциту маневрених потужностей, які становлять лише 4,8 % встановленої потужності (мінімально необхідний рівень у Європі – 20 %).

Баланс потужності ОЕС України характеризується дефіцитом маневрених і регулюючих потужностей; частка АЕС, енергоблоки яких працюють у базовому режимі, перевищує 50 %; енергоблоки ТЕС, спроєктовані для роботи в базовому режимі, використовуються для підтримки змінної частини графіка навантаження енергосистеми.

Таким чином, основну частину маневреного навантаження (а це від 15 % до 20 % загального споживання) забезпечують ТЕС, які беруть участь не тільки у покритті маневрених і пікових навантажень, але

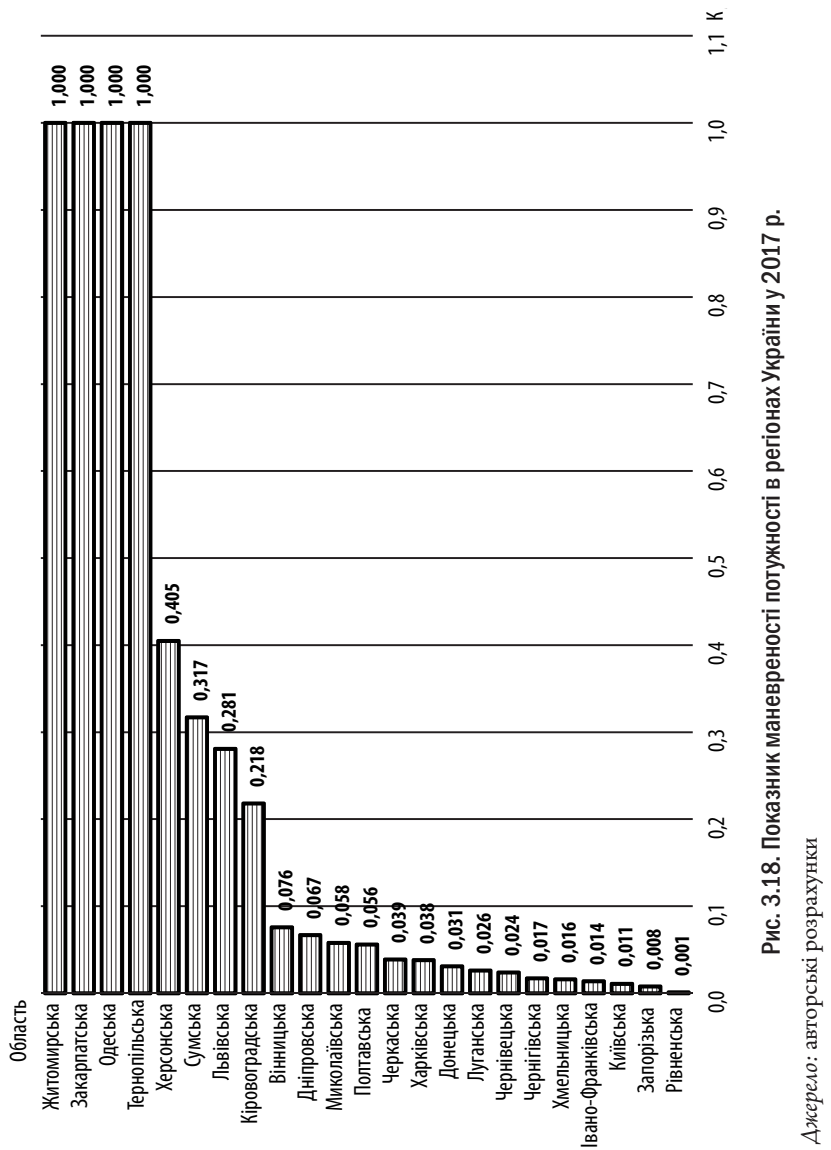


Рис. 3.18. Показник маневреності потужності в регіонах України у 2017 р.

Джерело: авторські розрахунки

є і одним з двох головних джерел (як і АЕС) забезпечення базового навантаження.

Суттєвими факторами що обмежують загальну маневреність парку потужностей генерації, є потужність станцій теплової і атомної електрогенерації, від якої залежить час їх пуску та зупинки, а також природні, сезонні й інші обмеження використання джерел енергії станціями відновлюваної енергетики [224; 225].

Таким чином, можна зробити висновок, що другий принцип розподіленої енергетики – маневреність виробничих потужностей не притаманний енергетиці України.

Як показник диверсифікації потужності і-го регіону України за видом ППЕР за t-й період часу ($К_{Дп}$), який дає змогу охарактеризувати третій принцип розподіленої енергетики – диверсифікованість потужностей за видами ППЕР, які використовуються як паливо, пропонується Індекс Херфіндаля – Хіршмана (*HHI)*, який визначається як сума квадратів часток потужностей за всіма ППЕР, що наявні в регіоні (країні):

$$HHI = \sum_{i=1}^{P} y_i^2, \qquad (3.6)$$

де *HHI* – індекс Херфіндаля – Хіршмана;

P – загальне число *ППЕР* за якими проводиться аналіз;

y_i – частка потужності *i*-го виду *ППЕР* у загальній потужності регіону (України), розраховується за формулою:

$$y_i = \frac{n_i}{N}, \qquad (3.7)$$

де n_i – потужність *i*-го виду *ППЕР* в регіоні (країні) за звітний рік;

N – загальна встановлена потужність у регіоні (країні).

Значення y_i можуть бути виражені в частках або у відсотках. Максимальна величина *HHI* досягається при монополії: однин *ППЕР* займає 100 % обсягу потужності в регіоні: $HHI_{max} = 1 \times (100)^2 = 10000$ чи в частках $HHI_{max} = 1 \times 1^2 = 1$.

За мінімальну величину індексу приймається ситуація диверсифікованості: наприклад, 100 видів *ППЕР* займають по 1 % потужності в регіоні: $HHI_{max} = 100 \times 1^2 = 100$ чи в частках $HHI_{max} = 100 \times (0{,}01)^2 = 0{,}01$.

Для розрахунку показника диверсифікації потужностей в Україні та її регіонах використовуватиметься зворотне значення індексу Херфіндаля – Хіршмана:

$$K_{ДП} = 1 - \sum_{i=1}^{P} y_i^2. \qquad (3.8)$$

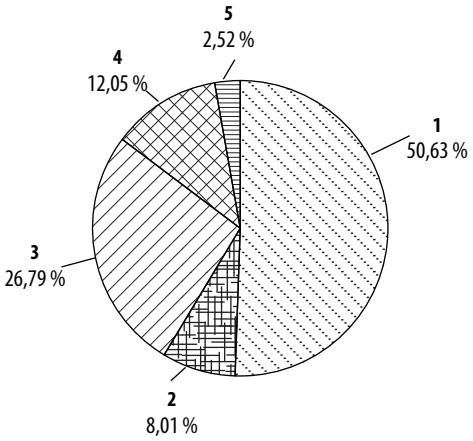
Таким чином, чим більше зворотне значення приймає індекс Херфіндаля – Хіршмана, тим сильніша диверсифікація потужності за видами *ППЕР* у регіоні (країні).

В табл. В.6 Додатка В та на *рис. 3.19* наведено частку встановленої потужності за видами *ППЕР* в Україні, розраховану за формулою (3.4), що є основою для розрахунку коефіцієнта диверсифікації потужностей за видами ППЕР.

Наведені дані свідчать що найбільша частка потужностей генерації енергії за видами *ППЕР* в Україні припадає на електричні станції, які використовують як паливо вугілля та нафту, і складає 50,6 % від загальної потужності парку генерації. Друге місце за обсягами встановленої потужності займають атомні електростанції – 26,8 %; третє – гідроелектростанції – 12,0 %; четверте – електростанції, які працюють на газу, – 8,0 %, а п'яте місце посідають електростанції, які використовують енергію відновлюваних джерел (сонячну реакцію, енергію вітру та біомасу) – 2,5 %.

У табл. В.7 Додатка В та на рис. 3.20 наведено індекс Херфіндаля – Хіршмана та показник диверсифікації потужності за видами *ППЕР* в Україні та її регіонах, розрахований за допомогою формули (3.5).

З даних табл. В.7 Додатка В та рис. 3.20 видно, що у 2017 р. загалом по Україні показник диверсифікації потужності за видами *ППЕР* склав 0,650. Найбільше значення цього показника серед областей було зафіксовано в Київській (0,616) та Запорізькій (0,604) областях. Найменше



1 – вугілля й нафта; 2 – газ; 3 – ядерне паливо; 4 – гідроенергія; 5 – відновлювана енергія

Рис. 3.19. Структура парку потужностей генерації електричної енергії в Україні у 2017 р. за видами ППЕР

Джерело: авторські розрахунки

значення зафіксовано в Чернівецькій (0,000) та Рівненській (0,001) областях.

Розглядаючи цей показник у розрізі енергетичних систем, можна зазначити, що найбільш диверсифікованою за видами *ППЕР* є енергетика Південно-Західної ЕС (0,682) та Центральної ЕС (0,649), а найменш диверсифікованою – енергетика Донбаської ЕС (0,109) та Північної ЕС (0,422).

Незважаючи на досить високий рівень диверсифікації потужностей за видами *ППЕР* загалом в Україні, більшість областей країни за цим показником віднесені до групи з низьким і середнім рівнем диверсифікації. Таким чином, третій принцип розподіленої енергетики – диверсифікація виробничих потужностей за видами *ППЕР* – не притаманний енергетиці України в регіональному розрізі.

Когенерація є високоефективним використанням первинного джерела енергії для здобуття двох форм корисної енергії – теплової

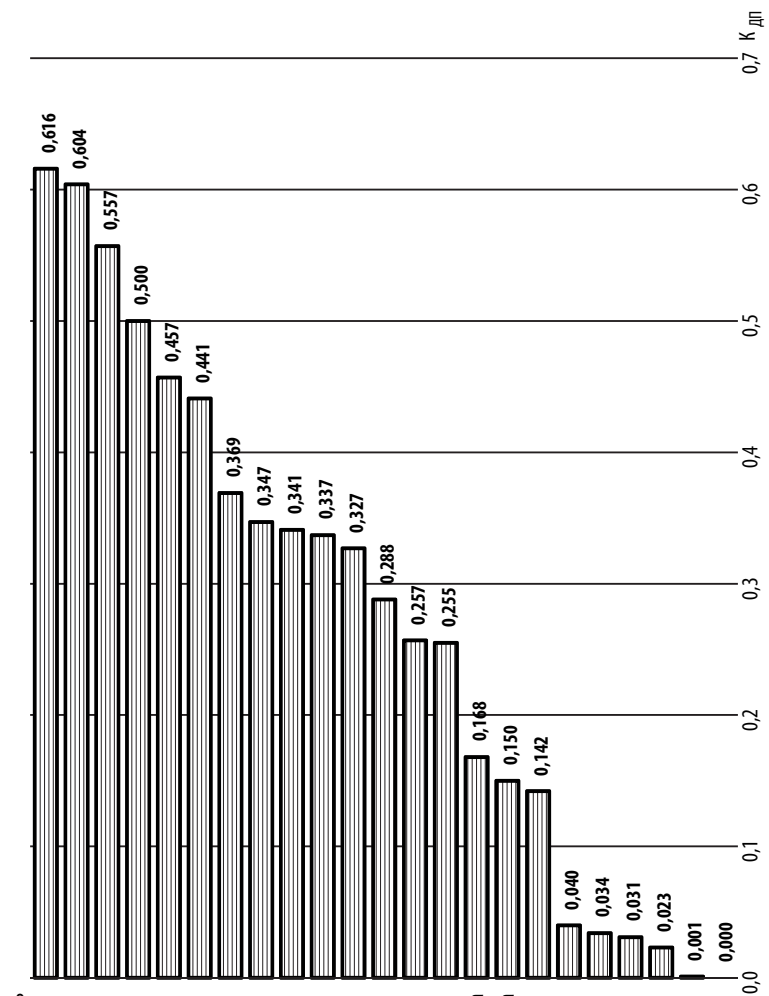


Рис. 3.20. Показник диверсифікації потужності за видами ППЕР у регіонах України у 2017 р.

Джерело: авторські розрахунки

і електричної. Головна перевага когенерації полягає в тому, що перетворення енергії тут відбувається з більшою ефективністю. Інакше кажучи, система когенерації дозволяє використовувати те тепло, яке зазвичай просто втрачається.

Показник питомої ваги виробництва електричної енергії на когенераційних установках ($K_{ВК}$) *i*-го регіону (України) за Δt-й період часу, який дає змогу охарактеризувати четвертий принцип розподіленої енергетики – наявність когенераційних станцій, та питома вага потужностей у виробництві електричної енергії визначаються за такою формулою:

$$K_{ВК}^{\Delta t} = \frac{N\kappa c_i^{\Delta t}}{N_i^{\Delta t}}, \qquad (3.9)$$

де $N_i^{\Delta t}$ – встановлена виробнича потужність в і-му регіоні (країні) за звітний рік (Δt), МВт;

$N\kappa c_i^{\Delta t}$ – встановлена виробнича потужність когенераційних станцій в *i*-му регіоні (країні) за звітний рік (Δt).

Чим ближче показник до одиниці, тим більша питома вага когенераційних станцій в потужності. Вихідні дані для розрахунку та розрахований показник питомої ваги виробництва електричної енергії на когенераційних станціях за допомогою формули (3.8) наведено в табл. В.8 Додатка В та на *рис. 3.21*.

З даних табл. В.8 Додатка В та рис. 3.21 видно, що у 2017 р. найвище значення цього показника було зафіксовано в Сумській (0,996), Чернігівській (0,983) та Полтавській (0,944) областях, а найменше значення показника – в Рівненській (0,001) та Запорізькій (0,008) областях.

Загалом по Україні показник питомої ваги виробництва електричної енергії на когенераційних станціях склав 0,097, що свідчить про низький рівень питомої ваги виробництва електричної енергії на когенераційних станціях.

Розглядаючи цей показник у розрізі енергетичних систем України, можна заначити, що найбільш когенераційною є енергетика Цен-

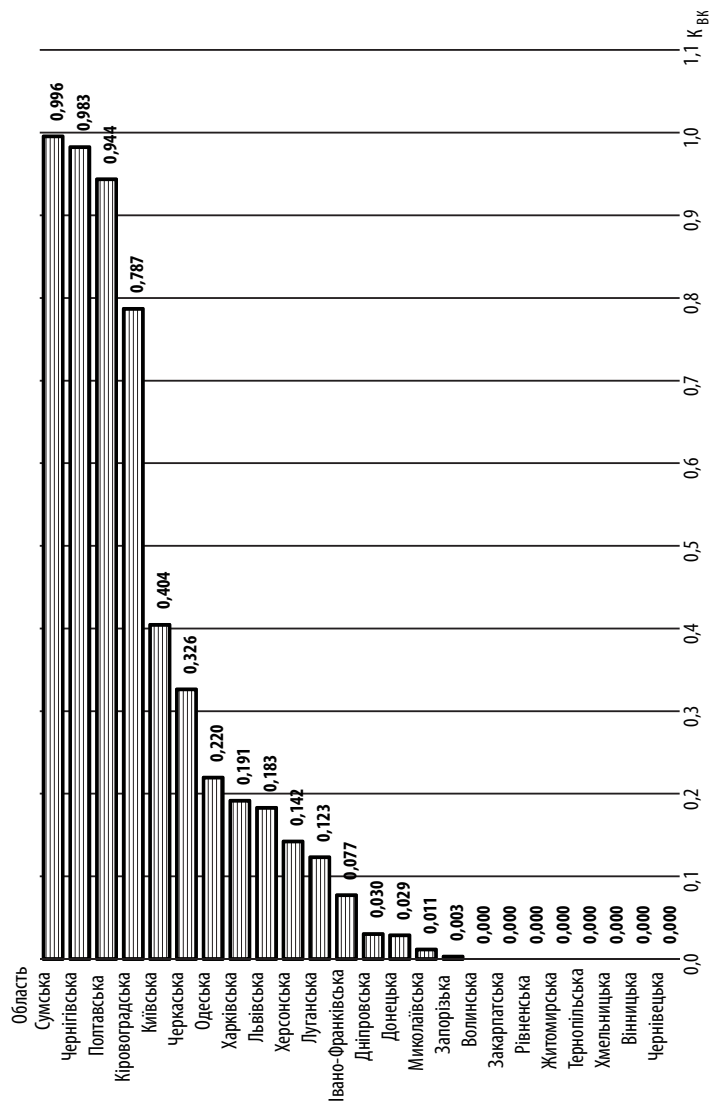


Рис. 3.21. Показник питомої ваги виробництва електричної енергії на когенераційних станціях у регіонах України у 2017 р.

Джерело: авторські розрахунки

тральної ЕС (0,417), Північної ЕС (0,244). Найменш когенераційною є енергетика Південно-Західної ЕС (0,000) та Південної ЕС (0,043).

Таким чином, можна зробити висновок, що четвертий принцип розподіленої енергетики – когенераційність виробничих потужностей – не притаманний енергетиці України.

Показник використання встановленої потужності ($K_{ВК}$) *i*-го регіону (України) за Δt-й період часу, який дає змогу охарактеризувати п'ятий принцип розподіленої енергетики, – максимальна завантаженість виробничих потужностей, визначається за такою формулою:

$$K_{ВПi}^{\Delta t} = \frac{V_i^{\Delta t}}{NP_i^{\Delta t}}, \qquad (3.10)$$

де $K_{ВПi}^{\Delta t}$ – показник використання встановленої потужності в *i*-му регіоні (країні) за звітний рік (Δt);

$V_i^{\Delta t}$ – фактичний об'єм виробництва електричної енергії в *i*-му регіоні (країні) за звітний рік (Δt), млн кВт·год;

$NP_i^{\Delta t}$– потенційний об'єм виробництва електричної енергії в *i*-му регіоні (країні) за звітний рік (Δt), млн кВт год, який розраховується за формулою:

$$NP_i^{\Delta t} = N_i^{\Delta t} \times Tp, \qquad (3.11)$$

де $N_i^{\Delta t}$ – встановлена виробнича потужність в *i*-му регіоні країни за звітний рік (Δt), ГВт;

Tp – потенційно можлива кількість годин роботи електростанції за рік:

$$Tp = \frac{365 \times 24 \times 90}{100} = 7884 \text{ год.}$$

Чим ближче показник до одиниці, тим більша завантаженість виробничих потужностей. Вихідні дані для розрахунку показника використання встановленої потужності за допомогою формули (4.7) наведено в табл. В.9 Додатка В.

Значення показника використання встановленої потужності наведено в табл. В.9 Додатка В та на *рис. 3.22.*

З даних табл. В.8 Додатка В та рис. 3.22 видно, що у 2017 р. найвище значення цього показника було зафіксовано в Рівненській (0,871), Хмельницькій (0,811) та Миколаївській (0,0,630) областях, а найменше значення – в Житомирській (0,010) та Тернопільській (0,028) областях. Загалом по Україні показник використання встановленої потужності склав 0,377, що свідчить про низьке завантаження виробничих потужностей на електростанціях.

Розглядаючи цей показник в розрізі енергетичних систем України, можна зазначити, що найбільший показник завантаження зафіксовано в Західній ЕС (0,649) та Південній ЕС (0,568). Найменш завантажені виробничі потужності – у Північній ЕС (0,133) та Центральній ЕС (0,209).

Таким чином, можна зробити висновок, що п'ятий принцип розподіленої енергетики – максимальна завантаженість виробничих потужностей – не притаманний енергетиці України.

Величина інтегрального показника – рівня розвитку розподіленої енергетики в регіонах (країні) – визначалась за формулою:

$$I_{РЕ} = \frac{K_{ПП} + K_{МЕ} + K_{ДП} + K_{ВК} + K_{ВП}}{5}. \qquad (3.12)$$

Чим ближче коефіцієнт до одиниці, тим більший рівень розвитку розподіленої енергетики в регіоні (країні).

В *табл. 3.10* та на *рис. 3.23* наведено інтегральний показник розвитку розподіленої енергетики в областях України, розрахований за формулою (3.12).

З даних табл. 3.10 та рис. 3.23 видно, що у 2017 р. загалом по Україні показник рівня розвитку розподіленої енергетики склав 0,434. Найбільше значення цього показника було зафіксовано в Львівській (0,436), Херсонській (0,435) та Запорізькій (0,421) областях, а найменше значення – в Дніпровській (0,139) та Чернівецькій (0,177) областях.

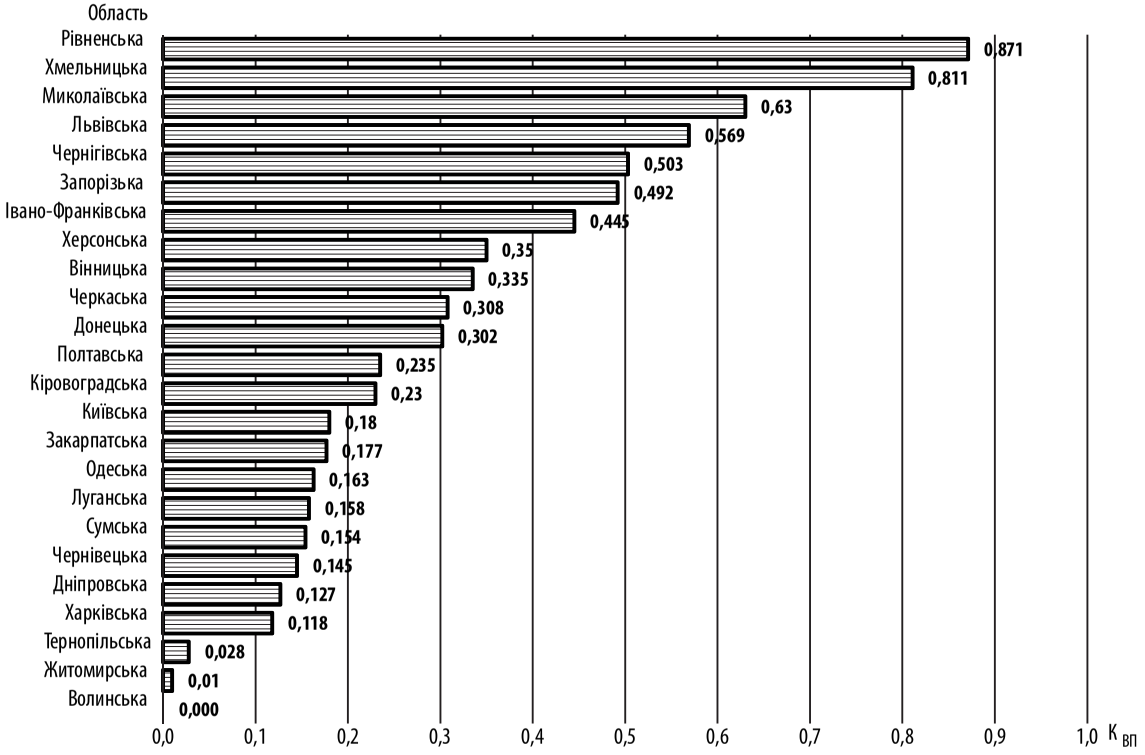


Рис. 3.22. Показник використання встановленої потужності ($K_{ВП}$) у регіонах України у 2017 р.

Джерело: авторські розрахунки

Таблиця 3.10

Інтегральний показник рівня розвитку розподіленої енергетики в Україні та її регіонах у 2017 р.

Область	Частковий показник покриття попиту власним виробництвом ($К_{ПП}$)	Частковий показник маневреності енергетики ($К_{МЕ}$)	Частковий показник диверсифікації встановленої потужності ($К_{ДП}$)	Частковий показник питомої ваги виробництва електричної енергії на когенераційних станціях ($К_{ВК}$)	Частковий показник використання встановленої потужності ($К_{ВП}$)	Інтегральний коефіцієнт розподіленості енергетики ($І_{РЕ}$)
1	2	3	4	5	6	7
Україна	*1*	*0,048*	*0,65*	*0,097*	*0,377*	*0,434*
Дніпровська ЕС	*1*	*0,037*	*0,637*	*0,049*	*0,367*	*0,418*
Дніпровська	0,218	0,067	0,255	0,03	0,127	0,139
Запорізька	1	0,008	0,604	0,003	0,492	0,421
Кіровоградська	0,412	0,218	0,341	0,787	0,23	0,398
Західна ЕС	*1*	*0,146*	*0,576*	*0,053*	*0,649*	*0,485*
Волинська						
Закарпатська	0,075	1	0,5	0	0,177	0,350
Івано-Франківська	1	0,014	0,168	0,077	0,445	0,341
Львівська	0,705	0,281	0,441	0,183	0,569	0,436
Рівненська	1	0,001	0,001	0	0,871	0,375
Південна ЕС	*1*	*0,169*	*0,491*	*0,043*	*0,568*	*0,454*
Миколаївська	1	0,058	0,257	0,011	0,63	0,391

Закінчення табл. 3.10

1	2	3	4	5	6	7
Одеська	0,079	1	0,347	0,22	0,163	0,362
Херсонська	0,723	0,405	0,557	0,142	0,35	0,435
Центральна ЕС	*0,478*	*0,016*	*0,649*	*0,417*	*0,209*	*0,354*
Житомирська	0,001	1	0,327	0	0,01	0,268
Київська	0,533	0,011	0,616	0,404	0,18	0,349
Чернігівська	0,523	0,017	0,034	0,983	0,503	0,412
Черкаська	0,592	0,039	0,457	0,326	0,308	0,344
Південно-Західна ЕС	*1*	*0,041*	*0,682*	*0*	*0,445*	*0,434*
Тернопільська	0,011	1	0,15	0	0,028	0,238
Хмельницька	1	0,016	0,031	0	0,811	0,372
Вінницька	0,736	0,076	0,142	0	0,335	0,258
Чернівецька	0,715	0,024	0	0	0,145	0,177
Північна ЕС	*0,281*	*0,045*	*0,422*	*0,244*	*0,133*	*0,225*
Сумська	0,112	0,317	0,369	0,996	0,154	0,390
Харківська	0,448	0,038	0,337	0,191	0,118	0,226
Полтавська	0,148	0,056	0,023	0,944	0,235	0,281
Донбаська ЕС	*1*	*0,03*	*0,109*	*0,052*	*0,266*	*0,291*
Луганська	0,729	0,026	0,288	0,123	0,158	0,265
Донецька	1	0,031	0,04	0,029	0,302	0,280

Джерело: авторські розрахунки

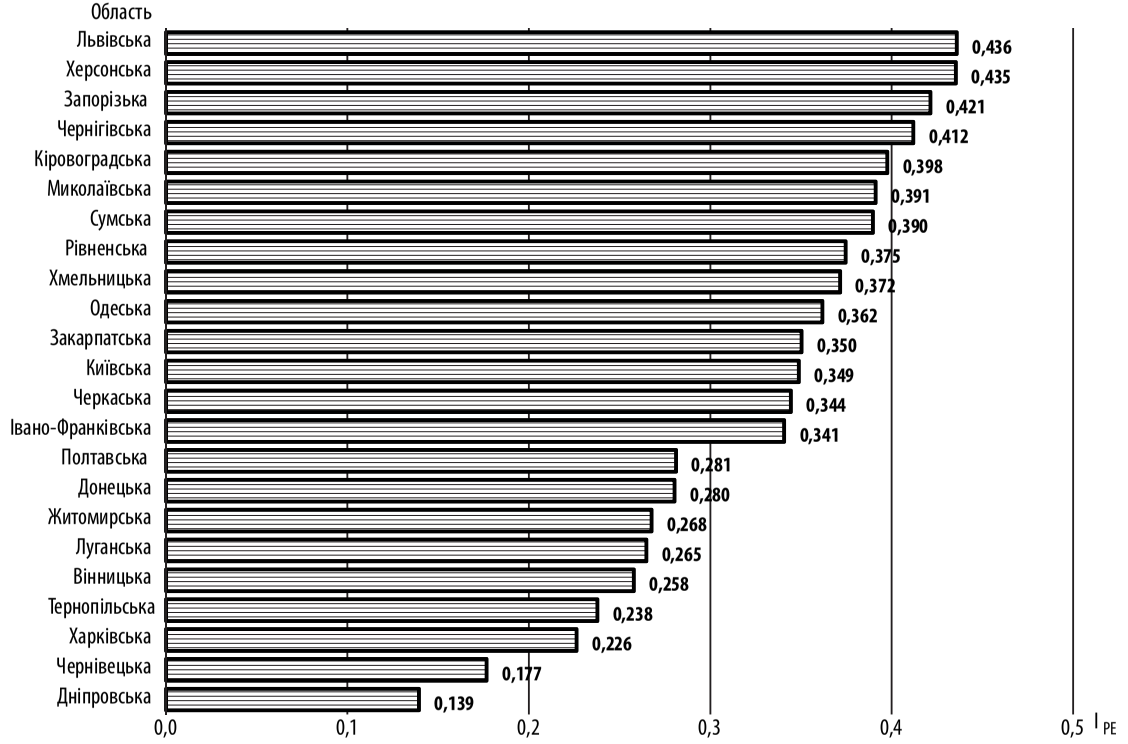


Рис. 3.23. Інтегральний показник рівня розвитку розподіленої енергетики в регіонах України у 2017 р.

Джерело: авторські розрахунки

Оцінюючи цей показник у розрізі енергетичних систем України, можна стверджувати, що найбільш розподіленою є енергетика Західної ЕС (0,485) Дніпровської ЕС (0,431) та Південної ЕС (0,454), а найменш розподіленою – Північної ЕС (0,225) та Донбаської ЕС (0,291).

