

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

На правах рукопису

КУРБАТОВА ТЕТЯНА ОЛЕКСАНДРІВНА

УДК 502.171:620.92:338.584:336.226.44 (043.5)

**НАУКОВІ ЗАСАДИ ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНОГО МЕХАНІЗМУ
УПРАВЛІННЯ РОЗВИТКОМ ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ**

Спеціальність 08.00.06 – економіка природокористування
та охорони навколишнього середовища

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата економічних наук

Науковий керівник:
Сотник Ірина Миколаївна
доктор економічних наук, професор,
професор кафедри економіки та
бізнес-адміністрування

Суми – 2016

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	4
ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИЧНІ ЗАСАДИ РОЗВИТКУ ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ.....	14
1.1 Еколого-економічні передумови розвитку відновлювальної енергетики	14
1.2 Економічні механізми стимулювання розвитку відновлювальної енергетики в розвинених країнах	27
1.3 Державне управління розвитком відновлювальної енергетики в Україні	37
Висновки до розділу 1.....	50
РОЗДІЛ 2. ФОРМУВАННЯ ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНОГО МЕХАНІЗМУ УПРАВЛІННЯ ЕКОЛОГООРІЄНТОВАНИМ РОЗВИТКОМ ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ НА ОСНОВІ СИСТЕМИ ТОРГІВЛІ «ЗЕЛЕНИМИ» СЕРТИФІКАТАМИ.....	52
2.1 Теоретико-концептуальні основи формування організаційно- економічного механізму управління екологоорієнтованим розвитком відновлювальної енергетики на основі системи торгівлі «зеленими» сертифікатами.....	52
2.2 Організаційно-економічні засади формування системи торгівлі «зеленими» сертифікатами в Україні.....	70
2.3 Науково-методичний підхід до ціноутворення на електроенергію в рамках системи торгівлі «зеленими» сертифікатами.....	85
Висновки до розділу 2.....	101
РОЗДІЛ 3. УДОСКОНАЛЕННЯ ДЕРЖАВНОГО РЕГУЛЮВАННЯ СФЕРИ ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГІКИ.....	103
3.1 Практичні аспекти оцінки вартості електроенергії в рамках системи торгівлі «зеленими» сертифікатами.....	103

3.2 Напрями застосування «зелених» сертифікатів у додаткових економічних механізмах стимулювання екологоорієнтованого розвитку відновлювальної енергетики.....	123
3.3 Удосконалення організаційно-інституційного механізму управління екологоорієнтованим розвитком відновлювальної енергетики.....	141
Висновки до розділу 3.....	152
ВИСНОВКИ.....	154
ДОДАТКИ.....	157
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	169

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АЕС – атомна електростанція

БіоЕС – біоелектростанція

ВДЕ – відновлювальні джерела енергії

ВЕ – відновлювальна енергетика

ВЕС – вітроелектростанція

ГЕС – гідроелектростанція

ЗС – «зелений» сертифікат

ЗТ – «зелений» тариф

ДП – державне підприємство

ЄБРР – Європейський Банк Реконструкції та Розвитку

ЄС – Європейський союз

ЕСУ – Енергетична стратегія України

НБУ – Національний банк України

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

МГЕС – малі гідроелектростанції

ОЕМ – організаційно-економічний механізм

ОСВ – одиниця скорочення викидів

ОРЕ – оптовий ринок електроенергії

ПДВ – податок на додану вартість

ПЕК – паливно-енергетичний комплекс

CO₂ – діоксид вуглецю

СЕС – сонячна електростанція

ТВП – тверді побутові відходи

ТЕС – теплоелектростанція

ТЕЦ – теплоелектроцентрально

DRP – дисконтований період окупності

IEA – Міжнародне енергетичне агентство

IAEA – Міжнародна агенція з атомної енергії

IRENA – Міжнародне агентство з відновлювальної енергії

IRR – внутрішня норма прибутковості

LCOE – Levelized Cost of Electricity

NPV – чистий дисконтований дохід

MIRR – модифікована внутрішня норма рентабельності

WACC – середньозважена вартість капіталу

UNIDO – Організація Об'єднаних Націй з промислового розвитку

USELF – Ukraine Sustainable Energy Lending Facility

ВСТУП

Актуальність теми дослідження. Формування високотехнологічної та конкурентоспроможної економіки значною мірою обумовлено станом паливно-енергетичного комплексу (ПЕК), який сьогодні потребує нагального реформування. Подолання кризових явищ, пов'язаних із вичерпністю запасів органічних енергоресурсів, залежністю від їх імпорту, збільшенням техногенного навантаження енергетики на навколишнє природне середовище, можливе за рахунок збільшення в енергобалансі країни частки енергії, згенерованої з відновлювальних джерел енергії (ВДЕ).

На сучасному етапі розвитку технологій відновлювальної енергетики (ВЕ) розбудова її генеруючих потужностей неможлива без підтримки з боку уряду держави. Адже, незважаючи на технологічний прогрес, результатом якого є поступове зниження витрат на генерацію «зеленої» електроенергії, сьогодні майже усі існуючі технології ВЕ є дотаційними і не можуть розвиватися у суто ринкових умовах.

Починаючи з 2009 року в Україні було впроваджено низку економічних механізмів, спрямованих на стимулювання генерації електроенергії з ВДЕ, які стали істотним поштовхом до розвитку сектору ВЕ. Однак, незважаючи на активізацію розбудови генеруючих потужностей ВЕ, частка ВДЕ у кінцевому споживанні електричної енергії залишається досить низькою, і станом на грудень 2015 року становила 1,2 %. Це говорить про недосконалість державної концепції управління розвитком ВЕ, її неспроможність забезпечити темпи та обсяги розвитку цього напрямку, необхідні для масштабного заміщення традиційних технологій енерговиробництва. Саме тому, поряд з розробкою нових технологій отримання, зберігання та передачі енергії з ВДЕ постає об'єктивна необхідність подальшого розвитку теоретичних та науково-методичних засад формування комплексного організаційно-економічного механізму (ОЕМ) управління

розвитком ВЕ з метою прискорення залучення ВДЕ до енергетичного балансу України.

Наукові засади формування різних схем економічної підтримки розвитку «зеленої» енергетики, ефективність впливу економічного інструментарію на розбудову генеруючих об'єктів ВЕ та державного управління розвитком даної галузі у цілому висвітлено у працях низки вітчизняних та зарубіжних вчених, серед яких Р. Бертолді, Г. Г. Гелетуша, Т. Джохансон, А. Є. Конеченков, К. Корі, М. Нілсон, В. Г. Потапенко, А. В. Прокіп, Т. М. Райхенбах, Г. Річ, А. О. Рожко, Т. Сандквіст, Б. Совакул, О.Ю. Стоян, С. Стунза, Г. С. Трипольська, Р. Фагіані, Д. Ф'юкет, Д. Р. Хаас, Р. Хеквурт, Т. Хулд, Д. Якобс та інші.

Проте у науковій літературі практично відсутні дослідження щодо розроблення науково-прикладних засад нових для українського ринку ВЕ важелів економічного впливу, які у вітчизняній концепції управління ВЕ можуть розглядатися як альтернатива діючим на сьогодні механізмам стимулювання розвитку ВЕ, так і застосовуватися у комбінації з ними. Невирішеність на теоретичному та методичному рівнях вищезазначених питань, їх актуальність і практична значущість для забезпечення досягнення державних цілей енергетичної політики у галузі ВЕ обумовили вибір теми дисертаційного дослідження, визначили його мету та окреслили коло завдань, що потребують вирішення.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Дисертаційна робота виконана відповідно до тематик науково-дослідних робіт Сумського державного університету, зокрема «Фундаментальні засади управління екологічно спрямованою дематеріалізацією соціально-економічних систем» (ДР № 0112U006839), де автором розроблено науково-методичний підхід до формування ОЕМ управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ; «Організаційно-економічні засади адаптації економічних систем до кліматично-ресурсних флуктуацій» (ДР № 0114U007076), де автором запропоновано методичний підхід до визначення оптимального сценарію інвестування у розвиток ВЕ; «Методологія інноваційного забезпечення сталого розвитку

підприємництва» (ДР № 0113U007871), де автором розроблено методичний підхід до оцінки вартості електроенергії з ВДЕ; «Методологія формування механізму інноваційного розвитку національної економіки на основі альтернативної енергетики» (ДР № 0115U000678), де автором розвинені теоретико-методичні основи низки економічних механізмів, спрямованих на стимулювання інвестиційної привабливості галузі ВЕ, на основі системи випуску й обігу «зелених» сертифікатів (ЗС).

Мета і завдання дослідження. Мета дисертаційної роботи полягає в удосконаленні теоретико-методичних засад формування OEM управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ.

Відповідно до мети дисертаційної роботи були поставлені такі завдання:

- дослідити теоретичні основи та еколого-економічні детермінанти розвитку ВЕ й узагальнити досвід державного управління розвитком «зеленої» енергетики у розвинених країнах світу та в Україні;
- розробити науково-методичний підхід до формування OEM управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ на основі системи торгівлі ЗС та теоретико-концептуальні засади низки стимулюючих економічних інструментів із використанням ЗС;
- розробити науково-методичний підхід до ціноутворення на електроенергію у рамках системи торгівлі ЗС;
- сформулювати науково-обґрунтовані пропозиції щодо удосконалення структури інституційного механізму управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ;
- розробити науково-методичний підхід до визначення оптимального сценарію інвестування у розвиток ВЕ.

Об'єктом дослідження є OEM управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ.

Предметом дослідження є еколого-економічні відносини, що виникають із приводу генерації, транспортування, розподілу та споживання електроенергії з ВДЕ.

Методи дослідження. Теоретико-методологічну основу дисертаційного дослідження становлять фундаментальні положення теорії державного управління та економічної теорії, а також праці вітчизняних та зарубіжних науковців щодо формування OEM управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ.

Для вирішення поставлених завдань у дисертаційній роботі була використана низка як загальнонаукових, так і специфічних методів та підходів, зокрема: абстрактно-логічний – при визначенні мети і завдань дисертаційного дослідження; аналітико-монографічний – при вивченні літературних джерел, законодавчих та нормативно-правових актів у сфері управління розвитком ВЕ; метод групування – при систематизації класифікації ВДЕ; факторний аналіз – при визначенні факторів, що впливають на розвиток ВЕ; причинно-наслідковий аналіз – при визначенні низки бар'єрів, що перешкоджають розвитку вітчизняного сектору «зеленої» енергетики; системний та комплексний підходи – при уточненні дефініції OEM управління розвитком ВЕ; статистико-економічний – у процесі збору, обробки статистичних даних та дослідження індикаторів розвитку ВЕ; метод «Levelized Cost of Electricity (LCOE)» – при розробці науково-методичного підходу до оцінки вартості електроенергії з ВДЕ.

Інформаційну базу дослідження склали законодавчі та нормативно-правові акти органів державного управління у сфері ВЕ; офіційні статистичні дані: Національної комісії, що здійснює регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), міжнародних організацій у сфері енергетики, зокрема Міжнародного енергетичного агентства (International Energy Agency, IEA), Міжнародного агентства з відновлювальної енергії (International Renewable Energy Agency, IRENA), Державної служби статистики України, профільних асоціацій, консалтингових та інжинірингових компаній у галузі ВЕ, а також наукові праці вітчизняних та зарубіжних вчених.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у вирішенні актуального науково-прикладного завдання – розробленні науково-методичних засад комплексного OEM управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ на основі системи торгівлі ЗС.

Найбільш вагомими науковими результатами дисертаційного дослідження є такі:

вперше:

– розроблено науково-методичний підхід до формування OEM управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ на основі системи торгівлі ЗС, що полягає у запровадженні на національному рівні обов’язкових квот на споживання електроенергії з ВДЕ та імплементації інструменту компенсації додаткових витрат на її генерацію у формі ЗС;

удосконалено:

– науково-методичне забезпечення застосування ЗС поза межами основної системи торгівлі ними шляхом впровадження низки відмінних від існуючих економічних механізмів з використанням таких сертифікатів, а саме: системи торгівлі кредитними ЗС, добровільної та міжнародної систем торгівлі ЗС, використання ЗС у рамках механізму Кіотського протоколу, що дозволяє здійснювати додатковий стимулюючий вплив на екологоорієнтований розвиток ВЕ;

– структурно-логічну схему інституційного механізму управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ, якою на відміну від інших передбачається створення окремого підрозділу НКРЕКП із функціями адміністрування системи торгівлі ЗС та фінансове забезпечення розвитку ВЕ через створення інвестиційного фонду;

– науково-методичний підхід до визначення оптимального сценарію інвестування у розвиток ВЕ, що на відміну від існуючих враховує рівень регіонального техногенного навантаження на навколишнє природне середовище, вартість генерації електроенергії за різними технологіями «зеленої» енергетики та

передбачає запровадження механізму безвідсоткового кредитування будівництва електростанцій на основі ВДЕ;

набув подальшого розвитку:

– науково-методичний підхід до двостадійного ціноутворення на електроенергію, який на відміну від існуючих передбачає визначення ціни електроенергії з ВДЕ за різними технологіями «зеленої» енергетики на першій стадії та встановлення ціни електроенергії для кінцевих споживачів з урахуванням обов'язкової квоти на споживання «зеленої» електроенергії на другій стадії.

Практичне значення одержаних результатів полягає у тому, що теоретичні та методичні положення, висновки і рекомендації дисертаційної роботи доведені до рівня практичних розробок та можуть бути використані для удосконалення системи управління розвитком ВЕ.

Результати дисертаційного дослідження будуть використані Комітетом Верховної Ради України з питань ПЕК, ядерної політики та ядерної безпеки при подальшому вдосконаленні норм чинного законодавства у сфері ВЕ, зокрема під час роботи з положеннями законопроекту № 3447 від 10.11.2015 р. «Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення механізму стимулювання виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії» (довідка № 04-26/24-291 від 16.05.2016 р.).

Окремі результати дисертаційної роботи були використані Державним агентством з енергоефективності та енергозбереження України для імплементації положень Директиви Європейського парламенту та Ради 2009/28/ЄС від 23 квітня 2009 р. про заохочення до використання енергії, згенерованої з ВДЕ, зокрема щодо розроблення проекту дорожніх карт розвитку ВЕ до 2020 року для забезпечення реалізації Національного плану дій із ВЕ до 2020 року, затвердженого розпорядженням Кабінету Міністрів України від 01.10.2014 р. № 902-р. Певні розробки і рекомендації, наведені у дисертаційній роботі, будуть використані при формуванні подальших пропозицій щодо вдосконалення законодавства у галузі ВЕ, зокрема науково-методичні підходи до формування

ОЕМ управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ на основі системи торгівлі ЗС; ціноутворення на електроенергію в рамках даного механізму, визначення оптимального сценарію інвестування у розвиток ВЕ (довідка № 457-01/4-16 від 02.06.2016 р.).

Запропоновані автором рекомендації щодо формування масиву техніко-економічних даних для розрахунку собівартості електроенергії з ВДЕ та науково-методичний підхід до її оцінки, впроваджено у практичну діяльність інжинірингової компанії «Рентехно», яка є одним з найбільших генеральних підрядників із будівництва об'єктів ВЕ на ринку України (акт № 12/05-01 від 12.05.2016 р.).

Матеріали дисертації (теоретичні, методичні та практичні авторські розробки) впроваджені у навчальний процес Сумського державного університету та використовуються під час викладання навчальних курсів: «Економічні основи ресурсозбереження», «Економіка природних ресурсів» та «Екологічна економіка» (акт № 3 від 16.05.2016 р.).

Особистий внесок здобувача. Дисертаційна робота є самостійно виконаною, завершеною науковою працею, в якій викладено авторський підхід до обґрунтування та розроблення теоретико-методичних засад формування OEM управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ на основі системи торгівлі ЗС, головною метою якого є збільшення частки електроенергії з ВДЕ в загальному енергетичному балансі країни. Наукові положення, висновки та рекомендації, що виносяться на захист, одержані автором самостійно. Із наукових праць, опублікованих у співавторстві, у дисертації використані лише ті ідеї та положення, які є результатами особистих досліджень автора.