Ґрунтуючись на проведеному вище аналізі, можна зробити такі висновки щодо розвитку розподіленої електроенергетики в Україні:

1. Показник покриття попиту пропозицією у 2017 р. склав 1,216. Найбільш оптимальне значення цього показника було зафіксовано в Донецькій області (1,243). Найбільший надлишок виробленої електричної енергії було зафіксовано в Рівненській (5,487) та Хмельницькій (4,560) областях, а найбільший дефіцит виробленої енергії зафіксовано в Житомирській (0,001) та Тернопільській (0,011) областях. Найбільш оптимальне значення цього показника було зафіксовано в Донбаській ЕС (1,124). Найбільший надлишок виробленої електричної енергії було зафіксовано в Західній ЕС (2,134) та Південній ЕС (1,881). Найбільший дефіцит виробленої енергії зафіксовано в Північній ЕС (0,281) та Центральній ЕС (0,478).
2. Показник маневреності потужностей у 2017 р. склав 0,048. Найвище значення показника маневреності було зафіксовано в Житомирській, Закарпатській, Тернопільській та Одеській областях – на рівні 1,0, а найменше – в Рівненській (0,001) та Запорізькій (0,008) областях. Розглядаючи цей показник у розрізі енергетичних систем, видно, що найбільш маневреною є енергетика Південної ЕС (0,169) та Західної ЕС (0,146), а найменш маневреною – енергетика Центральної ЕС (0,016) та Донбаської ЕС (0,030).
3. Показник диверсифікації потужності за видами ППЕР склав 0,650. Найбільше значення цього показника серед областей було зафіксовано в Київській (0,616) та Запорізькій (0,604) областях, а найменше значення зафіксовано в Чернівецькій (0,000) та Рівненській (0,001) областях. Розглядаючи цей показник у розрізі

енергетичних систем, видно, що найбільш диверсифікованою за видами ППЕР є енергетика Південно-Західної ЕС (0,682) та Центральної ЕС (0,649). Найменш диверсифікованою є енергетика Донбаської ЕС (0,109) та Північної ЕС (0,422).

4. Показник питомої ваги виробництва електричної енергії на когенераційних станціях склав 0,097. Найвище значення цього показника було зафіксовано в Сумській (0,996), Чернігівській (0,983) та Полтавській (0,944) областях, а найменше значення показника зафіксовано в Рівненській (0,001) та Запорізькій (0,008) областях. Розглядаючи цей показник у розрізі енергетичних систем, видно, що найбільш когенераційною є енергетика Центральної ЕС (0,417) і Північної ЕС (0,244), а найменш когенераційною є енергетика Південно-Західної ЕС (0,000) та Південної ЕС (0,043).

- 5. Показник використання встановленої потужності склав 0,377, що свідчить про низьке завантаження виробничих потужностей на електростанціях. Найвище значення цього показника було зафіксовано в Рівненській (0,871), Хмельницькій (0,811) та Миколаївській (0,0,630) областях, а найменше значення показника зафіксовано в Житомирській (0,010) та Тернопільській (0,028) областях. Розглядаючи цей показник в розрізі енергетичних систем України, видно, що найбільший показник завантаження зафіксовано в Західній ЕС (0,649) та Південній ЕС (0,568), а найменш завантажені виробничі потужності – у Північній ЕС (0,133) та Центральній ЕС (0,209).

На основі проведених досліджень можна стверджувати про необхідність розвитку розподіленої енергетики в регіонах України, особливо в Дніпропетровській, Чернівецькій і Харківській областях.

Розділ 4 ОБҐРУНТУВАННЯ НАПРЯМІВ ДЕКАРБОНІЗАЦІЇ ТА РОЗВИТКУ РОЗПОДІЛЕНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

4.1. Концептуальні засади декарбонізації електроенергетики України

Електроенергетика України є головним драйвером зменшення викидів двоокису вуглецю в Україні. Проведене вище дослідження структурних зрушень в економіці та електроенергетиці України, оцінка прогресивності електроенергетичного циклу та електроенергетичної безпеки країни, а також її міжнародних зобов'язань в екологічній сфері і їх імплементації в практичну діяльність свідчить про таке:

- розвинуті країни світу і ті, що розвиваються, проводять зважену енергетичну та кліматичну політики, що не ставить під загрозу їх соціально-економічне зростання. Водночас Україна у міжнародних відносинах взяла на себе підвищені зобов'язання із декарбонізації економіки, які не повинна була робити. Тому не потрібно у подальшому примусово зменшувати викиди двоокису вуглецю в промисловості країни виходячи з міжнародних домовленостей;
- документи стратегічного і програмного характеру, які прийняті в Україні, носять декларативний характер, і зменшення викидів двоокису вуглецю в економіці країни здійснюється за рахунок деградації, в першу чергу, промисловості;
- головною галуззю економіки країни, яка робить найбільший внесок в обсяги викидів двоокису вуглецю, є промисловість, а в ній електро- і теплоенергетична галузі;
- покращення добробуту населення країни і зростання економіки потребують збільшення енергетичних витрат, що неминуче призведе до зростання викидів двоокису вуглецю;

- структурні зрушення в економіці України призвели до зменшення питомої ваги енергоємних безперервних галузей промисловості, водночас потужності енергетичної галузі не забезпечують зрослих потреб у маневреності;
- оцінка прогресивності електроенергетичного циклу України довела його низьку енергоефективність, вузьку ресурсну та технологічну диверсифікованість, закритість;
- оцінка електроенергетичної безпеки України визначила основні проблеми у генерації електричної енергії, а саме: велику енергоємність, незавантаженість потужностей і недостатнє комбіноване виробництво електричної та теплової енергії;
- оцінка розподіленості електроенергетики за регіонами й енергетичними підсистемами України показала її віддаленість від споживача, відсутність достатніх маневрених і низьку диверсифікованість потужностей та недостатність розвитку когенерації.

Таким чином, у зв'язку з тим, що теплова та електроенергетика потребує першочергової модернізації і є основним джерелом викидів двоокису вуглецю, то процес декарбонізації потрібно здійснювати за рахунок цієї галузі.

На думку більшості вчених, як минулого, так і сучасності, енергія є одним із важливих факторів розвитку суспільства. На сьогодні, як стверджують фахівці, у світі відбувається 4-й енергетичний перехід.

Термін «енергетичний перехід» був запропонований В. Смілом для опису змін структури первинного споживання і поступового переходу від існуючої схеми енергозабезпечення до нового стану енергетичної системи [210].

Найбільш відомим розподілом енергетичних переходів є підхід, запропонований В. Смілом, який визначає новий енергетичний перехід як 10 % скорочення частки ринку певного енергоресурсу за 10 років [210]. Автор виділяє 4 енергетичних переходів, які відбулися і відбуваються у світовій економіці [210]:

- 1-й енергетичний перехід відбувався від біомаси до вугілля, в результаті чого частка останнього в загальному обсязі споживання первинної енергії з 1840 р. по 1900 р. збільшилася з 5 % до 50 %;
- 2-й енергетичний перехід пов'язаний з розповсюдженням використання нафти з 3 % у 1915 р. до 45 % в 1975 р.;
- 3-й енергетичний перехід призвів до широкого використання природного газу, частка якого зросла з 3 % у 1930 р. до 23 % у 2017 р.;
- 4-й енергетичний перехід почався з 2017 р., головним енергетичним ресурсом стають відновлювані джерела енергії.

Довгостроковим трендом нового енергетичного переходу у всіх країнах світу стає електрифікація, яка передбачає перехід до більш універсального, зручного і більш ефективного виду енергії в усіх секторах споживання [211].

Протягом XX ст. і на початку XXI ст. у світі переважала парадигма розвитку електроенергетики, яку можна охарактеризувати як виробничо орієнтовану автоматизовану електричну систему з централізованою архітектурою, якій притаманні такі риси [210–213]:

- домінуючим первинним паливно-енергетичним ресурсом є вуглецеве паливо;
- централізована велика генерація та електромережі;
- односпрямований потік електроенергії від зосередженої генерації до розподілених споживачів;
- одночасність процесів виробництва та споживання електроенергії;
- пасивна модель поведінки споживачів;
- широке використання органічного палива в промисловості та на транспорті;
- переважно радіальна архітектура електроенергетичної системи;
- єдиний ієрархічний ринок електроенергії та потужностей;

- централізоване системоорієнтоване автоматичне та ручне диспетчерське управління електроенергетичною системою.

Діюча централізована електроенергетична система має таку архітектуру (*рис. 4.1*).

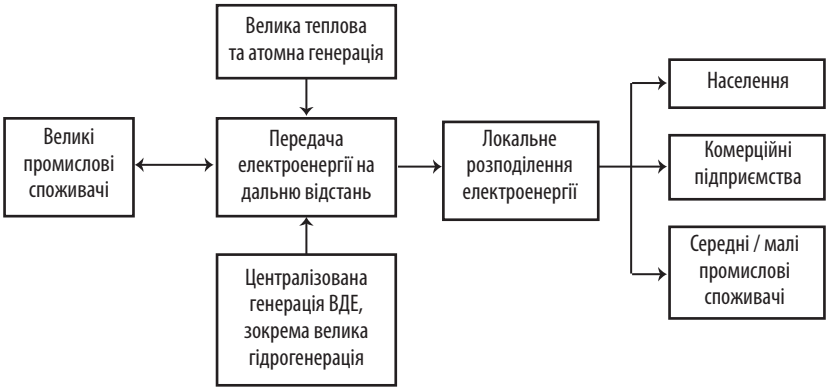


Рис. 4.1. Архітектура діючої централізованої електроенергетичної системи [211]

Треба зазначити, що парадигма розвитку електроенергетики XX ст. стала перед такими глобальними викликами [213]:

- поступове вичерпання запасів паливно-енергетичних ресурсів;
- подорожчання видобутку та використання паливно-енергетичних ресурсів;
- забруднення атмосфери;
- зміна клімату та глобальне потепління тощо.

Водночас у світовій електроенергетиці почали спостерігатися такі ключові тренди [213]:

- здешевлення нових технологій для використання відновлюваних джерел енергії;
- глибока децентралізація виробництва електроенергії;
- розповсюдження технологій і практики енергозбереження;

- розповсюдження цифрових мереж та інтелектуальних систем управління;
- зміна моделі поведінки споживачів і поява просьюмерів;
- розповсюдження нових фінансових технологій тощо.

Нову парадигму розвитку електроенергетики, яка почала формуватися на початку XXI ст., можна охарактеризувати як клієнтоорієнтовану інтелектуальну електричну систему з розподіленою архітектурою.

Нова парадигма розвитку електроенергетики потребує і нову розподілену систему, яка має таку архітектуру (*рис. 4.2*).

Цій науковій парадигмі притаманні такі риси [210–213]:

- розширення використання ВДЕ і «чистих технологій» комплексної переробки вуглецевого палива;
- розподілена дрібна і середня генерація та електромережі;
- двосторонній потік електроенергії між розподіленою генерацією та споживачами;
- відділення процесу виробництва та споживання електроенергії через систему її накопичення;
- активна модель поведінки споживачів електроенергії;
- переважно мережева архітектура електроенергетичної системи;
- розподілений і мережевий ринок електроенергії;
- координація роботи всіх суб'єктів електроенергетичної мережі з використанням операційних додатків нового покоління. У провідних країнах світу прискореними темпами здійснюється впровадження нової парадигми розвитку електроенергетики і побудови її розподіленої системи.

На жаль, Україна суттєво відстає у процесі впровадження нового «енергетичного переходу».

У *табл. 4.1* наведено тлумачення сутності поняття «розподілена енергетика (генерація)» міжнародними організаціями.

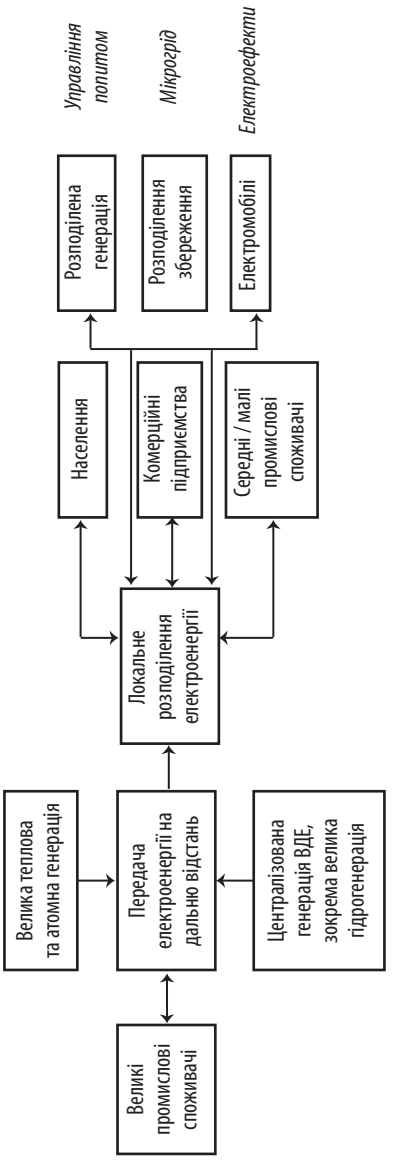


Рис. 4.2. Архітектура розподіленої електроенергетичної системи [211]

Таблиця 4.1

Тлумачення сутності поняття «розподілена енергетика (генерація)» міжнародними організаціями

Організація / джерело	Сутність поняття
Всесвітній союз розподіленої енергетики [214]	Децентралізована (розподілена) енергетика – це виробництво електроенергії в місцях або поблизу місця споживання незалежно від розміру, технології або палива – як поза мережею, так і паралельно з мережею
Міжнародне енергетичне агентство [215]	Розподілена генерація – це генеруючий об'єкт, який виробляє електроенергію у місці знаходження споживача або забезпечує підтримку розподіленої мережі, що підключений до мережі при напрузі рівня розподілу
Міністерство енергетики США [216]	Розподілена генерація – модульні об'єкти невеликої потужності для виробництва електричної та теплової енергії, які знаходяться поблизу від споживача. Можуть включати в себе об'єкти традиційної енергетики, ВДЄ, пристрої зберігання енергії
Сколково [217]	Розподілена генерація – це сукупність електростанцій, які розміщені близько до місця споживання енергії і підключених або безпосередньо до споживача, або до розподіленої електричної мережі (у випадку коли споживачів декілька)
Термінологія МРЕ [218]	Розподілена енергетика – сукупність розподілених генеруючих об'єктів, споживачів енергії, систем накопичення енергії, об'єднаних інтелектуальною активно-адаптивною розподіленою мережею в єдині енергетичні комплекси

Таким чином, на основі наведеного вище поняття «розподілена енергетика» можна визначити як сектор енергетики країни, об'єкти генерації якого здатні забезпечувати виробництво і постачання енергії і споживання за місцем їх розташування, що диверсифіковані за потужностями та технологіями, що використовуються

Треба зазначити, що ланцюжок виробництва і споживання електроенергії має такий вигляд (*рис. 4.3*).

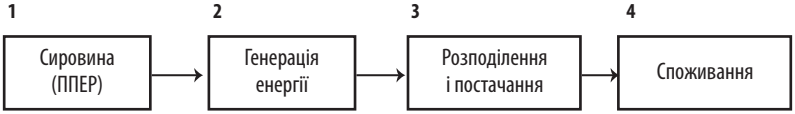


Рис. 4.3. Ланцюжок виробництва і споживання електроенергетики

Склад ланок ланцюжка виробництва і споживання електроенергії в рамках парадигми розподіленої електроенергетики наведено на *рис 4.4.*

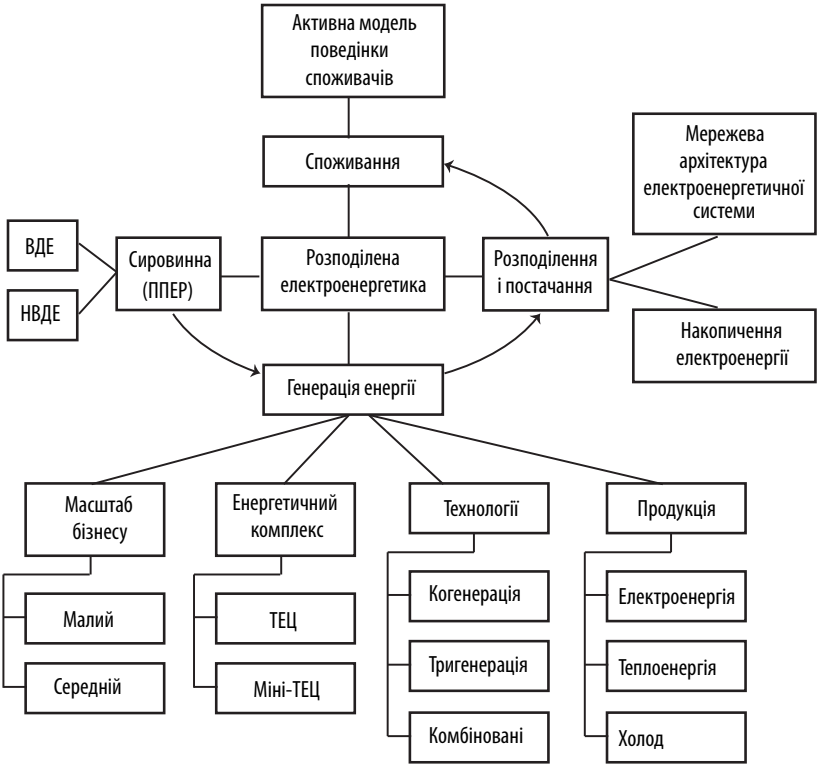


Рис. 4.4. Складові ланок ланцюжка виробництва і споживання електроенергії

Джерело: авторська розробка

Своєю чергою, принципи сталого розвитку розподіленої електроенергетики по ланках ланцюжка виробництва і споживання електроенергії розподілилися таким чином (*рис. 4.5*).

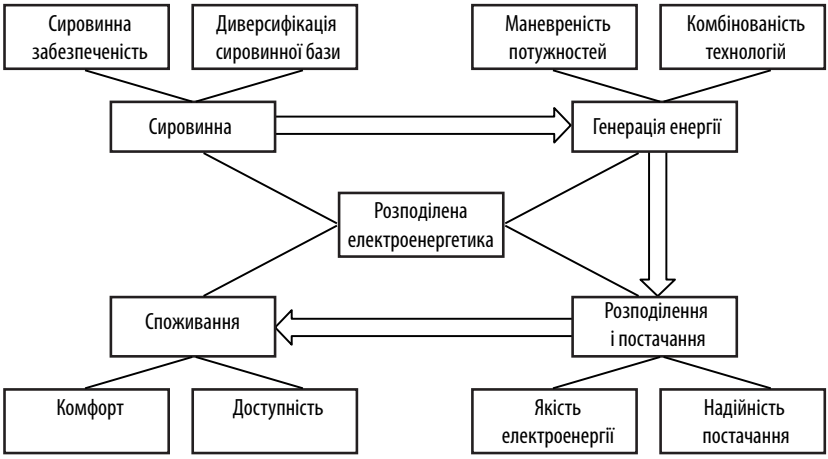


Рис. 4.5. Принципи сталого розвитку розподіленої електроенергетики по ланках ланцюжка виробництва і споживання електроенергії

Джерело: авторська розробка

Таким чином, розвиток розподіленої електроенергетики може та має слугувати пріоритетним напрямом забезпечення енергетичного переходу на шляху декарбонізації економіки.

Ґрунтуючись на проведеному вище дослідженні, а також наукових працях [216; 217; 219–221], можна сформулювати три можливих сценарії скорочення викидів двооксиду вуглецю в процесі декарбонізації електроенергетики України:

Сценарій 1. «Впровадження технологій захоплення, утилізації або використання двооксиду вуглецю».

Сценарій 2. «Розбудова безвуглецевих джерел електрогенерації» – збільшення питомої ваги атомної енергетики та відновлюваних джерел енергії.

Сценарій 3. «Розвиток високоефективної розподіленої когенерації».

4.2. Сценарії декарбонізації електроенергетики України

Дослідимо ймовірність та ефективність реалізації кожного з наведених сценаріїв.

Сценарій 1. «Впровадження технологій захоплення, утилізації або використання двооксиду вуглецю». ТЕС з установками захоплення двуокису вуглецю викидають значно менші обсяги двоокису вуглецю в атмосферу, ніж у однотипних ТЕС без таких установок. Однак забезпечення роботи установок захоплення CO_2 обумовлює збільшення обсягів внутрішнього споживання електроенергії, що знижує ефективність процесу енергоперетворення. Характеристику залежності електричного ККД від наявності на ТЕС установок захоплення CO_2 в умовах різних технологій генерації наведено на *рис. 4.6*.

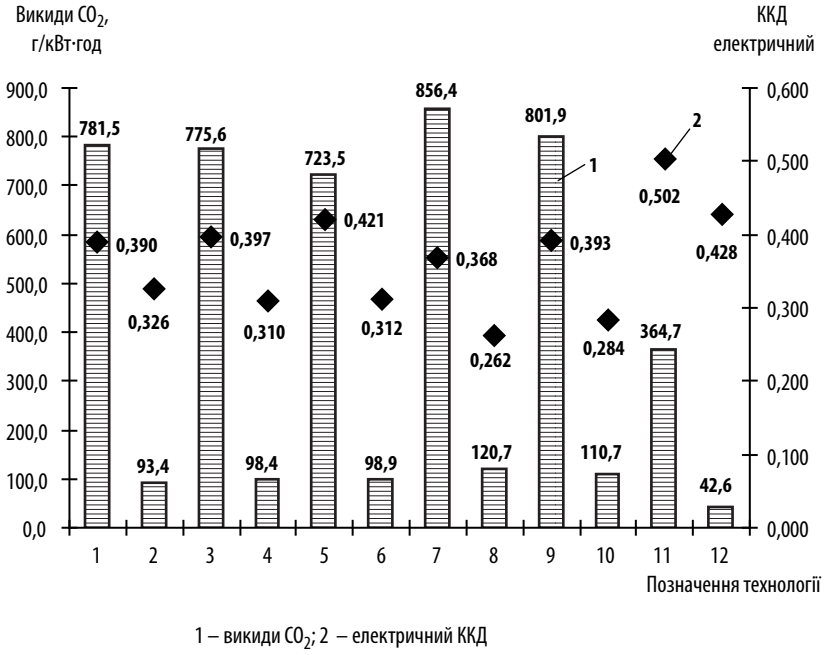


Рис. 4.6. Залежність викидів CO2 і електричного ККД від наявності в технологічній схемі ТЕС установки захоплення CO2, за даними [230]

У *табл. 4.3* наведено перелік і ідентифікаційні ознаки технологій теплової генерації електричної енергії, які розглядаються на рис. 4.6. Технології приводяться попарно: з непарним позначенням – без систем захоплення двуокису вуглецю; з парним – з системою захоплення. Це групування дозволяє наочно оцінити відмінності у характеристиках ТЕС з загальною технологією генерації, але як без оснащення, так і з оснащенням установкою захоплення двоокису вуглецю (CO_2).

Таблиця 4.3

Основні технології теплової генерації електричної енергії [230]

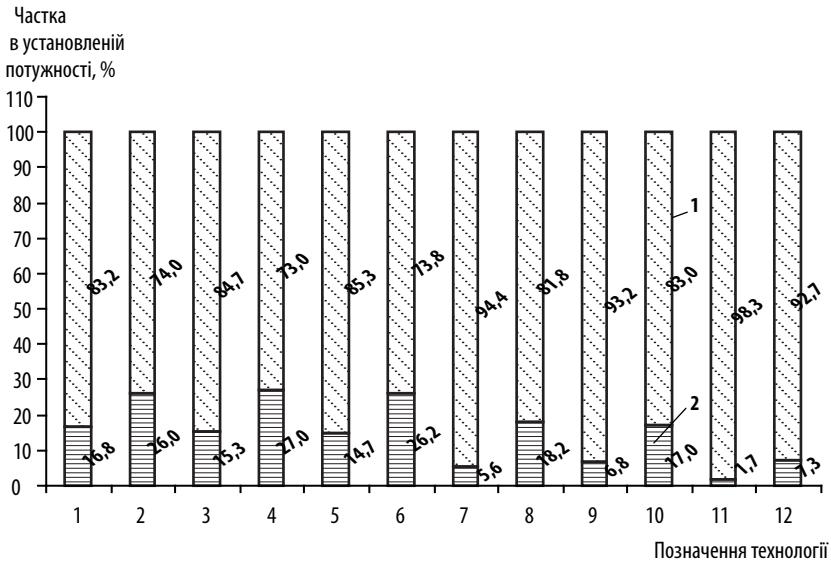
Технології теплової генерації	Спосіб генерації	Назва технології	Наявність установки захоплення CO_2
1	Парогазовий цикл з інтегрованою газифікацією вугілля (IGCC)	GEE R + Q	є
2			немає
3		CoP E – GaS F SQ	є
4			немає
5		Shell	є
6			немає
7	Паровий цикл на пилоподібному вугільному паливі	PC Subcritical	є
8			немає
9		PC Supercritical	є
10			немає
11	Парогазовий цикл на природному газі	NGCC	є
12			немає

Наведені в табл. 4.3 дані свідчать, що незалежно від виду технологій генерації оснащення ТЕС установкою захоплення CO_2 визначає зниження електричного коефіцієнта корисної дії (ККДелектр.) електростанцій. При цьому зниження викидів суттєво нижче, ніж зниження ККДелектр. Так, за групами технологій: IGCC при забезпеченні максимального зниження викидів CO_2 в середньому на 87,3 % ККДелектр. знижується на 21,4 %; вугільної генерації при забезпеченні зни-

ження викидів CO_2 у середньому на 86,0 % ККДелектр. знижується на 56,5 %; NGCC при забезпеченні зниження викидів CO_2 на 88,4 % ККДелектр. знижується на 14,7 %.

Таким чином, найменше зниження ефективності енергоперетворення від впровадження технологій захоплення CO_2 спостерігається на газових ТЕС з технологією NGCC, а найбільше – на вугільних ТЕС з технологією PC Subcritical, які є найпоширенішими в Україні.

Необхідність збільшення власного споживання електричної енергії на ТЕС з установками захоплення CO_2 визначає зміни в структурі встановленої потужності генерації на них, що наочно видно на *рис. 4.7.*



1 – виробництво товарної енергії; 2 – виробництво енергії для власних потреб

Рис. 4.7. Структура встановленої потужності ТЕС за призначенням виробництва електричної енергії, за даними [230]

Дані, наведені на рис. 4.7, свідчать що збільшення частки встановленої потужності для генерації електричної енергії на власні потреби знаходиться в діапазоні від 5,6 (технологія NGCC) до 11,7 процентних пуктів (технології IGCC). Середня частка потужності власного споживання електроенергії на ТЕС з захопленням CO_2 складає: за технологіями групи IGCC – 26,4 %; за вугільними технологіями – 17,5 %; за технологіями групи NGCC – 7,3 %.

Капітальні інвестиції в ТЕС з захопленням CO_2 за всіма технологічними групами суттєво перевищують інвестиції в ТЕС відповідних технологій без захоплення CO_2, що наочно видно з *рис. 4.8.*

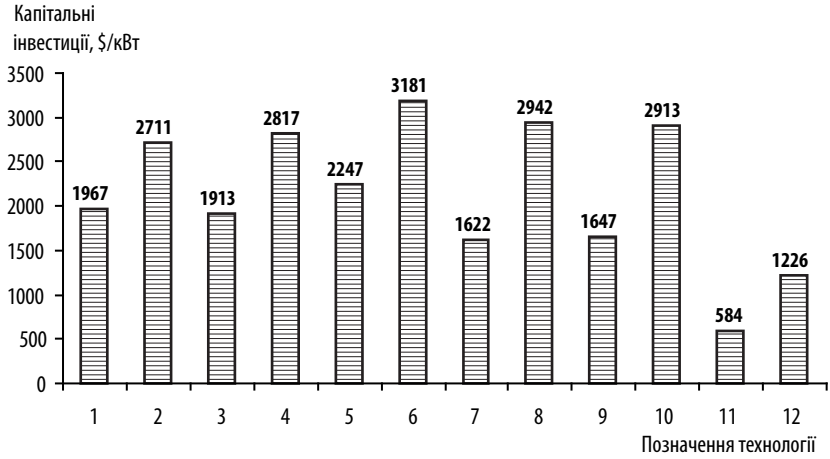


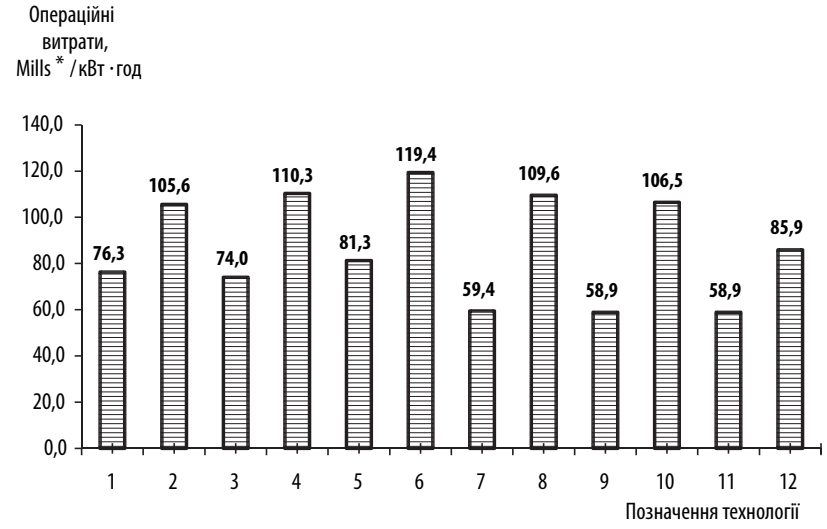
Рис. 4.8. Капітальні інвестиції в ТЕС з різними технологіями генерації електроенергії, за даними [230]

Дані, наведені на рис. 4.8, свідчать, що капітальні інвестиції в ТЕС з захопленням CO_2 вищі, ніж в однотипні ТЕС без захоплення CO_2. Перевищення капітальних вкладень у ТЕС з захопленням CO_2 над однотипними ТЕС без захоплення CO_2 знаходиться в діапазоні від 642 $/кВт (технологія NGCC) до 1321 $/кВт (вугільні технології).

Зростання капітальних інвестицій у ТЕС з захопленням CO_2 порівняно з ТЕС без захоплення CO_2 складають:

- за групою технологій IGCC – 42,2 %;
- за групою вугільних технологій – 79,1 %;
- за групою технологій NGCC – 109,9 %.

Зниження ефективності енергоперетворення, збільшення використання електроенергії на власні потреби і додаткові капітальні інвестиції, які визначає оснащення ТЕС установками захоплення CO_2, обумовлює зростання операційних і повних приведених витрат (LCOE) на виробництво електроенергії, що наочно наведено на *рис. 4.9* та *рис. 4.10.*



*Mill (міль) – роздрібна одиниця, дорівнює 1/1000 дол. США ($)

Рис. 4.9. Операційні витрати на виробництво електричної енергії за різними технологіями генерації, за даними [230]

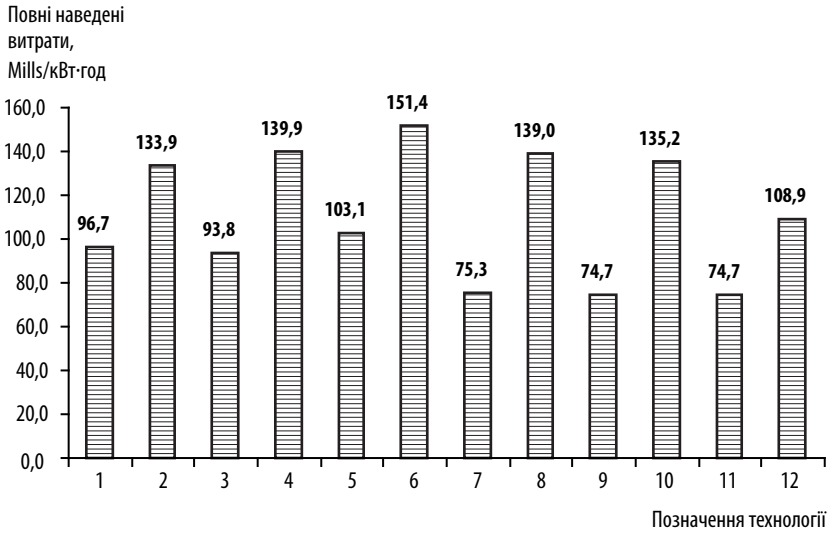


Рис. 4.10. Повні приведені витрати (LCOE) на виробництво електричної енергії за різними технологіями генерації, за даними [230]

Дані, наведені на рис. 4.9, свідчать що операційні витрати ТЕС з захопленням CO_2 вищі, ніж у ТЕС без захоплення CO_2. Перевищення операційних витрат ТЕС з захопленням CO_2 порівняно з ТЕС без захоплення CO_2 знаходиться в діапазоні від 27,0 mills/кВт (технологія NGCC) до 50,2 mills/кВт (вугільні технології).

Зростання операційних витрат на виробництво електроенергії на ТЕС з захопленням CO_2 порівняно з ТЕС без захоплення CO_2 складають:

- за групою технологій IGCC – 44,8 %;
- за групою вугільних технологій – 83,4 %;
- за групою технологій NGCC – 45,8 %.

Дані, наведені на рис. 4.10, свідчать що повні приведені витрати на виробництво електроенергії (LCOE) на ТЕС з захопленням CO_2

вищі, ніж у ТЕС без захоплення CO_2. Перевищення LCOE на ТЕС з захопленням CO_2 порівняно з ТЕС без захоплення CO_2 знаходиться в діапазоні від 34,2 mills/кВт (технологія NGCC) до 62,1 mills/кВт (вугільні технології).

Зростання LCOE на виробництво електроенергії на ТЕС з захопленням CO_2 порівняно з ТЕС без захоплення CO_2 складають:

- за групою технологій IGCC – 44,8 %;
- за групою вугільних технологій – 82,8 %;
- за групою технологій NGCC – 45,8 %.

Особливої уваги потребують капітальні інвестиції та операційні витрати вугільних ТЕС, оскільки ці станції є основою теплової електроенергетики України.

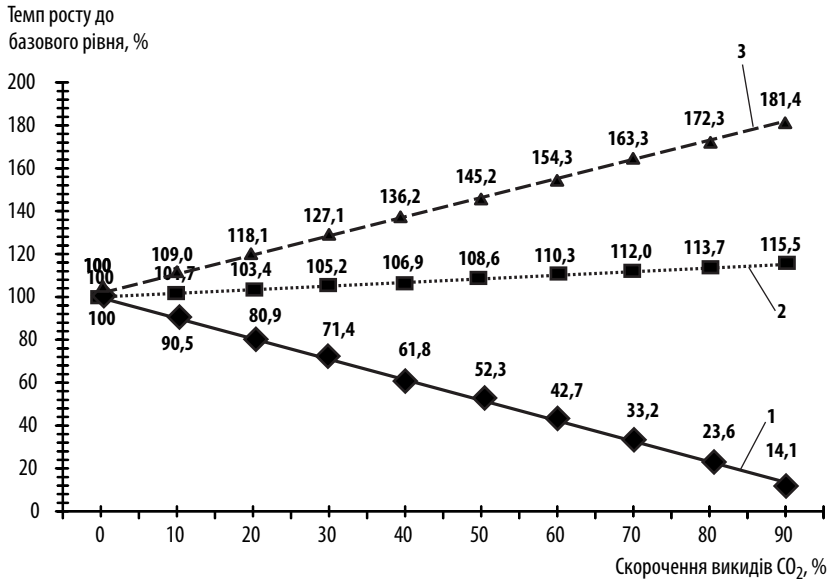
Перспективи декарбонізації теплової електроенергетики України можна визначити за перспективами змін результатів можливого проведення модернізації діючих вугільних ТЕС (технологія PC Subcritical) шляхом дооснащення їх установками захоплення CO_2 (*рис. 4.11*).

Наведені на рис. 4.11 дані свідчать, що технічно досяжне зниження викидів CO_2 на рівні 85,9 % визначить необхідність підвищення встановленої потужності теплової електрогенерації на 15,5 % і збільшення її фондоємності на 81,4 %.

Негативні сторони декарбонізації електроенергетики визначаються суттєвими витратами, як на раніш згадане оснащення ТЕС установками захоплення CO_2, так і витратами на транспортування, зберігання (захоронення) і моніторинг запасів захороненого CO_2.

Вартість захоплення, транспортування, зберігання (захоронення) і моніторингу запасів CO_2 наведено на *рис. 4.12.*

З наведених на рис. 4.12 даних видно, що вартість зберігання видаленого з димових викидів ТЕС CO_2 становить від 3,2 (NGCC) до 5,8 (PC Subcritical) mills на 1 кВт·год виробленої електроенергії, що стосовно сумарних витрат на захоплення і зберігання CO_2 становить близько 10,5 %.



1 – рівень викидів CO_2; 2 – зростання встановленої загальної потужності;
3 – зростання капітальних вкладень

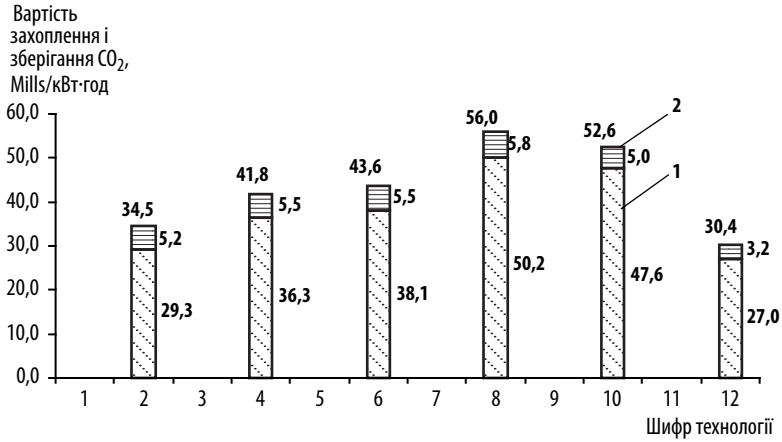
Рис. 4.11. Співвідношення змін викидів CO_2, встановленої потужності і капітальних вкладень в теплову електрогенерацію (для технології PC Subcritical)

Джерело: авторсьі розрахунки

Незважаючи на відносно невеликі витрати на захоплення і захоронення CO_2, вирішення проблем його захоронення або знешкодження є визначальними в комплексі декарбонізації з таких причин. На поточний момент відомі такі способи утілізації CO_2, як: геологічне зберігання, зберігання в океані, промислове використання, карбонізація мінералів.

Використання кожного з перелічених способів має суттєві обмеження, що визначаються: географічним розположенням ТЕС, геологією регіону розташування ТЕС; наявністю в країні масштабних промислових виробництв, здатних споживати значні обсяги двоокису

вуглецю; наявність у країні значних економічно запасів мінералів, що не мають господарського використання.



1 – захоплення; 2 – транспортування, зберігання та моніторинг запасів CO_2

Рис. 4.12. Вартість захоплення та зберігання CO_2, за даними [230; 231]

Визначені обмеження в кожній країні мають свою специфіку, а їх виконання потребує комплесних заходів, нормативно-правового, техніко-технологічного, фінансового й іншого забезпечення.

Перспективи та проблеми використання указаних способів утилізації CO_2 в Україні такі.

Під геологічним зберіганням розуміється:

- зберігання CO_2 у вироблених нафтових і газових пластах;
- використання CO_2 для підвищення видобутку нафти та газу;
- зберігання CO_2 у соленосних формаціях глибокого залягання (морська та берегова зони);
- використання CO_2 для підвищеного видобутку вугільного метану.

Всі перелічені вище напрями геологічного зберігання CO_2 в Україні поєднує загальна проблема – відсутність інфраструктури транспор-

тування і зберігання CO_2. Масштаби цієї інфраструктури, а отже, і витрати на створення можна порівняти з газотранспортною системою з газосховищами.

Транспортування CO_2 мобільними засобами обмежується максимальним об'ємом вантажних партій і пропускною здатністю дорожньої інфраструктури країни. Крім цього, використання мобільних засобів не знімає проблеми технічного оснащення сховищ для зберігання CO_2.

Можливості зберігання CO_2 у соленосних пластах морської і берегової зон в Україні не визначені, і це визначає необхідність подальшого проведення спеціалізованих геологічних досліджень.

Використання CO_2 для підвищення видобутку нафти та природного газу, а також вугільного метану за наявності технолгічних можливостей обмежується відсутністю в країні індустрії технічного забезпечення цього напряму.

Зважаючи на викладене вище, можна стверджувати, що освоєння геологічного зберігання CO_2, а отже, і технологій захопнення CO_2 в Україні не має реальних передумов.

Сценарій 2. «Розбудова безвуглецевих джерел електрогенерації». Цей сценарій декарбонізації електроенергетики України передбачає збільшення питомої ваги атомної енергетики та відновлюваних джерел енергії у загальному виробництві електроенергії в Україні.

Закономірності структурних перетворень в електроенергетичному комплексі було виявлено за результатами порівняльного аналізу 5 сценаріїв з великою часткою атомної та відновлюваної енергетики, складених Агентством з ядерної енергії (АЯЕ – NEA) для Організації економічного співробітництва та розвитку (OECD). Основні ознаки за цими сценаріями наведено у *табл. 4.4.*

Ключові характеристики сценаріїв декарбонізації електроенергетики розраховані на основі цих моделей, складених АЯЕ, і наведені у *табл. 4.5.*

Таблиця 4.4

Основні ознаки сценаріїв з великою часткою атомної та відновлюваної енергетики в Україні, за даними [232]

№	Сценарій	Ключові умови моделювання
1	Базовий сценарій	Сценарій «мінімізації витрат» – розглядає тільки наявні гідроенергетичні ресурси, інші елементи структури потужностей генерації визначаються внутрішньосистемно з метою забезпечення попиту на електричну енергію і виконання умов на обмеження викидів CO_2 за мінімальних витрат. Структура потужностей генерації являє собою сукупність атомних блоків, ГЕС і газових ТЕС без розгортання мінливих відновлюваних джерел енергії (МВДЕ) та вугільних ТЕС
2	Частка МВДЕ у загальній величині встановлених потужностей електрогенерації – 10 %	Сценарій передбачає розгортання сукупності потужностей фотоелектричних сонячних і наземних вітряних електростанцій, за якої обсяг енергії виробленої ПВДЕ покриває 10 % попиту на електричну енергію. Структура потужностей генерації являє собою сукупність атомних блоків, ГЕС, газових ТЕС і МВДЕ без вугільних ТЕС
3	Частка МВДЕ у загальній величині встановлених потужностей електрогенерації – 30 %	Сценарій передбачає розгортання сукупності потужностей фотоелектричних сонячних і наземних вітряних електростанцій, за якої обсяг енергії виробленої ПВДЕ покриває 30 % попиту на електричну енергію. Структура потужностей генерації являє собою сукупність атомних блоків, ГЕС, газових ТЕС і МВДЕ без вугільних ТЕС
4	Частка МВДЕ у загальній величині встановлених потужностей електрогенерації – 50 %	Сценарій передбачає розгортання сукупності потужностей фотоелектричних сонячних і наземних вітряних електростанцій, за якої обсяг енергії виробленої ПВДЕ покриває 50 % попиту на електричну енергію. Структура потужностей генерації являє собою сукупність атомних блоків, ГЕС, газових ТЕС і МВДЕ без вугільних ТЕС
5	Частка МВДЕ у загальній величині встановлених потужностей електрогенерації – 75 %	Сценарій передбачає розгортання сукупності потужностей фотоелектричних сонячних і наземних вітряних електростанцій, за якої обсяг енергії виробленої ПВДЕ покриває 75 % попиту на електричну енергію. Структура потужностей генерації являє собою сукупність ГЕС, газових ТЕС і МВДЕ без АЕС і вугільних ТЕС

З наведених даних видно, що сценарії передбачають зростання частки встановленої потужності мінливих відновлюваних джерел енергії (МВДЕ) в загальному парку електрогенерації на фоні сталого обсягу виробництва електричної енергії.

Таблиця 4.5

Ключові характеристики сценаріїв з великою часткою атомної та відновлюваної енергетики в країні, за даними [232]

№	Показник	Базовий сценарій	Прогнозні сценарії			
			10 % МВДЕ	30 % МВДЕ	50 % МВДЕ	75 % МВДЕ
1	Встановлена потужність генерації щодо базового сценарію, %	100,0	120,0	170,5	223,9	331,2
2	Виробництво електричної енергії щодо базового сценарію, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Структуру встановленої потужності та виробництва електричної енергії за видами генерації по кожній з сценарних моделей наведено відповідно у *табл.4.6* та *4.7*.

Таблиця 4.6

Структура встановленої потужності генерації електричної енергії за сценаріями з великою часткою атомної та відновлюваної енергетики, за даними [232]

№	Тип електростанції	Базовий сценарій	Прогнозні сценарії			
			10 % МВДЕ	30 % МВДЕ	50 % МВДЕ	75 % МВДЕ
1	2	3	4	5	6	7
1	Газова ТЕС з відкритим циклом	2,0	4,3	10,2	11,1	10,4
2	Газова ТЕС з комбінованим циклом (NGCC)	23,4	19,5	13,6	10,8	7,6
3	АЕС	49,6	33,7	15,9	7,5	0,0

Закінчення табл. 4.6

1	2	3	4	5	6	7
4	ВЕС	0,0	13,0	27,5	35,7	44,1
5	СЕС	0,0	8,7	18,3	23,8	29,4
6	ГЕС	20,4	17,0	11,9	9,1	6,2
8	ГАЕС	4,6	3,8	2,7	2,0	1,4
9	Інші	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0

Таблиця 4.7

Структура виробництва електричної енергії за сценаріями з високою часткою атомної та відновлюваної енергетики в країні, за даними [232]

№	Тип електростанції	Базовий сценарій	Прогнозні сценарії			
			10 % МВДЕ	30 % МВДЕ	50 % МВДЕ	75 % МВДЕ
1	Газова ТЕС з відкритим циклом	0,1	0,1	0,4	0,7	1,2
2	Газова ТЕС з комбінованим циклом (NGCC)	15,0	14,2	13,7	13,2	12,4
3	АЕС	79,3	64,7	42,9	24,8	0,0
4	ВЕС	0,0	7,5	22,5	36,7	53,5
5	СЕС	0,0	2,5	7,5	12,8	23,0
6	ГЕС	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
8	ГАЕС	-1,9	-1,3	-1,4	-1,9	-2,3
9	Інші	-3,6	1,2	3,3	2,5	1,2

Моделі сценаріїв з високою часткою атомної та відновлюваної енергетики передбачають зростаюче заміщення атомної генерації на МВДЕ аж до її повного заміщення (сценарій з 75 % МВДЕ).

Поряд із скороченням атомної генерації моделі сценаріїв передбачають збереження значної частки газової генерації. За базовим сценарієм частка встановлених потужностей газової генерації становить 25,4 %, які мають забезпечувати 15,1 % виробництва електричної

енергії. За сценарієм з 75 % МВДЕ частка встановлених потужностей газової генерації становить 18,0 %, які мають забезпечувати 13,6 % виробництва електричної енергії. Як видно, наслідки зменшення частки встановленої потужності газової генерації в останньому сценарії порівняно з базовим на 10,3 % передбачається компенсувати за рахунок підвищення інтенсивності їх експлуатації, що визначить зниження виробництва електричної енергії тільки на 1,5 %.

Збереження практично єдиного рівня газової генерації у всіх сценаріях визначено її призначенням – регулювання добових змін навантажень в електромережах, а також нівелювання нестабільної подачі в енергетичну систему енергії від МВДЕ.

Моделями сценаріїв передбачається, що від 91,1 % до 99,3% газової генерації забезпечують станції з технологією NGCC, які на сьогодні є: найбільш ефективними серед ТЕС (ККДелектр. = 50,3 %); низьковуглецевими – завдяки використанню палива з високим вмістом водню (природний газ); високоманевреними – завдяки використанню газових турбін.

Зважаючи на наявну структуру встановлених потужностей електрогенерації, основними завданнями декарбонізації української електроенергетики мають стати структурні зрушення спрямовані на: збереження рівня атомної і гідравлічної генерації; збільшення вітрової і сонячної генерації (МВДЕ) до 10 % в загальному обсязі виробництва електроенергії; заміщення централізованої вугільної генерації на розподілену газову і біогенерацію.

Використання встановлених потужностей у часі, як в цілому, так і за певними видами генерації, обумовлюється навантаженням споживання електричної енергії в певні періоди доби. Зазвичай визначають три режими добових навантажень – базовий, напівпіковий і піковий.

У *табл. 4.8* наведено характеристику режимів навантаження енергосистем, які слугують вихідними позиціями для визначення технологічної структури встановлених потужностей генерації електроенергії.

Таблиця 4.8

Характеристика режиму роботи електростанцій, за даними [226; 227]

Режим роботи	Ознаки робочого діапазону	Період роботи	Тривалість на добу, годин	Середнє значення навантаження по країні*, мВт	Рівень навантаження (відношення до базового рівня)
Базовий	від нуля до мінімуму добового навантаження	з 0.00 до 24.00 години	24,0	13,9	1,000
Напівпіковий	від мінімуму до середнього значення добового навантаження	з 4.00 до 7.00 та з 23.00 до 4.00 години	8,0	16,2	1,165
Піковий	від середнього значення до максимуму добового навантаження	з 7.00 до 23.00 години	16,0	18,5	1,331

Примітка: *взято для днів рівнодення та сонцестояння 2018 року за даними [227]

З табл. 4.8 видно що:

- базовий режим – це діапазон навантаження енергетичної системи, верхня межа якого відповідає мінімальній величині навантаження, що спостерігалась протягом усієї доби;
- напівпіковий режим, навантаження відповідає діапазону від мінімальної до середньої величини навантаження енергетичної системи;
- піковий режим навантаження відповідає діапазону від середньої до максимальної величини навантаження енергетичної системи.

Вищенаведені дані свідчать, що тривалість базового режиму навантаження енергетичної системи складає 24 години; напівпікового – 8 годин; пікового – 16 годин.

Зважаючи на наведене вище, можна констатувати, що базовий режим навантаження, який має добову тривалість 24 години, може бути неперервним протягом значної кількості діб, а для його забезпечення можуть використовуватись низькоманеврені та вузько регульовані установки генерації.

Добова тривалість напівпікового режиму складає 8 годин, максимальне навантаження енергетичної системи в якому не перевищує середньої добової величини і в поточній ситуації знаходиться в межах регулювання базових установок генерації.

Тривалість пікового режиму складає 16 годин при максимальних рівнях навантаження на енергетичну систему, яке досягається і знижується за короткий період, тобто в цьому періоді найвищої ефективності досягають високоманеврені установки генерації енергії.

Таким чином, покриття навантажень в об'єднаній енергетичній системі країни вимагає вказаних нижче потужностей електрогенерації:

- у базовому режимі роботи 75,1 % потужностей для покриття від пікової величини навантажень, що за умовами вище наведеної моделі сценарію з 10 % МВДЕ відповідає сумарній потужності АЕС, ВЕС, СЕС, ГЕС, ГАЕС;
- у напівпіковому режимі 87,5 % – АЕС, ВЕС, СЕС, ГЕС, ГАЕС та близько 50 % ТЕС;
- у піковому режимі 100 % – АЕС, ВЕС, СЕС, ГЕС, ГАЕС та ТЕС.

Обраний сценарій структури генерації здатен задовольнити не тільки потреби в генерації електричної енергії, але й забезпечити ефективне регулювання пікових навантажень за рахунок використання високоманевреної і маловуглецевої газової електрогенерації.

Вихідною позицією для вибору технологій газової електрогенерації, що максимально відповідають вищезазначеним умовам, є технічні характеристики електростанцій. Порівняльний аналіз технічних характеристик газових електростанцій з різними технологіями (циклами) генерації наведено у *табл. 4.9*.

Таблиця 4.9

Порівняльна технічна характеристика газових електростанцій з різними технологіями (циклами) генерації [230–232]

Показник	ТЕС з відкритим газовим циклом (базова)	Електростанції з комбінованими циклами			
		парогазовим (NGCC)	ТЕЦ* на основі парової турбіни	ТЕЦ* на основі газової турбіни	ТЕЦ* на основі газового ДВС
Продукти генерації:					
▪ електрична енергія	є	є	є	є	є
▪ теплова енергія	нема	нема	є	є	є
Енерго-екологічна ефективність ККД, %					
▪ електричний	25-35	50,2	30-35	25-35	33-40
▪ повний	25-35	50,2	60-70	75-85	82-89
Викиди CO_2, г/кВт·год	610,3	364,7	281,7	228,8	214,7
Маневреність електростанцій					
Діапазон регулювання потужності генерації, %	100	100	30-50	100	20-100
Час набору повного електричного навантаження, хвилин					
▪ з холодного стану	15-30	15-30	120-180	15-30	15-30
▪ з гарячого стану	0,5	0,5	20-40	0,5	0,5

Примітка: *показники для умов опалювального сезону

Наведені у табл. 4.9 дані дозволили провести порівняльну оцінку ефективності та маневреності газових електростанцій. Таку оцінку виконано на основі порівняння інтегральних показників, що одночасно характеризують енерго-екологічну ефективність певної технології електрогенерації і маневреність електростанцій.

Розрахунок інтегрованого показника енерго-екологічної ефективності розраховано як:

$$Iеф = \frac{ККДп}{ККДб} + \frac{Сб}{Сп}, \quad (4.1)$$

де *ККДп* – повний коефіцієнт корисної дії електростанції з певною технологією генерації, коеф.;

ККДб – повний коефіцієнт корисної дії електростанції з базовою технологією генерації, коеф.;

Сб – викиди двоокису вуглецю при базовій технології генерації, г/кВт·год;

Сп – викиди двоокису вуглецю при певній технології генерації, г/кВт·год.

Розрахунок інтегрованого показника маневреності електростанції розраховано як:

$$Iм = \frac{Дп}{Дб} + \frac{Чб}{Чп}, \quad (4.2)$$

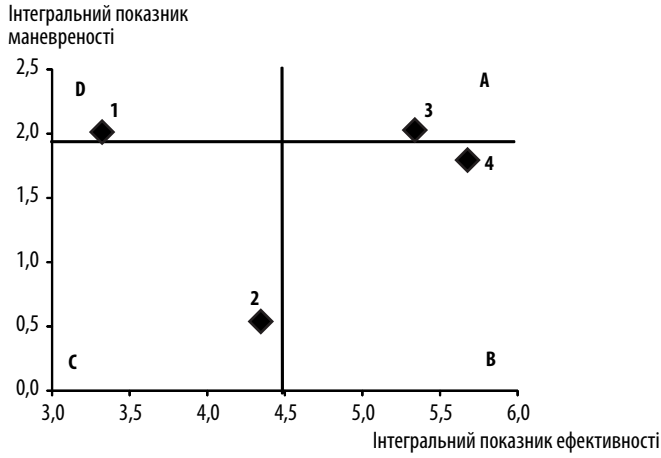
де *Дп* – діапазон регулювання потужності електростанції з певною технологією генерації, коеф.;

Дб – діапазон регулювання потужності електростанції з базовою технологією генерації, коеф.;

Чб – середній час набору повного електричного навантаження електростанцією з базовою технологією генерації, хвилин;

Чп – час набору повного електричного навантаження електростанцією з певною технологією генерації, хвилин.

Порівняння інтегральних показників проведено за допомогою матриці, наведеної на *рис. 4.13.* Наведені у матриці дані свідчать, що найвищим ступенем відповідності вимогам до регулюючих електростанцій, тобто з найвищою енерго-екологічною ефективністю і маневреністю, є ТЕЦ на основі газової турбіни та ТЕЦ на основі газового двигуна внутрішнього згоряння.



1 – ТЕС з парогазовим циклом (NGCC); 2 – ТЕЦ на основі парової турбіни;
3 – ТЕЦ на основі газової турбіни; 4 – ТЕЦ на основі газового двигуна внутрішнього згоряння

Рис. 4.13. Матриця «Ефективність – маневреність» ТЕС

Джерело: авторські розрахунки

Особливості технологій генерації, видів енергії, що продукується, і діапазон потужностей електростанцій визначають сфери їх використання, так:

- ТЕЦ на основі газової турбіни доцільно використовувати для електро- і теплозабезпечення середніх і малих міст, селищ міського типу і районів великих міст;
- ТЕЦ на основі газового двигуна внутрішнього згоряння – для електро- і теплозабезпечення сільських населених пунктів, сільськогосподарських і промислових виробництв;
- ТЕС з парогазовим циклом (NGCC) доцільно застосовувати для регулювання навантажень у регіональних енергосистемах;
- ТЕЦ на основі парової турбіни мають найменший рівень енерго-екологічної ефективності і маневреності серед газових електростанцій, оскільки на них використовують морально за-

старілу технологію генерації. Однак вища порівняно з КЕЦ енергоефективність і широке застосування в Україні електростанцій цього виду для електро- і теплозабезпечення, як правило, великих міст, визначає доцільність їх подальшої експлуатації до вичерпання їх робочого ресурсу.

Таким чином, основну роль у регулюванні нестабільних навантажень і джерел енергії в умовах декарбонізації національної енергетики має зіграти:

- впровадження високоефективних, маловуглецевих, маневрених газових технологій на основі парогазового циклу (NGCC);
- проведення реконструкції газових ТЕЦ і центральних районних котелень до ТЕЦ на основі газового циклу;
- розвиток розподіленої генерації на основі міні-ТЕС (або ТЕЦ) на біопаливі з попередньою його газифікацією.

Сценарій 3. «Розвиток високоефективної розподіленої когенерації». Цей сценарій декарбонізації електроенергетики України передбачає впровадження розподіленої енергетики шляхом застосування когенераційних технологій.

Розподіленій енергетиці порівняно з централізованим постачанням енергії притаманний ряд переваг, а саме:

- мінімізація або повна відсутність енергетичної інфраструктури;
- збалансованість потужностей генерації енергії і навантажень, як за територією, так і у часі;
- широкий діапазон регулювання потужності одиничних установок генерації;
- можливість використання місцевих енергетичних ресурсів;
- висока технологічна й екологічна ефективність;
- короткий термін створення і введення в експлуатацію;
- висока інвестиційна та комерційна привабливість.

Однак реалізація переваг розподіленої енергії може бути забезпечена при виконанні загальних вимог до оптимальності організації, а саме:

- забезпечення збалансованості у часі та за потужністю використання і виробництва енергії;
- забезпечення відповідності технологій генерації енергії режимам навантаження енергетичної системи;
- забезпечення оптимального ступеня використання встановленої потужності генерації енергії.

Вище було наведено характеристику режимів навантаження енергосистем, в якій визначено вимоги до маневреності регулюючих потужностей електрогенерації.

Характеристику маневрених якостей установок електрогенерації (електростанцій) наведено у *табл. 4.10.*

Таблиця 4.10

Характеристика маневрених якостей установок електрогенерації (електростанцій) [228]

Тип електростанції	Діапазон регулювання, % від встановленої потужності	Час набору повного навантаження, хвилин	
		з холодного стану	з гарячого стану
Атомні	70	390–660	60
ТЕС вугільні з енергетичними блоками 20–300 МВт	30–50	120–180	20–40
ТЕС газотурбінні	100	15–30	0,5
ГЕС традиційного типу	80–100	1–2	0,25–0,5
ГАЕС	200–220	1–2	0,25–0,5

Наведені в табл. 4.10 дані свідчать, що найбільшу маневреність і діапазон регулювання мають гідравлічні електростанції, майже таку ж маневреність і діапазон регулювання мають газотурбінні ТЕС, мен-

шу маневреність мають вугільні ТЕС, а АЕС притаманна найменша маневреність.

Типові (рекомендовані) рівні завантаження потужностей генерації за різними технологіями наведені у *табл. 4.11.*

Таблиця 4.11

Типові (рекомендовані) значення КВВП для різних технологій генерації електричної енергії [228; 229]

Вид технології (електростанції)	Рекомендоване значення КВВП, %	Походження рекомендації і джерело інформації
АЕС	85,8	[6]
ТЕС вугільні	63,5	[7]
ТЕС газові	42,5	[7]
ГЕС	39, 8	[7]

Наведені у табл. 4.11 дані свідчать про наявність прямого зв'язка між використанням встановлених потужностей і основним режимом навантаження, в якому вони працюють. Так, АЕС і вугільні ТЕС мають більш високий рівень завантаження потужностей і працюють в базовому режимі. Газові ТЕС та ГЕС доцільно використовувати у піковому режимі. У напівпікових режимах можливо використання як вугільних, так і газових ТЕС.