Апробація результатів дисертації. Основні наукові положення і практичні результати дисертаційного дослідження доповідалися та обговорювалися на науково-практичних конференціях і форумах, зокрема: Міжнародній науково-практичній конференції «Соціально-економічні реформи в контексті інтеграційного вибору України» (Київ, 2012); VII Міжнародній конференції

студентів, аспірантів та молодих вчених «Молодь та наука: реальність і майбутнє» (Кемерово, 2012); V Міжнародній науково-практичній конференції «Економічно ефективні та екологічно чисті інноваційні технології» (Москва, 2013); II Міжнародній науково-практичній конференції «Проблеми формування та розвитку інноваційної інфраструктури» (Львів, 2013); Міжнародній конференції «Екологія. Природокористування. Економіка» (Москва, 2013); II Міжнародній науково-практичній конференції студентів, аспірантів та молодих учених «Детермінанти сучасного розвитку соціально-економічних систем в умовах глобальної нестабільності» (Чернівці, 2014); V Міжнародній науково-практичній конференції «Теорія і практика стратегічного управління розвитком галузевих і регіональних суспільних систем» (Івано-Франківськ, 2015).

Публікації. Основні результати дисертаційної роботи опубліковано в 15 друкованих працях (6 із них належать особисто автору), зокрема, 3 статті – у міжнародних наукових періодичних виданнях, які індексуються наукометричними базами Scopus та Web of Science, 2 статті – у наукових фахових виданнях України, 2 статті – у наукових виданнях інших держав, 1 підрозділ – у підручнику, 7 публікацій – у збірниках матеріалів конференцій. Загальний обсяг публікацій за темою дисертації становить 6,24 друк. арк., зокрема особисто дисертанту належить 5,16 друк. арк.

Структура та обсяг дисертації. Дисертація складається із вступу, трьох розділів, висновків, додатків та списку використаних джерел. Повний обсяг дисертаційної роботи становить 188 сторінок, зокрема основного тексту 156 сторінок. Дисертація містить 27 рисунків на 22 сторінках, 23 таблиці на 20 сторінках, 4 додатки на 12 сторінках, список використаних джерел із 163 найменувань на 20 сторінках.

РОЗДІЛ І

ТЕОРЕТИЧНІ ЗАСАДИ РОЗВИТКУ ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

1.1 Еколого-економічні передумови розвитку відновлювальної енергетики

Одним із ключових завдань державної політики будь-якої країни є забезпечення збалансованого соціально-економічного зростання, яке, у свою чергу, значною мірою залежить від стабільного та ефективного функціонування енергетичної галузі.

Сьогодні енергія є одним із найбільш цінних ресурсів для життєдіяльності людини, і світовий попит на неї зростає в геометричній прогресії. Так, за прогнозами ІЕА, глобальний попит на енергію збільшиться на 37 % до 2040 року [1]. На сучасному етапі розвитку цивілізації задоволення зростаючого попиту повинно відбуватися з урахуванням світових тенденцій щодо забезпечення сталого економічного розвитку, що обумовлює доцільність використання ВДЕ [2; 3].

ВДЕ – це енергетичні ресурси, які отримують із природних процесів, що постійно відновлюються [4]. Потенційна потреба в їх залученні до світового енергетичного балансу зумовлена низкою причин, серед яких можна виокремити такі основні:

1. Виснаження світових запасів викопних паливно-енергетичних ресурсів, за допомогою яких сьогодні, головним чином, задовольняються світові потреби в енергії. За різними оцінками, при сучасному рівні споживання, запасів органічної енергетичної сировини вистачить не більш ніж на 70-100 років [5; 6]. Такі тенденції ставлять під загрозу подальший стабільний розвиток глобальної енергетичної системи і акцентують увагу на

необхідності пошуку альтернативних технологій енерговиробництва, які дозволять зберегти запаси невідновлювальних енергетичних ресурсів для майбутніх поколінь та відкрити можливості для збільшення обсягу їх споживання поза енергетичною галуззю.

2. Залежність від імпорту органічного палива більшості країн світу [7]. Імпортна залежність від поставок вуглеводнів та схильність деяких держав-експортерів використовувати їх у якості інструменту для досягнення економічних і геополітичних результатів час від часу провокують виникнення енергетичних криз та військових конфліктів. Уникнути їх можливо лише у тому випадку, якщо кожна держава буде мати вільний доступ до необхідної їй кількості енергетичної сировини. Таким чином, вже сьогодні перед урядами держав постає об'єктивна необхідність переглянути ключові напрями зростання енергетичної незалежності, гарантом якої може стати диверсифікація енергоресурсів за рахунок освоєння потенціалу ВДЕ [8].

3. Антропогенний вплив на навколишнє природне середовище. Глобальне потепління – одна з найактуальніших екологічних проблем сучасності, вирішення якої вимагає від світової спільноти негайних дій, спрямованих на скорочення емісії парникових газів з метою зниження антропогенного впливу на зміну клімату. За даними досліджень Потсдамського інституту досліджень впливу клімату (Potsdam Institute for Climate Impact Research), прогнозується підвищення глобальної температури на 4° C до кінця поточного сторіччя, якщо не будуть здійснені серйозні зміни у політиці контролю викидів [9]. Оскільки енергетичний сектор є найбільшим емітентом парникових газів [10], заміщення традиційних технологій енерговиробництва електростанціями на основі ВДЕ є не тільки бажаним, але й необхідним для забезпечення ефективного переходу до низьковуглецевої економіки і стримування процесів глобального потепління, адже генерація енергії з ВДЕ не супроводжується викидами парникових газів (за винятком

деяких технологій біомаси) [11].

4. Зниження ризику техногенних катастроф. Наслідки великомасштабних аварій на атомних електростанціях у Чорнобилі (СРСР, 1986 р.), Фукусімі (Японія, 2011 р.), промислово-екологічної катастрофи, пов'язаної із глибоководним видобутком нафти у Мексиканській затоці (США, 2010 р.) виходять далеко за національні кордони і набувають загроз планетарного масштабу. Їх наслідки свідчать про низку небезпек індустриальних технологій ХХ ст. і підкреслюють необхідність впровадження якісно нових змін на кожному з етапів процесу отримання енергії. Незважаючи на те, що «зелені» технології не є абсолютно екологічно чистими, за інших рівних умов їх використання мінімізує ймовірність виникнення техногенних аварій.

5. Локальна доступність. Однією із переваг ВДЕ є можливість їх використання в безпосередній близькості від кінцевого споживача. Це дозволяє підвищити надійність енергопостачання, поліпшити показники якості електричної енергії, знизити витрати, пов'язані з її транспортуванням та технічним обслуговуванням енергопостачальних мереж. Особливого значення ВДЕ набувають у частині стабільного і безперебійного забезпечення енергією територій з низькою щільністю населення, які знаходяться на великих відстанях від об'єктів централізованого енергопостачання. Окрім того, інсталяція невеликих географічно розподілених енергетичних об'єктів в таких регіонах має позитивний вплив на забезпечення зайнятості та економічний розвиток цих територій [12].

6. Наукоємність розробок у сфері технологій ВЕ. Високий рівень реалізації технологічних нововведень у галузі «зеленої» індустрії здатний повністю змінити існуючий замкнутий цикл енерговиробництва, що починається із видобутку первинних ресурсів і завершується випуском кінцевого продукту (енергії), і тим самим забезпечити прискорений перехід до нового (шостого) технологічного укладу. Цілком ймовірно, що вже до

середини поточного століття саме ступінь технологічного укладу буде визначати конкурентоспроможність національних економік, їх статус на міжнародній арені та рівень розвитку світового господарства у цілому.

Варто зазначити, що, окрім згаданих переваг, ВДЕ мають і суттєві недоліки. Це низька щільність енергетичних потоків, уривчастість їх наявності на поверхні Землі (за годинами доби, порами року, географічними поясами), високі початкові капітальні витрати, які хоча зазвичай і компенсуються низькими експлуатаційними, однак мають істотний вплив на вартість генерації «зеленої» енергії, яка сьогодні є головним стримуючим чинником освоєння ВДЕ. Останній недолік більшою мірою обумовлений фокусуванням технологічного розвитку у минулому на традиційних технологіях енерговиробництва, що, у свою чергу, призвело до недостатнього рівня розвитку технологій ВЕ. Як наслідок, більшість технологій ВЕ знаходяться на етапі свого становлення і потребують значних витрат на освоєння. Водночас існує низка технологій ВЕ, які досягли відносної зрілості, що вже сьогодні дозволяє скористатися ефектом масштабу при генерації енергії на їх основі.

До найбільш поширених видів ВДЕ належать: сонячна, вітрова, геотермальна, гідроенергія, енергія біомаси та енергія доквілля. Різні види ВДЕ можуть використовуватись для генерації різних видів енергії. Так, гідроенергія та енергія вітру використовуються виключно для генерації електричної енергії. Енергія доквілля – для виробництва теплової енергії. Сонячна та геотермальна енергія – як для виробництва електричної, так і теплової енергії. Біомаса, окрім генерації теплової та електричної енергії, може використовуватися у транспортному секторі як моторне паливо або біокомпонент (компонент інших видів палив) [11; 13].

Більш детальна класифікація з урахуванням виду ВДЕ, об'єкта генерації та типу згенерованої енергії наведена нами на рис. 1.1.

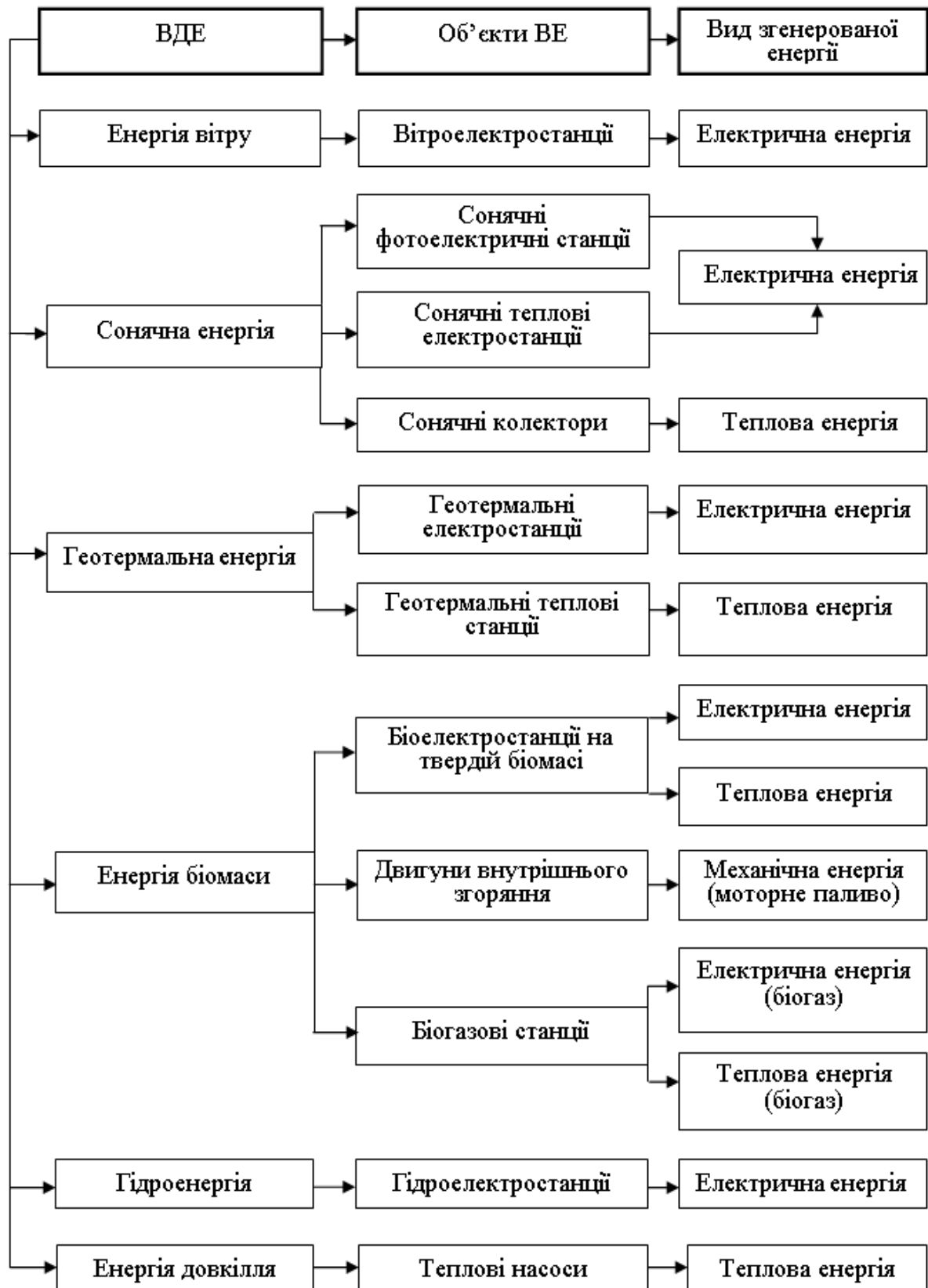


Рис. 1.1 – Класифікація найбільш поширених видів ВДЕ
(розроблено автором на основі [14,15,16])

На сучасному етапі серед низки факторів, які впливають на розвиток ВЕ (рис. 1.2), одне з ключових місць належить державній стимулюючій політиці у даній галузі, оскільки масштабна розбудова генеруючих потужностей ВЕ неможлива без підтримки з боку урядів держав.



Рис. 1.2 – Фактори, які впливають на розвиток ВЕ [17]

Розуміння цього факту разом з усвідомленням того, що освоєння власного потенціалу ВДЕ є чи не єдиною можливістю знизити ризики, пов'язані з високою волатильністю цін на викопне паливо, та геополітичні ризики, обумовлені імпортною залежністю, спонукало низку держав надати політичну підтримку розвитку відносно новій «зеленій» індустрії. Так, на кінець 2014 року 145 країни світу законодавчо встановили індикативні цілі щодо досягнення прогнозованої частки ВДЕ у загальному енергоспоживанні, із них 138 сформувавши державні концепції управління розвитком ВЕ та впровадили регуляторні економіко-правові механізми, спрямовані на стимулювання «зеленої» генерації [18]. Це стало потужним поштовхом до зростання інвестиційної активності у сфері ВЕ і сприяло динамічному введенню в експлуатацію нових генеруючих об'єктів. Як результат,

«зелена» енергетика поступово змінює загальносвітову структуру генерації енергії. За підсумками 2014 року на ВЕ припадало 48 % всіх нововведених генеруючих потужностей, а частка енергії з ВДЕ у світовому енергобалансі становила 9,1 % (рис. 1.3) [19]. Провідні позиції в світі щодо найбільшого внеску ВЕ до сукупної встановленої потужності станом на кінець 2014 року утримували Китай, США, Німеччина, Італія, Іспанія, Японія [20], а найбільш привабливими сегментами ВЕ для фінансових вкладень упродовж останніх років залишаються геліо- і вітроенергетика [18].



Рис. 1.3 – Динаміка зміни частки нововведених об'єктів ВЕ та внеску «зеленої» енергетики у світовій енергобаланс у 2006-2014 рр., % [19]

Однак, загальносвітова тенденція з реалізації широкого спектру стратегій з метою прискореної розбудови сектору ВЕ тривала лише до 2011 року. У 2012 році більшість країн світу переглянули свою політику у сфері ВДЕ з метою скорочення обсягів фінансування, оскільки форсований розвиток ВЕ супроводжувався занадто великими витратами, які лягли додатковим тягарем на державні бюджети і кінцевих споживачів. Невизначеність з приводу подальшої державної підтримки, скорочення субсидування та зниження існуючих податкових пільг призвели до

різкого скорочення інвестиційних потоків у сектор ВЕ. Так, починаючи з 2009 року, спостерігалось стабільне нарощування обсягів інвестицій, а 2011 рік став рекордним щодо інвестування у світовий ринок ВЕ (279 млрд дол. США), тоді як у наступних роках обсяг інвестицій зменшився у порівнянні з 2011 роком (рис. 1.4) [19]. Зважаючи на це, можна зробити висновок, що на даному етапі розвитку технологій ВЕ державна політика щодо стимулювання розвитку ВЕ та інвестиційна активність у цій сфері знаходяться у прямій кореляції одна до одної.

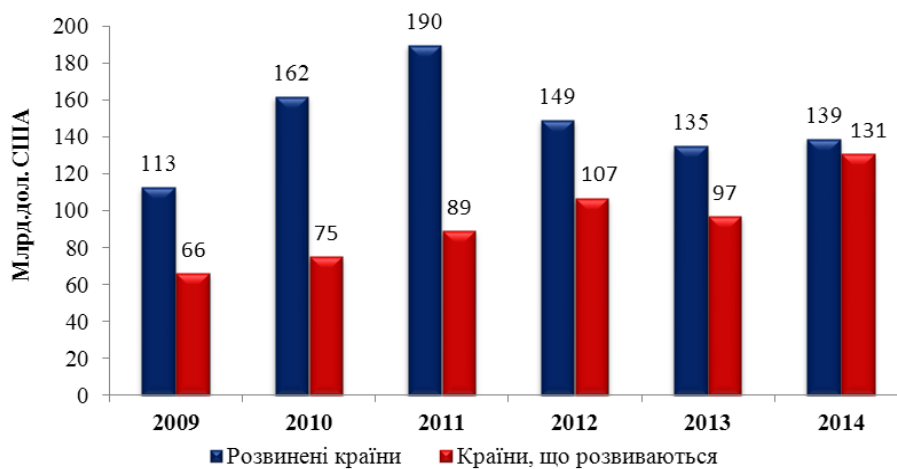


Рис 1.4 – Динаміка інвестиційних потоків у світовий сектор ВЕ у 2009-2014 рр. (млрд. дол. США) [19]

Варто зазначити, що на тлі зниження інвестиційних потоків упродовж 2012-2014 років зберігалась позитивна тенденція щодо збільшення частки ВДЕ у загальному світовому енергобалансі. Можливим це стало, перш за все, через завершення інсталяції довгострокових проєктів та поступового здешевлення технологій ВЕ [21]. Однак, очевидним є те, що, незважаючи на вражаючий технічний прогрес, сьогодні «зелена» енергетика продовжує залишатися неконкурентоспроможною у порівнянні з традиційною і для досягнення паритету між ними повинен пройти не один рік. Модифікація стратегій в області ВДЕ з метою скорочення обсягів субсидування з великою ймовірністю призведе до різкого скорочення темпів зростання ВЕ, поставить під сумнів досягнення раніше

узгоджених цільових показників і буде сприяти збереженню залежності від імпорту вуглеводнів. Тому можна зробити висновок, що на сучасному етапі послідовна державна фінансова підтримка є запорукою швидкого розгортання об'єктів «зеленої» енергетики, і лише її ефективна реалізація дозволить зберегти заданий темп розбудови ВЕ.

Необхідність розвитку ВЕ для України обумовлена тими самими вищезазначеними причинами, що і для світової спільноти у цілому. Зупинимося більш детально на кожній з них:

- вичерпність та обмеженість доступу до запасів органічних енергетичних ресурсів. Незважаючи на постійний видобуток викопних енергоресурсів упродовж років незалежності, Україна зберегла високий потенціал енергетично-сировинної бази [22]. Однак, складні природні умови розробки нових родовищ, значна глибина їх залягання потребують застосування наукоємних і високовитратних технологій, що на сучасному етапі лімітують вільний доступ до цих ресурсів. Іншою причиною обмеження доступу до родовищ викопного палива стала російська військова інтервенція. Внаслідок анексії Криму Україна втратила зони шельфу Чорного моря, де була ініційована низка проектів розвідки і видобутку нафти та газу за участю провідних світових компаній – ExxonMobile, Shell, OMV, а у результаті військових дій на сході країни – доступ до Донецького вугільного басейну, де видобувалась майже половина всього українського вугілля [23];

- залежність від імпорту органічного палива. Незважаючи на те, що Україна належить до держав світу, які мають запаси всіх видів викопних паливно-енергетичних ресурсів, сьогодні рівень їх видобутку забезпечує країну власною енергетичною сировиною лише на рівні 47-50% [22]. Найбільша частка в імпорті органічного палива належить природному газу, який донедавна імпортувався виключно з Російської Федерації. За останні 1,5 роки Україна досягла суттєвого прогресу у питанні диверсифікації джерел його постачання (реверсні поставки з Європи), однак знизити споживання газу за рахунок заходів з енергоефективності,

енергозбереження, розбудови ВЕ не вдалося. До імпортової газової залежності додалася потреба в імпорті вугілля, яка була спровокована бойовими діями у вугледобувних невідконтрольованих Україні регіонах Донецької та Луганської областей [24];

- деструктивний вплив на стан навколишнього природного середовища. Україна має одну з найбільш енергоємних економік світу, що обумовлено використанням галузями національного господарства технологічно відсталих моделей виробництва, функціонування яких негативно впливає на стан довкілля. Як наслідок, станом на кінець 2014 року Україна посіла перше місце за викидами CO₂ на одиницю валового внутрішнього продукту в Європі і третє місце у світі та зайняла 21-шу позицію серед країн – найбільших забруднювачів атмосфери викидами діоксиду вуглецю у результаті використання викопного палива [25];

- досвід техногенних катастроф. Аварія на Чорнобильській атомній електростанції (АЕС) на сьогодні залишається найбільш масштабною техногенною ядерною катастрофою в історії людства, в результаті якої радіоактивне забруднення мало місце не тільки в Україні, а й на території низки інших держав. Подолання її наслідків лягло додатковим фінансовим тягарем на бюджет країни (за різними оцінками, прямі збитки в зоні відчуження склали близько 1,4 млрд дол. США, витрати на послаблення наслідків аварії становили близько 6 млрд дол. США і в окремі роки складали 8-10 % державного бюджету, а сумарні економічні та екологічні збитки для України продовжують зростати і надалі) [26];

- регіональний доступ до ВДЕ. Майже 100 % населених пунктів України мають доступ до централізованого електропостачання (виключення становлять поодинокі гірські райони Карпат), однак транспортування електроенергії на великі відстані від безпосереднього місця генерації обумовлює її значні втрати, які до того ж посилюються незадовільним технічним станом електромереж (близько 52 % електромереж та основного електрообладнання підстанцій відпрацювали свій нормативний термін експлуатації і потребують значних

фінансових витрат для реконструкції та модернізації) [27]. Крім того, більшість областей країни є енергодефіцитними, що актуалізує питання регіональної енергетичної безпеки. Згадані аргументи можуть слугувати обґрунтуванням необхідності розвитку малої розподільної енергетики на базі ВДЕ;

- науковий потенціал. Україна має широку мережу вищих навчальних закладів, науково-дослідних інститутів і володіє розвиненою промисловою базою, здатною виробляти складне обладнання, що є основою для розвитку вітчизняних досліджень у галузі «зелених» технологій. Однак, постійне недофінансування як фундаментальних, так і прикладних досліджень, зокрема і в галузі ВЕ, призвели до їх невідповідності вимогам часу. Тому перегляд державної політики у сфері науки та інноваційного розвитку з метою сприяння підвищенню якісних характеристик вітчизняного наукового потенціалу до рівня стандартів розвинених країн може стати запорукою утвердження самодостатності української економіки і сприятиме її виходу на абсолютно новий якісний рівень [28].

Всі перелічені фактори говорять про назрілу об'єктивну необхідність перегляду основних векторів розвитку вітчизняного енергетичного сектору, де одним із головних напрямів повинна стати розбудова ВЕ, яка зможе гарантувати економічні, соціальні та екологічні вигоди у довгостроковій перспективі для української держави. Оскільки сьогодні розвиток ВЕ неможливий без активної участі держави, зусилля уряду, передусім, повинні бути сфокусовані на розробленні та впровадженні дієвих економічних механізмів, спрямованих на заохочення генерації/споживання енергії з ВДЕ.

На нашу думку, актуальним із позиції предмету дослідження є розроблення наукових засад OEM управління розвитком ВЕ саме у частині електрогенерації. Пріоритетність вибору у бік стимулювання споживання/генерації електричної енергії з ВДЕ обумовлена такими факторами:

- по-перше, електроенергія є високоякісною формою енергії, що дозволяє її використовувати у різних сферах життєдіяльності людини;

– по-друге, на основі всіх найбільш поширених видів ВДЕ (класифікація яких наведена на рис. 1.1), можна здійснювати генерацію саме електричної енергії, що дозволить максимально освоїти наявний потенціал всього спектру ВДЕ в Україні;

– по-третє, особливість транспортування електричної енергії та структура ринку електроенергії України дають змогу запровадити OEM управління розвитком ВЕ на національному рівні та задіяти в ньому всіх кінцевих споживачів, що дозволить досягти максимального ефекту в освоєнні ВДЕ.

Варто зазначити, що створення ефективних ринків для електричної енергії з ВДЕ є складним процесом. Наразі не існує досконалого економічного важелю, який би гарантував успішну розбудову генеруючих потужностей ВЕ. Всі існуючі мотиваційні механізми мають як свої переваги, так і недоліки, і в той самий час, одні й ті самі моделі ефективно працюють в одних країнах і неефективно в інших. Тому, на нашу думку, у випадку з Україною, коли функціонування упродовж значного проміжку часу та низки спроб удосконалення діючого стимулюючого механізму було малоефективним, доцільно спробувати впровадити принципово нову у вітчизняній практиці схему підтримки розвитку ВЕ з метою пошуку найефективнішого варіанту для національного ринку електричної енергії.

Доцільно уточнити, що у вітчизняній науковій літературі терміни «відновлювальні джерела енергії», «альтернативні джерела енергії» та «нетрадиційні джерела енергії» науковці часто відносять до одного синонімічного ряду [29; 30; 31]. На наш погляд, існує принципова відмінність у цих дефініціях. Більш схожими за змістовним наповненням є поняття альтернативні/нетрадиційні джерела енергії, тобто джерела енергії, що є протиположними традиційним і одночасно є їх альтернативною. Однак, терміни «альтернативні/нетрадиційні джерела енергії» не мають універсального характеру, їх доречно використовувати тільки при співвідношенні/оцінці енергетичних ресурсів на національному чи регіональному рівнях. Адже ступінь освоєння ВДЕ у різних країнах світу значно різняться. Якщо в Україні у загальному балансі електроенергії їх частка станом на

кінець 2014 року становила 1,2 % [32], то вони, безумовно, є альтернативою традиційній генерації, тоді як, наприклад, для Норвегії та Швеції, де частка ВДЕ становить 100 % та 97,1 % відповідно [33], вони є більше традиційними, ніж альтернативними/нетрадиційними. Інша принципова відмінність полягає у відновлювальному характері джерел енергії. На прикладі України можна розглянути декілька енергетичних ресурсів, які не набули широкого використання у вітчизняній енергетичній галузі: сланцевий газ, метан вугільних пластів тощо. Ці енергетичні ресурси є нетрадиційними/альтернативними для української енергетики і в той самий час, вони не відновлюються з часом. Тому у дисертаційній роботі надалі будемо використовувати термін «відновлювальні джерела енергії», оскільки, на наше переконання, він найточніше відображає сутність джерел енергії, для стимулювання розвитку яких будуть розроблені наукові засади відповідного OEM управління.

1.2 Економічні механізми стимулювання розвитку відновлювальної енергетики в розвинених країнах

Вивчення зарубіжного досвіду, який дозволив розвиненим країнам світу збільшити частку ВДЕ у загальному енергоспоживанні і стати на шлях зниження енергетичної залежності, є обов'язковим завданням, що повинне передувати впровадженню реформативних змін державної концепції управління розвитком ВЕ. Адже орієнтуватися на економічні механізми стимулювання розвитку ВЕ, які підтвердили свою ефективність і одержали міжнародне визнання, більш природно, ніж створювати власні і проходити не завжди вдалий багаторічний шлях апробації.

На сьогодні низка країн світу впровадила різноманітні схеми підтримки, націлені на прискорене освоєння потенціалу ВДЕ, серед яких провідні позиції з їх реалізації утримує Європейський Союз (ЄС). Тому саме на прикладі країн-членів ЄС розглянемо мотиваційні механізми, які набули значного поширення, підтвердили свою результативність і наразі становлять основу стимулюючої політики у сфері ВЕ.

Політика ЄС щодо розвитку сектору ВЕ окреслена у Директиві 2009/28/ЄС [34], в якій попередньо узгоджений рівень споживання енергії з ВДЕ державами-членами ЄС. Як результат, частка ВДЕ у загальному енергобалансі ЄС до 2020 року повинна становити не менше 20 %. Плани темпів розвитку європейського енергетичного сектору у більш довгостроковій перспективі до 2050 року з метою скорочення обсягів викидів діоксиду вуглецю на 54 % до 2030 року та на 80 % до 2050 року у порівнянні з 1990 роком зазначені у Дорожній карті з енергетики 2050 («Energy Road Map 2050») [35]. Так, для досягнення вищезазначених показників частка ВЕ у кінцевому енергоспоживанні до 2050 року повинна сягнути 49 %, ядерної енергетики – не більше 17 %, внесок вуглецевмісних викопних енергоресурсів не повинен перевищувати 34 %.

Обов'язкові національні цілі для кожної держави-члена ЄС

встановлювались з дотриманням справедливого розподілу, яким враховувалися відмінності у наявному потенціалі ВДЕ, поточному рівні генерації «зеленої» енергії, існуючій структурі енергопостачання тощо. Водночас кожній країні була надана можливість самостійно обирати види економічних важелів для досягнення прогнозованої частки ВДЕ у загальному енергобалансі [36]. Тому сьогодні країни-члени ЄС використовують різні економічні механізми стимулювання розбудови ВЕ, серед яких найбільш дієвий вплив на цю сферу чинять пільгові тарифи, пільгові премії та система торгівлі ЗС (рис. 1.5).

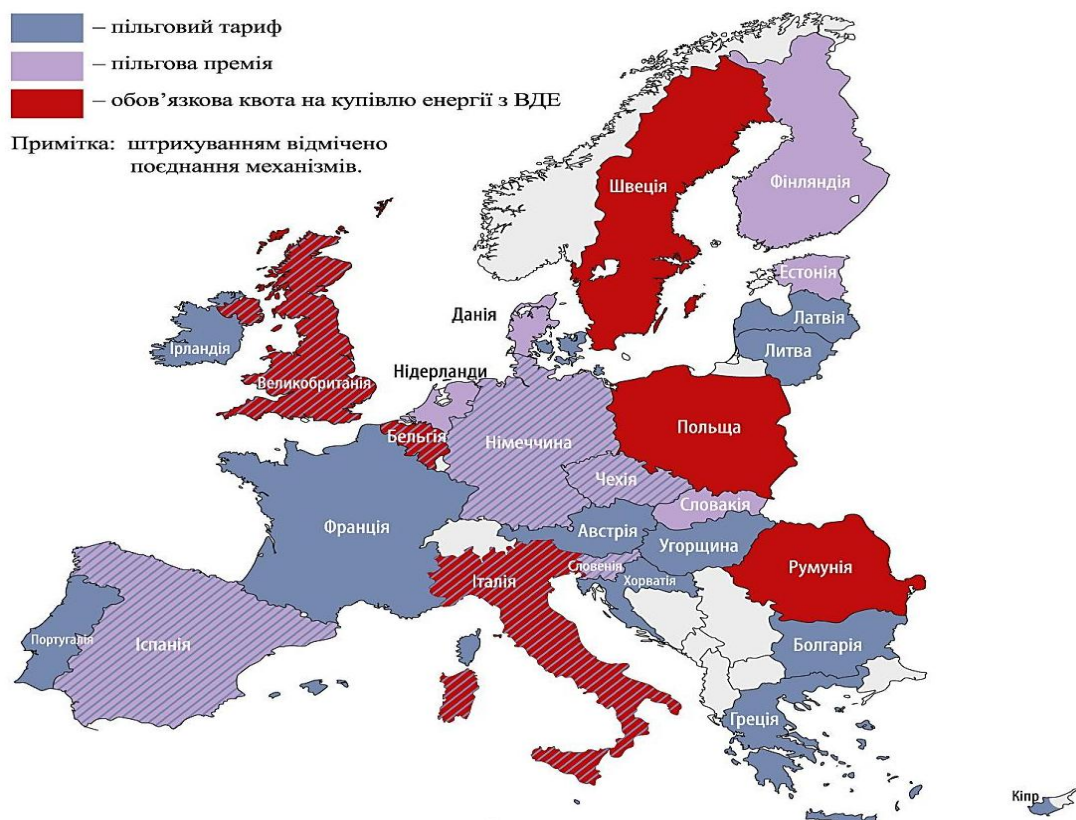


Рис. 1.5 – Основні економічні механізми, спрямовані на розвиток ВЕ в країнах ЄС [37]

Розглянемо вищезгадані економічні інструменти більш детально в контексті стимулювання генерації електричної енергії з ВДЕ.