4.3. Обґрунтування напрямів розбудови розподіленої енергетики великого міста

Зважаючи на наявність значних надлишкових базових потужностей і особливостей видового складу парку електрогенерації, основним напрямом розвитку розподіленої енергетики в Україні має стати розміщення додаткових регулюючих потужностей безпосередньо у місцях споживання електроенергії на діючих енергетичних об'єктах. Саме такий підхід дозволить максимально скоротити терміни та капітальні витрати на створення дефіцитних регулюючих (маневрених) потужнос-

тей електрогенерації. Такими об'єктами можуть стати ТЕЦ та крупні котельні великих міст.

Більш детально доцільність проведення заходів із створення додаткових маневрених потужностей електрогенерації оцінимо на прикладі м. Харкова.

У цьому дослідженні передбачається, що енергозабезпечення м. Харкова здійснюватиметься з енергетичних джерел, що найбільше відповідають певному режиму навантаження енергетичної системи міста.

Так, передбачається, що джерелами електроенергії в базовому режимі будуть наявні системи централізованого енергопостачання та крупні місцеві когенераційні установки; напівпіковому режимі – наявні місцеві когенераційні установки середньої потужності; в піковому режимі – когенераційні установки на основі парогазового циклу або газового турбогенератора.

Перелік основних об'єктів енергетичної та теплової генерації м. Харкова, що можуть розглядатись як база розвитку сектора розподіленої енергетики в місті, наведено у *табл. 4.12.*

Наведені в табл. 4.12 дані свідчать, що перелічені енергетичні об'єкти за своїми ознаками можуть бути віднесені до сектора розподіленої енергетики, а такі енергетичні об'єкти, як Харківські ТЕЦ-5, ТЕЦ-3 та котельня Салтівського житлового масиву, можуть розглядатись як майданчики розміщення потужностей регулювання (компенсації) напівпікових і пікових навантажень в енергосистемі міста.

У дослідженні передбачається, що величини регулюючих потужностей розподіленої електрогенерації у м. Харкові у 2035 р. повинні повністю перекривати пікові та напівпікові навантаження в енергетичній системі міста.

Розрахунок річних об'ємів виробництва електроенергії в 2035 р. за режимами навантажень наведено у *табл. 4.13* (на основі прогнозної загальної величини використання (відпуску) електричної енергії у м. Харкові), яку було розраховано з умов:

Таблиця 4.12

Наявні енергетичні потужності теплоджерел м. Харкова, за даними [233]

Назва теплового джерела	Технологія генерації електричної енергії	Встановлена електрична потужність, мВт	Встановлена теплова потужність, Гкал/год	у тому числі:	
				когенераційних установок	котлів
ТЕЦ-3	Когенераційна установка на основі газового бойлера та парової турбіни	86	880		880
ТЕЦ-5	Когенераційна установка на основі газового бойлера та парової турбіни	540	1420	1000	420
ТЕЦ-4	немає	немає	680		680
Котельня Московського району (Салтівського житлового масиву)	немає	немає	780		780
Котельня Слобідського району	немає	немає	400		400
Котельня Шевченківського району	немає	немає	300		300
Всього в централізованій системі	X	626	4460	1000	3460
Локальні та квартальні	немає	немає	863		863
Загалом	X	626	5323	1000	4323

- досягнутої у 2017 році величини і допущення, що щорічний приріст цієї величини складатиме 1 %;
- норма внутрішнього споживання електроенергії відповідатиме середньому по Україні рівню (без втрат у мережах) у 12,5 % від загального виробництва.

Таблиця 4.13

Розрахунок обсягів виробництва а відпуску електричної енергії у м. Харкові у 2035 р.

№	Режим роботи	Часовий період	Тривалість на добу, год	Середнє значення навантаження по країні*, мВт	Споживання (відпуск) електричної енергії**, млн кВт-год	Виробництво електричної енергії**, млн кВт-год
1	Базовий	з 0.00 до 24.00	24,0	13,9	822	939
2	Напівпіковий	з 4.00 до 7.00 та з 23.00 до 4.00	8,0	16,2	319	364
3	Піковий	з 7.00 до 23.00	16,0	18,5	727	830
4	Всього:				1867	2133

Примітка:

*взято для днів рівнодення та сонцестояння 2108 року за даними [227];

**розраховано шляхом розподілення загальної величини (ряд. 4) пропорційно добутку значень тривалості режиму та середнього значення навантаження

Таким чином, за даними [234; 235] в основу розрахунків було закладено:

- обсяг споживання (відпуску) електроенергії – 1867 млн кВт-год;
- обсяг виробництва електроенергії – 2133 млн кВт-год.

Наведені в табл. 4.13 дані свідчать що по м. Харкову 44 % електричної енергії вироблятиметься у базовому режимі, 17 % – у напівпіковому режимі і 39 % – у піковому режимі.

Допустивши, що коефіцієнт використання встановленої потужності у 2035 р. сягне рекомендованого значення, для забезпечення

необхідного обсягу виробництва електричної енергії буде достатньо 573 мВт встановленої потужності (*табл. 4.14*).

Таблиця 4.14

Розрахунок необхідної потужності електрогенерації в м. Харкові у 2035 р.

Режим роботи	Виробництво електричної енергії, млн кВт·год	Типовий (рекомендований) КВВП для газових ТЕС	Необхідна розрахункова потужність електрогенерації, мВт
Базовий	939	0,425	252
Напівпіковий	364	0,425	98
Піковий	830	0,425	223
Всього:	2133	0,425	573

Джерело: авторські розрахунки

Проєкт розвитку розподіленої енергетики в м. Харкові передбачає до оснащення діючих енергетичних об'єктів міста додатковими потужностями електричної генерації, які потужності повинні забезпечувати високий ступінь регулювання компенсації пікових навантажень у системі, як за рахунок короткого терміну запуску енергоустановок, так і широкого діапазону регулювання віддачі потужності. Цим вимогам відповідає група газотурбінних технологій електрогенерації генерації.

Основними заходами модернізації централізованої системи теплопостачання м. Харкова стануть:

1. Реконструкція на ТЕЦ-5 паротурбінної когенераційної установки до рівня газотурбінної когенераційної установки потужністю в 300 мВт. Цей захід дозволить забезпечити гарантоване погашення напівпікового і частину базового навантаження в нергетичній системі м. Харкова.
2. Впровадження на ТЕЦ-3 парогазового циклу на основі введення сполученого з наявними паровими енергоблоками (48 мВт) газового енергоблоку потужністю 92 мВт.
3. Введення на котельні Салтівського житлового масиву газотурбінної когенераційної установки потужністю 83 мВт з відведен-

ням тепла в централізовану опалювальну систему міста за допомогою котла-утилізатора вихідних газів турбіни.

Зміни у величині і призначенні потужностей електрогенерації в м. Харкові у 2035 р. наведено у *табл. 4.15.*

Агреговану технологічну схему Харківської ТЕЦ-5 наведено на *рис. 4.14.*

З метою підвищення стабільності й ефективності генерації електричної енергії пропонується провести заміну застарілої партурбінної когенераційної установки на базі парової турбіни Т-300/250-240 на газотурбінну когенераційну установку на базі газової турбіни SGT6-8000H (SIEMENS, Німеччина) з відповідним котлом-утилізатором вихідних турбінних газів.

Передбачається, що цей захід забезпечить виробництво електричної енергії в обсязі, достатньому для повного покриття напівпікових, і частину базових навантажень на енергетичну систему м. Харкова за рекомендованого ступеня використання встановленої потужності – 42,5 % [228].

Проєкт реконструкції ТЕЦ-3 передбачає кардинальне удосконалення технології виробництва (*рис. 4.15*).

Проєкт реконструкції Харківської ТЕЦ-3 передбачає дооснащення її технологічного комплексу газогенератором і відповідним котлом-утилізатором парогазової установки типу General Electric 7HA.01. Цей захід дозволить створити повний парогазовий цикл електрогенерації, використавши вже установлені парові турбогенератори. Загальна встановлена електрична потужність ТЕЦ-3 після проведення заходу складе 178 мВт, у тому числі газотурбінної установки – 92 мВт і паротурбінних установок парогазового циклу – 48 мВт, паротурбінних установок парового циклу – 38 мВт.

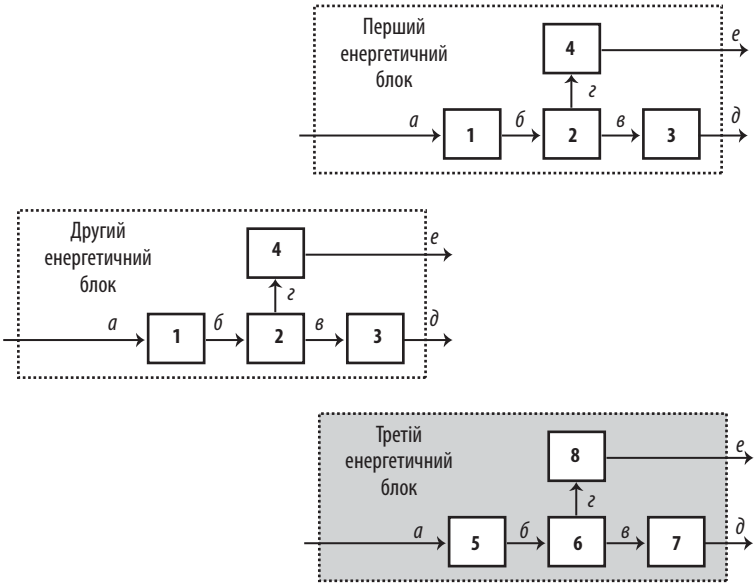
Встановлена теплова потужність ТЕЦ-3 після реконструкції складе 880 Гкал-год, в тому числі когенераційних установок – 44 Гкал-год і 836 Гкал-год водогрійних котлів.

Таблиця 4.15

Зміни у розміщенні потужностей електрогенерації на енергетичних об'єктах м. Харкова у 2035 р.

Режим роботи	Тип технології	Необхідна потужність електрогенерації, мВт	Наявна установлена потужність, МВт			Розрахункова проєктна потужність, МВт			
			всього	у тому числі:		всього	у тому числі:		
				ТЕЦ-5	ТЕЦ-3		ТЕЦ-5	ТЕЦ-3	Котельня Салтівського житлового масиву
Базовий	Паровий цикл	252	626	540	86	420	420		
Напівпіковий	Паровий цикл	98				134	120	14	
Піковий	Паро-газовий цикл	140				140		140	
	Газовий цикл	83				83			83
Всього:		573	626	540	86	777	540	154	83

Джерело: авторські розрахунки



Умовні позначення:

1) енергоносії та енергія: а – природний газ; б – пара перегріта; в – механічний рух (обертання); г – пара вихідна; д – електрична енергія; е – теплова енергія;

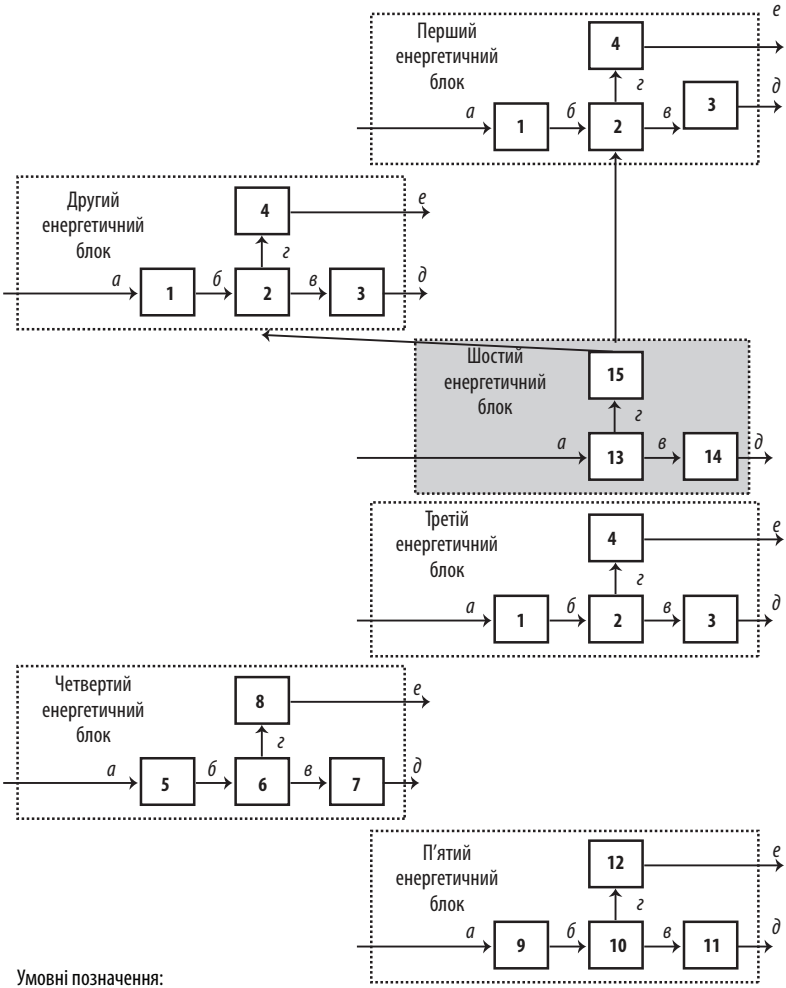
2) основні енергетичні агрегати: 1–8 відповідно до наведеного в табл. Д.1 переліку специфікації основного енергетичного обладнання ТЕЦ

Рис. 4.14. Агрегована технологічна схема Харківської ТЕЦ-5

Джерело: авторська розробка

Проєкт реконструкції котельні Московського району забезпечить кардинальну реконструкцію технології генерації енергії, про що наочно свідчить агрегована технологічна схема, наведена на *рис. 4.16.*

Проєкт передбачає дооснащення її технологічного комплексу газогенератором і відповідним котлом-утилізатором вихлопних газів турбіни типу General Electric 9E.04. Цей захід дозволить створити газотурбінну когенераційну установки. Загальна встановлена електрична потужність нової ТЕЦ після проведення заходу складе 83 мВт.



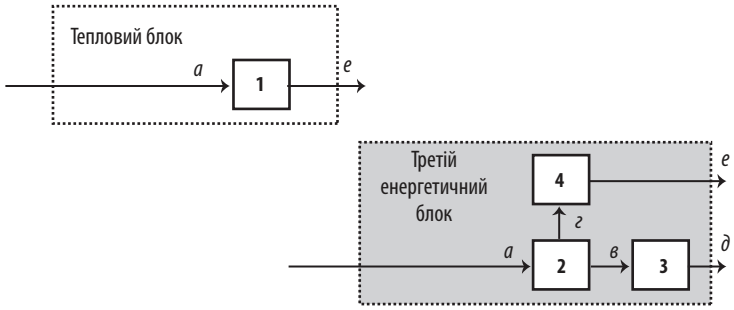
Умовні позначення:

1) енергоносії та енергія: а – природний газ, б – пара перегріта; в – механічний рух (обертання), г – пара вихідна, д – електрична енергія; е – теплова енергія;

2) основні енергетичні агрегати: 1–15 відповідно до наведеного в табл. Д.2 переліку специфікації основного енергетичного обладнання ТЕЦ

Рис. 4.15. Агрегована технологічна схема Харківської ТЕЦ-3

Джерело: авторська розробка



Умовні позначення:

1) енергоносії та енергія: а – природний газ, б – пара перегріта; в – механічний рух (обертання), г – пара вихідна, д – електрична енергія; е – теплова енергія;
2) основні енергетичні агрегати: 1–4 відповідно до наведеного у табл. Д.3 переліку специфікації основного енергетичного обладнання ТЕЦ

Рис. 4.16. Агрегована технологічна схема котельні Московського району м. Харкова

Джерело: авторська розробка

Встановлена теплова потужність станції після реконструкції складе 940 Гкал·год, у тому числі когенераційних установок – 160 Гкал·год і 780 Гкал·год водогрійних котлів.

Економічну доцільність реконструкції ТЕЦ-5, ТЕЦ-3 та котельні Московського району характеризують наведені нижче розрахунки (*табл. 4.16*).

Реконструкція вищезазначених енергетичних об'єктів дозволить забезпечити виробництво та відпуск енергії в обсягах, наведених у *табл. 4.17.*

Проведений розрахунок свідчить, що обсяги відпуску енергії перевищать прогнозну величину загального її споживання по м. Харкову на 13,4 %. Наявність указаного резерву і діапазон регулювання потужності даних енергетичних установок від 0 до 100 % забезпечить високу маневреність потужностей електрогенерації в м. Харкові.

Для створення додаткових потужностей генерації знадобляться капітальні витрати, розрахунок яких виконано в *табл. 4.18.*

Таблиця 4.16

Основні техніко-економічні характеристики обраних технологій модернізації об'єктів теплоенергетики міста

Основна ознака технології	Діапазон потужності, кВт	ККД, %	Капітальні витрати на створення одиниці потужності генерації, дол. США/кВт	Операційні витрати на одиницю виробленої енергії, дол. США/кВт·год	Споживання сировини в тепловому еквіваленті на виробництво одиниці енергії, кДж/кВт·год
Газотурбінна когенераційна установка	150000-300000	42-58	607	0,0013	5500
Парогазова установка (NGCC)	100000-300000	45-55	840	0,0017	5700
Газотурбінна когенераційна установка	25000-50000	39-44	1400	0,0017	6500

Джерело: авторські розрахунки

Таблиця 4.17

Очікуваний обсяг виробництва і відпуску енергії об'єктами розподіленої енергетики м. Харкова

Об'єкт генерації енергії	Технологія генерації електричної енергії	Виробництво енергії		Відпуск енергії	
		електричної, тис. кВт·год	теплової, Гкал	електричної, тис. кВт·год	теплової, Гкал
ТЕЦ-5	Газотурбінна когенераційна установка	1116900	571907	1030900	541595
ТЕЦ-3	Парогазова установка (NGCC)	817600	42307	754645	40065
Котельня Московського району	Газотурбінна когенераційна установка	484720	248200	447397	235045
Всього:		2419220	862414	2232942	816705

Джерело: авторські розрахунки

Таблиця 4.18

Капітальні витрати на створення об'єктів розподіленої енергетики у м. Харкові

Об'єкт генерації енергії	Технологія генерації електричної енергії	Встановлена електрична потужність, МВт	Капітальні витрати на створення одиниці потужності генерації, дол. США/кВт	Капітальні витрати на створення потужностей генерації, тис. дол. США
ТЕЦ-5	Газотурбінна когенераційна установка	300	607	182100
ТЕЦ-3	Парогазова установка (NGCC)	140	840	117600
Котельня Московського району	Газотурбінна когенераційна установка	83	840	69720
Всього:		223		369420

Джерело: авторські розрахунки

Розрахунок капітальних витрат виконано у нормативний спосіб. Як нормативи використано капітальні витрати на створення одиниці потужності генерації, які взято з джерел [227; 228].

На основі капітальних витрат розраховано величину амортизаційних відрахувань (*табл. 4.19*). Для цього було використано прямолінійний метод амортизації. Норму амортизаційних відрахувань взято на рівні 2,5 %, тобто виходячи із терміну служби експлуатації електростанцій – 40 років.

Розрахунок операційних витрат проведено у нормативний спосіб. Як нормативи використано норму операційних витрат на створення одиниці потужності генерації, які взято з джерела [230] (*табл. 4.20*).

Матеріальні витрати, вартість яких переважно складає паливо, розраховано на основі величини питомого розходу і поточної вартості природного газу (*табл. 4.21*).

Таблиця 4.19

Розрахунок величини амортизаційних відрахувань на об'єктах розподіленої енергетики у м. Харкові

Об'єкт генерації енергії	Технологія генерації електричної енергії	Капітальні витрати на створення потужностей генерації, тис. дол. США	Амортизаційні відрахування, тис. дол. США
ТЕЦ-5	Газотурбінна когенераційна установка	182100	4553
ТЕЦ-3	Парогазова установка (NGCC)	117600	2940
Котельня Московського району	Газотурбінна установка	69720	1743
Всього:		369420	9236

Джерело: авторські розрахунки

Таблиця 4.20

Операційні витрати на генерацію енергії новоствореним комплексом розподіленої енергетики м. Харкова

Об'єкт генерації енергії	Технологія генерації електричної енергії	Виробництво електричної енергії, тис. кВт·год	Норма операційних витрат на одиницю виробництва енергії, дол. США/кВт·год	Операційні витрати, тис. дол. США
ТЕЦ-5	Газотурбінна когенераційна установка	1116900	0,0013	1452
ТЕЦ-3	Парогазова установка (NGCC)	817600	0,0017	1390
Котельня Московського району	Турбогазова когенераційна установка	484720	0,0017	824
Всього:		2419220		3666

Джерело: авторські розрахунки

Таблиця 4.21

Витрати палива на генерацію енергії новоствореним комплексом розподіленої енергетики м. Харкова

Об'єкт генерації енергії	Технологія генерації електричної енергії	Виробництво електричної енергії, тис. кВт·год	Питоме споживання палива в:		Вартість палива*, тис. дол. США
			тепловому еквіваленті на генерацію енергії, кДж/кВт·год	натуральному вимірі, куб. м/кВт·год	
ТЕЦ-5	Газотурбінна когенераційна установка	1116900	5500	0,150	48250
ТЕЦ-3	Парогазова установка (NGCC)	817600	5700	0,156	36733
Котельня Московського району	Турбогазова когенераційна установка	484720	6500	0,178	24849
Всього:		2419220	X	X	109832

Примітка: *При ціні на природний газ для промислових споживачів осіб станом на 25.11.2018: 9,6 грн/куб. м (з ПДВ), або без ПДВ в еквіваленті дол. США за офіційним курсом НБУ станом на 25.11.18 (27,795828 грн/$) – 0,288 $/куб м

Джерело: авторські розрахунки

У цілому вартість виробництва енергії характеризується даними, наведеними в *табл. 4.22*.

Наведені в табл. 4.22 дані свідчать що загальна величина виробничих витрат ТЕЦ-5, ТЕЦ-3 та ТЕЦ, створеної шляхом реконструкції котельні Московського району, складе 68479 тис. дол. США, з яких: 89,5 % становлять матеріальні витрати (паливо); 3,0 % – операційні; 7,5 % – амортизація.

Очікуваний у 2035 р. обсяг реалізації продукції по новоствореному комплексу розподіленої енергетики в м. Харкові складе 159054 тис. дол. США, що суттєво перекриває величину виробничих витрат.

Таблиця 4.22

Виробничі витрати новоствореного комплексу розподіленої енергетики в м. Харкові

Об'єкт генерації енергії	Технологія генерації електричної енергії	Матеріальні витрати (паливо), тис. дол. США	Операційні витрати (паливо), тис. дол. США	Амортизаційні відрахування, тис. дол. США	Всього витрат, тис. дол. США
ТЕЦ-5	Газотурбінна когенераційна установка	48250	1452	4553	54255
ТЕЦ-3	Парогазова установка (NGCC)	36733	1390	2940	41063
Котельня Московського району	Турбогазова когенераційна установка	24849	824	1743	27416
Всього:		109832	3666	9236	122734

Джерело: авторські розрахунки

Очікуваний обсяг реалізованої продукції розраховано у *табл. 4.23.*

Таблиця 4.23

Очікуваний обсяг реалізації енергії об'єктами розподіленої енергетики м. Харкова

Об'єкт генерації енергії	Відпуск енергії		Відпускна ціна енергії		Очікуваний обсяг реалізації енергії, тис. дол. США		
	електричної, тис. кВт·год	теплової, Гкал	електричної, $/мВт·год	теплової, $/ Гкал	електричної	теплової	всього
ТЕЦ-5	1030900	541595	57,084	38,678	58848	20948	79796
ТЕЦ-3	754645	40065	57,084	38,678	43078	1550	44628
Котельня Московського району	447397	235045	57,084	38,678	25539	9091	34630
Всього:	2232942	816705			127465	31589	159054

Джерело: авторські розрахунки

Основні техніко-економічні показники новоствореного комплексу розподіленої енергетики в м. Харкові наведено у *табл. 4.24.*

Таблиця 4.24

Основні техніко-економічні показники новостворених об'єктів розподіленої енергетики в м. Харкові

Показник	Всього	Об'єкти генерації		
		ТЕЦ-5	ТЕЦ-3	Котельня Московського району
1	2	3	4	5
1. Встановлена розрахункова потужність				
1.1. електрична, мВт	523	300	140	83
1.2. теплова (у складі новостворених когенераційних установок), Гкал	384	240	44	100
2. Капітальні вкладення, тис. дол. США	369420	182100	117600	69720
3. Виробництво енергії у натуральному вимірі				
3.1. електричної, тис. кВт·год	2419220	1116900	817600	484720
3.2. теплової, тис. Гкал	862414	571907	42307	248200
4. Відпуск енергії у натуральному вимірі				
4.1. електричної, тис. кВт·год	2232942	1030900	754645	447397
4.2. теплової, Гкал	816705	541595	40065	235045
5. Реалізація енергії, всього, тис. дол. США	159054	79796	44628	34630
У т. ч.				
5.1. електричної	127465	58848	43078	25539

Закінчення табл. 4.24

1	2	3	4	5
5.2. теплової	31589	20948	1550	9091
6. Витрати на виробництво реалізованої продукції	122734	54255	41063	27416
7. Прибуток до оподаткування, тис. дол. США	36320	25541	3565	7214
8. Рентабельність виробництва, %	29,6	47,1	8,7	26,3

Джерело: авторські розрахунки

Наведені в табл. 4.24 дані свідчать про задовільний рівень комерційної вигоди проєкту реконструкції ТЕЦ-5, ТЕЦ-3 та котельні Московського району. Рентабельність виробництва в цілому по трьох новостворених енергетичних комплексах складе 29,6 %, в тому числі по ТЕЦ-5 – 29,6 %, ТЕЦ-3 – 8,7 % і по котельні Московського району – 26,3 %.

Вищевикладене свідчить про економічну доцільність реалізації проєкту сценарію впровадження розподіленої енергетики шляхом застосування когенераційних технологій на базі ТЕЦ-5, ТЕЦ-3 і котельні Московського району м. Харкова.

ВИСНОВКИ

У монографії запропоновано теоретико-методичні положення та надано науково-практичні рекомендації щодо забезпечення декарбонізації електроенергетики України шляхом розвитку високоефективної розподіленої когенерації. У процесі дослідження було одержано ряд взаємопов'язаних наукових і практичних результатів.

Серед наукових результатів різного ступеня новизни можна навести такі:

1. Обґрунтовано концептуальні засади декарбонізації енергетики України як ключового сектора скорочення викидів двооксиду вуглецю в промисловості країни, модернізація якого повинна ґрунтуватися на впровадженні розподіленої та інтелектуальної генерації, постачанні та споживанні.
2. Запропоновано методичний підхід до оцінки прогресивності електроенергетичного циклу країни, який враховує такі критерії його прогресивності, як: доступність, забезпеченість, ефективність, дієвість, динамічність, диверсифікованість і відкритість.
3. Розроблено методичні рекомендації з оцінки електроенергетичної безпеки країни, які враховують три компоненти: сировинну, виробничу та екологічну складові, і сґрунтуються на принципах сталого розвитку: сировинної забезпеченості, енергоефективності й екологічності.
4. Уточнено сутність поняття «розподілена енергетика» як сектора енергетики країни, об'єкти генерації якого здатні забезпечувати виробництво і постачання енергії споживачам за місцем їх розташування, що диверсифіковані за потужностями та технологіями, що використовуються.
5. Запропоновано методичний підхід до оцінки розподіленості електроенергетики в Україні, який будується на таких принци-

пах, як: близькість виробництва до споживача, маневреність виробничих потужностей, диверсифікованість потужностей за видами енергоресурсів, когенераційність виробничих потужностей.

6. Визначено сценарії декарбонізації електроенергетики України, серед яких є сценарій захоплення, утилізація або використання двооксиду вуглецю; сценарій збільшення питомої ваги атомної енергетики та відновлюваних джерел енергії; сценарій впровадження розподіленої енергетики шляхом застосування когенераційних технологій.
7. Обґрунтовано доцільність розвитку розподіленої електрогенерації на базі когенераційних технологій для забезпечення електроенергетичних і теплових потреб великого міста.

До прикладних (практичних) результатів, які отримані у роботі, слід віднести такі:

1. Глобальні проблеми людства у сфері екології та зміни клімату є надважливими і потребують невідкладних заходів з декарбонізації економіки.
2. Нинішня кліматична політика у боротьбі з глобальним потеплінням є дуже кволою. Більшість країн світу, у тому числі ЄС, закладають у міжнародні екологічні зобов'язання додатковий запас міцності, що полегшує досягнення встановлених національних цілей та оберігає їх від додаткових витрат за наднормативні викиди двооксиду вуглецю.
3. Лідером із кліматичних змін є ЄС та її країни-члени, які проводять зважену інтегровану енергетичну та кліматичну політику, що не ставить під загрозу соціально-економічне зростання.
4. Взяті міжнародні зобов'язання України є алогічними, оскільки обумовлюють висхідний прогнозний тренд викидів двооксиду вуглецю. Головною помилкою у міжнародних екологічних відносинах України є її включення до 1 групи країн за РКЗК ООН, які мають зобов'язання зі скорочення викидів двооксиду вуглецю.

Тоді як потреба покращення соціально-економічного добробуту українського суспільства вимагає зростання енергоспоживання, а отже, неминуче зростання викидів двооксиду вуглецю.

5. Концепції, плани, стратегії, ухвалені, затверджені в Україні на вимогу міжнародних зобов'язань у екологічній сфері, не є актами нормативного характеру. Відповідні розпорядчі акти спрямовані на адміністративний, а не ринковий методи управління відповідними процесами. Характерною рисою наявних нормативно-правових актів, які прямо чи опосередковано пов'язані з декарбонізацією економіки, є відсутність або декларативність механізмів досягнення поставленої мети. До того ж загальнодержавні концепції, програми та плани з декарбонізації економіки не узгоджені з регіональними програмами соціально-економічного й екологічного розвитку.
6. Ситуація в Україні з викидами в атмосферу двооксиду вуглецю за 1990–2018 р. суттєво покращилась. Але це покращення не є результатом ефективної державної політики декарбонізації економіки, а найбільшим у світі її падінням, деіндустріалізацією та результатом відповідних структурних зрушень. Деградація економіки України, зменшення в її структурі питомої ваги промисловості, в першу чергу, високоенергоємних галузей з безперервним типом виробництва, є головним чинником зменшення викидів двооксиду вуглецю в країні.
7. В Україні в аналізованому періоді відбулися структурні зрушення у споживанні електроенергії шляхом скорочення питомої ваги промисловості і її збільшення в комунально-побутовій сфері. Зменшення виробництва електроенергії в Україні було більш суттєвим, ніж зменшення потужностей з її генерації. Особливо це стосується теплової генерації. Зменшення виробництва електроенергії призвело до скорочення викидів вуглецю в країні.
8. Структурні зрушення в електроенергетиці України були неадекватні структурним зрушенням в економіці країни, що призвело

до дефіциту маневрених потужностей. Стан генеруючих потужностей електроенергетики України потребує модернізації.