1. Пільгові тарифи (feed-in tariffs) – спеціальні підвищені тарифи, за якими закуповується електрична енергія, вироблена на об'єктах, які для генерації

енергії використовують ВДЕ.

В основі цього механізму лежать такі складові елементи:

- гарантія підключення до електричної мережі;
- довгостроковий контракт на купівлю всієї згенерованої електроенергії

упродовж певного періоду за встановленим тарифом, євро/кВт·год (наприклад, упродовж 15 років) або до досягнення заданого обсягу виробництва (наприклад, перші 15 млрд кВт·год), що гарантує повернення вкладених у проект інвестицій та отримання прибутку.

Зазвичай регулюючі органи встановлюють розміри пільгових тарифів окремо для кожного джерела відновлювальної енергії, таким чином враховуючи рівень вартості різних технологій з метою створення більш різноманітної структури ВЕ.

До основних різновидів пільгових тарифів, які діють у рамках ЄС, можна віднести:

– фіксований пільговий тариф (fixed feed-in tariff) (рис. 1.6) – тариф, який залишається незмінним упродовж терміну дії договору, не залежить від роздрібної ціни на електроенергію, інфляції, цін на викопне паливо тощо, тим самим створюючи стабільні умови для інвесторів (діє в Німеччині, Португалії);

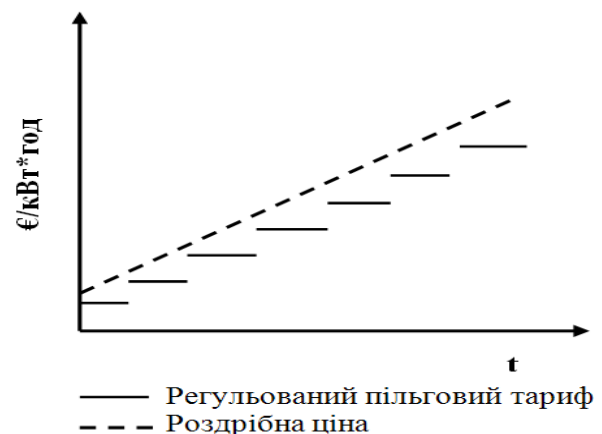
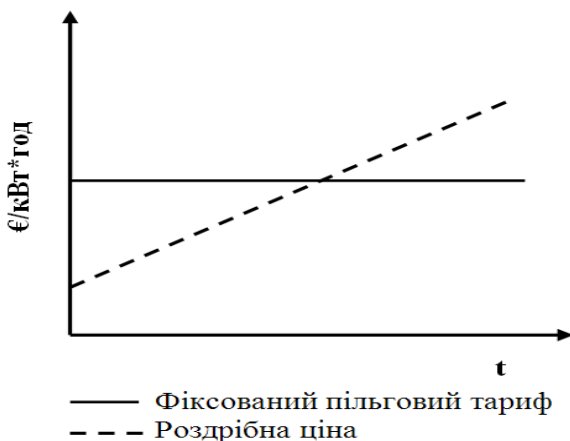


Рис. 1.6 – Фіксований пільговий тариф [38] Рис. 1.7 – Регульований пільговий тариф [38]

– регульований пільговий тариф (adjusting feed-in tariff) (рис. 1.7) – тариф, що не є строго фіксованим від моменту введення генеруючого об'єкта в експлуатацію.

Цей варіант пільгового тарифу дозволяє повністю або частково враховувати рівень інфляції. Це, з одного боку, забезпечує високий рівень виплат наприкінці терміну дії договору, що дає змогу виробникам електроенергії з ВДЕ уникнути зниження доходів від реалізації проектів, з іншого, – лягає додатковим тягарем на бюджет країни (діє в Ірландії, Чехії, Болгарії);

– регресний пільговий тариф (front-end loaded tariff) (рис. 1.8) – пільговий тариф, за яким більш високі ставки платежів пропонуються у перші роки реалізації проекту (як правило, перші 5-10 років), після чого виплати знижуються. Така конструкція тарифної політики дозволяє виробникам одержати найбільшу вигоду саме у той період, коли необхідно сплатити кредити, які були залучені для реалізації проекту, та зберегти надійні джерела доходу після того, як залучений капітал повністю або більшою мірою буде повернений (діє в Швейцарії, Словенії).

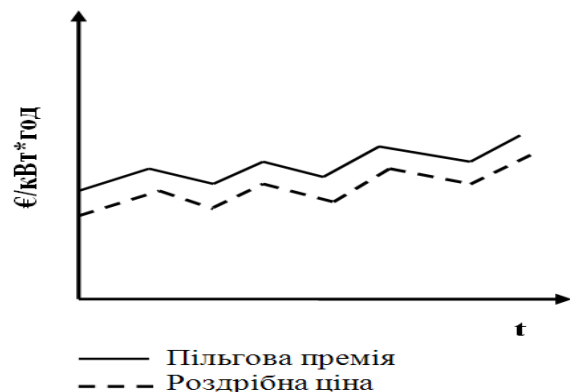
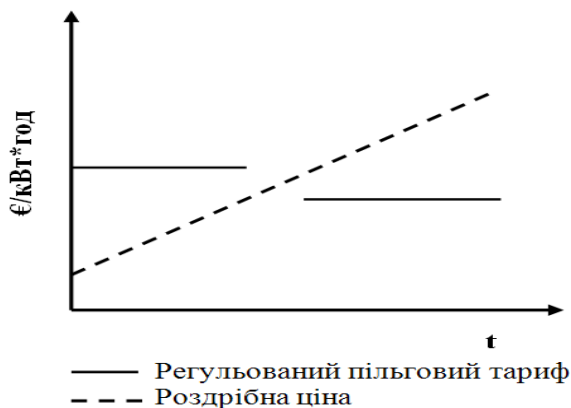


Рис. 1.8 – Регресний пільговий тариф [39] Рис. – 1.9 Пільгова премія [40]

2. Пільгові премії (feed-in premiums) (рис. 1.9) – гарантовані премії, виплачувані у вигляді доповнення до ринкової ціни. Вартість, яка сплачується виробникам електроенергії з ВДЕ, коливається залежно від ринкової ціни на електричну енергію. Таким чином, виробники отримують вищі премії, якщо ринкові ціни підвищуються, і нижчі, якщо ринкові ціни знижуються. Як правило, виробник електроенергії з ВДЕ отримує премію за кожну МВт·год на додачу до доходів від продажу електроенергії на ринку. Для власника генеруючого об'єкта, який працює за схемою пільгових премій, вартість кожної

МВт·год є менш передбачуваною у порівнянні зі схемою пільгових тарифів, оскільки вона напряму залежить від коливань цін на електроенергію (діє в Іспанії, Естонії) [40].

3. Обов'язкова квота на споживання електроенергії з ВДЕ із торгівлею ЗС (quota obligations with tradable green certificates, renewable portfolio standard). На відміну від схем підтримки розвитку ВЕ, що фокусуються на ціні (пільгові тарифи та премії), система торгівлі ЗС ґрунтується на кількісному механізмі, де регулювання націлюється не ціну, а на обсяг спожитої електроенергії.

Суть механізму полягає у встановленні урядом країни квоти на споживання електроенергії з ВДЕ. Зобов'язання, залежно від структури ринку електричної енергії країни, може накладатися на оптовий ринок електричної енергії, енергопостачальні організації, що обслуговують кінцевих споживачів, або споживачів, які купують електроенергію безпосередньо у виробників електроенергії. Тобто, якщо національною політикою відносно ВЕ було встановлено ціль – 5 % ВДЕ в загальному споживанні електричної енергії для відповідного року, то зобов'язаним суб'єктам господарювання буде достатньо довести, що джерелом походження 5 % електроенергії є електроенергія з ВДЕ. Підтвердження виконання накладеного зобов'язання відбувається за допомогою ЗС, який відображає екологічну цінність електроенергії з ВДЕ.

У рамках системи торгівлі ЗС вартість електроенергії з ВДЕ розкладається на дві складові: вартість традиційної електроенергії та вартість ЗС. Ціна ЗС визначається ринковою ціною традиційної електроенергії і рівнем розвитку технологій ВЕ (залежить від граничних витрат генерації електроенергії на основі відповідних технологій ВЕ) [41].

Поточна практика регулювання дозволяє зробити висновок, що найбільш популярними серед основних економічних інструментів заохочення розвитку ВЕ в ЄС на сьогодні залишаються пільгові тарифи. Дійсно, на ранніх стадіях технологічного розвитку ВЕ схема пільгових тарифів має багато переваг: захищене бізнес-середовище, прогнозований прибуток, низькі інвестиційні

ризика тощо. Однак, результатом заохочення генерації електроенергії з ВДЕ за допомогою пільгових тарифів упродовж тривалого періоду може стати неконтрольоване зростання обсягу генерації «зеленої» електроенергії, що, у свою чергу, призведе до надмірного фінансового тиску на державні бюджети та кінцевих споживачів. Звісно, теоретично регулюючі органи можуть внести зміни до існуючої схеми підтримки: провести коригування періоду субсидування, знизити розмір тарифів тощо. Однак, результат таких дій є складно прогнозованим і не завжди приводить до бажаного результату. Крім того, такі вимушені заходи підривають довіру до державних органів, що здійснюють управління сферою ВЕ, і є причиною формування несприятливого інвестиційного клімату. Відповідно, у даному випадку регулюючі органи завжди залишаються у не вигідному становищі порівняно з учасниками регульованого ринку ВЕ.

Тому, на нашу думку, на сучасному етапі пріоритетність вибору пільгових тарифів як основного інструменту для розбудови ВЕ повинна розглядатися лише на початковій стадії залучення ВДЕ до загальних енергобалансів країн. Держави-члени ЄС, яким вдалося значно наростити частку ВДЕ у кінцевому енергоспоживанні, вже сьогодні стикаються з проблемою надмірного фінансового тягара, пов'язаного з субсидуванням розвитку ВЕ. Отже, можна зробити висновок, що на більш пізніх етапах освоєння ВДЕ прийнятнішою є система торгівлі ЗС, оскільки за допомогою обов'язкової квоти на споживання електроенергії з ВДЕ набагато легше планувати та контролювати бажаний об'єм генерації. Навіть якщо гіпотетично виробництво «зеленої» електроенергії значно перевищить встановлену квоту, попит на неї буде визначатися адміністративним зобов'язанням щодо обов'язкової купівлі певного обсягу електроенергії і залишатиметься у рамках встановленої квоти. За допомогою ринкового механізму, включеного до системи торгівлі ЗС, ціна на електроенергію з ВДЕ визначається на основі динаміки попиту і пропозиції, відтак при зниженні попиту буде формуватися

найнижча ціна на «зелену» електроенергію, і ринок сам збалансує її пропозицію.

Варто зазначити, незважаючи на те, що у рамках схем підтримки на основі пільгових тарифів держава зобов'язується купувати весь обсяг згенерованої енергії, їх фінансовим джерелом рідко виступають державні бюджети. Зазвичай держава є лише посередником між виробниками «зеленої» електроенергії та її споживачами. У свою чергу, при впровадженні системи торгівлі ЗС у процес купівлі-продажу електроенергії з ВДЕ попередньо не залучаються кошти державного бюджету, а такі витрати перекладаються безпосередньо на кінцевого споживача.

Крім базових вищезазначених стимулів, розповсюдження набули такі економічні інструменти як система чистого вимірювання, тендерні схеми, інвестиційні гранти, податкові пільги, субсидії, доплати тощо [42]. Як правило, вони використовуються у комбінації з основними механізмами, спрямованими на заохочення розбудови ВЕ.

Система чистого вимірювання (net metering) – це механізм розрахунку із споживачами, які мають у своїй власності генеруючі потужності на ВДЕ або володіють електромобілями з системою «vehicle-to-grid». Установка двосторонніх лічильників дає змогу вимірювати електроенергію, що проходить як у прямому, так і у зворотному напрямку, що дозволяє враховувати відпущену у мережу електроенергію у взаємних розрахунках з електропостачальною компанією. Система чистого вимірювання є гарним стимулом для приватних домогосподарств встановлювати генеруючі потужності на ВДЕ, оскільки гарантує їм, що надлишки енергії будуть продані у мережу за роздрібною ціною. Наприкінці розрахункового періоду споживач сплачує тільки за різницю між спожитою та відпущеною ним у мережу електроенергією (діє в Італії, Данії, на Кіпрі) [42].

Суть тендерних схем полягає в оголошенні тендеру на будівництво об'єктів ВЕ. При цьому відповідальний орган оголошує бажані характеристики

для проектів, після чого потенціальні інвестори беруть участь у змагальному процесі, надаючи найбільш вигідні пропозиції (конкретні терміни реалізації, оцінку впливу на навколишнє природне середовище тощо). Переможець тендеру одержує часткове державне фінансове відшкодування вартості будівництва [42].

Інвестиційні гранти – форма фінансової підтримки, яка надається урядовими установами та Європейськими організаціями для проектів ВЕ у вигляді невідшкодовуваних платежів на етапі будівництва проекту. Суми грантів коливаються від 5 до не більш ніж 70 % від загального обсягу інвестицій [42].

Серед найпоширеніших податкових пільг можна виділити: повне або часткове звільнення від сплати податку на прибуток підприємств, податку на додану вартість (ПДВ) та податку на електроенергію у країнах, де виробники електричної енергії є об'єктом оподаткування.

Бонуси, субсидії та доплати діють у більшості країн ЄС і є додатковою платою за кожен МВт·год електроенергії залежно від виду ВДЕ, комбінування виробництва теплової та електричної енергії тощо.

Вдале впровадження схем підтримки розвитку ВЕ у ЄС сприяло динамічній розбудові електростанцій на основі ВДЕ. На сьогодні «зелена» електроенергія є одним із найінтенсивніше зростаючих видів енергії в ЄС. На кінець 2014 року її частка склала 73 % від загального чистого приросту електричної потужності з усіх джерел [43].

Станом на кінець 2014 року у структурі енергетичного споживання ЄС, ВДЕ становили 16 %, а такі країни як Швеція, Естонія, Болгарія, Чехія, Хорватія, Італія, Литва, Румунія, Фінляндія вже досягли мети, встановленої Директивою до 2020 року (рис. 1.10).

Як показує практика, наразі не існує ідеального економічного інструменту, імплементація якого за короткий проміжок часу і з мінімальними витратами спроможна забезпечити суттєве заміщення технологій

енерговиробництва, що базуються на використанні органічних паливно-енергетичних ресурсів. Ефективність застосування тих чи інших економічних механізмів, спрямованих на розвиток «зеленої» генерації в країнах ЄС, – різна. Більшою мірою вона обумовлена відмінністю у підходах до надання адміністративних та фінансово-економічних преференцій виробникам електроенергії з ВДЕ, у підборі комбінації важелів стимулюючого впливу, у наявній структурі ринків електроенергії та меншою мірою відмінностями у потенціалі ВДЕ.

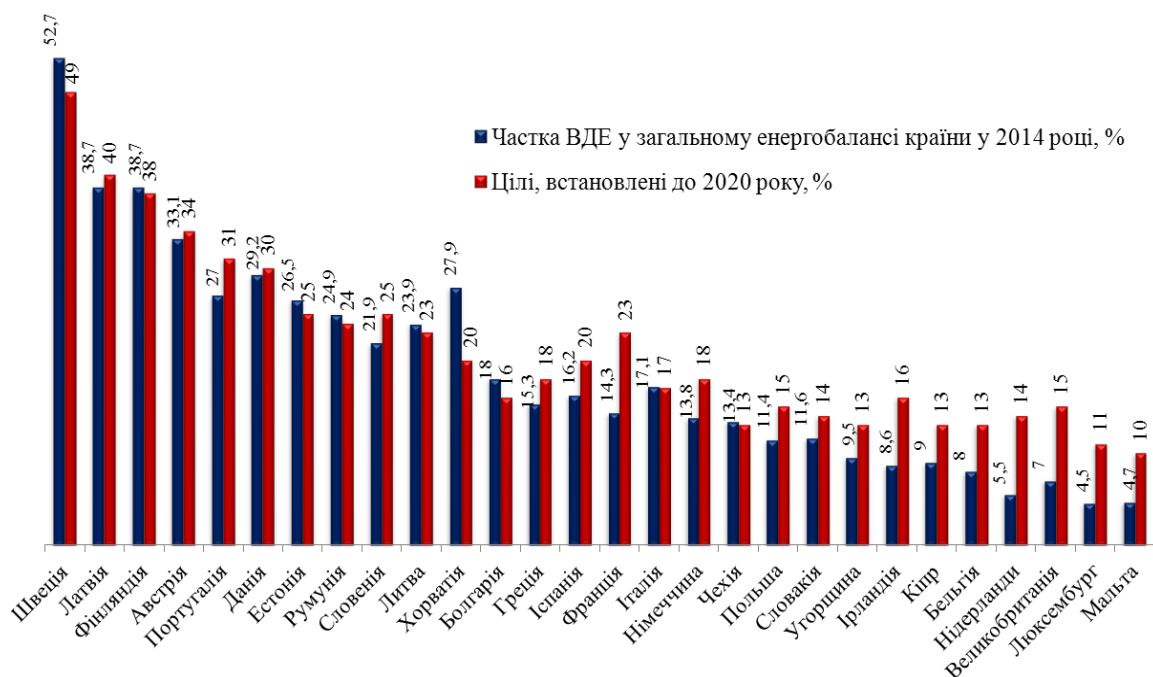


Рис. 1.10 – Прогнозований відсоток ВДЕ у кінцевому споживанні енергії у країнах-членах ЄС до 2020 року та їх частка у загальному енергобалансі станом на кінець 2014 року, % [44]

Незважаючи на досить продуману політику ЄС щодо розбудови ВЕ, сьогодні залишається низка бар'єрів на шляху до конкурентоспроможності ВДЕ на енергетичних ринках ЄС, основними з яких є:

- відсутність обґрунтованої системи ціноутворення, яка б відображала екологічні та соціальні витрати у ринковій ціні традиційної електроенергії. Адже реальна вартість енергії, згенерованої за допомогою викопних енергоресурсів, враховує низку прихованих факторів (негативний вплив на здоров'я людей,

клімат планети тощо). У рамках проекту «ExternE», який виконувався в ЄС у 2005 р. [45], автори дійшли висновку що, у разі прийняття урядом до уваги вищезазначених зовнішніх витрат, багато видів ВЕ не потребували б підтримки з боку держави: собівартість електроенергії, згенерованої електростанціями на вугіллі та мазуті, зросла б удвічі, а на газу – на 30 %;

- субсидування видобутку викопного палива та атомної енергії, яке на сьогодні має значну тенденцію до збільшення, що спричинено зростанням цін на енергоносії та збільшенням обсягу їх споживання.

Це говорить про те, що для ефективної розбудови ВЕ важливе значення відіграє не лише впровадження важелів прямого стимулюючого впливу, але й опосередкованого, спрямованих на спонукання використання ВДЕ за рахунок зниження привабливості викопних паливно-енергетичних ресурсів. До таких заходів належать відмова від субсидування традиційного енерговиробництва, впровадження екологічного податку, податку на викиди CO₂, стандартів якості навколишнього природного середовища тощо.

Підсумовуючи, можна зробити висновок, що упродовж останніх років у країнах ЄС був реалізований широкий спектр стратегій з метою розбудови сектору ВЕ. Ефективне впровадження дієвих регуляторних економіко-правових механізмів, встановлення законодавчо закріплених цілей щодо збільшення частки ВДЕ у загальному енергобалансі стали запорукою швидкого розгортання об'єктів «зеленої» енергетики. Тому, без сумніву, можна стверджувати, що гарантією успіху реалізації національних програм розвитку ВЕ є зважена державна політика, ключовим завданням якої є узгодження інтересів інвесторів із загальнодержавними цілями, короткострокових завдань з довгостроковими перспективами розвитку суспільства.

Узагальнення і критичне переосмислення сформованої практики стимулювання ВЕ та екстраполяція передового європейського досвіду дозволять якомога точніше визначити актуальні напрями вдосконалення українського законодавства, що регламентує діяльність суб'єктів господарювання у сфері ВЕ.

1.3 Державне управління розвитком відновлювальної енергетики в Україні

Орієнтири розвитку вітчизняної енергетики відповідно до економічних, геополітичних та екологічних викликів сучасності обумовили формування низки державних стратегічних документів і програм: Енергетичної стратегії України до 2030 року (ЕСУ) [46], Національного плану дій з ВЕ до 2020 року [47], Державної цільової програми з енергоефективності і розвитку сфери виробництва енергоносіїв з ВДЕ та альтернативних видів палива на 2010-2015 роки [48] тощо, одним із пріоритетних завдань яких є розбудова ВЕ.

Бачення розвитку ВЕ як запоруки енергетичної самодостатності України, надійного базису декарбонізації економіки та умови, здатної пришвидшити інтеграцію до європейського енергетичного простору, сприяло формуванню вітчизняної нормативно-правової бази у сфері ВЕ, основу якої становлять нижчезазначені законодавчі акти, в які відповідно до поточних вимог та викликів вносились зміни і доповнення.

Законом України «Про електроенергетику» від 16.10.1997 р. № 575/97-ВР визначаються правові, економічні та організаційні засади діяльності в електроенергетиці і регулюються відносини, пов'язані з виробництвом, передачею, розподілом, постачанням та використанням енергії, забезпеченням енергетичної безпеки України, конкуренції і захисту прав споживачів та працівників даної галузі [49]. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» від 20.02.2003 р. № 555-IV визначає правові, економічні, екологічні й організаційні засади використання альтернативних джерел енергії та покликаний сприяти розширенню їх застосування у паливно-енергетичному комплексі [50]. На підставі Закону України «Про землі енергетики і правовий режим спеціальних зон енергетичних об'єктів» від 09.07.2010 р. № 2480-17 визначаються організаційно-правові засади надання і використання земельних ділянок для розміщення об'єктів енергетики, встановлення та дотримання правового режиму земель спеціальних зон об'єктів енергетики з метою забезпечення безперервного

функціонування цих об'єктів [51]. Податковим кодексом України регулюються відносини, що виникають із приводу надання податкових пільг суб'єктам господарювання, які здійснюють свою діяльність у сфері ВЕ [52].

У таблиці 1.1 нами наведено перелік органів державної влади, що здійснюють сучасне регулювання галузі ВЕ та їх основні повноваження.

Таблиця 1.1

Органи державної влади, що здійснюють регулювання у сфері ВЕ

(складено автором на основі [53, 54, 55])

Органи державного регулювання	Основні повноваження
Верховна Рада України	<ul style="list-style-type: none"> • здійснює законодавче регулювання діяльності у сфері енергетики у цілому та ВЕ зокрема; • встановлює повноваження державних органів, основні права і обов'язки учасників енергоринку; • визначає гарантовані мінімальні розміри ЗТ на електроенергію тощо
Кабінет Міністрів України	<ul style="list-style-type: none"> • реалізує державну політику в галузі ВЕ; • розробляє процедури щодо зміни частки сировини, матеріалів, робіт та послуг українського походження у вартості будівництва енергетичних об'єктів; • затверджує перелік продукції в енергетичній сфері, яка ввозиться на територію України в пільговому режимі, тощо
Міністерство енергетики та вугільної промисловості	<ul style="list-style-type: none"> • визначає пріоритетні напрями розвитку ПЕК; • забезпечує нормативно-правове регулювання у ПЕК; • узагальнює практику застосування енергетичного законодавства з питань, що належать до його компетенції, розробляє пропозиції щодо вдосконалення законодавства тощо
НКРЕКП	<ul style="list-style-type: none"> • затверджує тарифи на електричну енергію з ВДЕ; • формує та веде реєстр об'єктів ВЕ; • видає ліцензії на здійснення діяльності з виробництва, передачі та постачання електроенергії шляхом затвердження інструкцій, умов і правил окремо на кожний вид ліцензованої діяльності; • здійснює контроль за діяльністю суб'єктів електроенергетики та встановлює відповідальність за порушення правил на ринку електроенергії тощо

Продовження табл. 1.1

<p>Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження</p>	<ul style="list-style-type: none"> • забезпечує реалізацію державної політики у сферах ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів, енергозбереження та ВДЕ; • забезпечує збільшення частки ВДЕ й альтернативних видів палива в енергетичному балансі України • забезпечує здійснення адаптації національного законодавства до законодавства ЄС з питань, що належать до його компетенції тощо
--	--

Формування законодавчого підґрунтя в Україні стало першим кроком у напрямі стимулювання розбудови генеруючих потужностей «зеленої» енергетики у 2009-2014 рр. шляхом впровадження низки дієвих економічних важелів, до основних з яких можна віднести:

- заохочення виробництва електроенергії з ВДЕ за допомогою ЗТ;
- податкові та митні пільги;
- стимулювання вітчизняного виробництва оснащення та комплектуючих для об'єктів ВЕ [56; 57].

Зупинимось більш детально на кожному з них.

ЗТ. Відповідно Закону України «Про електроенергетику» зі змінами та доповненнями [49], запроваджений у 2009 році ЗТ – це спеціальний тариф, за яким закуповується електрична енергія, вироблена на об'єктах електроенергетики, зокрема на введених в експлуатацію чергах будівництва електричних станцій (пускових комплексах), з альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів), а з використанням гідроенергії – вироблена лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями (МГЕС).

Відповідно до [49] мікрогідроелектростанція, мінігідроелектростанція, мала гідроелектростанція – електричні станції, що виробляють електричну енергію за рахунок використання гідроенергії, причому встановлена потужність мікрогідроелектростанцій не перевищує 200 КВт, мінігідроелектростанцій –

становить більше 200 кВт, але не перевищує 1 МВт, МГЕС – становить більше 1 МВт, але не перевищує 10 МВт.

Мінімальний розмір ЗТ встановлюється НКРЕКП для кожного суб'єкта господарювання, який генерує електроенергію з ВДЕ на рівні роздрібного тарифу на електроенергію для споживачів другого класу напруги станом на 01.01.2009 року (0,58 грн/кВт·год) [58], помноженого на відповідний коефіцієнт ЗТ, встановлений для кожного виду ВДЕ окремо. Динаміка зміни коефіцієнтів ЗТ для різних технологій ВЕ з 2013 по 2030 роки наведена у додатку А.

Щомісяця розміри ЗТ переглядаються НКРЕКП шляхом перерахунку в євро на дату їх перегляду відносно курсу євро, офіційно встановленого Національним банком України (НБУ) станом на 01.01.2009 року, за наступними алгоритмами:

$$\text{за умови } \frac{N_{\text{євро}} \text{ XX.XX.XXXX}}{N_{\text{євро}} \text{ 01.01.2009}} > 1, \text{ ЗТ XX.XX.XXXX} = \text{ЗТ 01.01.2009} \times \frac{N_{\text{євро}} \text{ XX.XX.XXXX}}{N_{\text{євро}} \text{ 01.01.2009}} \quad (1.1)$$

$$\text{за умови } \frac{N_{\text{євро}} \text{ XX.XX.XXXX}}{N_{\text{євро}} \text{ 01.01.2009}} \leq 1, \text{ ЗТ XX.XX.XXXX} = \text{ЗТ 01.01.2009}, \quad (1.2)$$

де ЗТ XX.XX.XXXX – величина ЗТ на дату його перегляду, к./кВт·год;
ЗТ 01.01.2009 – величина ЗТ станом на 01 січня 2009 року, к./кВт·год;

$N_{\text{євро}} \text{ XX.XX.XXXX}$ – офіційний курс гривні щодо курсу євро, встановлений НБУ станом на дату перегляду ЗТ, грн;

$N_{\text{євро}} \text{ 01.01.2009}$ – офіційний курс гривні щодо курсу євро, встановлений НБУ станом на 01 січня 2009 року, грн. (10,85546 грн за 1 євро).

Після перегляду тарифу його величина не може бути нижчою за мінімальний розмір ЗТ [59].

Таким чином, фіксація розмірів ЗТ, конвертованих в євро, забезпечує виробників електроенергії з ВДЕ від коливань курсу гривні стосовно євро та можливої інфляції.

Змінами, внесеними до [49], ініційовано стимулювання виробництва електроенергії з ВДЕ власниками приватних будинків. Так, приватні домогосподарства з 1.01.2016 р. можуть інсталювати генеруючі установки,

призначені для генерації електроенергії на основі сонячного випромінювання та/або енергії вітру, загальна встановлена потужність яких не перевищує 30 кВт. Їм надається право не спожити у власних цілях електроенергію, згенеровану на основі ВДЕ, продавати ліцензованим енергопостачальним компаніям за ЗТ.

Електроенергія з ВДЕ, на яку встановлено ЗТ, підлягає продажу на оптовому ринку електричної енергії (ОРЕ) України. Державне підприємство «Енергоринок», яке є єдиним покупцем електричної енергії в Україні, зобов'язане купувати у суб'єктів господарювання, яким встановлено ЗТ, всю електричну енергію, вироблену на об'єктах електроенергетики, що використовують ВДЕ. Українським законодавством не передбачені спеціальні джерела фінансування ЗТ, тому ДП «Енергоринок» планує свою діяльність таким чином, щоб забезпечити фінансування виплат за ЗТ, зокрема шляхом включення електроенергії, придбаної за ЗТ, до розрахунку середньозваженої оптової ціни електроенергії [60].

Схема державного економічного стимулювання виробництва електроенергії за допомогою ЗТ встановлена до 01.01.2030 року і поширюється на суб'єктів господарювання, які виробляють електроенергію з ВДЕ на генеруючих об'єктах, ведених в експлуатацію у період її чинності. У разі внесення змін до чинного законодавства, що регулює порядок стимулювання генерації електроенергії з ВДЕ, суб'єкти господарювання за бажанням можуть обрати новий порядок стимулювання.