9. За результатами оцінки прогресивності електроенергетичного циклу України серед 29 європейських країн можна визначити, що Україна мала одні із найгірших позицій. Середній ранг за прогресивністю електроенергетичного циклу України склав 25 в 2017 р., що було найгіршим серед досліджуваних країн, у т.ч. за доступністю електроенергії Україна посідала на 29 місце; за її забезпеченістю – 11, динамічністю розвитку – 30, ефективністю виробництва – 30, ефективністю транспортування електроенергії – 29, ефективністю споживання – 28, дієвістю потужностей – 16, технологічною диверсифікованістю виробництва – 24, ресурсною диверсифікованістю виробництва ЕЕ – 29, відкритістю ринку – 28.
10. Україна за рівнем електроенергетичної безпеки зайняла 9-те місце серед 28 досліджуваних країн – членів ЄС. Найбільшу загрозу для електроенергетичної безпеки України становлять такі часткові показники, які підлягають, в першу чергу, покращенню: відношення обсягу викидів CO_2 при спалюванні палива до обсягу ВВП; відношення споживання ППЕР при виробництві електроенергії до обсягу виробництва електроенергії; диверсифікація ППЕР при виробництві електроенергії; відношення споживання ППЕР при виробництві електроенергії на когенераційних станціях до обсягу виробництва електроенергії; відношення обсягу виробництва електроенергії до встановленої потужності.
11. Рівень розвитку розподіленої енергетики в Україні склав 0,434. Найбільше значення цього показника було зафіксовано в Львівській, Херсонській та Запорізькій областях, а найменше значення – в Дніпропетровській, Чернівецькій і Харківській областях. За частковим показником покриття попиту пропозицією найбільше значення було зафіксовано в Рівненській і Хмельницькій областях, а найбільший дефіцит – у Житомирській і Тер-

нопільській областях. За частковим показником маневреності найбільше значення було в Житомирській, Закарпатській, Тернопільській та Одеській областях. За частковим показником диверсифікації потужностей за видами ППЕР найбільше значення було в Київській і Запорізькій областях, а найменше значення – у Чернівецькій і Рівненській областях. За частковим показником питомої ваги виробництва електричної енергії на когенераційних станціях найбільше значення було в Сумській, Чернігівській і Полтавській областях, а найменше значення – в Рівненській і Запорізькій областях. За частковим показником використання встановленої потужності найбільше значення було в Рівненській, Хмельницькій і Миколаївській областях, а найменше значення – в Житомирській і Тернопільській областях.

12. Розбудову розподіленої електроенергетики в Харківській області потрібно здійснювати шляхом: а) реконструкції на ТЕЦ-5 паротурбінної когенераційної установки до рівня газотурбінної когенераційної установки потужністю 300 мВт; б) впровадження на ТЕЦ-3 парогазового циклу на основі введення сполученого з наявними паровими енергоблоками потужністю 48 мВт газового енергоблоку потужністю 92 мВт; в) введення на котельні Салтівського житлового масиву газотурбінної когенераційної установки потужністю 83 мВт з відведенням тепла в централізовану опалювану систему міста за допомогою котла-утилізатора вихідних газів турбіни.

Монографія є науковим доробком колективу дослідників Наукового дослідного центру індустріальних проблем розвитку НАН України, містить авторські пропозиції та обґрунтування щодо напрямів розвитку розподіленої електроенергетики на шляху до декарбонізації національного господарства.Практичне значення одержаних результатів полягає у використанні теоретико-прикладних положень при обґрунтуванні концепцій, стратегій і програм низьковуглецевого розвитку економіки України.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Габдулхакова Р. В., Махов А. А. Глобальные проблемы современности : учеб. пособие. Уфа : Изд-во УГНТУ, 2000. 54 с.

2. Апухтина Н. Г. Человек в эпицентре глобальных проблем современности. Челябинск : ЧГИИК, 1997. 98 с.

3. Шишков А. Стратегические риски и опции развития РФ. М. : НЭО центр // NEO. URL: www.neoconsult.ru

4. Костин А. И. Экополитология и глобалистика : учеб. пособие. М. : Аспект Пресс, 2005. 417 с.

5. Дейнека Т. А. Виклики, суперечності та ризики сучасної глобальної економіки. *Проблеми економіки.* 2017. № 2. С. 19–25.

6. Ожегов С. Н., Шведова Н. Ю. Толковый словарь русского языка. М. : Азбуковник, 1998. 944 с.

7. Воложанинова Т. В., Измайлова Д. И. Общая характеристика глобальных проблем современности. URL: https://www.sworld.com.ua/konfer33/212.pdf

8. Латов Ю. Сущность и типология глобальных проблем // Энциклопедия Кругосвет. URL: https://www.krugosvet.ru

9. Внучко С. М. Глобальні проблеми сучасності: причини виникнення та шляхи їх розвязання. *Вісник СевНТУ. Серія : політологія*. 2014. Вип. 145/2014. С. 95–99.

10. Тичер С., Мейер М., Водак Р., Веттер Е. Методы анализа текста и дискурса. Харьков : Гуманитарный центр, 2009. 356 с.

11. Горбатенко В. Римський клуб і організація трансдисциплінарних проектів з довгострокового прогнозування глобальних проблем. *Політичний менеджмент*. 2012. № 3. С. 52–64.

12. Форрестер Дж. Мировая динамика. М. : Наука, 1976. 168 с.

13. Медоуз Д. Х., Медоуз Д. Л., Рандерс Й., Беренс Ш. Пределы роста. М. : МГУ, 1991. 206 с.

14. Пестель Э. За пределами роста. М. : Прогресс, 1988. 272 с.

15. Mesavovic M., Pestel E. Manking at the Turning Point. N. Y., 1974.

16. Meadows D. H., Randers I., Meadows D. L. The Limits to Growth: The 30-Year Update. London : Earthscan, 2005. 363 p.

17. Дорожная карта к осуществлению Декларации тысячелетия ООН, сентябрь 2001. URL: https://www.un.org/ru/documents/decl_conv/declarations/summitdecl.shtml

18. Доклад о Целях в области устойчивого развития: 2018 год. Нью-Йорк : Организация Объединенных наций, 2018. 38 с.

19. Цілі розвитку тисячоліття Україна: 2000–2015 : нац. доп. Київ, 2015. 124 с.

20. Доклад о человеческом развитии в Российской Федерации за 2016 год. Цели устойчивого развития ООН и Россия / под ред. С. Н. Бобылева и Л. М. Григорьева М. : Аналитический центр при Правительстве РФ, 2016. 298 с.

21. The Global Risks Report 2019 14th Edition. Geneva : World Economic Forum, 2019. 108 p.

22. The Global Risks Report 2018 13th Edition. Geneva : World Economic Forum, 2019. 70 p.

23. The Global Risks Report 2015 10th Edition. Geneva : World Economic Forum, 2019. 66 p.

24. The Global Risks Report 2014 9th Edition. Geneva : World Economic Forum, 2019. 60 p.

25. Кислицина О. В. Глобальні проблеми та ризики сучсності. *Науковий вісник Херсонського державного університету. Серія Економічні науки*. 2014. Вип. 9-1. Ч. 4. С. 28–31.

26. Кизим М. О., Проноза П. В., Омаров Ш. А. Проблеми та цілі розвитку України у світі глобальних проблем світової спільноти. Харків : ВД «ІНЖЕК», 2010. 96 с.

27. Что было причиной конца Малого ледникового периода? // Skeptical Science. URL: https://skepticalscience.com/translation.php?a=63&l=16

28. Global Warming & Climate Change Myths // Skeptical Science. URL: https://skepticalscience.com/argument.php

29. AMS and COVID-19 // American Meteorological Society. URL: https://www.ametsoc.net/sotc2018/SOTC2018MediaSlides.pdf

30. Lindsey R. Climate Change: Atmospheric Carbon Dioxide // Climate.gov. URL: https://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-change-atmospheric-carbon-dioxide

31. CO2 PPM – Trends in Atmospheric Carbon Dioxide. URL: https://datahub.io/core/co2-ppm

32. Summary for Policymakers of IPCC Special Report on Global Warming of 1.5 °C approved by governments // The Intergovernmental Panel on Climate Change. URL: https://www.ipcc.ch/2018/10/08/summary-for-policymakers-of-ipcc-special-report-on-global-warming-of-1-5c-approved-by-governments/

33. IPCC Special report Part 1 // Intergovernmental Pannel on Climate Change. URL: https://www.ipcc.ch/srccl/

34. Half a Degree and a World Apart: The Difference in Climate Impacts Between 1.5˚C and 2˚C of Warming // *World Resources Institute.* URL: https://www.wri.org/blog/2018/10/half-degree-and-world-apart-difference-climate-impacts-between-15-c-and-2-c-warming

35. Джон Пинкстоун. Ученые объявили, что Земля вступила в «эпоху человека»: влиятельная комиссия проголосовала за то, чтобы признать начало эпохи антропоцена // Иностранная пресса о России и не только. 28 мая 2019 года. URL: https://www.inopressa.ru/article/28May2019/dailymail/antropocene.html

36. The Special Report on Global Warming of 1.5 °C // Intergovernmental Pannel on Climate Change. 2018. URL: https://www.ipcc.ch/sr15/

37. UNFCCC-25 25 Years of Effort and Achievement. Key Milestones in the Evolution of International Climate Policy // UNFCCC. URL: http://unfccc.int/timeline/#infographics

38. Рамкова конвенція Організації Об'єднаних Націй про зміну клімату // Верховна Рада України. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/main/995_044

39. Parties of UNN Climate Change // UNFCCC. URL: https://unfccc.int/process/parties-non-party-stakeholders/parties-convention-and-observer-states

40. Report of the Global Environment Facility to the Conference of the Parties. Note by the secretariat // UNFCCC. URL: https://unfccc.int/documents/28200

41. Васильцов В. С., Яшалова Н. Н. Климатическая политика в инновационной экономике: национальный и международный аспекты. *Ars Administrandi (Искусство управления)*. 2018. Т. 10, № 1. С. 38–63 URL: https://cyberleninka.ru/article/n/klimaticheskaya-politika-v-innovatsionnoy-ekonomike-natsionalnyy-i-mezhdunarodnyy-aspekty

DOI: 10.17072/2218-9173-2018-1-38-63

42. Кіотський протокол до Рамкової конвенції Організації Об'єднаних Націй про зміну клімату // Верховна Рада України. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/main/995_801

43. Гайдуцький І. П. Кіотські механізми транснаціонального інвестування сталого низьковуглецевого розвитку. *Ефективна економіка.* 2015. № 2. URL: http://www.economy.nayka.com.ua/?op=1&z=5362

44. Гайдуцький І. Паризька кліматична угода: стратегія і кон'юнктура // Дзеркало тижня. URL: https://dt.ua/internal/parizka-klimatichna-ugoda-strategiya-i-kon-yunktura-244436_.html

45. Сокирчук Н. Куди зникли «кіотські гроші»? // Главком. URL: https://glavcom.ua/economics/finances/kiotski-groshi-semerak-zbirajedo-kupi-te-shcho-rozbazariv-yanukovich-576538.html

46. Doha Amendment to the Kyoto Protocol // United Nations Treaties Collection. URL: https://treaties.un.org/Pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg_no=XXVII-7-c&chapter=27&clang=_en

47. Три сценарії позиції України щодо ратифікації другого періоду дії Кіотського протокол // Національний екологічний центр України. URL: http://necu.org.ua/try-stsenariyi-pozytsiyi-ukrainy-kioto/

48. Паризька угода від 12.12.2015 // Верховна Рада України. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/main/995_l61

49. Огляд міжнародних переговорів у Парижі // Національний екологічний центр України. URL: http://necu.org.ua/ohlyad-mizhnarodnyh-perehovoriv-u-paryzhi/

50. Огляд реалізації основних положень Кіотського протоколу // Аналітичні матеріали Укренерго. URL: https://ua.energy/mediya/galereya/

51. Трамп підтвердив план виходу США з Паризької угоди по клімату // УНІАН. URL: https://www.unian.ua/ecology/10729638-tramp-pidtverdiv-plan-vihodu-ssha-z-parizkoji-ugodi-po-klimatu.html

52. США вийдуть із Паризької кліматичної угоди через рік // Українська правда. URL: https://www.pravda.com.ua/news/2019/11/5/7231000/

53. По-простому о сложном: INDC – климатические обязательства стран // Социально-экологический Союз. URL: http://rusecounion.ru/poprostomu_INDC

54. Nationally Determined Contributions // World Bank. URL: http://spappssecext.worldbank.org/sites/indc/Pages/FAQ.aspx

55. Internation Energy Agency Statistics. URL: https://www.iea.org//statistics/

56. Climate Action Tracker Rating System. URL: https://climateactiontracker.org/countries/rating-system/

57. Climate Change Performance Index 2019. URL: https://www.climate-change-performance-index.org/

58. EUR-Lex Access to European Union law. URL: https://eur-lex.europa.eu/homepage.html

59. International Carbon Action Partnership. URL: https://icapcarbonaction.com/ru/

60. В двух словах о торговле выбросам. *Кратко о СТВ*. Октябрь 2015. № 3 / International Carbon Action Partnership. URL: https://icapcarbonaction.com/en/?option=com_attach&task=download&id=376

61. European Union: An Emissions Trading Case Study // International Emissions Trading Association. 2015. URL: https://www.ieta.org/resources/Resources/Case_Studies_Worlds_Carbon_Markets/euets_case_study_may2015.pdf

62. Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC // EUR-Lex. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32003L0087

63. EU Emissions Trading System data viewer Background note // European Environment Agency. URL: https://www.eea.europa.eu›data›download

64. Phases (trading periods) of the EU ETS // Emissions-Euets. URL: https://www.emissions-euets.com/carbon-market-glossary/878-phases-trading-periods-eu-ets

65. EU ETS Handbook // European Commission. URL: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/ets_handbook_en.pdf

66. Communication From The Commission A Clean Planet for all A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. COM/2018/773 final // EUR-Lex. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A52018DC0773

67. Directive (EU) 2018/410 of the European Parliament and of the Council of 14 March 2018 amending Directive 2003/87/EC to enhance cost-effective emission reductions and low-carbon investments // EUR-Lex. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32018L0410

68. Regulation (EU) 2018/842 of the European Parliament and of the Council of 30 May 2018 on binding annual greenhouse gas emission reductions by Member States from 2021 to 2030 contributing to climate action to meet commitments under the Paris Agreement and amending Regulation (EU) No. 525/2013 // EUR-Lex. URL: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2018/842/oj

69. Clean energy for all Europeans package // European Commission. URL: https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans

70. Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Governance of the Energy Union and Climate Action // EUR-Lex. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0001.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:FULL

71. Regulation 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity // EUR-Lex. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943

72. Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU // EUR-Lex. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944

73. Меморандум про взаєморозуміння щодо Стратегічного Енергетичного Партнерства між Україною та Європейським Союзом спільно з Європейським Співтовариством з атомної енергії (Дата підписання 24.11.2016 р.). URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984_003-16

74. Стратегія низькоковуглецевого розвитку України до 2050 року. URL: https://menr.gov.ua/files/docs/Proekt/LEDS_ua_last.pdf

75. Концепція реалізації державної політики у сфері зміни клімату на період до 2030 р. : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 07.12. 2016 № 932-р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/932-2016-р

76. Про затвердження плану заходів щодо виконання Концепції реалізації державної політики у сфері зміни клімату на період до 2030 р. : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 06.12.2017 № 878-р. URL: http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/878-2017-%D1%80

77. Державна казначейська служба України. URL: https://www.treasury.gov.ua

78. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 № 605-р. URL: http://zakon.rada.gov.ua/laws/file/text/58/f469391n10.pdf

79. Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг у 2018 р. URL: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2018.pdf

80. Про заходи з підтримки розвитку ядерної енергетики та підвищення рівня безпеки у сфері використання ядерної енергії : Указ Президента України від 04.04.2019 № 104/2019. URL: https://www.president.gov.ua/documents/1042019-26402

81. Про затвердження плану пріоритетних дій Уряду на 2019 рік : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 18.12.2018 № 1106-р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1106-2018-р

82. Положення про покладення спеціальних обов'язків на учасників ринку електричної енергії для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії : Постанова Кабінету Міністрів України від 05.06.2019 № 483. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/483-2019-п

83. Про схвалення Програми розвитку гідроенергетики України на період до 2026 року : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 13.07.2016 № 552-р. URL: http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/552-2016-р

84. Про Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 р. : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 01.10. 2014 № 902-р. URL: http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/902-2014-%D1%80

85. Про альтернативні джерела енергії : Закон України від 20.02.2003 № 555-IV. URL: http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/555-15

86. Про внесення змін до деяких законів України щодо встановлення «зеленого» тарифу : Закон України від 25.09.2008 № 601-VI. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/601-17

87. Державна цільова економічна програма енергоефективності і розвитку сфери виробництва енергоносіїв з відновлюваних джерел енергії та альтернативних видів палива на 2010–2020 роки : Постанова Кабінету Міністрів України від 01.03.2010 № 243. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/243-2010-п#n14

88. Про Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 р. : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 01.10.2014 № 902-р. URL: http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/902-2014-%D1%80

89. Про затвердження плану заходів з імплементації Директиви Європейського парламенту та Ради 2009/28/ЄС від 23 квітня 2009 р. про заохочення до використання енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії, якою вносяться, а в подальшому скасовуються зміни до Директиви 2001/77/ЄС та 2003/30/ЄС : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 03.09.2014 № 791-р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/791-2014-р

90. Податковий кодекс України від 02.12.2010 № 2755-VI. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2755-17

91. Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу : Закон України від 05.04.2005 № 2509-IV. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2509-15

92. Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 08.11.2017 № 796-р. URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art_id=245255506

93. Концепція реалізації державної політики у сфері теплопостачання : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 № 569-р. URL: http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/569-2017-%D1%80

94. Перелік схем теплопостачання населених пунктів та регіональних програм модернізації систем теплопостачання // Міністерство розвитку громад та територій України. URL: www.minregion.gov.ua/napryamki-diyalnosti/zhkh/teplo-vodopostachannya-ta-vodovidvedennya/perelik-shem-teplopostachannya-naselenih-punktiv-ta-regionalnih-program-modernizatsiyi-sistem-teplopostachannya/perelik-shem-teplopostachannya-naselenih-punktiv-ta-regionalnih-program-modernizatsiyi-sistem-teplopostachannya/

95. Про комерційний облік теплової енергії та водопостачання : Закон України від 22.06.2017 № 2119-VIII. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2119-19

96. Концепція реалізації державної політики у сфері промислового забруднення : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 22.05.2019 № 402-р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/402-2019-р

97. Про схвалення Національної транспортної стратегіїі України на період до 2030 року : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 30.05.2018 № 430-р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/430-2018-р

98. Про Національний план дій з енергоефективності на період до 2020 р. : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 25.11.2015 № 1228. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1228-2015-р#n11

99. ДБН В.2.6-31:2016 «Теплова ізоляція будівель». URL: http://dbn.at.ua/dbn/DBN_V.2.6-31-2016_Teplova_izolyatsiya_budively.pdf

100. Фонд енергоефективності. URL: https://saee.gov.ua/sites/default/files/docs/1_Zubko.pdf

101. Про запровадження нових інвестиційних можливостей, гарантування прав та законних інтересів суб'єктів підприємницької діяльності для проведення масштабної енергомодернізації : Закон України від 09.04.2015 № 327-VIII. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/327-19

102. Про енергетичну ефективність будівель : Закон України від 22.06.2017 № 2118-VIII. URL: http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/2118-19

103. Про Фонд енергоефективності : Закон України від 08.06.2017 № 2095-VIII. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2095-19

104. Про енергетичну ефективність : Проєкт Закону України // Міністерство розвитку громад та територій України. URL: http://www.minregion.gov.ua/base-law/reg-politics/proekti-regulyatornih-aktiv-dlya-obgovorennya-ta-analizi-regulyatornogo-vplivu/proekt-zakonu-ukrayini-pro-energetichnu-efektivnist-3/

105. Про затвердження Порядку проведення сертифікації енергетичної ефективності : Наказ Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 11.07.2018 № 172. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0825-18

106. Про затвердження Методики визначення енергетичної ефективності будівель : Наказ Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 11.07.2018 № 169. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0822-18

107. Про затвердження Методики визначення економічно доцільного рівня енергетичної ефективності будівель : Наказ Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 11.07.2018 №170. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0823-18

108. Про затвердження Методики обстеження інженерних систем будівлі : Наказ Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 11.07.2018 № 173. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0826-18

109. «Теплі кредити»: чи варто державі продовжувати витрачати кошти на програму // Економічна правда. URL: https://www.epravda.com.ua/publications/2019/11/6/653367/?utm_source=traqli&utm_medium=email&utm_campaign=357&tqid=iaC1dSZ5CUUBzv1pMz4PWF00ZPIxZ.Gb0fUh6qY

110. Урядова програма «Теплі кредити» // Держенергоефективності. URL: http://saee.gov.ua/uk/consumers/derzh-pidtrymka-energozabespechenya

111. Про затвердження Регламенту Кабінету Міністрів України : Постанова Кабінету Міністрів від 18.07.2007 № 950. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/950-2007-п

112. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. Схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 24.07. 2013 р. № 1071-р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/n0002120-13

113. Про Основні засади (стратегію) державної екологічної політики України на період до 2030 року : Закон України від 28.02. 2019 № 2697-VIII. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2697-19

114. Про затвердження базового нормативу відрахування частки прибутку, що спрямовується на виплату дивідендів за результатами фінансово-господарської діяльності у 2018 році господарських товариств, у статутному капіталі яких є корпоративні права держави : Постанова Кабінету Міністрів України від 24.04.2019 № 364. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/364-2019-п

115. Митний кодекс України від 13.03.2012 № 4495-VI. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/4495-17

116. Про енергозбереження : Закон України від 01.07.1994 № 74/94-ВР. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/74/94-ВР

117. Про програми підвищення енергоефективності та зменшення споживання енергоресурсів : Розпорядження Кабінету Міністрів від 17.12.2008 № 1567-р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1567-2008-р

118. Про теплопостачання : Закон України від 02.06.2005 № 2633-IV. URL: http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2633-15

119. Довкілля України : ст. зб. за 2018 рік // Державна служба статистики України. URL: http://ukrstat.gov.ua/

120. Про затвердження форми державного статистичного спостереження № 2-ТП (повітря) (річна) «Звіт про викиди забруднюючих ре-

човин і парникових газів у атмосферне повітря від стаціонарних джерел викидів» : Наказ Державної служби статистики України від 06.07.2018 № 124. URL: https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0124832-18

121. Про затвердження форми державного статистичного спостереження № 2-ТП (повітря) (річна) «Звіт про охорону атмосферного повітря» : Наказ Державної служби статистики України від 27.11.2015 № 345 URL: https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0345832-15

122. Национальный кадастр антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов в Украине за 1990–2011 гг. URL: www.seia.gov.ua>seia>doccatalog>document

123. World Bank Open Data. URL: https://data.world_bank. org

124. Огляд світового досвіду зниження обсягів антропогенних викидів парникових газів на об'єктах енергетики. URL: https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/5.-Vykydy.pdf

125. Україна і політика протидії зміні клімату: Економічний аспект. Аналітична доповідь. URL: http://razumkov.org.ua/images/Material_Conference/11_24_2016/2016_Klimat.pdf

126. Большой экономический словарь / под. ред. А. Н. Азрилияна. М. : Ин-т новой экономики. 2007. 1152 с.

127. Memedovic O., Iapadre L. Structural Change in the World Economy: Main Features and Trends. UNIDO Research and Statistics Branch, Working Paper 24/20009. 2010. URL: https://www.open.unido.org

128. Лопатников Л. Н. Экономико-математический словарь. Словарь современной экономической науки. М. : Дело, 2003. 520 с.

129. Сухарев О. С. Структурная политика в экономике России: Условия формирования. *Национальные интересы: приоритеты и безопасность*. 2014. № 3 (240). С. 2–18. URL: https://inecon.org/docs/ni0314-02.pdf

130. Шмидт Ю. И. Показатели оценки струкутрных сдвигов в аграрном секторе экономики. *Альманах современной науки и образования*. 2013. № 6 (73). С. 190–193.

131. Бутакова М. М., Соколова О. Н. Инновационная составляющая структурных преобразований в промышленности. *Известия Алтайского государственного университета.* 2005. № 2. С. 15–17.

132. Васечко Д. Ю. Механизм трансформации структуры экономики в условиях модернизации национального хозяйства. *Вестник Ростовского государственного экономического университета.* 2011. № 2. С. 9–16.

133. Геєць В., Шинкарук Л., Артемова Т. та ін. Структурні зміни та економічний розвиток України : монографія. Київ : ІЕП НАНУ, 2011. 696 с.

134. Державна служба статистики України. URL: https://ukrstat.gov.ua

135. Бицюра Ю. Структурні зрушення в економіці європейських країн. *Зовнішня торгівля: економіка, фінанси, право.* 2016. № 3. С. 59–72.

136. Аралбаева Г. Г., Афанасьев В. Н. Прогнозирование структурных сдвигов в отраслевой структуре экономики Оренбургской области на основе системы эконометрических уравнений. *Вестник Оренбургского Государственного университета.* 2011. № 13 (132). С. 23–29.

137. Шкалева Е. В., Тарасова Ю. Г. Оценка структурных сдвигов и структурных различий при проведении статистического анализа экономического развития регионов // Территориальный орган федеральной службы государственной статистики по Тульской области. URL: http://tulastat.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_ts/tulastat/resources/2877a500487736b8b4f4f4f7eaa5adf2/Шкалева,Тарасова.pdf

138. Сивелькин В. А. Кузнецова В.Е. Статистический анализ структуры социально-экономических процессов и явлений : учеб. пособие. Оренбург : ГОУ ВПО ОГУ, 2002. 99 с.

139. Акбердина В. В. Структурные изменения в экономике Свердловской области: проблемы, тенденции развития. *Экономика регионов.* 2008. № 2. С. 149–161.

140. Красильников О. Ю. Структурные сдвиги в экономике: теория и методология. Саратов : науч. кн., 1999. 74 с.

141. Елхина И. А. Структурные сдвиги и структурные различия хозяйственных систем в России. *Вестник Саратовского государственного социально-экономического университета.* 2014. № 4. С. 38–41.

142. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. Київ : Укренерго, 2018. 126 с.

143. Международное состояние и перспективы ядерной энергетики. Доклад генерального директора IAEA, 2017. 18 с. URL: https://www.iaea.org/sites/default/files/gc/gc61inf-8_rus.pdf

144. Про схвалення Програми розвитку гідроенергетики на період до 2026 року : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 13.07.2016 № 552-р. URL: http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/552-2016-%D1%80

145. Хухлындина Л. М., Чиж А. Энергетическая безопасность в системе национальной безопасности государства. *Актуальные проблемы международных отношений и глобального развития*. 2013. № 1. С. 90–99.

146. Глазов О. В. Національна безпека: сутність, ознаки, концепція та геополітичні чинники. *Наукові праці Чорноморського державного університету імені Петра Могили.* 2011. Т. 155. Вип. 143. С. 42–46.

147. Абалкин Л. И. Экономическая безопасность России: угрозы и их отражение. *Вопросы экономики.* 1994. № 12. С. 4–13.

148. Бельков О. А. Понятийно-категориальный аппарат концепции национальной безопасности. *Безопасность.* 1994. № 3. С. 91–94.

149. Иванченко В. Общность критериев экономической и государственной безопасности. *Экономист.* 1996. № 5. С. 3–14.

150. Медведев В. Проблемы экономической безопасности России. *Вопросы экономики.* 1997. № 3. С. 111–125.

151. Основы экономической безопасности (государство, регион, предприятие, личность) / под ред. В. А. Олейникова. М. : ЗАО «Бизнес-школа» «Интел-Синтез», 1997. 288 с.

152. Экономическая безопасность региона в контексте национальной экономической безопасности Российской Федерации : монография / под ред. Н. В. Фирюлиной. М. : МГУП, 2003. 471 с.

153. Власюк О. С. Теорія і практика економічної безпеки в системі науки про економіку. Київ : НІПМБ, 2008. 48 с.

154. Воропай Н. И., Сендеров С. М. Энергетическая безопасность: состояние проблемы и опыт исследований. *Современная наука.* 2014. № 2 (15). С. 18–24.

155. Харин А. Г. Илницки М. Энергетическая безопасность в научном и институциональном дискурсах в России и Польше: проблемы и решения. *Вестник Балтийского федерального университета им. И. Канта.* 2016. № 4. С. 63–70.

156. Энергетическая безопасность. Термины и определения / отв. ред. чл.-корр. РАН Воропай Н. И. М. : ИАЦ Энергия, 2005. 60 с.

157. Пахомов Н. В. Политика России в обеспечении глобальной энергетической безопасности : дис. … канд. экон. наук : 23.00.04. Москва, 2016. 228 с.

158. Кашулин Д. А. Энергетическая безопасность как исследовательская задача политической науки. *Национальная безопасность.* 2015. № 6. С. 875–885.

159. Про основи національної безпеки України : Закон України від 19.06.2003 № 964-IV. URL: http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/964-15

160. Батюк В. Еволюція концепцій міжнародної і національної безпеки // Український незалежний центр політичних досліджень. URL: http://www.ucipr.kiev.ua/publications/evoliutciia-kontceptcii-mizhnarodnoii-i-natcionalnoii-bezpeki

161. Зеркалов Д. В. Энергетическая безопасность : монография. Киев : Основа, 2012. 923 с.