Податкові та митні пільги. Податковим кодексом України [52] передбачено низку пільг, які можуть бути використані у процесі впровадження проектів, що претендують на отримання ЗТ, а саме:

– звільнення від сплати ПДВ та митних зборів на імпорт матеріалів, устаткування, комплектуючих, що використовуються для виробництва енергії з

ВДЕ. Ця норма закону чинна лише у тому випадку, якщо ідентичне обладнання з аналогічними якісними характеристиками не виробляється в Україні;

– звільнення від податку на прибуток підприємств. Прибуток від основної діяльності компанії, яка виробляє електроенергію виключно з ВДЕ, звільняється від податку на прибуток терміном на 10 років, починаючи з 1.01.2011 року;

– зниження земельного податку на 75 % на землі, які надані для будівництва потужностей для виробництва електричної енергії за допомогою ВДЕ;

– звільнення від податкового зобов'язання у вигляді 3 % цільової надбавки на виробництво електричної енергії за умови продажу електроенергії з ВДЕ за межами ОРЕ. Оскільки на сучасному етапі єдиним продавцем електроенергії за ЗТ є ОРЕ, то, можливо, цією пільгою можна буде скористатися у майбутньому за умови продажу електроенергії за прямими договорами.

Стимулювання вітчизняного виробництва оснащення та комплектуючих для об'єктів ВЕ. Законом «Про електроенергетику» [49] передбачена надбавка до ЗТ на електроенергію, вироблену з ВДЕ, з 1 липня 2015 року по 31 грудня 2024 року за дотримання частки використання обладнання вітчизняного виробництва при будівництві генеруючого об'єкта. Варто зазначити, що дана норма не застосовується до ЗТ на електроенергію, вироблену генеруючими установками приватних домогосподарств.

Надбавка є фіксованою величиною, вираженою у відсотках пропорційно до рівня використання обладнання українського походження на відповідному об'єкті електроенергетики. Так, за умови, якщо частка використання обладнання українського виробництва при будівництві об'єкта становить 30 %, надбавка встановлюється на рівні 5 % до ЗТ, 50 % – на рівні 10 %. Гарантія

походження вітчизняного обладнання підтверджується відповідним сертифікатом, виданим Торгово-промисловою палатою України на такі комплектуючі.

Таким чином, держава стимулює розвиток вітчизняних технологій ВЕ, що у перспективі сприятиме оновленню виробничих потужностей промислових підприємств України, поліпшенню платіжного балансу країни за рахунок скорочення імпорту обладнання, збільшенню експорту даної продукції у майбутньому.

Варто зазначити, що сьогодні Україна вже робить впевнені кроки щодо динамічного розвитку геліоенергетики, використовуючи свій власний природний потенціал. Найбільш помітним представником на ринку виробництва монокристалічних кремнієвих злитків та пластин є ЗАТ «Пілар» (м. Київ), яке експортує свою продукцію багатьом зарубіжним виробникам сонячних елементів, до складу яких входить і найбільша німецька компанія Q-Cells. Промислове виробництво сонячних елементів та сонячних панелей освоєне на ПАТ «Квазар» (м. Київ). Підприємство має повний технологічний цикл, починаючи зі здійснення науково-технічних розробок до промислового виготовлення, значні виробничі потужності і, при наявності інвестицій, може дати змогу Україні посісти гідне місце на світовому ринку компонентів для фотовольтаїки [61]. Виробництво, монтаж та сервісне обслуговування вітроенергетичних установок мегаватного класу на українському ринку представлено українсько-німецьким підприємством «Фурлендер Віндтехнолоджі» (м. Краматорськ) [62].

Вдале впровадження вищезгаданих заходів державної підтримки стало потужним імпульсом активізації розбудови вітчизняних енергетичних потужностей ВЕ.

Так, загальна кількість об'єктів ВЕ в Україні станом на кінець 2014 року збільшилась на 40 % порівняно з 2012 роком та більш ніж у 2 рази перевищила аналогічний показник 2011 року (рис. 1.11).

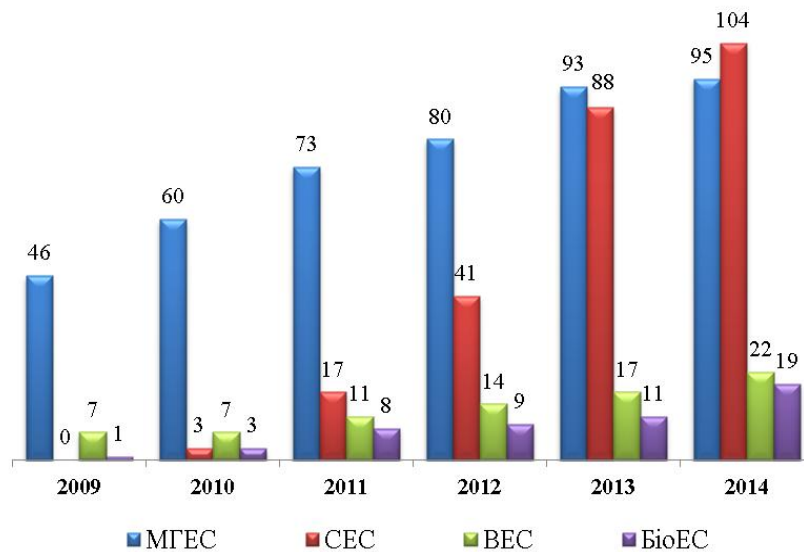


Рис. 1.11 – Кількість об'єктів ВЕ в Україні у 2009-2014 рр. [32]

Загальна потужність введених в експлуатацію об'єктів ВЕ станом на кінець 2014 року становила 1,4 ГВт, що більш ніж у 2 рази перевищило показник 2012 року і більш ніж у три 3 рази – 2011 року (рис. 1.12).

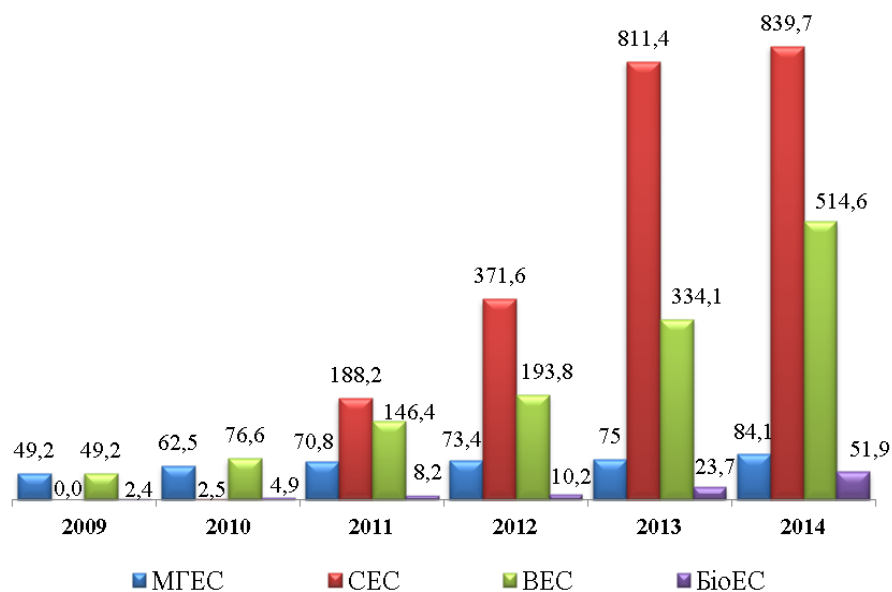


Рис. 1.12 – Встановлена потужність об'єктів ВЕ в Україні (МВт) у 2009-2014 рр. [32]

Сумарна кількість виробленої електроенергії за 2014 рік на основі ВДЕ становила 2007,4 млн кВт·год., що майже у 3 рази перевищило показник 2012 року та більш ніж у 6 разів аналогічний показник 2011 року (рис. 1.13).

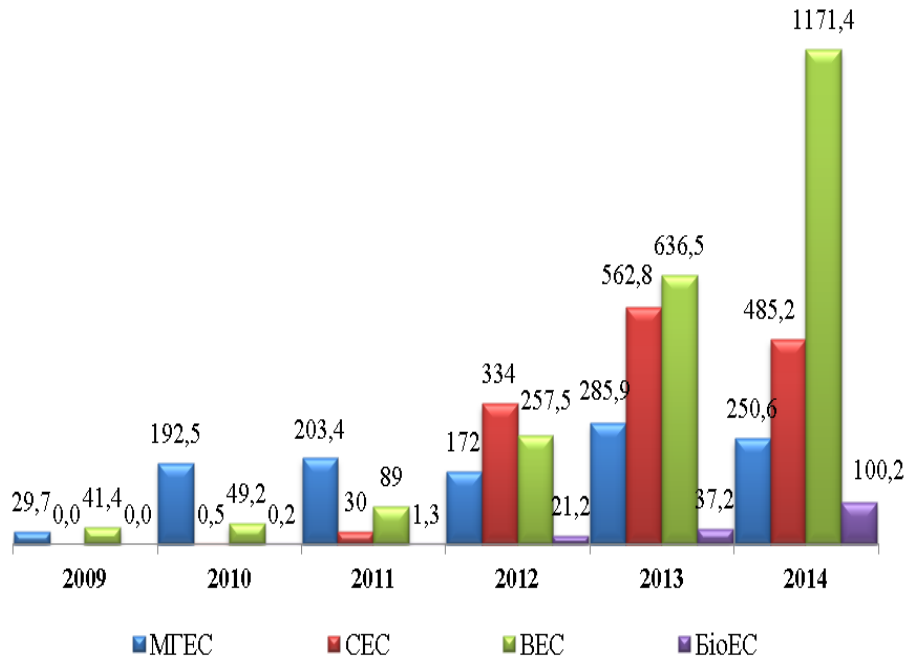


Рис. 1.13 – Кількість виробленої енергії з ВДЕ в Україні (млн кВт·год) у 2009-2014 рр. [32]

Проте, незважаючи на досить стрімку динаміку розвитку ринку ВЕ, частка ВДЕ у кінцевому споживанні електричної енергії залишається досить низькою і станом на кінець 2014 року становила 1,2 % [32]. На сьогодні виробництво електроенергії в Україні базується на атомній енергетиці, питома вага у загальному електричному балансі держави якої у 2014 році становила 47,2 %, частка генеруючих компаній ТЕС та ТЕЦ, які працюють на вугіллі, природному газі, мазуті – 45,7 %, внесок великих ГЕС становив 5,9 % (рис. 1.14) [32].

Це свідчить про те, що сьогодні ВДЕ в енергетичній політиці України відіграють лише другорядну роль, а існуюча регуляторна політика у галузі ВЕ є не достатньо ефективною і має значний потенціал для покращення.

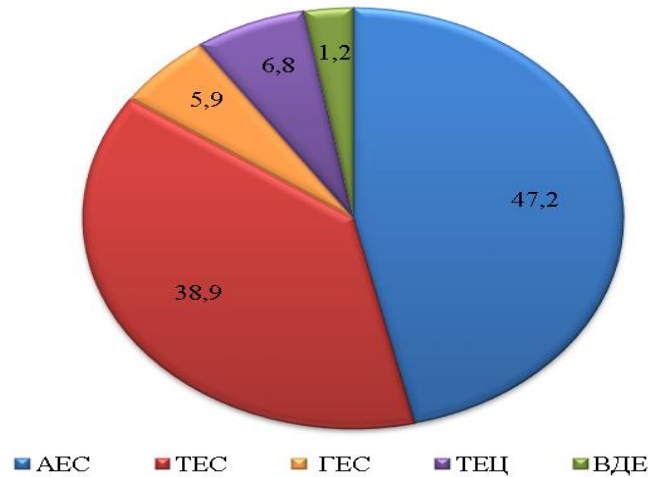


Рис. 1.14 – Структура генерації електричної енергії України у 2014 р., % [32]

Зупинимось більш детально на основних бар'єрах, що знижують ефективність розбудови ВЕ в Україні.

1. Відсутність чіткої довгострокової стратегії розвитку сектору ВЕ. На сьогодні в Україні затверджений Національний план дій з ВЕ із встановленою метою «зеленої» генерації на рівні 11 % до 2020 року. Однак, згаданий документ та план заходів щодо його реалізації містить низку недоліків, що ставить під сумнів його виконання у повному обсязі. Національний план дій з ВЕ не містить ані переліку конкретних заходів, які необхідно вжити для виконання поставлених цілей, ані положень щодо удосконалення існуючого економічного інструментарію, за допомогою якого можна досягти зазначених показників. Крім того, розрахунки різних сценаріїв енергоспоживання України до 2020 року у ньому розроблялися на основі ЕСУ 2012 року. Зважаючи на кардинальні зміни економічних та політичних реалій України за останні 2 роки та їх вплив на розвиток вітчизняного ПЕК, ЕСУ деякою мірою втратила свою актуальність, і

задані у ній вектори розвитку енергетичного сектору потребують суттєвого коригування [46; 47].

2. Перманентне внесення змін до законодавства, що регулює ринок ВЕ. З моменту впровадження ЗТ парламентом було внесено низку законодавчих ініціатив щодо його поетапного зменшення, вирішення проблеми надмірного стимулювання розвитку виробництва сонячної енергетики, недостатнього стимулювання біоенергетики тощо. В основі постійного намагання коригувати розміри ЗТ для тих чи інших технологій ВЕ, лежить відсутність єдиного прозорого алгоритму розрахунку коефіцієнтів, на основі яких визначається рівень ЗТ. Крім того, НКРЕКП було порушено чинне законодавство у частині відсутності індексації ЗТ відповідно до курсу євро (з серпня 2014 року по лютий 2015 року) [63], яка передбачена Законом України «Про електроенергетику». Причиною цього стала значна девальвація національної валюти, обумовлена складною економічною ситуацією, яку спричинила військова агресія з боку Російської Федерації. Такі дії підривають довіру інвесторів і несуть в собі ризики згортання діяльності девелоперів, що реалізують проекти ВЕ на території України. Для збереження інвестиційної привабливості ВЕ необхідна фіксація чітких правил на законодавчому рівні та їх неухильне дотримання. У разі необхідності внесення змін до регулятивної бази, законодавчі новації повинні врахувати інтереси усіх зацікавлених сторін і докорінно не змінювати умови для існуючих суб'єктів господарювання, що здійснюють діяльність у галузі ВЕ.

3. Лобіювання вуглеводневої енергетики. Сьогодні уряд України робить серйозний акцент на збільшенні видобутку органічного палива [46]. При цьому дуже незначна увага приділяється тому факту, що ці джерела енергії є вичерпними, тому спрямування значної кількості інвестицій в їх видобуток не є логічним кроком. Такий заданий напрям є лише тимчасовим розв'язанням проблеми. Крім того, тривалий період використання новостворених генеруючих потужностей на викопному паливі призведе до залежності від обраного напрямку і визначить баланс викидів парникових газів до середини поточного століття.

Внаслідок цього Україна буде не підготовлена до можливих майбутніх зобов'язань стосовно захисту клімату, які є досить вірогідними у разі подальшої європейської інтеграції енергетичних ринків.

4. Нехтування екологічною складовою вартості ВЕ. Різниця у тарифах між традиційною та ВЕ в Україні є надвисокою, що не дозволяє «зеленій» енергетиці конкурувати з традиційними технологіями енерговиробництва. Так, вартість генерації сонячної енергії більш ніж у 28 разів перевищує вартість електроенергії, виробленої на АЕС, які сьогодні генерують майже половину всієї електроенергії в Україні (рис 1.15).

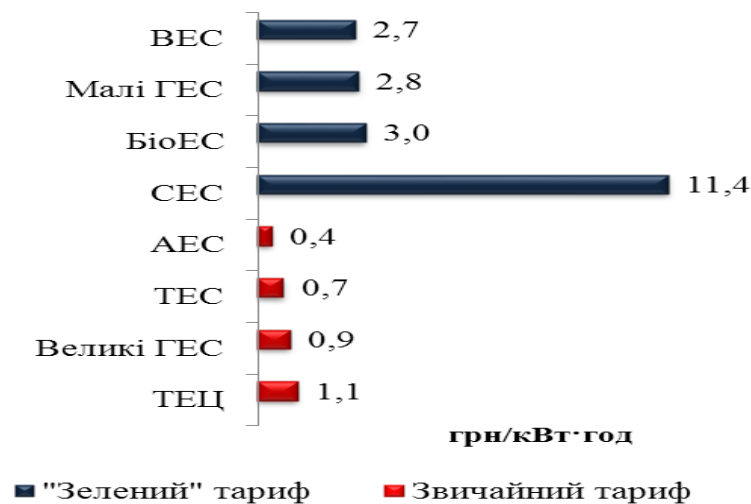


Рис. 1.15 – Ціни продажу електроенергії на ОРЕ станом на жовтень 2015 р., грн/кВт·год [64; 65]

Тому для підвищення конкурентоспроможності ВЕ необхідно реформування системи ціноутворення в традиційній енергетиці у частині інтерналізації негативних екстернальних ефектів.

5. Російська військова інтервенція. Анексія Криму та військовий конфлікт на сході країни значно погіршують економічні показники розвитку та інвестиційний клімат в Україні. Очевидно, що наслідком збройного протистояння буде відтік іноземних інвестицій у коротко- та середньостроковій перспективі. Варто зазначити, що у результаті анексії Криму український сектор ВЕ втратив

більш ніж третину генеруючих потужностей ВЕ, які були інстальовані на півострові, що серед інших регіонів України має найкращі кліматичні умови для освоєння потенціалу ВДЕ, сонячного та вітрового зокрема. Деякі генеруючі об'єкти ВЕ знаходяться безпосередньо в зоні військових дій Донецької та Луганської областей. Будівництво нових електростанцій на цих територіях наразі призупинено [32].

6. Відсутність стимулювання споживання енергії з ВДЕ населенням. Вищезазначені економічні механізми, що були впроваджені на національному рівні, спрямовані виключно на заохочення виробництва електроенергії з ВДЕ. Наразі в Україні не існує жодного важелю впливу, націленого на стимулювання споживання «зеленої» електроенергії, який може задати новий темп розвитку ВЕ. Тому доцільно екстраполювати закордонний досвід застосування схем підтримки, що базуються на збільшенні попиту на «зелену» електроенергію, зокрема впровадження обов'язкових квот на її споживання.

7. Стан національної електричної мережі. Незадовільний технічний стан електромереж унеможливорює швидке пристосування до додавання значної кількості електроенергії, згенерованої за допомогою ВДЕ. Тому перспективний розвиток ВЕ потребує оптимізації та модернізації національної електричної мережі, що дозволить суттєво збільшити пропускну спроможність ліній електропередач і підвищити надійність роботи Об'єднаної енергетичної системи України [27].

Загалом, незважаючи на вищезазначені бар'єри, збереження залежності від імпорту енергоресурсів на тлі останніх геополітичних подій може стати потужним імпульсом для розбудови ВЕ як адекватної реакції на виклики і загрози енергетичній безпеці країни. Для більш динамічного втілення у життя цього вектору необхідні кардинальні зміни в державній енергетичній політиці, формування інноваційної програми розвитку з розробленням та впровадженням ефективного ОЕМ, реалізація якого дозволить значно збільшити частку ВДЕ у загальному енергобалансі країни.

Висновки до розділу 1

1. На основі аналізу наукової літератури у розділі узагальнено теоретичні засади та еколого-економічні передумови розвитку ВЕ. Розглядаючи ключові проблеми світової енергетики та енергетичної галузі України зокрема: вичерпність й обмеженість викопних енергоресурсів, залежність від імпорту органічної енергетичної сировини, зростання техногенного навантаження енергетики на навколишнє природне середовище тощо, обґрунтовано нагальність потреби в освоєнні вітчизняного потенціалу ВДЕ.

2. З метою формування єдиного дефініційного апарату автором розглянуто принципові відмінності у трактуванні термінів «відновлювальні джерела енергії», «альтернативні джерела енергії» та «нетрадиційні джерела енергії», що обумовлюють розбіжності в підходах до розуміння їх змістовного наповнення. Систематизовано класифікацію ВДЕ з урахуванням таких ознак: вид ВДЕ, об'єкт генерації, тип згенерованої енергії.

3. На основі вивчення наукових джерел доведено, що на сучасному етапі розвитку технологій «зеленої» енергетики фундаментом успішної розбудови ВЕ, особливо в період її старту, є реалізація державної стимулюючої політики у даній галузі. Адже, незважаючи на позитивну динаміку щодо зниження витрат на генерацію енергії з ВДЕ, сьогодні ВЕ не може вільно конкурувати з традиційними технологіями енерговиробництва. Тому розроблення і впровадження дієвого ОЕМ, спрямованого на заохочення генерації/споживання «зеленої» електроенергії, є базисом для пришвидшеного залучення ВДЕ до енергетичного балансу країни, і, як наслідок, необхідною умовою для виконання зобов'язань, взятих країною в рамках членства у Європейському енергетичному товаристві щодо досягнення 11 % електроенергії з ВДЕ у загальному електроспоживанні країни.

4. З метою екстраполяції провідного європейського досвіду щодо управління розвитком ВЕ досліджено нормативно-правову базу управління

розвитком ВЕ в ЄС та низку економічних інструментів, спрямованих на її стимулювання. Попри різноманіття інструментів державної підтримки, встановлено, що у практиці розвинених країн найбільше визнання одержали схеми підтримки розвитку ВЕ на основі пільгових тарифів та обов'язкової квоти на споживання електроенергії з ВДЕ із торгівлею ЗС. Автором доведено, що ефективне впровадження дієвих економіко-правових механізмів стало запорукою динамічного розгортання генеруючих потужностей на основі ВДЕ у ЄС, а розвиток ВЕ розглядається як одна з умов довготривалого сталого розвитку економіки європейської спільноти.

5. На підставі оцінки впливу стимулюючої політики на розбудову генеруючих потужностей на основі ВДЕ проаналізовано законодавче підґрунтя та існуючі економічні механізми розвитку сектору ВЕ в Україні: ЗТ, пільгові та митні пільги тощо. Встановлено, що реалізація заходів державної підтримки стала потужним імпульсом розбудови «зеленої» енергетики. Однак, незважаючи на динамічний розвиток сектору ВЕ, як результат регуляторного втручання, частка ВДЕ в загальному балансі енергетичних ресурсів на сьогодні залишається незначною, що свідчить про недосконалість державної концепції управління розвитком ВЕ в Україні й об'єктивну необхідність її вдосконалення.

6. Для визначення основних напрямів реформування системи державного управління розвитком ВЕ у роботі окреслено низку бар'єрів на шляху динамічного розвитку ВЕ в Україні, серед основних з яких виокремлені: недосконалість законодавства у сфері ВЕ, російська військова інтервенція, значна різниця у тарифах між традиційною та «зеленою» електроенергією, що робить останню неконкурентоспроможною. Усунення зазначених перепон дозволить більш інтенсивно втілювати в життя заданий вектор розбудови ВЕ. Для цього необхідним є вдосконалення теоретичних і методичних засад ОЕМ управління розвитком ВЕ.

Результати дослідження, представлені у даному розділі, опубліковано у працях [13; 21; 22; 36; 56; 60; 61; 62].

РОЗДІЛ 2
ФОРМУВАННЯ ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНОГО МЕХАНІЗМУ
УПРАВЛІННЯ ЕКОЛОГООРІЄНТОВАНИМ РОЗВИТКОМ
ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ НА ОСНОВІ СИСТЕМИ ТОРГІВЛІ
«ЗЕЛЕНИМИ» СЕРТИФІКАТАМИ

2.1 Теоретико-концептуальні основи формування організаційно-економічного механізму управління екологоорієнтованим розвитком відновлювальної енергетики на основі системи торгівлі «зеленими» сертифікатами

Загальновідомо, що без ефективної системи державного управління економікою неможливо забезпечити стійкі темпи економічного зростання та соціального розвитку. Адже, незважаючи на всі переваги ринкової моделі, залишаються сфери соціально-економічних відносин, де вільний ринок неспроможний забезпечити досягнення важливих довгострокових національних цілей, вирішення ключових соціальних, економічних та екологічних завдань. Саме недосконалість ринку обумовлює необхідність втручання органів державної влади в регулювання економічних процесів у тих сферах, де ринковий механізм не може гарантувати необхідний результат для суспільства.

Одним із таких секторів, який наразі потребує активної регулюючої участі держави, є сектор ВЕ. Перш за все, необхідність державного управління розвитком ВЕ обумовлена поточними і стратегічними цілями щодо поступового збільшення частки ВДЕ у загальному енергоспоживанні країни, які зазначені у Національному плані дій з ВЕ до 2020 року та ЕСУ до 2030 року [46, 47]. Водночас світовий досвід доводить, що на сучасному етапі динамічний розвиток ВЕ взагалі неможливий без провадження державної стимулюючої політики. Адже сьогодні ВЕ не може вільно конкурувати з традиційними технологіями енерговиробництва, оскільки собівартість електроенергії з ВДЕ є значно вищою

за електроенергію із традиційних джерел [66]. Саме тому тільки ефективно і послідовне державне управління може забезпечити необхідні умови для масштабної розбудови сектору ВЕ і стати запорукою досягнення поставлених стратегічних цілей. У зв'язку з цим постає об'єктивна необхідність формування теоретичних та науково-методичних засад OEM управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ.

Слід констатувати, що економічна категорія «організаційно-економічний механізм» набула широкого використання у наукових працях як вітчизняних, так і зарубіжних авторів, і на сьогодні є достатньо дослідженою.

Однак, як результат множинності підходів до трактування OEM та наповнення його змістовно-функціональних складових, у наукових джерелах не існує загальноприйнятого тлумачення цього терміну, яке б повністю розкривало його сутність. Низка дослідників ставить OEM в один синонімічний ряд із такими поняттями, як «механізм реалізації державної політики», «механізм державного управління», «механізм державного регулювання», «господарський механізм» тощо [67, 68]. Деякі автори, навпаки, протиставляють ці терміни, досліджуючи істотні відмінності у їх дефініціях та структурних елементах [69, 70]. Це говорить про багатовимірність і різноплановість даної економічної категорії, її здатність до трансформації залежно від області застосування та конкретних завдань, вирішення яких ставлять перед собою науковці.

Для більш глибокого розуміння сутності OEM дослідимо погляди різних авторів щодо інтерпретації його змісту (табл. 2.1).

Таблиця 2.1

Дефініції терміну OEM (узагальнено автором)

Автор	Визначення поняття OEM
1	2
Богомолова О. С., Шаповалова Н.Г. [68]	організація внутрішніх і зовнішніх економічних відносин (зв'язків), притаманних процесам виробництва, формування організаційно-правових впливів, які реалізуються в процесі управління, координації діяльності всіх рівнів, ланок, а також підсистем економіки регіону в умовах дії економічних законів ринку

Продовження табл. 1.2

1	2
Булеєв І.П. [71]	сукупність форм, методів та інструментів управління і господарювання: планування, державного регулювання, госпрозрахунку, економічних важелів та стимулів, організаційних структур управління, політико-правових форм регулювання економічних процесів
Грещак М.Г., Гребешкова О.М., Коцюба О.С. [72]	механізм, що забезпечує взаємодію підсистеми, яка управляє, та підсистеми, якою управляють, і складається із сукупності конкретних форм та методів свідомого впливу на економіку
Козаченко Г.В. [73]	інструмент управління, який є сукупністю управлінських елементів та способів їхньої організаційної, інформаційної, мотиваційної та правової підтримки, шляхом використання яких з урахуванням особливостей діяльності підприємства забезпечується досягнення певної мети, заради чого, власне, і створюється відповідний механізм
Лисенко Ю.В., Єгоров П.О. [74]	система формування цілей і стимулів, які дозволяють перетворити у процесі трудової діяльності рух матеріальних і духовних потреб членів суспільства на рух засобів виробництва та його кінцевих результатів, спрямованих на задоволення платоспроможного попиту споживачів
Сичевський М.П. [75]	система організаційних, технічних, економічних та правових важелів і методів, які застосовуються у сферах забезпечення, виробництва та збуту продукції, спрямована на досягнення високих кінцевих результатів із найменшими витратами трудових, матеріальних і фінансових ресурсів
Удальцова Н.Л. [69]	сукупність організаційно-економічних структур, що формують галузь національної економіки, і рівнів управління, які містять законодавчі, фінансово-економічні та організаційно-адміністративні методи впливу, що забезпечують безперервний розвиток галузі на основі принципів цілеспрямованості, системності, комплексної реалізації потенціалу галузі, адаптивності, узгодженості інтересів взаємодіючих суб'єктів, інноваційності

Узагальнення існуючих точок зору та підходів до визначення OEM дозволяє нам зробити висновок, що OEM розглядається як певна рушійна сила, що є ієрархічно упорядкованою системою взаємозалежних і взаємообумовлених елементів, функціонування яких здатне забезпечити бажаний результат. Іншими словами, OEM – це сукупність засобів, покликаних здійснювати цілеспрямований вплив суб'єкта управління на об'єкт управління та задавати необхідний вектор розвитку у напрямі реалізації визначених цілей.

На сьогодні, як слідує з аналізу наукової економічної літератури, відсутнє чітке визначення і узгоджене змістовне наповнення терміну «OEM управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ». Тому, погоджуючись з вищезазначеними визначеннями OEM, уточнимо його поняття саме для сфери ВЕ, а саме: OEM управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ доцільно розглядати як консолідовану систему взаємопов'язаних та узгоджених важелів економічного, адміністративного та соціально-психологічного впливу, спрямованих на досягнення державних цілей енергетичної політики у галузі ВЕ.

Враховуючи вступ України до Європейського енергетичного товариства та взяття зобов'язання до 2020 року досягти рівня 11 % енергії з ВДЕ у загальній структурі енергоспоживання країни, основною метою OEM управління розвитком ВЕ, на нашу думку, повинно стати сприяння досягненню цього показника. Отже, основною відмінністю на сучасному етапі OEM управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ повинна бути його націленість на впровадження на національному рівні обов'язкової квоти на споживання електроенергії з ВДЕ та системи випуску і обігу ЗС, які більш детально розглянуті у розділі 3.2. Тому запропоноване нами змістовно-функціональне наповнення даного OEM буде враховувати пропозиції щодо вдосконалення державного управління розвитком ВЕ на основі системи торгівлі ЗС.

З метою конкретизації та упорядкування етапів формування OEM цілком логічним вбачається розроблення алгоритму його побудови, який, на нашу думку, має такий вигляд: 1) формулювання основної мети управління

розвитком ВЕ → 2) постановка конкретних завдань, які повинні бути вирішені у процесі управління розвитком ВЕ → 3) визначення об'єктів і суб'єктів управління розвитком ВЕ → 4) формування принципів управління розвитком ВЕ → 5) визначення функцій управління розвитком ВЕ → 6)) формування стратегій розвитку та розроблення програм їх реалізації → 7) вибір методів та інструментів (важелів) управління розвитком ВЕ → 8) оптимізація, пошук джерел фінансування і впровадження комплексу заходів → 9) оцінка результатів управління → 10) коригування завдань (за необхідності).

На основі наведеного алгоритму більш детально розглянемо кожний з етапів.

Вищезазначене трактування OEM управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ на основі системи торгівлі ЗС дозволяє нам визначити основну мету та низку ключових завдань, які повинні бути вирішені у процесі його функціонування. Так, основною метою OEM управління розвитком ВЕ на основі системи торгівлі ЗС є створення максимально сприятливих організаційних та економічних умов для збалансованого розвитку сектору ВЕ шляхом розроблення ефективних заходів та процедур з їх реалізації. До ключових завдань OEM доцільно віднести:

- збільшення частки ВДЕ у структурі валового кінцевого енергоспоживання країни та, як результат, зменшення імпорту органічних енергетичних ресурсів;
- створення стабільного попиту на електроенергію з ВДЕ в усіх категорій споживачів;
- формування системи надійного і прозорого моніторингу обсягів генерації та споживання електроенергії з ВДЕ;
- зниження обсягів викидів парникових газів та шкідливих речовин в атмосферу шляхом заміщення електростанцій на викопному паливі генеруючими об'єктами ВЕ;
- акумулювання фінансових ресурсів з метою їх подальшого спрямування

на будівництво нових об'єктів ВЕ;

– забезпечення доступу потенційних інвесторів до безвідсоткових кредитних ресурсів для будівництва електростанцій на основі ВДЕ;

– регулювання географії інсталяції генеруючих потужностей «зеленої» енергетики та структури ВДЕ тощо.