162. Про засади внутрішньої і зовнішньої політики : Закон України від 08.07.2018 № 2411-VI. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2411-17

163. Про електроенергетику : Закон України від 01.01.2019 № 575/97-ВР. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80

164. Тараєвська Л. С. Складові енергетичної безпеки та критерії оцінки. *Економіка і суспільство*. 2017. № 8. С. 372–377.

165. Методичні рекомендації щодо розрахунку рівня економічної безпеки України : Наказ Міністерства економічного розвитку і торгівлі України від 29.10.2013 № 1277. URL: http://cct.com.ua/2013/29.10.2013_1277.htm

166. Про засади державної політики у сфері енергетичної безпеки України : Проєкт Закону України від 13.07.2018 № 8609. URL: http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/JH6N500A.html

167. Феденко Г. М. Формування складових енергетичної та паливної безпеки України : дис. … канд. екон. наук : 08.00.03. Харків, 2015. 260 с.

168. Енергетична безпека України // Міністерство зовнішніх справ України URL: http://www.mfa.gov.ua/mfa/ua/publication/content/57890.htm

169. Левинзон С. В. Энергобезопасность: от чего зависти, на что влияет. *Энергия: экономика, техника, экология*. 2016. № 7. С. 44–50.

170. For A European Union Energy Policy: Green Paper / Commission Of The European Communities. Brussels. 1995. URL:http://aei.pitt.edu/1185/1/energy_gp_COM_94_659.pdf

171. Энергоэффективность и энергетическая безопасность в Содружестве Независимых Государств. Женева : Европейская экономическая комиссия ООН, 2011. 124 с.

172. Вопросы энергетической безопасности // Группа Всемирного банка. Москва – Вашингтон, 2005. URL: http://esco-ecosys.narod.ru/2008_3/art56.pdf

173. Yueh L. An International Approach to Energy Security // World Economic Forum, Global Agenda Council of Energy Security. URL:

http://www.isn.ethz.ch/Digital-Library/Publications/Detail/?lang=en&id=116594

174. World Energy Trillema. A more sustainable path to development // World Energy Council. URL: http://www.jisea.org/pdfs/2014_annual_meeting_macnaughton.pdf

175. Measuring Short-Term Energy Security // International Energy Agency. URL: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Moses.pdf

176. Jewell J., Cherp A. The three perspectives on energy security: intellectual history, disciplinary roots and the potential for integration. *Opinion in Environmental Sustainability.* 2011. Vol. 3. No. 4. P. 202–212.

177. Energy Supply // Intergovernmental Pannel on Climate Change. URL: https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg3/ar4-wg3-chapter4.pdf

178. Developing an Energy Security Index Development of an Energy Security Index and an Assessment of Energy Security for East Asian Countries. URL: http://www.eria.org/Chapter%202.%20Developing%20and%20Energy% 20Security%20Index.pdf

179. Воропай Н. И., Сендеров С. М. Энергетическая безопасность: сущность, основные проблемы, методы и результаты исследований // Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса. М. : ИНП РАН, 2011. 91 с. URL: http://www.ecfor.ru/pdf.php?id=seminar/energo/z119/

180. Гафуров А. Р. Сущность категории «энергетическая безопасность» и ее место в общей структуре безопасности. *Вестник Мурманского государственного технического университета.* 2010. № 1. С. 178–182.

181. Ковалко М., Шидловський А., Кухар В. Енергетична безпека України: чинники впливу, тенденції розвитку. Київ : НАНУ, 1998. 159 с.

182. Лелюк О. В. Формування економічної безпеки України в сфері розподілу природного газу : дис. … канд. екон. наук : 08.00.03. Харків, 2014. 209 с.

183. Миколюк О. А. Теоретичні підходи до трактування поняття «енергетична безпека». *Причорноморські економічні студії.* 2016. Вип. 7. С. 129–133.

184. Сапир Ж. Энергетическая безопасность как всеобщие благо // Россия в глобальной политике. URL: http://www.globalaffairs.ru/number/n_7780

185. Шевцов А., Земляний М., Дорошкевич А. Енергетична безпека України: стратегія та механізми забезпечення / за ред. А. І. Шевцова. Дніпропетровськ : Пороги, 2002. 264 с.

186. Deutch J. Oil and Gas Energy Security Issues // National Energy Policy Institute. URL: http://nepinstitute.org/wp-content/uploads/2010/06/RFF-NEPI-Deutch-OilGas.pdf

187. Francis G. Promoting energy security through energy efficiency // World Energy Council. URL: http://www.worldenergy.org/documents/ethiopia_june_30_v_gbeddy_security.pdf

188. Lilliestam J., Patt A. Conceptualising Energy Security in the European Context // Smart Energy for European Platform. URL: http://www.sefep.eu/activities/publications-1/conceptualising%20energy%20security%20in%20Europe.pdf

189. Ang B., Choong W., Ng T. Energy security: Definitions, dimensions and indexes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* 2015. Vol. 42. P. 1077–1093. URL: https://www.deepdyve.com/lp/elsevier/energy-security-definitions-dimensions-and-indexes-0yvTUaIUnh

190. Жаворонкова Н. Г., Шпаковский Ю. Г. Энергетическая безопасность в системе национальной безопасности современной России. *Право и безопасность.* 2012. № 1 (41). С. 70–75.

191. Jewell J. The IEA model of short-term energy security (MOSES) // IEA, 2011. URL: https://www.iea.org/media/freepublications/oneoff/moses_paper.pdf

192. International Index of Energy Security Risks: Assessment Risks in A Global Energy Market // Global Energy Institute. URL: https://

www.globalenergyinstitute.org/sites/default/files/2019-10/Final2018Index.pdf

193. Developing an Energy Security Index Development of an Energy Security Index and an Assessment of Energy Security for East Asian Countries / Quantitative Assessment of Energy Security Working Group // ERIA Research Project Report. URL: http://www.eria.org/Chapter%202.%20Developing%20and%20Energy%20Security%20Index.pdf

194. Global Energy Architecture Performance Index // World Economic Forum. URL: https://www.weforum.org/reports/global-energy-architecture-performance-index-report-2017

195. Fostering Effective Energy Transition // World Economic Forum. URL: https://www.weforum.org/reports/fostering-effective-energy-transition-2019

196. World Energy Trilemma Index 2019 // World Energy Council. URL: https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-trilemma-index-2019

197. World Energy Trilemma Index // World Energy Council. URL: https://trilemma.worldenergy.org/#!/energy-index

198. Національна доповідь «Цілі сталого розвитку: Україна» // Міністерство економічного розвитку і торгівлі України. URL: http://www.un.org.ua/ua/publikatsii-ta-zvity/un-in-ukraine-publications/4203-2017-natsionalna-dopovid-tsili-staloho-rozvytku-ukraina-iaka-vyznachaie-bazovi-pokaznyky-dlia-dosiahnennia-tsilei-staloho-rozvytku-tssr

199. Земляний М., Бараннік В. Критерії оцінки та показники енергетичної безпеки. концептуальні підходи. URL: http://old.niss.gov.ua/Monitor/november08/19.htmhtml

200. Об утверждении Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь: Постановление Совета Министров от 23.12.2015 № 1084. URL: http://www.government.by/ru/solutions/2337

201. Смирнова Е. М., Сендеров С. М. Энергетическая безопасность регионов России: состояние и тенденции изменения за последние шесть лет. *Энергетическая политика*. 2018. № 1. С. 16–23.

202. Куклин А. А., Мызин А. Л., Пыхов П. А., Потанин М. М. Диагностика и механизмы повышения энергетической безопасности России. *Вестник ЗабГУ.* 2013. № 10 (101). С. 134–149.

203. Дука Г. Г., Постолатий В. М., Быкова Е. В. Аспекты проблемы энергетической безопасности Республики Молдова. *Проблемы региональной энергетики.* 2005. № 4. С. 12–18.

204. Насибов В. Х. Оценка энергетической безопасности Азербайджанской республики с учетом влияния тенденции изменения индикаторов. *Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ.* 2014. № 1. С. 25–33.

205. Великий тлумачний словник сучасної української мови: 250000 / уклад. та голов. ред. В. Т. Бусел. Київ ; Ірпінь : Перун, 2005. VIII, 1728 с.

206. Качинський А. Б. Безпека, загрози і ризик: наукові концепції та математичні методи. Київ : ІПНБ, НА СБУ. 2004. 472 с.

207. Яремчук І. Г., Мітюшкіна Х. С. Теоретичні підходи до визначення енергетичної безпеки країни. *Вісник Маріупольського державного університету.* 2011. № 2. С. 25–35.

208. Свірчевська Ю. А. Сутність енергетичної безпеки країни та чинники, що на неї впливають // Геополитика и экогеодинамика регионов. URL: http://geopolitika.cfuv.ru/wp-content/uploads/2016/11/042svirch.pdf

209. Бушуев В. В., Воропай Н. И. Энергетический фактор в структуре национальной безопасности России. *Энергетическая политика.* 2017. № 1. С. 7–17.

210. Smil V. Energy and Civilization: A History. MIT Press, 2018. 568 p.

211. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А. А. Макарова, Т. А. Митровой, В. А. Кулагина. М. : ИНЭИРАН–Московская школа управления СКОЛКОВО, 2019. 210 с.

212. Энергетическая [р]еволюция: перспективы устойчивого развития энергетического сектора Беларуси / под ред. Ю. Огаренко. Минск : ООО «Типография «Плутос», 2018. 124 с.

213. Цифровой переход в электроэнергетике России. Экспертно-аналитический доклад / под общей ред. В. Н. Книгинина, Д. В. Холкина. М. : Центр стратегических разработок, 2017. 46 с.

214. The world Alliance for Decentralized Energy. URL: http://www.localpower.org/deb-what.html

215. Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets. Paris : IEA publications, 2002. 124 p.

216. Распределенная энергетика // Министерство энергетики США (US.DOE). URL: https://www.energy.gov/oe/services/technology-development/smart-grid/distributed-energy

217. Хохлов А., Вельников Ю., Веселов Ф. и др. Распределенная энергетика в России: потенциал развития. М. : Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, 2018. 87 с.

218. Терминология МРЭ // ЗАО «АПБЭ». URL: www.bigpower-news.ru/photos0_H7exaupBxG8WfmXo3lPow7x1R2wQTRlB.doc

219. Хан С. А. Анализ мировых процессов по захоронению углекислого газа. *Георесурсы.* 2010. № 4 (36). С. 55–62.

220. Улавливание и хранение двуокиси углерода. Специальный доклад МГЭИК / ред. Б. Мегу, О. Дэвидсон. ЮНЕП, 2005. 57 с.

221. Стоимость декарбонизации: издержки в энергосистемах с большими долями ядерной и возобновляемой энергии. ОЭСР, Агентство по ядерной энергетике. 2019. 228 с.

222. Нюшлосс Дж., Ряпин И. Развитие распределенной генерации. М. : Энергетический центр Московской школы управления Сколково, 2012. 34 с.

223. Праховник А. В., Попов В. А., Ярмолюк Е. С., Кокорина М. Т. Перспективы и пути развития распределенной генерации в Украине. *Экономика, технологии, экология*. 2012. № 2. С. 7–14.

224. Манойленко А., Кравченко С. Исследование структурных сдвигов в национальной экономике как основа формирования приоритетов государственной инвестиционной политики. *Проблеми економіки.* 2015. № 2. С. 78–86.

225. Сивелькин В. А., Кузнецова В. Е. Статистический анализ структуры социально-экономических процессов и явлений : учеб. пособие. Оренбург : ГОУ ВПО ОГУ, 2002. 99 с.

226. Калінчик В. П., Скачок О. В. Оцінка та аналіз методів вирівнювання графіків навантаження виробничих систем. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2013. № 3. С. 57–63.

227. Добовий графік виробництва / споживання електроенергії // Національна енергетична компанія «Укренерго». URL: https://ua.energy/diyalnist/dyspetcherska-informatsiya/dobovyj-grafik-vyrobnytstva-spozhyvannya-e-e/

228. Коврижкин Ю. Л., Скалозубов В. И., Кочнева В. Ю. Научно-технические основы оптимизации планирования ремонтов, испытаний и контроля на АЭС с ВВЭР : монография. Чернобыль (Киев. обл.) : Ин-т безопасности АЭС, 2009. 120 с.

229. U.S. Energy Information Administration (EIA). URL: https://www.eia.dov/

230. Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity. Revision 2a, September 2013. Revision 2, November 2010. National Energy Technology Laboratory. U.S. Depatment of Energy. URL: https://www.nrc.gov/docs/ML1217/ML12170A423.pdf

231. Улавливание и хранение двуокиси углерода. Специальный доклад МГЭИК. Межправительственная группа экспертов по изменению климата. 2005. URL: https://archive.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_spm_ts_ru.pdf

232. Стоимость декарбонизации: издержки в энергосистемах с большими долями ядерной и возобновляемой энергии. Агентство по ядерной энергии. Организация экономического сотрудничества и развития. 2019. URL: https://www.rosatom.ru/upload/docs/Decarbonisation.pdf

233. Схема теплопостачання м. Харкова на 2008–2010 роки. Державне підприємство Міністерства оборони України «Харківський

проектний (науково-дослідний) інститут», 2008 // Додаток до рішення 23 сесії Харківської міської ради 5 скликання «Про затвердження Схеми теплопостачання м. Харкова на 2008–2010 роки» від 20.06.2008 № 181/08.

234. Експрес-випуск від 26.06.2018 № 175 // Держстат. Головне управління статистики у Харківській області. URL: www.kh.ukrstat.gov.ua/

235. Звітність. Узагальнена технічна характеристика об'єктів теплопостачання (технічний паспорт) за 2016 рік. URL: https://www.hts.kharkov.ua/docs/invest2018/invest_2018_kp_hts_19_21.pdf

236. Energy Transition // International Renewable Energy Agency. URL: https://www.irena.org/energytransition

237. A five-step beginner's guide to the energy transition // World Economic Forum. URL: https://www.weforum.org/agenda/2020/07/a-beginners-guide-to-the-energy-transition/

238. Blazquez J., Fuentes R., Manzanoc B. On some economic principles of the energy transition. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421520305267?via%3Dihub

DOI: 10.1016/j.enpol.2020.111807

239. Научная электронная библиотека // Монографии, изданные в издательстве Российской Академии Естествознания. URL: https://www.monographies.ru/ru/book/section?id=7725

240. Абдулаева Р. А. Развитие социальной системы. *Современные проблемы науки и образования*. 2010. № 5. URL: https://www.science-education.ru/ru/article/view?id=4527

241. Прогресс // Википедия – свободная энциклопедия. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D1%80%D0%BE%D0%B3%D1%80%D0%B5%D1%81%D1%81

242. Прогресивний // Oxford Language. URL: https://languages.oup.com/google-dictionary-ru/

243. Прогресивність // Oxford Language. URL: https://languages.oup.com/google-dictionary-ru

244. Епишкин Н. И. Исторический словарь галлицизмов русского языка. М. : Словарное изд-во ЭТС, 2010. URL: http://www.ets.ru/pg/r/dict/gall_dict.htm

245. Нисбет Р. Прогресс: история идеи. М. : ИРИСЭН, 2007. 557 с.

246. Сахаров А. Д. Нобелевская лекция «Мир. Прогресс. Права человека». 6 июня 2018 года. URL: https://www.sakharov-center.ru/article/nobelevskaa-lekcia-mir-progress-prava-celoveka

247. Euroststst DataBase. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/data/databases

ДОДАТОК А

Таблиця А.1

Структура економіки України за видами економічної діяльності і їх динаміка у 2000–2016 рр.

ВЕД	Частка ВЕД у випуску продукції, %				Різниця часток				Індекс структурного зрушення ($I_i^{\Delta t}$)			
	d_{2000}	d_{2005}	d_{2010}	d_{2016}	$d_{2005}-d_{2000}$	$d_{2010}-d_{2005}$	$d_{2016}-d_{2010}$	$d_{2016}-d_{2000}$	$I_i^{2000-2005}$	$I_i^{2005-2010}$	$I_i^{2010-2016}$	$I_i^{2000-2016}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Сільське, лісове та рибне господарство	14,03	9,15	8,17	12,96	-4,87	-0,99	4,79	-1,07	-0,35	-0,11	0,59	-0,08
Добування кам'яного та бурого вугілля	2,67	1,68	1,81	0,84	-1,00	0,14	-0,97	-1,83	-0,37	0,08	-0,53	-0,68
Добування сирої нафти та природного газу	1,76	0,88	0,73	1,84	-0,87	-0,16	1,12	0,09	-0,50	-0,18	1,54	0,05
Добування металевих руд, інших корисних копалин та розроблення кар'єрів; надання допоміжних послуг у сфері добувної промисловості та розроблення кар'єрів	1,59	1,84	2,39	2,33	0,25	0,55	-0,06	0,74	0,16	0,30	-0,03	0,46
Виробництво харчових продуктів; напоїв та тютюнових виробів	11,31	11,62	8,27	9,77	0,31	-3,35	1,51	-1,53	0,03	-0,29	0,18	-0,14
Текстильне виробництво, виробництво одягу, шкіри та інших матеріалів	1,94	1,58	0,75	0,52	-0,35	-0,84	-0,23	-1,42	-0,18	-0,53	-0,31	-0,73

Продовження табл. А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Оброблення деревини та виробництво виробів з деревини; целюлозно-паперове виробництво; видавнича діяльність	1,58	2,14	1,76	2,30	0,56	-0,38	0,54	0,72	0,36	-0,18	0,31	0,45
Виробництво коксу та коксопродуктів	0,97	1,30	1,20	0,66	0,32	-0,10	-0,54	-0,32	0,33	-0,08	-0,45	-0,33
Виробництво продуктів нафтоперероблення	3,49	4,35	2,13	0,72	0,86	-2,22	-1,41	-2,77	0,25	-0,51	-0,66	-0,79
Хімічна та нафтохімічна промисловість	3,55	4,07	2,87	2,95	0,52	-1,20	0,08	-0,60	0,15	-0,29	0,03	-0,17
Виробництво іншої неметалевої мінеральної продукції	1,30	1,73	1,34	1,46	0,43	-0,39	0,12	0,16	0,33	-0,23	0,09	0,12
Металургійне виробництво та виробництво готових металевих виробів	10,26	10,24	9,36	7,00	-0,02	-0,89	-2,36	-3,26	0,00	-0,09	-0,25	-0,32
Машинобудування	5,83	7,15	5,49	2,85	1,33	-1,66	-2,64	-2,97	0,23	-0,23	-0,48	-0,51
Інші галузі промисловості	1,29	0,95	0,85	1,09	-0,34	-0,11	0,24	-0,20	-0,26	-0,11	0,29	-0,16
Постачання електроенергії, газу, пари та кондиційованого повітря	5,82	3,20	4,07	4,79	-2,62	0,88	0,71	-1,03	-0,45	0,27	0,18	-0,18
Водопостачання; каналізація, поводження з відходами	0,90	0,60	0,65	0,61	-0,29	0,04	-0,04	-0,29	-0,33	0,07	-0,06	-0,32
Будівництво	3,84	4,08	4,14	4,75	0,24	0,06	0,61	0,91	0,06	0,01	0,15	0,24
Оптова та роздрібна торгівля; ремонт автотранспортних засобів і мотоциклів	6,94	8,77	12,29	12,75	1,83	3,52	0,46	5,81	0,26	0,40	0,04	0,84
Транспорт, складське господарство	6,65	6,13	6,95	6,65	-0,52	0,82	-0,30	-0,01	-0,08	0,13	-0,04	0,00

Закінчення табл. А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Діяльність пошти та зв'язку	1,63	2,18	1,82	1,18	0,54	-0,36	-0,64	-0,45	0,33	-0,16	-0,35	-0,28
Тимчасове розміщування й організація харчування	0,50	0,63	0,95	0,65	0,12	0,32	-0,30	0,14	0,25	0,51	-0,32	0,28
Фінансова та страхова діяльність	1,33	2,62	3,99	2,13	1,28	1,37	-1,86	0,79	0,96	0,53	-0,47	0,60
Операції з нерухомим майном	1,57	2,40	3,82	4,11	0,82	1,43	0,29	2,54	0,52	0,59	0,08	1,62
Оренда машин та устаткування; прокат побутових виробів і предметів особистого вжитку; Діяльність у сферах права, бухгалтерського обліку, інжинірингу; надання послуг підприємцям	0,96	1,62	2,72	3,43	0,66	1,10	0,71	2,48	0,69	0,68	0,26	2,59
Комп'ютерне програмування, консультування та надання інформаційних послуг	0,19	0,29	0,61	2,08	0,10	0,33	1,46	1,89	0,52	1,14	2,40	10,01
Наукові дослідження та розробки	0,67	0,51	0,47	0,41	-0,16	-0,03	-0,06	-0,26	-0,24	-0,06	-0,13	-0,38
Державне управління й оборона; обов'язкове соціальне страхування	2,34	2,59	3,05	3,60	0,24	0,47	0,55	1,26	0,10	0,18	0,18	0,54
Освіта	2,44	2,58	3,51	2,62	0,14	0,93	-0,89	0,18	0,06	0,36	-0,25	0,07
Охорона здоров'я та надання соціальної допомоги	1,95	2,02	2,69	1,96	0,07	0,67	-0,73	0,01	0,03	0,33	-0,27	0,00
Мистецтво, спорт, розваги та відпочинок	0,46	0,75	0,78	0,46	0,29	0,02	-0,32	-0,01	0,62	0,03	-0,41	-0,01
Надання інших видів послуг	0,22	0,35	0,38	0,53	0,12	0,03	0,15	0,30	0,55	0,09	0,39	1,35

Джерело: авторські розрахунки

Таблиця А.2

Розрахунок інтегрального коефіцієнта структурного зрушення за рахунок ВЕД в економіці України у 2000–2016 рр.

ВЕД	Різниця часток				Сума часток			
	$d_{2005}-d_{2000}$	$d_{2010}-d_{2005}$	$d_{2016}-d_{2010}$	$d_{2016}-d_{2000}$	$d_{2000}+d_{2005}$	$d_{2005}+d_{2000}$	$d_{2010}+d_{2016}$	$d_{2016}+d_{2000}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Сільське, лісове та рибне господарство	-4,87	-0,99	4,79	-1,07	23,18	17,32	21,13	26,99
Добування кам'яного та бурого вугілля	-1,00	0,14	-0,97	-1,83	4,35	3,49	2,65	3,52
Добування сирої нафти та природного газу	-0,87	-0,16	1,12	0,09	2,64	1,61	2,57	3,60
Добування металевих руд, інших корисних копалин та розроблення кар'єрів; надання допоміжних послуг у сфері добувної промисловості та розроблення кар'єрів	0,25	0,55	-0,06	0,74	3,44	4,24	4,73	3,93
Виробництво харчових продуктів; напоїв та тютюнових виробів	0,31	-3,35	1,51	-1,53	22,93	19,89	18,04	21,08
Текстильне виробництво, виробництво одягу, шкіри та інших матеріалів	-0,35	-0,84	-0,23	-1,42	3,52	2,33	1,26	2,46
Оброблення деревини та виробництво виробів з деревини; целюлозно-паперове виробництво; видавнича діяльність	0,56	-0,38	0,54	0,72	3,72	3,90	4,05	3,87

Продовження табл. А.2

ВЕД	Квадрат різниці часток, $(d_i^{t2} - d_i^{t1})$				Квадрат суми часток, $(d_i^{t2} + d_i^{t1})$			
	d_{2005}-d_{2000}	d_{2010}-d_{2005}	d_{2016}-d_{2010}	d_{2016}-d_{2000}	d_{2000}+d_{2005}	d_{2005}+d_{2000}	d_{2010}+d_{2016}	d_{2016}+d_{2000}
1	10	11	12	13	14	15	16	17
Сільське, лісове та рибне господарство	23,763	0,976	22,989	1,140	537,382	299,948	446,303	728,372
Добування кам'яного та бурого вугілля	0,993	0,018	0,938	3,346	18,902	12,159	7,046	12,356
Добування сирої нафти та природного газу	0,763	0,024	1,244	0,007	6,963	2,589	6,594	12,944
Добування металевих руд, інших корисних копалин та розроблення кар'єрів; надання допоміжних послуг у сфері добувної промисловості та розроблення кар'єрів	0,063	0,303	0,004	0,545	11,822	17,972	22,346	15,415
Виробництво харчових продуктів; напоїв та тютюнових виробів	0,098	11,244	2,268	2,355	525,582	395,416	325,368	444,302
Текстильне виробництво, виробництво одягу, шкіри та інших матеріалів	0,126	0,702	0,052	2,019	12,413	5,433	1,599	6,036
Оброблення деревини та виробництво виробів з деревини; целюлозно-паперове виробництво; видавнича діяльність	0,316	0,148	0,292	0,515	13,823	15,174	16,405	15,000

Продовження табл. А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Виробництво коксу та коксопродуктів	0,32	-0,10	-0,54	-0,32	2,27	2,49	1,85	1,63
Виробництво продуктів нафтоперероблення	0,86	-2,22	-1,41	-2,77	7,83	6,48	2,85	4,21
Хімічна та нафтохімічна промисловість	0,52	-1,20	0,08	-0,60	7,62	6,94	5,82	6,50
Виробництво іншої неметалевої мінеральної продукції	0,43	-0,39	0,12	0,16	3,03	3,07	2,80	2,76
Металургійне виробництво та виробництво готових металевих виробів	-0,02	-0,89	-2,36	-3,26	20,50	19,60	16,35	17,26
Машинобудування	1,33	-1,66	-2,64	-2,97	12,98	12,64	8,35	8,68
Інші галузі промисловості	-0,34	-0,11	0,24	-0,20	2,24	1,80	1,94	2,38
Постачання електроенергії, газу, пари та кондиційованого повітря	-2,62	0,88	0,71	-1,03	9,02	7,27	8,86	10,61
Водопостачання; каналізація, поводження з відходами	-0,29	0,04	-0,04	-0,29	1,50	1,25	1,25	1,50
Будівництво	0,24	0,06	0,61	0,91	7,93	8,22	8,89	8,59
Оптова та роздрібна торгівля; ремонт автотранспортних засобів і мотоциклів	1,83	3,52	0,46	5,81	15,71	21,06	25,05	19,70
Транспорт, складське господарство	-0,52	0,82	-0,30	-0,01	12,79	13,09	13,60	13,30
Діяльність пошти та зв'язку	0,54	-0,36	-0,64	-0,45	3,81	4,00	3,00	2,81
Тимчасове розміщування й організація харчування	0,12	0,32	-0,30	0,14	1,13	1,57	1,59	1,15
Фінансова та страхова діяльність	1,28	1,37	-1,86	0,79	3,95	6,61	6,12	3,46

Продовження табл. А.2

1	10	11	12	13	14	15	116	17
Виробництво коксу та коксопродуктів	0,103	0,010	0,292	0,100	5,149	6,214	3,440	2,661
Виробництво продуктів нафтоперероблення	0,742	4,923	1,983	7,647	61,377	41,954	8,125	17,703
Хімічна та нафтохімічна промисловість	0,271	1,442	0,006	0,360	58,090	48,187	33,886	42,265
Виробництво іншої неметалевої мінеральної продукції	0,186	0,153	0,014	0,025	9,186	9,429	7,827	7,606
Металургійне виробництво та виробництво готових металевих виробів	0,000	0,783	5,576	10,646	420,362	384,210	267,482	297,782
Машинобудування	1,759	2,754	6,966	8,836	168,418	159,877	69,648	75,323
Інші галузі промисловості	0,113	0,011	0,059	0,040	5,039	3,244	3,753	5,668
Постачання електроенергії, газу, пари та кондиційованого повітря	6,871	0,769	0,510	1,061	81,296	52,883	78,560	112,523
Водопостачання; каналізація, поводження з відходами	0,087	0,002	0,002	0,084	2,250	1,562	1,571	2,261
Будівництво	0,057	0,004	0,372	0,824	62,813	67,622	79,074	73,867
Оптова та роздрібна торгівля; ремонт автотранспортних засобів і мотоциклів	3,338	12,390	0,215	33,766	246,953	443,595	627,278	388,034
Транспорт, складське господарство	0,269	0,665	0,092	0,000	163,538	171,219	184,883	176,898
Діяльність пошти та зв'язку	0,297	0,128	0,409	0,204	14,504	15,967	8,996	7,907
Тимчасове розміщування й організація харчування	0,015	0,102	0,090	0,020	1,275	2,472	2,530	1,317
Фінансова та страхова діяльність	1,646	1,890	3,471	0,632	15,590	43,642	37,430	11,973

Продовження табл. А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Операції з нерухомим майном	0,82	1,43	0,29	2,54	3,97	6,22	7,94	5,69
Оренда машин та устаткування; прокат побутових виробів і предметів особистого вжитку; Діяльність у сферах права, бухгалтерського обліку, інжинірингу; надання послуг підприємцям	0,66	1,10	0,71	2,48	2,58	4,34	6,15	4,39
Комп'ютерне програмування, консультування та надання інформаційних послуг	0,10	0,33	1,46	1,89	0,47	0,90	2,69	2,26
Наукові дослідження та розробки	-0,16	-0,03	-0,06	-0,26	1,17	0,98	0,89	1,08
Державне управління й оборона; обов'язкове соціальне страхування	0,24	0,47	0,55	1,26	4,93	5,64	6,65	5,94
Освіта	0,14	0,93	-0,89	0,18	5,03	6,10	6,14	5,07
Охорона здоров'я та надання соціальної допомоги	0,07	0,67	-0,73	0,01	3,97	4,71	4,66	3,92
Мистецтво, спорт, розваги та відпочинок	0,29	0,02	-0,32	-0,01	1,22	1,53	1,23	0,92
Надання інших видів послуг	0,12	0,03	0,15	0,30	0,57	0,73	0,91	0,75
Сума								
$\frac{(d_i^{t2} - d_i^{t1})^2}{(d_i^{t2} + d_i^{t1})^2}$								
$K_i^{\Delta t}$								

Закінчення табл. А.2

1	10	11	12	13	14	15	116	17
Операції з нерухомим майном	0,679	2,031	0,087	6,471	15,732	38,633	62,968	32,331
Оренда машин та устаткування; прокат побутових виробів і предметів особистого вжитку; Діяльність у сферах права, бухгалтерського обліку, інжинірингу; надання послуг підприємцям	0,440	1,211	0,506	6,128	6,647	18,855	37,875	19,274
Комп'ютерне програмування, консультування та надання інформаційних послуг	0,009	0,106	2,146	3,562	0,225	0,804	7,218	5,126
Наукові дослідження та розробки	0,027	0,001	0,004	0,066	1,378	0,958	0,784	1,167
Державне управління й оборона; обов'язкове соціальне страхування	0,059	0,217	0,300	1,581	24,315	31,818	44,284	35,342
Освіта	0,020	0,863	0,791	0,033	25,289	37,193	37,675	25,687
Охорона здоров'я та надання соціальної допомоги	0,004	0,454	0,533	0,000	15,797	22,216	21,684	15,349
Мистецтво, спорт, розваги та відпочинок	0,083	0,001	0,101	0,000	1,480	2,334	1,521	0,850
Надання інших видів послуг	0,015	0,001	0,022	0,092	0,327	0,528	0,822	0,566
Сума	43,212	44,323	52,333	92,104	2533,9	2354,1	24554,0	2593,9
$\frac{(d_i^{t2}-d_i^{t1})^2}{(d_i^{t2}+d_i^{t1})^2}$					0,0171	0,0188	0,0213	0,0355
$K_i^{\Delta t}$					0,1306	0,1372	0,1460	0,1884

Джерело: авторські розрахунки

Додаток Б

Таблиця Б.1

Розрахунок порогових значень індикаторів (середнє значення по ЄС-28) у 2000–2017 рр.

Індикатор	Рік						Порогове значення
	2000	2005	2010	2015	2016	2017	
Відношення імпорту ППЕР до споживання ППЕР	0,7289	0,7985	0,8230	0,8954	0,8934	0,9123	0,8419
Диверсифікація ППЕР при виробництві електроенергії (індекс Герфіндаля – Гіршмана)	0,2118	0,1934	0,1578	0,1557	0,1378	0,1351	0,1653
Відношення споживання ППЕР при виробництві електроенергії до об'єму виробництва електроенергії	0,1774	0,1679	0,1548	0,1517	0,1468	0,1453	0,1573
Відношення об'єму виробництва електроенергії до кінцевого споживання електроенергії	1,1531	1,1473	1,1425	1,1447	1,1399	1,1448	1,1454
Відношення об'єму виробництва електроенергії до встановленої потужності	0,5567	0,5566	0,4832	0,4174	0,4171	0,4139	0,4742
Відношення споживання ППЕР при виробництві електроенергії на когенераційних станціях до об'єму виробництва електроенергії	0,4866	0,5910	0,6253	0,5801	0,5915	0,5868	0,5769
Відношення об'єму викидів CO_2 при спалюванні палива до об'єму ВВП	0,4578	0,2945	0,2317	0,2129	0,2123	0,2046	0,2690
Відношення об'єму викидів CO_2 при спалюванні палива до чисельності населення	0,0084	0,0086	0,0078	0,0069	0,0069	0,0069	0,0076
Відношення об'єму викидів CO_2 при спалюванні палива до площі території	0,9616	1,0033	0,9293	0,8262	0,8291	0,8374	0,8978

Джерело: авторські розрахунки

Таблиця Б.2

Вихідні дані для розрахунку індикаторів електроенергетичної безпеки країн у 2000–2017 рр. [247]

Показник / Країна	Споживання ППЕР при виробництві електроенергії, тис. т н. е.		Споживання ППЕР при виробництві електричної енергії на електростанціях, тис. т н. е.		Споживання ППЕР при виробництві електроенергії на когенераційних станціях, ГВт·год		Імпорт ППЕР, тис. т н. е		Об'єм виробництва електричної енергії, ГВт·год	
	2000 р.	2017 р.	2000 р.	2017 р.	2000 р.	2017 р.	2000 р.	2017 р.	2000 р.	2017 р.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Австрія	29 210	34 424	6 199	6 707	18 906	30 599	22 154	32 003	61 257	71 324
Бельгія	59 438	56 630	18 498	15 593	13 286	30 224	75 723	83 715	84 012	86 608
Болгарія	18 638	18 898	8 602	9 633	26 145	15 725	11 308	13 312	40 924	45 613
Велика Британія	233 262	185 465	75 538	52 812	44 485	53 172	89 377	140 570	377 069	338 336
Греція	27 742	24 231	11 276	7 561	8 317	27 223	25 964	38 191	53 843	55 266
Данія	19 496	18 208	876	1 345	85 213	51 073	14 572	16 055	36 053	31 039
Естонія	4 734	5 764	1 891	2 586	6 371	6 075	1 946	2 534	8 513	12 903
Ірландія	14 369	14 654	4 827	4 499	1 433	3 510	13 818	12 304	23 977	30 870
Іспанія	124 521	131 147	42 498	46 431	38 432	48 471	109 075	134 732	224 468	275 726
Італія	174 540	159 513	43 556	31 335	118 978	281 247	174 381	157 930	276 642	295 830
Кіпр	2 424	2 561	890	1 051	0	99	2 579	2 711	3 370	5 004
Латвія	3 864	4 551	243	390	6 024	8 735	2 708	4 174	4 136	7 531

Продовження табл. Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Литва	7 204	7 372	84	310	37 685	6 043	8 051	14 789	11 425	4 187
Люксембург	3 656	4 338	128	232	789	1 283	3 726	4 305	1 166	2 235
Мальта	809	829	498	297	0	20	1 471	3 179	1 917	1 645
Нідерланди	78 279	78 285	8 387	12 279	124 171	104 869	127 208	204 404	89 631	117 260
Німеччина	342 434	322 184	123 485	92 944	93 558	333 828	235 368	267 891	576 543	653 737
Польща	89 226	105 080	431	2 440	422 810	418 572	29 727	57 919	145 184	170 465
Португалія	25 378	23 990	6 695	8 170	11 400	18 947	24 029	27 815	43 764	59 432
Румунія	36 757	33 445	5 848	9 460	87 294	35 097	11 052	13 692	51 934	64 296
Словаччина	17 731	17 248	5 403	1 602	21 384	58 521	15 244	16 431	31 158	27 738
Словенія	6 448	6 781	1 705	1 882	13 423	14 653	4 118	6 444	13 624	16 326
Угорщина	25 231	26 679	3 948	4 375	67 310	39 351	16 379	24 123	35 191	32 871
Фінляндія	32 659	33 917	8 693	7 934	65 124	64 668	23 689	24 640	69 976	67 522
Франція	256 051	255 967	122 307	122 237	51 325	68 673	163 036	156 840	539 954	562 143
Хорватія	8 444	8 866	1 316	917	6 237	10 317	5 965	8 212	11 281	11 984
Чеська Республіка	41 276	43 432	13 256	9 585	71 084	133 746	17 844	23 888	73 466	87 050
Швеція	47 708	50 466	21 664	23 493	37 071	66 159	31 604	35 277	145 266	164 250
Україна	133 868	89 196	38 398	35 284	60 651	73 692	64 876	35 059	171 445	155 415

Продовження табл. Б.2

Показник / Країна	Встановлена потужність електростанцій, ГВт·год		Кінцеве споживання електроенергії, ГВт·год		Викиди CO_2 при спалюванні палива, тис. т		ВВП, млн дол. США		Населення, осіб		Площа території, км^2	
	2000 р.	2017 р.	2000 р.	2017 р.	2000 р.	2017 р.	2000 р.	2017 р.	2000 р.	2017 р.	2000 р.	2017 р.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Австрія	140 351	196 462	52 553	65 286	61 585	62 479	196 799,8	416 836,0	8 011 566	8 797 566	82 580	82 523
Бельгія	123 661	175 504	79 166	83 579	139 064	125 980	237 904,9	494 901,7	10 251 250	11 375 158	30 280	30 280
Болгарія	87 394	85 603	25 491	31 400	43 405	45 777	13 153,0	58 221,0	8 170 172	7 075 947	110 630	108 560
Велика Британія	618 050	815 783	340 297	307 914	562 987	403 209	1 648 269,0	2 637 866,3	58 892 514	66 058 859	241 930	241 930
Греція	85 967	153 152	44 982	55 614	103 573	77 119	130 133,8	203 085,6	10 805 808	10 754 679	128 900	128 900
Данія	97 099	113 247	32 988	32 238	57 525	35 483	164 158,8	329 865,5	5 339 616	5 764 980	42 430	41 990
Естонія	22 075	19 924	5 421	7 721	17 441	24 436	5 685,8	26 611,7	1 396 985	1 317 384	42 390	43 470
Ірландія	37 122	82 707	20 400	25 968	43 384	39 378	99 853,0	331 430,0	3 805 174	4 807 388	68 890	68 890
Іспанія	425 121	818 675	194 709	241 869	309 557	299 861	595 402,6	1 314 314,2	40 567 864	46 593 236	499 000	499 564
Італія	595 321	900 673	279 319	301 881	435 161	346 251	1 141 760,0	1 946 570,3	56 942 108	60 536 709	294 110	294 140
Кіпр	7 789	14 074	3 017	4 547	7 976	8 309	9 985,8	22 141,9	943 290	1 179 680	9 240	9 240
Латвія	16 493	23 188	4 484	6 485	6 946	8 011	7 937,8	30 463,3	2 367 550	1 942 248	62 196	62 180
Литва	45 065	26 222	6 959	10 958	10 885	12 153	11 539,2	47 544,5	3 499 536	2 828 403	62 680	62 642

Закінчення табл. Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Люксембург	9 596	13 378	5 775	6 394	9 037	10 317	21 263,5	62 316,4	436 300	596 336	2 430	2 430
Мальта	4 494	5 574	1 567	2 332	4 747	9 372	4 306,2	12 748,8	390 087	467 999	320	320
Нідерланди	166 053	266 599	98 592	111 445	218 441	205 938	416 442,8	830 572,6	15 925 513	17 131 296	33 760	33 690
Німеччина	937 281	1 699 081	501 411	531 324	849 490	762 617	1 949 953,9	3 693 204,3	82 211 508	82 657 002	348 950	349 360
Польща	240 927	337 827	108 818	146 425	299 375	315 406	171 886,1	526 371,0	38 258 629	37 974 826	306 290	306 190
Португалія	85 999	165 038	38 939	47 661	61 992	57 835	118 358,5	219 308,1	10 289 898	10 300 300	91 500	91 606
Румунія	132 609	185 859	41 300	48 861	88 462	72 625	37 253,3	211 406,9	22 442 971	19 587 491	229 710	230 080
Словаччина	58 767	60 478	22 501	27 016	37 237	32 820	29 114,9	95 617,7	5 388 720	5 439 232	48 100	48 080
Словенія	20 609	28 528	10 663	13 623	13 998	13 545	20 342,2	48 455,9	1 988 925	2 066 388	20 140	20 142
Угорщина	65 295	69 836	30 859	39 641	55 465	47 851	47 310,6	139 761,1	10 210 971	9 787 966	89 620	90 530
Фінляндія	128 194	135 337	76 468	82 275	59 729	45 356	125 539,9	252 301,8	5 176 209	5 508 214	304 590	303 910
Франція	902 860	1 049 367	410 393	443 493	381 875	321 390	1 362 248,9	2 586 285,4	60 912 500	66 865 144	547 567	547 557
Хорватія	16 391	39 277	12 212	16 425	17 712	17 079	21 774,3	55 201,4	4 468 302	4 124 531	55 910	55 960
Чеська Республіка	120 807	175 551	52 292	59 061	124 004	103 003	61 649,5	215 913,5	10 255 063	10 594 438	77 270	77 220
Швеція	265 880	313 767	131 136	130 459	57 932	45 936	260 158,7	535 607,4	8 872 109	10 057 698	410 340	407 310
Україна	411 356	415 783	124 099	121 369	338 966	184 955	31 261,5	112 190,4	49 175 848	44 831 135	579 350	579 290

Таблиця Б.3

Вихідні данні і розрахунок індикатора індексу Херфіндаля – Хіршмана країн у 2000–2017 рр. [247]

Вид ППЕР / Країна	Частка використання ППЕР на виробництво електричної енергії							
	Тверде паливо		Нафта та нафтопродукти		Природний газ		Ядерне паливо	
	2000 р.	2017 р.	2000 р.	2017 р.	2000 р.	2017 р.	2000 р.	2017 р.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Австрія	0,1846	0,0966	0,0598	0,0273	0,2298	0,2431	0	0
Бельгія	0,1661	0,0270	0,0083	0,0020	0,1612	0,2025	0,6371	0,6183
Болгарія	0,4516	0,5161	0,0158	0,0150	0,0743	0,0545	0,4367	0,3618
Велика Британія	0,3654	0,1014	0,0163	0,0087	0,3177	0,3880	0,2775	0,2651
Греція	0,6840	0,4650	0,1736	0,1441	0,1072	0,2643	0	0
Данія	0,4472	0,2521	0,1653	0,0132	0,2575	0,0770	0	0
Естонія	0,9229	0,8562	0,0048	0,0056	0,0712	0,0037	0	0
Ірландія	0,3243	0,2036	0,2355	0,0081	0,4136	0,5676	0	0
Іспанія	0,4103	0,2210	0,0991	0,0644	0,0592	0,1975	0,3536	0,3009
Італія	0,1325	0,1430	0,3576	0,0753	0,3526	0,4518	0	0
Кіпр	0	0	1,0000	0,9616	0	0	0	0
Латвія	0	0,0010	0,1156	0,0001	0,5441	0,3502	0	0
Литва	0	0	0,0605	0,0300	0,2190	0,3460	0,7116	0
Люксембург	0	0	0,0103	0,0010	0,6103	0,3748	0	0

Продовження табл. Б.3

Вид ППЕР / Країна	Частка використання ППЕР на виробництво електричної енергії				Індекс Херфіндаля – Хіршмана	
	Гідроенергія		Відновлювані джерела			
	2000 р.	2017 р.	2000 р.	2017 р.	2000 р.	2017 р.
1	10	11	12	13	14	15
Австрія	0,4699	0,3726	0,0558	0,2603	0,2577	0,1976
Бельгія	0,0020	0,0013	0,0253	0,1489	0,4564	0,4389
Болгарія	0,0213	0,0223	0,0003	0,0302	0,3800	0,3815
Велика Британія	0,0055	0,0089	0,0175	0,2278	0,2542	0,2093
Греція	0,0266	0,0344	0,0086	0,0921	0,5173	0,2609
Данія	0,0003	0,0003	0,1297	0,6574	0,2516	0,5073
Естонія	0,0002	0,0007	0,0009	0,1337	0,8744	0,7746
Ірландія	0,0165	0,0140	0,0101	0,2067	0,2839	0,3877
Іспанія	0,0535	0,0321	0,0243	0,1841	0,2513	0,0981
Італія	0,0717	0,0563	0,0855	0,2736	0,2079	0,2484
Кіпр	0	0	0	0,0384	1,0000	0,9364
Латвія	0,3397	0,3302	0,0005	0,3184	0,4116	0,2854
Литва	0,0089	0,0746	0	0,5494	0,5726	0,4157
Люксембург	0,0977	0,0399	0,2817	0,5843	0,4580	0,4851

Продовження табл. Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Мальта	0	0	1,0000	0,1730	0	0,7764	0
Нідерланди	0,2951	0,3214	0,0353	0,0128	0,5506	0,4604	0,0538
Німеччина	0,5260	0,4613	0,0108	0,0098	0,0847	0,1333	0,3339
Польща	0,9722	0,8604	0,0119	0,0103	0,0082	0,0469	0
Португалія	0,4250	0,3369	0,2362	0,0261	0,1536	0,3481	0
Румунія	0,4156	0,3621	0,1294	0,0163	0,2541	0,2103	0,1054
Словаччина	0,2338	0,1537	0,0042	0,0337	0,1160	0,0662	0,5903
Словенія	0,4248	0,3492	0,0044	0,0012	0,0206	0,0297	0,4295
Угорщина	0,2964	0,1751	0,1091	0,0030	0,2065	0,1927	0,3802
Фінляндія	0,1721	0,1334	0,0131	0,0102	0,1463	0,0537	0,4399
Франція	0,0601	0,0287	0,0099	0,0130	0,0238	0,0520	0,8489
Хорватія	0,1931	0,1777	0,2386	0,0262	0,2682	0,3852	0
Чеська Республіка	0,7509	0,5482	0,0107	0,0022	0,0359	0,0373	0,1816
Швеція	0,0226	0,0129	0,0114	0,0026	0,0087	0,0035	0,5981
Україна	0,3271	0,3371	0,0073	0,0129	0,1857	0,0759	0,4577

Закінчення табл. Б.3

1	10	11	12	13	14	15
Мальта	0	0	0	0,0506	1,0000	0,6570
Нідерланди	0,0007	0,0002	0,0647	0,1675	0,3769	0,3026
Німеччина	0,0143	0,0143	0,0303	0,2187	0,3743	0,2436
Польща	0,0050	0,0057	0,0028	0,0767	0,9532	0,7722
Португалія	0,1277	0,0528	0,0576	0,2361	0,2037	0,2262
Румунія	0,0952	0,1002	0,0003	0,0774	0,1950	0,1487
Словаччина	0,0551	0,0564	0,0006	0,0861	0,4049	0,3849
Словенія	0,1153	0,1070	0,0054	0,0344	0,3500	0,3302
Угорщина	0,0016	0,0024	0,0063	0,1004	0,2153	0,3169
Фінляндія	0,0956	0,1011	0,1329	0,2727	0,1907	0,2192
Франція	0,0452	0,0337	0,0121	0,0582	0,7511	0,6948
Хорватія	0,3000	0,2565	0,0001	0,1544	0,1653	0,1886
Чеська Республіка	0,0078	0,0077	0,0131	0,0697	0,6174	0,4040
Швеція	0,2734	0,1927	0,0859	0,2258	0,4318	0,3852
Україна	0,0222	0,0186	0	0,0103	0,3120	0,4016

Таблиця Б.4

Нормовані значення індикаторів електроенергетичної безпеки країн у 2000–2017 рр.

Індикатор / Країна	Відношення імпорту ППЕР до споживання ППЕР				Диверсифікація ППЕР при виробництві електроенергії (індекс Герфіндаля – Гіршмана)				Відношення споживання ППЕР при виробництві електроенергії до об'єму виробництва електроенергії			
	2000 р.		2017 р.		2000 р.		2017 р.		2000 р.		2017 р.	
	Значення	Ранг	Значення	Ранг	Значення	Ранг	Значення	Ранг	Значення	Ранг	Значення	Ранг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Австрія	1,1100	17	0,9056	17	0,6105	10	0,7961	4	1,5546	6	1,6729	7
Бельгія	0,6609	27	0,5695	25	0,3447	20	0,3584	22	0,7145	24	0,8738	23
Болгарія	1,3877	7	1,1952	8	0,4140	16	0,4124	15	0,7484	22	0,7449	27
Велика Британія	2,1973	3	1,1108	10	0,6190	9	0,7516	5	0,7853	19	1,0078	21
Греція	0,8996	20	0,5342	26	0,3041	22	0,6030	10	0,7512	21	1,1498	15
Данія	1,1264	16	0,9548	13	0,6252	8	0,3101	24	6,4777	3	3,6318	2
Естонія	2,0479	4	1,9155	3	0,1799	26	0,2031	28	0,7082	25	0,7851	25
Ірландія	0,8755	22	1,0027	12	0,5541	11	0,4058	18	0,7815	20	1,0794	19
Іспанія	0,9612	19	0,8195	22	0,6261	7	1,6032	1	0,8309	18	0,9342	22
Італія	0,8427	23	0,8504	20	0,7567	5	0,6334	9	0,9992	15	1,4852	10
Кіпр	0,7915	25	0,7953	23	0,1573	28	0,1680	29	0,5957	29	0,7492	26
Латвія	1,2014	13	0,9180	15	0,3822	18	0,5512	11	2,6800	4	3,0410	3
Литва	0,7534	26	0,4197	27	0,2748	23	0,3785	21	21,4496	2	2,1234	5

Продовження табл. Б.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Люксембург	0,8263	24	0,8482	21	0,3435	21	0,3243	23	1,4371	7	1,5173	8
Мальта	0,4630	29	0,2196	29	0,1573	28	0,2395	25	0,6059	28	0,8722	24
Нідерланди	0,5181	28	0,3224	28	0,4174	15	0,5199	12	1,6813	5	1,5024	9
Німеччина	1,2249	12	1,0126	11	0,4203	14	0,6458	8	0,7345	23	1,1065	17
Польща	2,5270	2	1,5275	5	0,1650	27	0,2037	27	53,0200	1	10,9889	1
Португалія	0,8892	21	0,7261	24	0,7722	4	0,6954	7	1,0284	14	1,1445	16
Румунія	2,8000	1	2,0565	2	0,8067	3	1,0579	2	1,3972	9	1,0692	20
Словаччина	0,9793	18	0,8838	19	0,3886	17	0,4087	16	0,9072	16	2,7243	4
Словенія	1,3184	9	0,8859	18	0,4495	13	0,4764	14	1,2568	12	1,3651	12
Угорщина	1,2969	10	0,9311	14	0,7306	6	0,4964	13	1,4022	8	1,1820	14
Фінляндія	1,1607	15	1,1589	9	0,8252	2	0,7178	6	1,2664	11	1,3389	13
Франція	1,3223	8	1,3740	6	0,2094	25	0,2264	26	0,6945	27	0,7235	28
Хорватія	1,1917	14	0,9090	16	0,9514	1	0,8340	3	1,3489	10	2,0559	6
Чеська Республіка	1,9475	5	1,5307	4	0,2548	24	0,3894	20	0,8718	17	1,4288	11
Швеція	1,2709	11	1,2044	7	0,3644	19	0,4084	17	1,0549	13	1,0999	18
Україна	1,7373	6	2,1420	1	0,5043	12	0,3917	19	0,7024	26	0,6929	29

Продовження табл. Б.4

Індикатор / Країна	Відношення об'єму виробництва електроенергії до кінцевого споживання електроенергії				Відношення об'єму виробництва електроенергії до встановленої потужності				Відношення споживання ППЕР при виробництві електроенергії на когенераційних станціях до об'єму виробництва електроенергії			
	2000 р.		2017 р.		2000 р.		2017 р.		2000 р.		2017 р.	
	Значення	Ранг	Значення	Ранг	Значення	Ранг	Значення	Ранг	Значення	Ранг	Значення	Ранг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Австрія	1,0177	14	0,9538	17	0,9205	20	0,7656	17	0,5350	18	0,7436	19
Бельгія	0,9265	23	0,9047	19	1,4328	2	1,0407	9	0,2741	23	0,6049	21
Болгарія	1,4017	2	1,2683	3	0,9876	18	1,1237	4	1,1074	14	0,5976	22
Велика Британія	0,9674	20	0,9593	16	1,2867	7	0,8747	13	0,2045	25	0,2724	25
Греція	1,0451	12	0,8676	21	1,3209	5	0,7610	18	0,2678	24	0,8538	16
Данія	0,9542	22	0,8406	23	0,7831	26	0,5780	27	4,0970	3	2,8522	3
Естонія	1,3711	3	1,4591	1	0,8133	25	1,3658	1	1,2973	11	0,8162	18
Ірландія	1,0262	13	1,0379	11	1,3622	4	0,7872	16	0,1036	27	0,1971	27
Іспанія	1,0065	15	0,9953	14	1,1135	16	0,7103	22	0,2968	21	0,3047	24
Італія	0,8647	24	0,8556	22	0,9800	19	0,6927	23	0,7455	16	1,6480	9
Кіпр	0,9752	19	0,9610	15	0,9124	21	0,7499	20	0,0000	28	0,0342	28
Латвія	0,8053	26	1,0140	13	0,5289	28	0,6850	24	2,5248	6	2,0105	7
Литва	1,4334	1	0,3336	28	0,5347	27	0,3368	29	5,7176	1	2,5017	5

Продовження табл. Б.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Люксембург	0,1763	29	0,3052	29	0,2563	29	0,3523	28	1,1729	13	0,9952	13
Мальта	1,0681	11	0,6157	27	0,8996	22	0,6222	26	0,0000	28	0,0214	29
Нідерланди	0,7937	28	0,9186	18	1,1384	13	0,9276	12	2,4014	7	1,5502	11
Німеччина	1,0039	16	1,0742	9	1,2973	6	0,8114	14	0,2813	22	0,8852	15
Польща	1,1649	7	1,0164	12	1,2709	9	1,0642	6	5,0481	2	4,2563	1
Португалія	0,9813	18	1,0887	8	1,0732	17	0,7595	19	0,4515	19	0,5526	23
Румунія	1,0979	10	1,1489	4	0,8259	24	0,7296	21	2,9136	5	0,9462	14
Словаччина	1,2090	5	0,8964	20	1,1182	15	0,9673	11	1,1897	12	3,6571	2
Словенія	1,1155	9	1,0464	10	1,3942	3	1,2069	2	1,7079	8	1,5557	10
Угорщина	0,9956	17	0,7240	24	1,1366	14	0,9927	10	3,3155	4	2,0751	6
Фінляндія	0,7990	27	0,7165	25	1,1512	12	1,0522	7	1,6132	10	1,6601	8
Франція	1,1487	8	1,1067	6	1,2613	10	1,1298	3	0,1648	26	0,2118	26
Хорватія	0,8065	25	0,6370	26	1,4515	1	0,6434	25	0,9583	15	1,4924	12
Чеська Республіка	1,2266	4	1,2868	2	1,2825	8	1,0458	8	1,6772	9	2,6632	4
Швеція	0,9672	21	1,0992	7	1,1522	11	1,1040	5	0,4423	20	0,6982	20
Україна	1,2062	6	1,1180	5	0,8790	23	0,7883	15	0,6132	17	0,8219	17

Продовження табл. Б.4

Індикатор / Країна	Відношення об'єму викидів CO_2 при спалюванні палива до об'єму ВВП				Відношення об'єму викидів CO_2 при спалюванні палива до чисельності населення				Відношення об'єму викидів CO_2 при спалюванні палива до площі території			
	2000 р.		2017 р.		2000 р.		2017 р.		2000 р.		2017 р.	
	Значення	Ранг	Значення	Ранг	Значення	Ранг	Значення	Ранг	Значення	Ранг	Значення	Ранг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Австрія	0,8596	3	1,7946	5	0,9848	15	1,0660	18	1,2039	16	1,1859	18
Бельгія	0,4602	14	1,0567	13	0,5580	27	0,6835	25	0,1955	27	0,2158	26
Болгарія	0,0815	28	0,3421	27	1,4249	5	1,1702	15	2,2884	7	2,1292	8
Велика Британія	0,7875	4	1,7597	6	0,7919	18	1,2403	12	0,3858	24	0,5387	24
Греція	0,3380	16	0,7083	23	0,7898	19	1,0557	19	1,1174	18	1,5007	13
Данія	0,7676	5	2,5006	2	0,7027	21	1,2299	13	0,6622	21	1,0625	19
Естонія	0,0877	27	0,2929	28	0,6063	26	0,4081	28	2,1821	8	1,5972	10
Ірландія	0,6191	8	2,2639	3	0,6640	22	0,9242	20	1,4257	12	1,5707	11
Іспанія	0,5174	11	1,1790	11	0,9921	13	1,1763	14	1,4473	11	1,4958	14
Італія	0,7057	6	1,5122	8	0,9906	14	1,3235	10	0,6068	22	0,7627	22
Кіпр	0,3368	17	0,7168	22	0,8953	17	1,0748	17	1,0401	19	0,9984	20
Латвія	0,3074	19	1,0228	15	2,5802	1	1,8354	2	8,0390	1	6,9687	2
Литва	0,2851	20	1,0523	14	2,4338	2	1,7619	5	5,1700	3	4,6279	4
Люксембург	0,6329	7	1,6246	7	0,3655	29	0,4376	27	0,2414	26	0,2115	27

Закінчення табл. Б.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Мальта	0,2440	21	0,3659	26	0,6221	25	0,3780	29	0,0605	29	0,0307	29
Нідерланди	0,5128	13	1,0848	12	0,5519	28	0,6297	26	0,1388	28	0,1469	28
Німеччина	0,6174	9	1,3026	10	0,7326	20	0,8205	23	0,3688	25	0,4113	25
Польща	0,1544	24	0,4489	25	0,9674	16	0,9115	22	0,9186	20	0,8716	21
Португалія	0,5136	12	1,0200	16	1,2566	7	1,3482	9	1,3252	13	1,4221	15
Румунія	0,1133	26	0,7830	21	1,9206	3	2,0417	1	2,3314	6	2,8444	6
Словаччина	0,2103	23	0,7837	20	1,0955	11	1,2546	11	1,1598	17	1,3153	17
Словенія	0,3909	15	0,9622	17	1,0756	12	1,1549	16	1,2917	14	1,3351	16
Угорщина	0,2294	22	0,7856	19	1,3937	6	1,5485	8	1,4507	10	1,6986	9
Фінляндія	0,5654	10	1,4963	9	0,6560	23	0,9194	21	4,5785	4	6,0159	3
Франція	0,9595	2	2,1646	4	1,2075	8	1,5750	7	1,2874	15	1,5296	12
Хорватія	0,3307	18	0,8694	18	1,9098	4	1,8282	4	2,8341	5	2,9418	5
Чеська Республіка	0,1337	25	0,5638	24	0,6261	24	0,7786	24	0,5595	23	0,6731	23
Швеція	1,2079	1	3,1363	1	1,1594	9	1,6575	6	6,3595	2	7,9610	1
Україна	0,0248	29	0,1632	29	1,0983	10	1,8349	3	1,5345	9	2,8121	7

Джерело: авторські розрахунки

ДОДАТОК В

Таблиця В.1

Динаміка виробництва електричної енергії за областями України у 2010–2017 рр., млн кВт·год [134; 142]

Область	Рік							
	2010	2011	2012	2013	2014[1]	2015[1]	2016[1]	2017[1]
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Україна	*188828,0*	*194946,8*	*198877,7*	*194377,3*	*182815,4*	*163682,3*	*164573,2*	*157126,5*
АРК	*842,0*	*912,8*	*1229,9*	*1182,3*				
Дніпровська ЕС	*65423,4*	*65282,8*	*66084,0*	*66191,5*	*62596,7*	*53770,6*	*50077,9*	*51532,7*
Дніпровська	12902,6	14466,8	15026,1	13792,2	12542,4	5303,6	9231,0	5621,0
Запорізька	50797,7	49294,9	49474,0	50355,3	48794,0	47705,9	39688,0	44649,0
Кіровоградська	1723,1	1521,1	1583,9	2044,0	1260,3	761,1	1158,9	1262,7
Західна ЕС	*25363,5*	*28991,1*	*30940,1*	*29259,8*	*31154,7*	*32213,5*	*29681,1*	*32702,0*
Волинська	111,0	115,9	95,5	81,5	61,4	54,4	63,3	
Закарпатська	157,3	118,4	122,3	138,9	125,4	131,7	145,8	119,7
Івано-Франківська	6365,3	9001,7	9913,1	10155,3	10260,6	10038,7	8901,1	9333,2
Львівська	1770,4	2086,4	2756,9	2593,0	2323,3	2929,0	3017,5	3407,8
Рівненська	16959,5	17668,7	18052,3	16291,1	18384,0	19059,7	17553,4	19841,3
Південна ЕС	*20360,6*	*19608,4*	*19902,6*	*16388,0*	*21895,0*	*17871,1*	*19863,2*	*20368,3*
Миколаївська	18435,7	18007,5	18155,6	14167,5	20186,7	16527,0	18127,9	18565,2
Одеська	166,4	147,8	262,7	423,8	413,7	464,0	449,2	376,9

Закінчення табл. В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Херсонська	1758,5	1453,1	1484,3	1796,7	1294,6	880,1	1286,1	1426,2
Центральна ЕС	*14811,3*	*15354,9*	*15631,1*	*13844,3*	*12131,9*	*10007,4*	*10900,4*	*9061,5*
Житомирська	17,0	17,2	16,2	20,6	23,1	19,1	15,2	3,0
Київська	11787,0	12325,1	12740,2	10696,7	9470,8	7735,8	8296,7	6387,5
Чернігівська	1106,5	1127,8	970,4	976,4	932,4	819,6	959,9	916,5
Черкаська	1900,8	1884,8	1904,3	2150,6	1705,6	1432,9	1628,6	1754,5
Південно-Західна ЕС	*18758,0*	*19457,8*	*19508,6*	*22254,4*	*18059,8*	*20921,0*	*21158,5*	*20772,5*
Тернопільська	85,1	85,8	82,7	67,3	89,9	41,6	36,3	14,5
Хмельницька	13173,3	14585,4	13800,3	14681,7	11047,7	13552,4	15066,5	13461,0
Вінницька	3959,5	3719,5	4741,2	6117,2	5587,4	5470,6	4263,4	5308,3
Чернівецька	1540,1	1067,1	884,4	1388,2	1334,8	1856,4	1792,3	1988,7
Північна ЕС	*9984,3*	*10667,6*	*10587,2*	*10796,5*	*8199,4*	*4050,8*	*5469,3*	*3868,1*
Сумська	434,9	437,5	370,9	482,8	376,0	276,1	346,0	244,8
Харківська	8333,8	8964,8	9216,7	9248,2	6928,9	2925,3	4272,5	2844,9
Полтавська	1215,6	1265,3	999,6	1065,5	894,5	849,4	850,8	778,4
Донбаська ЕС	*33194,8*	*34583,1*	*34961,4*	*34399,3*	*28777,9*	*24847,9*	*27422,8*	*18821,4*
Луганська	6763,2	5964,7	6489,4	6145,3	6033,4	3099,2	3750,7	2835,1
Донецька	26431,6	28618,4	28472,0	28254,0	22744,5	21748,7	23672,1	15986,3

Примітка: [1] – без урахування тимчасово окупованої території Автономної Республіки Крим і м. Севастополя та частини зони проведення АТО

Таблиця В.2

Динаміка споживання електричної енергії за областями України у 2010–2017 рр., млн кВт·год [134; 142]

Область	Рік							
	2010	2011	2012	2013	2014[1]	2015[1]	2016[1]	2017[1]
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Україна	*145857,8*	*142744,9*	*140376,2*	*134163,9*	*117798,7*	*112762,3*	*127652,7*	*129165,1*
АРК	*4624,7*	*4608,6*	*4562,8*	*4301,2*				
Дніпровська ЕС	*38981,8*	*38672,4*	*38908,7*	*36632,1*	*36664,6*	*34490,6*	*39285,1*	*39186,3*
Дніпровська	27077,6	26943,6	27422,3	25344,8	25356,7	23710,5	26218,7	25759,1
Запорізька	8767,7	8566,0	8150,0	7938,2	7998,5	7607,9	9995,5	10365,4
Кіровоградська	3136,5	3162,8	3336,3	3349,1	3309,5	3172,2	3070,9	3061,9
Західна ЕС	*15057,7*	*15042,6*	*14424,1*	*13629,0*	*13217,4*	*12908,1*	*14511,7*	*15326,5*
Волинська	1642,8	1633,8	1591,9	1536,3	1538,9	1453,6	1633,7	1632,3
Закарпатська	1638,5	1639,4	1600,2	1582,5	1541,0	1494,3	1588,8	1597,4
Івано-Франківська	2966,3	2959,6	2728,8	2344,8	2134,4	2173,4	3097,4	3645,3
Львівська	4712,0	4729,2	4608,2	4453,8	4298,8	4159,1	4662,7	4835,5
Рівненська	4098,1	4080,7	3895,0	3711,5	3704,3	3627,7	3529,2	3616,1
Південна ЕС	*9701,9*	*9729,1*	*9646,5*	*9100,0*	*8887,6*	*8887,7*	*11044,8*	*10827,3*
Миколаївська	2834,9	2815,8	2755,7	2662,3	2548,0	2531,3	4141,6	4082,5
Одеська	4792,2	4838,3	4803,4	4516,8	4504,5	4602,3	5035,4	4771,8
Херсонська	2074,8	2074,9	2087,4	1921,0	1835,1	1754,1	1867,8	1973,0

Закінчення табл. В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Центральна ЕС	*17764,2*	*17815,5*	*17844,1*	*18051,7*	*17143,9*	*16089,9*	*19045,6*	*18969,6*
Житомирська	2482,1	2496,3	2424,0	2377,0	2339,5	2203,1	2269,1	2271,1
Київська	10360,2	10402,7	10658,8	10830,7	10245,0	9694,5	11948,5	11981,2
Чернігівська	1774,1	1779,7	1775,4	1770,4	1725,3	1634,8	1763,7	1752,9
Черкаська	3147,7	3136,8	2985,9	3073,6	2834,1	2557,6	3064,4	2964,3
Південно-Західна ЕС	*8520,9*	*8556,2*	*8484,5*	*8181,7*	*11671,9*	*11248,8*	*11442,5*	*14325,6*
Тернопільська	1394,2	1395,2	1404,1	1376,2	1386,5	1325,2	1350,5	1375,4
Хмельницька	2295,1	2297,0	2300,4	2204,9	2194,3	2056,8	2919,8	2952,3
Вінницька	3647,3	3684,3	3606,2	3449,2	6894,9	6789,3	6017,5	7215,4
Чернівецька	1184,2	1179,7	1173,8	1151,3	1196,2	1077,6	1154,7	2782,5
Північна ЕС	*14817,6*	*14760,0*	*14489,0*	*13834,7*	*13376,3*	*12726,2*	*13729,5*	*13783,0*
Сумська	2518,6	2510,9	2490,1	2289,9	2170,9	2017,0	2215,1	2176,6
Харківська	6736,2	6728,1	6537,8	6382,3	6143,8	5664,5	6297,8	6350,4
Полтавська	5562,8	5521,1	5461,0	5162,5	5061,6	5044,7	5216,6	5256,0
Донбаська ЕС	*36389,1*	*33560,5*	*32016,5*	*30433,6*	*16837,0*	*16410,9*	*18593,5*	*16746,8*
Луганська	12600,3	10843,6	10380,9	10315,0	5100,6	3872,2	4630,8	3890,5
Донецька	23788,8	22716,8	21635,7	20118,5	11736,4	12538,8	13962,8	12856,3

Примітка: [1] – без урахування тимчасово окупованої території Автономної Республіки Крим і м. Севастополя та частини зони проведення АТО

Таблиця В.3

Показник покриття попиту власним виробництвом (КПП) в Україні та її регіонах у 2010–2017 рр.

Область	Рік							
	2010	2011	2012	2013	2014[1]	2015[1]	2016[1]	2017[1]
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Україна	*1,295*	*1,366*	*1,417*	*1,449*	*1,552*	*1,452*	*1,289*	*1,216*
АРК	*0,182*	*0,198*	*0,270*	*0,275*				
Дніпровська ЕС	*1,678*	*1,688*	*1,698*	*1,807*	*1,707*	*1,559*	*1,275*	*1,315*
Дніпровська	0,477	0,537	0,548	0,544	0,495	0,224	0,352	0,218
Запорізька	5,794	5,755	6,070	6,343	6,100	6,271	3,971	4,308
Кіровоградська	0,549	0,481	0,475	0,610	0,381	0,240	0,377	0,412
Західна ЕС	*1,684*	*1,927*	*2,145*	*2,147*	*2,357*	*2,496*	*2,045*	*2,134*
Волинська	0,068	0,071	0,060	0,053	0,040	0,037	0,039	
Закарпатська	0,096	0,072	0,076	0,088	0,081	0,088	0,092	0,075
Івано-Франківська	2,146	3,041	3,633	4,331	4,807	4,619	2,874	2,560
Львівська	0,376	0,441	0,598	0,582	0,540	0,704	0,647	0,705
Рівненська	4,138	4,330	4,635	4,389	4,963	5,254	4,974	5,487
Південна ЕС	*2,099*	*2,015*	*2,063*	*1,801*	*2,464*	*2,011*	*1,798*	*1,881*
Миколаївська	6,503	6,395	6,588	5,322	7,923	6,529	4,377	4,548
Одеська	0,035	0,031	0,055	0,094	0,092	0,101	0,089	0,079
Херсонська	0,848	0,700	0,711	0,935	0,705	0,502	0,689	0,723

Закінчення табл. В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Центральна ЕС	*0,834*	*0,862*	*0,876*	*0,767*	*0,708*	*0,622*	*0,572*	*0,478*
Житомирська	0,007	0,007	0,007	0,009	0,010	0,009	0,007	0,001
Київська	1,138	1,185	1,195	0,988	0,924	0,798	0,694	0,533
Чернігівська	0,624	0,634	0,547	0,552	0,540	0,501	0,544	0,523
Черкаська	0,604	0,601	0,638	0,700	0,602	0,560	0,531	0,592
Південно-Західна ЕС	*2,201*	*2,274*	*2,299*	*2,720*	*1,547*	*1,860*	*1,849*	*1,450*
Тернопільська	0,061	0,061	0,059	0,049	0,065	0,031	0,027	0,011
Хмельницька	5,740	6,350	5,999	6,659	5,035	6,589	5,160	4,560
Вінницька	1,086	1,010	1,315	1,774	0,810	0,806	0,709	0,736
Чернівецька	1,301	0,905	0,753	1,206	1,116	1,723	1,552	0,715
Північна ЕС	*0,674*	*0,723*	*0,731*	*0,780*	*0,613*	*0,318*	*0,398*	*0,281*
Сумська	0,173	0,174	0,149	0,211	0,173	0,137	0,156	0,112
Харківська	1,237	1,332	1,410	1,449	1,128	0,516	0,678	0,448
Полтавська	0,219	0,229	0,183	0,206	0,177	0,168	0,163	0,148
Донбаська ЕС	*0,912*	*1,030*	*1,092*	*1,130*	*1,709*	*1,514*	*1,475*	*1,124*
Луганська	0,537	0,550	0,625	0,596	1,183	0,800	0,810	0,729
Донецька	1,111	1,260	1,316	1,404	1,938	1,735	1,695	1,243

Примітка: [1] – без урахування тимчасово окупованої території Автономної Республіки Крим і м. Севастополя та частини зони проведення АТО

Джерело: авторські розрахунки

Таблиця В.4

Діапазон потужностей енергогенеруючих станцій в Україні та її регіонах у 2017 р. [134; 142]

Регіон	Шкала потужностей, МВт									Усього
	0-4,9	5-9,9	10-49,9	50-99	100-499	500-999	1000-1999	2000-3999	4000-6000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Україна	*313,04*	*273,16*	*1195,55*	*682,50*	*4894,68*	*5690,24*	*9970,80*	*22593,00*	*6000,00*	*51639,26*
Дніпровська ЕС	*52,20*	*28,84*	*278,99*	*292,60*	*976,88*	*636,24*	*3318,80*	*6542,00*	*6000,00*	*17490,31*
Дніпровська	22,46	5,69	160,50	198,60	777,00		1765,00	2892,00		5821,25
Запорізька	5,43	11,45	71,50		199,88		1553,80	3650,00	6000,00	11492,05
Кіровоградська	24,31	11,70	46,99	94,00		636,24				813,24
Західна ЕС	*79,61*	*47,97*	*122,80*	*68,00*	*200,00*	*510,00*		*5186,00*		*6240,68*
Волинська			26,3							26,3
Закарпатська	31,07	22,19	27,00							80,27
Івано-Франківська	36,74				200,00			2351,00		2587,74
Львівська	10,10	25,78	95,80	68,00		510,00				709,68
Рівненська	1,69							2835,00		2836,69
Південна ЕС	*58,28*	*68,99*	*410,68*	*201,40*	*636,80*			*3000,00*		*4376,15*
Миколаївська	15,03	10,00	123,31	53,40	302,00			3000,00		3503,73
Одеська	13,59	9,46	218,52	68,00						309,57
Херсонська	29,67	49,53	68,85	80,00	334,80					562,85

Закінчення табл. В.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Центральна ЕС	28,17	14,50	42,00		1878,00	1450,00	1825,00			5237,67
Житомирська	5,40									5,40
Київська	10,54	6,00	30,00		955,50	1450,00	1825,00			4277,04
Чернігівська	3,74				210,00					213,74
Черкаська	8,49	8,50	12,00		712,50					741,49
Південно-Західна ЕС	*77,55*	*112,85*	*40,80*			*1674,00*	*1800,00*	*2000,00*		*5705,20*
Тернопільська	4,35	5,10								9,45
Хмельницька	21,05	10,71						2000,00		2031,76
Вінницька	50,95	97,04					1800,00			1948,00
Чернівецька	1,20		40,80			1674,00				1716,00
Північна ЕС	*10,06*		*112,75*	*63,00*	*520,00*	*1176,24*		*2265,00*		*4147,05*
Сумська	0,73		52,75		115,00					168,48
Харківська	6,16		48,00	63,00	150,00	540,00		2265,00		3072,16
Полтавська	3,17		12,00		255,00					270,17
Донбаська ЕС	*7,17*		*187,53*	*57,50*	*683,00*	*880,00*	*3027,00*	*3600,00*		*8442,20*
Луганська	4,03		50,00		563,00		1495,00			2112,03
Донецька	3,14		137,53	57,50	120,00	880,00	1532,00	3600,00		6330,17

Таблиця В.5

Показник маневреності потужності (КМЕ) в Україні та її регіонах у 2017 р.

№	ОЕС України	Потужність до 100 МВт	Потужність всього МВт	Показник маневреності енергетики
1	2	3	4	5
	Україна всього	*2464,25*	*51612,96*	*0,048*
	Дніпровська ЕС	*652,6*	*17490,3*	*0,037*
1	Дніпровська	387,3	5821,3	0,067
2	Запорізька	88,4	11492,1	0,008
3	Кіровоградська	177,0	813,2	0,218
	Західна ЕС	*318,4*	*6214,4*	*0,146*
1	Волинська	26,3	26,3	1,000
2	Закарпатська	80,3	80,3	1,000
3	Івано-Франківська	36,7	2587,7	0,014
4	Львівська	199,7	709,7	0,281
5	Рівненська	1,7	2836,7	0,001
	Південна ЕС	739,4	4376,2	0,169
1	Миколаївська	201,7	3503,7	0,058
2	Одеська	309,6	309,6	1,000
3	Херсонська	228,1	562,9	0,405
	Центральна ЕС	*84,7*	*5237,7*	*0,016*
1	Житомирська	5,4	5,4	1,000
2	Київська	46,5	4277,0	0,011
3	Чернігівська	3,7	213,7	0,017
4	Черкаська	29,0	741,5	0,039
	Південно-Західна ЕС	*231,2*	*5705,2*	*0,041*
1	Тернопільська	9,5	9,5	1,000
2	Хмельницька	31,8	2031,8	0,016
3	Вінницька	148,0	1948,0	0,076
4	Чернівецька	42,0	1716,0	0,024

Закінчення табл. В.5

1	2	3	4	5
	Північна ЕС	*185,8*	*4147,0*	*0,045*
1	Сумська	53,5	168,5	0,317
2	Харківська	117,2	3072,2	0,038
3	Полтавська	15,2	270,2	0,056
	Донбаська ЕС	*252,2*	*8442,2*	*0,030*
1	Луганська	54,0	2112,0	0,026
2	Донецька	198,2	6330,2	0,031

Джерело: авторські розрахунки на основі [134; 142]

Таблиця В.6

Частка встановленої потужності за видами ППЕР в Україні та її регіонах у 2017 р.

Регіони	Вид ППЕР				
	Вугілля й нафта	Газ	Ядерне паливо	Гідроенергія	Відновлювана енергія
1	2	3	4	5	6
Україна	*0,506*	*0,080*	*0,268*	*0,120*	*0,025*
Дніпровська ЕС	*0,482*	*0,029*	*0,331*	*0,143*	*0,015*
Дніпровська	0,858	0,071	0,000	0,067	0,005
Запорізька	0,324	0,000	0,522	0,135	0,019
Кіровоградська	0,022	0,140	0,000	0,799	0,039
Західна ЕС	*0,463*	*0,053*	*0,454*	*0,007*	*0,023*
Волинська	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Закарпатська	0,000	0,000	0,000	0,495	0,505
Івано-Франківська	0,909	0,077	0,000	0,001	0,013
Львівська	0,719	0,183	0,000	0,001	0,098
Рівненська	0,000	0,000	0,999	0,000	0,000
Південна ЕС	*0,000*	*0,043*	*0,686*	*0,149*	*0,123*
Миколаївська	0,000	0,011	0,856	0,090	0,043
Одеська	0,000	0,220	0,000	0,003	0,777
Херсонська	0,000	0,142	0,000	0,595	0,263
Центральна ЕС	*0,442*	*0,325*	*0,000*	*0,224*	*0,009*
Житомирська	0,000	0,000	0,000	0,794	0,206
Київська	0,492	0,342	0,000	0,158	0,008
Чернігівська	0,983	0,000	0,000	0,001	0,016
Черкаська	0,000	0,326	0,000	0,661	0,013
Південно-Західна ЕС	*0,316*	*0,000*	*0,351*	*0,307*	*0,027*
Тернопільська	0,000	0,000	0,000	0,918	0,082
Хмельницька	0,000	0,000	0,984	0,003	0,012
Вінницька	0,924	0,000	0,000	0,011	0,065

Закінчення табл. В.6

1	2	3	4	5	6
Чернівецька	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
Північна ЕС	*0,699*	*0,298*	*0,000*	*0,002*	*0,001*
Сумська	0,237	0,758	0,000	0,004	0,000
Харківська	0,786	0,212	0,000	0,001	0,001
Полтавська	0,000	0,988	0,000	0,011	0,001
Донбаська ЕС	*0,943*	*0,041*	*0,000*	*0,000*	*0,017*
Луганська	0,831	0,145	0,000	0,000	0,024
Донецька	0,980	0,006	0,000	0,000	0,014

Джерело: авторські розрахунки на основі [134; 142]

Таблиця В.7

Показник диверсифікації встановленої потужності за видами ППЕР в Україні та її регіонах у 2017 р.

Регіони	Квадрат часток					Індекс Херфіндаля – Хіршмана	Показник диверсифікації встановленої потужності
	Вугілля й нафта	Газ	АЕС	Гідроенергія	Відновлювана енергія		
1	2	3	4	5	6	7	8
Україна	*0,256*	*0,006*	*0,072*	*0,015*	*0,001*	*0,350*	*0,650*
Дніпровська ЕС	*0,232*	*0,001*	*0,110*	*0,020*	*0,000*	*0,363*	*0,637*
Дніпровська	0,736	0,005	0,000	0,004	0,000	0,745	0,255
Запорізька	0,105	0,000	0,273	0,018	0,000	0,396	0,604
Кіровоградська	0,000	0,020	0,000	0,638	0,002	0,659	0,341
Західна ЕС	*0,214*	*0,003*	*0,206*	*0,000*	*0,001*	*0,424*	*0,576*
Волинська	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Закарпатська	0,000	0,000	0,000	0,245	0,255	0,500	0,500
Івано-Франківська	0,825	0,006	0,000	0,000	0,000	0,832	0,168
Львівська	0,516	0,034	0,000	0,000	0,010	0,559	0,441
Рівненська	0,000	0,000	0,999	0,000	0,000	0,999	0,001
Південна ЕС	*0,000*	*0,002*	*0,470*	*0,022*	*0,015*	*0,509*	*0,491*
Миколаївська	0,000	0,000	0,733	0,008	0,002	0,743	0,257
Одеська	0,000	0,048	0,000	0,000	0,604	0,653	0,347
Херсонська	0,000	0,020	0,000	0,354	0,069	0,443	0,557
Центральна ЕС	*0,195*	*0,106*	*0,000*	*0,050*	*0,000*	*0,351*	*0,649*
Житомирська	0,000	0,000	0,000	0,630	0,042	0,673	0,327
Київська	0,242	0,117	0,000	0,025	0,000	0,384	0,616
Чернігівська	0,965	0,000	0,000	0,000	0,000	0,966	0,034
Черкаська	0,000	0,107	0,000	0,437	0,000	0,543	0,457
Південно-Західна ЕС	*0,100*	*0,000*	*0,123*	*0,094*	*0,001*	*0,318*	*0,682*

Закінчення табл. В.7

1	2	3	4	5	6	7	8
Тернопільська	0,000	0,000	0,000	0,843	0,007	0,850	0,150
Хмельницька	0,000	0,000	0,969	0,000	0,000	0,969	0,031
Вінницька	0,854	0,000	0,000	0,000	0,004	0,858	0,142
Чернівецька	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	1,000	0,000
Північна ЕС	*0,489*	*0,089*	*0,000*	*0,000*	*0,000*	*0,578*	*0,422*
Сумська	0,056	0,575	0,000	0,000	0,000	0,631	0,369
Харківська	0,618	0,045	0,000	0,000	0,000	0,663	0,337
Полтавська	0,000	0,977	0,000	0,000	0,000	0,977	0,023
Донбаська ЕС	*0,889*	*0,002*	*0,000*	*0,000*	*0,000*	*0,891*	*0,109*
Луганська	0,690	0,021	0,000	0,000	0,001	0,712	0,288
Донецька	0,960	0,000	0,000	0,000	0,000	0,960	0,040

Джерело: авторські розрахунки на основі [134; 142]

Таблиця В.8

Показник питомої ваги виробництва електричної енергії на когенераційних станціях (КВК) в Україні та її регіонах у 2017 р.

№	ОЕС України	Потужність на когенераційних станціях, МВт	Потужність всього, МВт	Показник питомої ваги виробництва електричної енергії на когенераційних станціях
1	2	3	4	5
	Україна всього	*5003,3*	*51613,0*	*0,097*
	Дніпровська ЕС	*851,6*	*17490,3*	*0,049*
1	Дніпровська	176,6	5821,3	0,030
2	Запорізька	35,0	11492,1	0,003
3	Кіровоградська	640,0	813,2	0,787
	Західна ЕС	*329,9*	*6214,4*	*0,053*
1	Волинська	0,0	26,3	0,000
2	Закарпатська	0,0	80,3	0,000
3	Івано-Франківська	200,0	2587,7	0,077
4	Львівська	129,9	709,7	0,183
5	Рівненська	0,0	2836,7	0,000
	Південна ЕС	*188,0*	*4376,2*	*0,043*
1	Миколаївська	40,0	3503,7	0,011
2	Одеська	68,0	309,6	0,220
3	Херсонська	80,0	562,9	0,142
	Центральна ЕС	*2182,0*	*5237,7*	*0,417*
1	Житомирська	0,0	5,4	0,000
2	Київська	1730,0	4277,0	0,404
3	Чернігівська	210,0	213,7	0,983
4	Черкаська	242,0	741,5	0,326
	Південно-Західна ЕС	*0,0*	*5705,2*	*0,000*
1	Тернопільська	0,0	9,5	0,000
2	Хмельницька	0,0	2031,8	0,000

Закінчення табл. В.8

1	2	3	4	5
3	Вінницька	0,0	1948,0	0,000
4	Чернівецька	0,0	1716,0	0,000
	Північна ЕС	*1010,8*	*4147,0*	*0,244*
1	Сумська	167,8	168,5	0,996
2	Харківська	588,0	3072,2	0,191
3	Полтавська	255,0	270,2	0,944
	Донбаська ЕС	*441,0*	*8442,2*	*0,052*
1	Луганська	260,0	2112,0	0,123
2	Донецька	181,0	6330,2	0,029

Джерело: авторські розрахунки на основі [134; 142]

Таблиця В.9

Показник використання встановленої потужності (КВП) в Україні та її регіонах у 2017 р.

№	ОЕС України	Потенційний об'єм виробництва електроенергії, ГВт/год	Вироблено електричної енергії, ГВт/год	Показник використання встановленої потужності
1	2	3	4	5
	Україна всього	*416921,7*	*157126,5*	*0,377*
	Дніпровська ЕС	*140532,3*	*51532,7*	*0,367*
1	Дніпровська	44316,0	5621,0	0,127
2	Запорізька	90729,1	44649,0	0,492
3	Кіровоградська	5487,3	1262,7	0,230
	Західна ЕС	*50410,3*	*32702,0*	*0,649*
1	Волинська			
2	Закарпатська	678,0	119,7	0,177
3	Івано-Франківська	20963,6	9333,2	0,445
4	Львівська	5984,0	3407,8	0,569
5	Рівненська	22784,8	19841,3	0,871
	Південна ЕС	*35864,3*	*20368,3*	*0,568*
1	Миколаївська	29478,3	18565,2	0,630
2	Одеська	2310,0	376,9	0,163
3	Херсонська	4076,0	1426,2	0,350
	Центральна ЕС	*43338,3*	*9061,5*	*0,209*
1	Житомирська	291,7	3,0	0,010
2	Київська	35533,2	6387,5	0,180
3	Чернігівська	1821,2	916,5	0,503
4	Черкаська	5692,2	1754,5	0,308
	Південно-Західна ЕС	*46696,9*	*20772,5*	*0,445*
1	Тернопільська	520,3	14,5	0,028
2	Хмельницька	16595,8	13461,0	0,811

Закінчення табл. В.9

1	2	3	4	5
3	Вінницька	15854,7	5308,3	0,335
4	Чернівецька	13726,0	1988,7	0,145
	Північна ЕС	*29068,3*	*3868,1*	*0,133*
1	Сумська	1584,7	244,8	0,154
2	Харківська	24172,3	2844,9	0,118
3	Полтавська	3311,3	778,4	0,235
	Донбаська ЕС	*70806,2*	*18821,4*	*0,266*
1	Луганська	17951,9	2835,1	0,158
2	Донецька	52854,3	15986,3	0,302

Джерело: авторські розрахунки на основі [134; 142]

ДОДАТОК Д

Таблиця Д.1

Перелік основного енергетичного обладнання Харківської ТЕЦ-5

№ за технологічною схемою	Енергетичне обладнання	Кількість одиниць
1	Паровий котел ТГМЕ-464	2
2	Парова турбіна Т-110/120-130	2
3	Електрогенератор – 120 мВт	2
4	Теплообмінник	2
5	Паровий котел ТГМП-344 А	1
6	Газова турбіна SGT6-8000H (SIEMENS) – 310 мВт	1
7	Електрогенератор – 300 мВт	1
8	Котел-утилізатор вихідних турбінних газів	1

Джерело: авторська розробка

Таблиця Д.2

Перелік основного енергетичного обладнання Харківської ТЕЦ-3

№ за технологічною схемою	Енергетичне обладнання	Кількість одиниць
1	**2**	**3**
1	Паровий котел	3
2	Парова турбіна	3
3	Електрогенератор 24 мВт	3
4	Теплообмінник	3
5	Паровий котел	1
6	Парова турбіна	1
7	Електрогенератор 12 мВт	1
8	Теплообмінник	1
9	Паровий котел	1
10	Парова турбіна	1
11	Електрогенератор 2 мВт	1

Закінчення табл. Д.2

1	2	3
12	Теплообмінник	1
13	Газова турбіна 7HA.01 (General Electric) – 92 мВт	1
14	Електрогенератор 92 мВт	1
15	Теплообмінник	1

Джерело: авторська розробка

Таблиця Д.3

Перелік основного енергетичного обладнання котельні Московського району

№ позиції за технологічною схемою	Енергетичне обладнання	Кількість одиниць
1	Водогрійний котел	7
2	Газова турбіна 9E.04 (General Electric) – 83 мВт	1
3	Електрогенератор 83 мВт	1
4	Котел-утилізатор вихідних турбінних газів	1

Джерело: авторська розробка

Наукове видання

Теоретико-прикладні аспекти декарбонізації та розвитку розподіленої електроенергетики України

Монографія

За ред. доктора економічних наук, професора
М. О. Кизима

Підписано до друку 28.05.2020 р. Формат 60 х 84/16. Папір офсетний.
Гарнітура ArnoPro. Друк цифровий. Ум. друк. арк. 20,4.
Обл.-вид. арк. 25,7. Наклад 300 прим. Зам. № 2159.

ФОП Лібуркіна Л. М.
Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи до державного реєстру видавців, виготівників і розповсюджувачів видавничої продукції
від 12.02.2003 р., серія ХК № 76
61002, м. Харків, вул. Маршала Бажанова, 28.
Надруковано у ФОП Рубашкін Д. Ю.

View publication stats