Об'єктом управління у процесі реалізації OEM управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ є суб'єкти господарювання, які здійснюють свою діяльність у сфері ВЕ.

Суб'єктами управління виступають органи державної влади, що здійснюють регулювання у сфері ВЕ і наведені в табл. 1.1.

Формування OEM управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ на основі системи торгівлі ЗС неможливе без визначення основних принципів – конкретних норм, правил, керівних ідей, які є базисом управлінської діяльності. Саме за їх допомогою керуюча система здатна узгоджувати та координувати дії керованої системи, впливати на процес ухвалення управлінських рішень, забезпечувати вибір оптимальних методів управління тощо.

На нашу думку, реалізація OEM повинна здійснюватися при дотриманні як загальних принципів управління, якими керуються при управлінні об'єктами різної галузевої приналежності, так специфічних, які властиві сфері ВЕ. Тому для їх визначення звернемося як до наукових принципів менеджменту, які мають універсальний характер [76; 77], так і до засад реалізації державної політики у сфері ВЕ, викладених у законодавчих актах та програмних стратегічних документах [46; 49]. Їх аналіз дозволив нам сформулювати дві групи принципів, на яких, на нашу думку, повинно ґрунтуватись управління розвитком ВЕ.

До основних загальних принципів OEM доречно віднести такі:

- цілеспрямованості, що передбачає постановлення головної мети і конкретних завдань механізму, оцінку їх співвідношення із наявними

ресурсами та визначення необхідних засобів для їх досягнення;

- комплексності, який полягає у необхідності розгляду і розвитку системи управління як єдиного цілого, що дозволяє враховувати всі напрями її діяльності і властивості та забезпечує тісний взаємозв'язок між усіма підсистемами й елементами;

- ієрархічності, спрямований на визначення необхідної кількості рівнів управління, ступеня самостійності кожного із суб'єктів управління, характеру взаємовідносин, які виникають у процесі управління між суб'єктами різних ланок та між суб'єктами і об'єктами управління;

- адаптивності, що вимагає своєчасного реагування на зміни у зовнішньому та внутрішньому середовищах – оперативного прийняття рішень відповідно до ринкових можливостей і загроз;

- ефективності, який передбачає досягнення високих показників результативності діяльності об'єкта управління – досягнення максимального результату за мінімальних витрат.

Крім загальних принципів, доцільно визначити специфічні принципи, які наділяють OEM управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ притаманними йому особливостями, що дозволяють визначити його місце серед інших механізмів управління сферами національного господарства:

- законності – передбачає, що органи державної влади у процесі управління розвитком ВЕ зобов'язані здійснювати свої повноваження у рамках Конституції України, керуватись чинним законодавством та дотримуватись його норм;

- пріоритетності – базується на визначенні пріоритетних напрямів розвитку ВЕ з урахуванням економічної та екологічної доцільності освоєння тих чи інших видів ВДЕ, енергодефіцитності окремих регіонів, вимог ринку тощо;

- інноваційності – передбачає визначення інноваційного вектору розвитку сектору ВЕ, впровадження спектру нових технологій, здатних

підвищити ефективність використання ВДЕ, забезпечити безпеку енергопостачання, оновлення енергетичної інфраструктури тощо;

- захисту довкілля – повинен сприяти підвищенню рівня екологічної безпеки шляхом зменшення техногенного навантаження на навколишнє природне середовище за рахунок заміщення електростанцій на викопному паливі генеруючими об'єктами «зеленої» енергетики;

- наукового забезпечення – передбачає сприяння фундаментальним та прикладним дослідженням у сфері ВЕ, популяризації та впровадженню науково-технічних досягнень, підготовці висококваліфікованих фахівців у навчальних закладах тощо;

- підтримки національного виробника – повинен гарантувати розвиток вітчизняних технологій ВЕ, що, у свою чергу, буде сприяти скороченню імпорту обладнання та комплектуючих для генеруючих об'єктів ВЕ, збільшенню експорту продукції власного виробництва у майбутньому;

- інтеграції України до європейського енергетичного простору – спрямований на адаптацію українського законодавства у сфері енергетики до законодавства ЄС, сприяння виконанню зобов'язань у рамках членства України в Європейському енергетичному товаристві.

Вищезазначені групи принципів є фундаментом для створення повноцінно функціонуючого OEM управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ, їх неухильне дотримання у процесі управління повинно сприяти ухваленню обґрунтованих високоефективних рішень.

Функціями OEM управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ є загальнонаукові функції управління: прогнозування, планування, організація, регулювання, мотивація, моніторинг, контроль тощо [78].

Національні та регіональні стратегії розвитку ВЕ доцільно розробляти відповідно до поставленої конкретної мети: виконання міжнародних зобов'язань у рамках Європейського енергетичного товариства щодо досягнення 11 % енергії з ВДЕ у загальному енергоспоживанні країни; перехід

до самоенергозабезпечення; зниження викидів парникових газів в атмосферу; експорт «зеленої» електроенергії тощо. У подальшому відповідно до кожної обраної стратегії формуються і реалізуються конкретні програми та заходи щодо її виконання.

Одним з найважливіших етапів у процесі побудови OEM є етап вибору комплексу дієвих методів, за допомогою яких, власне, і реалізуються функції, принципи управління та досягаються встановлені цілі щодо розбудови ВЕ. Методи управління є сукупністю засобів (інструментів/важелів), які реалізуються у межах владних повноважень суб'єкта управління і здійснюють цілеспрямований вплив на керований об'єкт [79]. Вибір того чи іншого методу управління, у кожному конкретному випадку, повинен визначатися специфікою функціонування ринку ВЕ України, а раціональне поєднання обраних методів повинно сформувати необхідний арсенал засобів для ефективного управління розвитком ВЕ.

На сьогодні у науковій літературі існують різні підходи щодо систематизації методів управління за різними ознаками [79; 80], проте їх єдиної загальноприйнятої класифікації наразі не існує. Найбільшого поширення набула класифікація методів управління за формою впливу: прямі (спираються на силу влади і здійснюють безпосередній вплив на об'єкт управління) та непрямі (здійснюють опосередкований вплив на інтереси об'єкта управління, надаючи йому можливість обрати певний варіант поведінки) і залежно від способу впливу: економічні (методи спонукання), адміністративні (методи примусу) та соціально-психологічні (методи переконання).

Варто зазначити, що методи управління тісно переплітаються між собою, тому деякі економічні важелі складно віднести до конкретного методу, оскільки вони можуть використовуватися як в одному, так і одночасно у декількох із них. З метою конкретизації дії груп інструментів впливу для OEM управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ, що розглядається, доцільно провести деталізацію змістовного наповнення кожного із методів управління.

Економічні методи посідають провідну позицію серед методів управління, оскільки управлінські відносини, насамперед, визначаються потребами й інтересами учасників процесу управління, які, у свою чергу, створюють основу економічних відносин. Вони є сукупністю важелів економічного впливу, за допомогою яких створюються оптимальні умови для спонукання учасників ринку ВЕ діяти у напрямі досягнення високих економічних результатів.

До основних економічних методів, які доречно використовувати у процесі управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ, варто віднести:

- **економічне прогнозування**, головним завданням якого є отримання науково обґрунтованої картини тенденцій розвитку сектору ВЕ у майбутньому. На основі детального вивчення динаміки розбудови ВЕ у минулому, аналізу низки факторів, здатних гальмувати чи пришвидшувати темпи зростання, здійснюється припущення щодо можливих змін у розвитку ВЕ. Прогнозні показники, які мають гіпотетичний характер, використовують у подальшому як основу для прийняття управлінських рішень у процесі планування. У частині впровадження системи торгівлі ЗС, цей метод доцільно використовувати при прогнозуванні щорічної квоти щодо споживання електроенергії з ВДЕ, кількості ЗС, яка надійде в обіг у розрахунковому році, річного валового споживання електричної енергії в країні тощо;

- **економічне планування**, зміст якого полягає у формуванні стратегії розвитку сектору ВЕ. Процес планування складається із низки етапів, а саме: визначення довгострокових цілей, конкретизація тактичних завдань для відповідних періодів, формування комплексу заходів, які визначають послідовність дій для отримання бажаного результату, контроль за досягненням поставлених завдань шляхом порівняння отриманих показників із фактичними та коригування цілей за необхідності. У процесі планування відбувається оптимальний розподіл ресурсів, розглядаються та аналізуються

варіанти майбутніх рішень і обираються оптимальні, здатні забезпечити досягнення поставленої мети;

- **ціноутворення** є одним із найвагоміших економічних методів у процесі управління розвитком ВЕ, оскільки держава безпосередньо впливає на ціну «зеленої» електроенергії шляхом регламентації її рівня. З метою удосконалення формування тарифу на «зелену» електроенергію, ключова увага далі буде приділена розробці методичного підходу до оцінки вартості електроенергії з ВДЕ, який наразі відсутній у нормативних документах української правової бази. Підхід доцільно розробляти, спираючись на провідний досвід розвинених країн, міжнародних організацій у сфері енергетики з метою формування оптимальної ціни на електроенергію з ВДЕ як із позиції власників генеруючих об'єктів, так і кінцевих споживачів електричної енергії;

- **економічне регулювання** доцільно здійснювати з метою подолання низки бар'єрів на шляху успішного розвитку вітчизняного сектору ВЕ. На наш погляд, сучасним проблемним питанням економічного регулювання, на яке варто звернути увагу уряду, є визначення оптимального сценарію інвестування у розвиток ВЕ в регіонах України, що базується на наданні безвідсоткових фінансових ресурсів для будівництва об'єктів ВЕ із врахуванням рівня техногенного навантаження на навколишнє природне середовище та структури ВДЕ.

Одним із наслідків відсутності економічного регулювання інвестиційних вкладень у територіальне розміщення об'єктів ВЕ є несправедливе споживання екологічних вигід «зеленої» енергетики. Адже, відповідно до українського законодавства плата за таку енергію лягає додатковим тягарем на всіх кінцевих споживачів, тоді як екологічними вигодами може скористатися лише населення, яке проживає у межах окремих територіально-адміністративних одиниць.

Іншим прикладом відсутності регулювання інвестицій у територіальну інсталяцію генеруючих потужностей ВЕ України стало фокусування більш ніж третини об'єктів ВЕ на півострові Крим, який займає 4,5 % від загальної території країни. Наслідком такого прорахунку в управлінні розвитком ВЕ стала втрата 36,5 % електростанцій на ВДЕ від їх загальної встановленої потужності у результаті анексії півострова Російською Федерацією. Хоча військове втручання Російської Федерації було важко передбачуваним, очевидним є те, що більш досконала концепція державного управління могла б мінімізувати втрати вітчизняного сектору ВЕ [81].

Окрім цього, за допомогою регулювання інвестицій у територіальну інсталяцію електростанцій на основі ВДЕ можна покращити екологічну ситуацію в регіонах із значними обсягами викидів забруднювальних речовин в атмосферу шляхом заміщення електростанцій на викопному паливі об'єктами ВЕ;

- **економічне стимулювання**, яке базується на врахуванні економічних інтересів учасників ринку ВЕ і охоплює низку інструментів, спрямованих на посилення зацікавленості суб'єктів господарювання у процесах генерації, транспортування, розподілу та споживання електроенергії з ВДЕ. У рамках запропонованої системи торгівлі ЗС інструментом стимулюючого впливу на розвиток ВЕ є обов'язкова квота на споживання електричної енергії з ВДЕ.

Серед інших важелів стимулюючого характеру, які спонукають потенційних інвесторів реалізувати проекти у сфері ВЕ, можна виокремити:

- *фінансування*, яке передбачає повне або часткове фінансування проектів ВЕ із цільових фондів. У рамках цього методу держава повинна забезпечити фінансування тих проектів, впровадження яких має на меті забезпечення не стільки економічного, як соціального та екологічного ефекту.

Фінансування проектів ВЕ може відбуватися як за рахунок державних та регіональних цільових фондів, так і за кошти міжнародних партнерів, інших джерел у рамках програм, спрямованих на зниження антропогенного впливу

енергетики на навколишнє природне середовище. Україна вже має досвід реалізації низки проектів ВЕ у ході виконання зобов'язань Кіотського протоколу, а саме у рамках механізму спільного впровадження та за рахунок коштів, отриманих від міжнародної торгівлі квотами на викиди парникових газів. Оскільки Кіотський протокол є ефективним інструментом залучення інвестицій у сектор ВЕ, важливим є подальше виконання необхідних умов для участі України у другому періоді глобальної кліматичної угоди;

– *кредитування*, яке тісно переплітається з методом фінансування, є одним із найефективніших способів залучення фінансових ресурсів для реалізації проектів у сфері ВЕ на основі принципів повернення, терміновості і платності. Внутрішнє кредитування здійснюється банками через надання середньострокових та довгострокових кредитів у національній та вільноконвертованій валюті. Однак, варто зазначити, що у 2011 році НБУ заборонено видавати валютні кредити з метою зниження тиску на курс гривні [82]. Вже у 2015 році складна політична та економічна ситуація в країні призвела до масштабної інфляції (60,9 % станом на червень 2015 року) [83] та підвищення облікової ставки НБУ до 30 % з березня 2015 року [84] як вимушеного кроку з метою стабілізації національної грошової одиниці. Як результат, наразі в Україні відсутнє доступне кредитування й у національній валюті.

Дещо краща ситуація із зовнішнім кредитуванням, яке здійснюється у рамках різноманітних міжнародних програм, спрямованих на реалізацію проектів сталого енергетичного розвитку. На сьогодні в Україні відкрито кредитні лінії Європейського Банку Реконструкції і Розвитку (ЄБРР): Ukraine Sustainable Energy Lending Facility (USELF), Ukraine Energy Efficiency Programme (UKEEP) [85; 86] для українських компаній, що мають на меті інвестувати у проекти з енергоефективності та ВЕ. Втім, високі вимоги щодо фінансових, технічних та екологічних критеріїв проектів не дають змогу всім бажаючим подати заявку на отримання необхідного фінансування.

Таким чином, сьогодні доступ до дешевих кредитів залишається актуальною проблемою, і уряд країни має докласти максимум зусиль, щоб забезпечити залучення кредитних ресурсів девелоперами сектору ВЕ на вигідних умовах та за доступними відсотковими ставками. З огляду на це, у розділі 3.2 нами запропонований механізм – система торгівлі кредитними ЗС, за допомогою якого держава може залучати фінансові ресурси та надати їх інвесторам у формі безвідсоткових кредитів для будівництва об'єктів ВЕ;

– *оподаткування* є методом опосередкованого впливу на розвиток ВЕ, здатним за рахунок режиму пільгового оподаткування створити заохочувальні умови для інвестування у сектор ВЕ. Як зазначалося вище, Податковим кодексом України передбачено низку пільг, спрямованих на стимулювання розбудови ВЕ. Наразі, основне завдання полягає в оцінці співвідношення між витратами бюджету на фінансування згаданих податкових пільг і майбутніми економічними, соціальними й екологічними вигодами від їх впровадження.

Окрім цього, пільгове оподаткування має важливе значення для зниження привабливості використання викопних енергетичних ресурсів. Кроки у цьому напрямі в Україні також були зроблені. У 2010 році було впроваджено екологічний податок, який, у тому числі, справляється і за фактичні обсяги викидів в атмосферне повітря забруднювальних речовин, зокрема діоксиду вуглецю. Однак, ставка цього податку є занадто низькою і становить лише 0,24 грн за 1 тону [52]. Тому на сьогодні питання визначення оптимальної ставки податку залишається відкритим. Адже низька ставка податку не сприяє зниженню використання органічного палива, не призводить ні до істотних скорочень викидів, ні до суттєвих надходжень до бюджету, не виправдуючи у багатьох випадках навіть витрати на його адміністрування.

У цілому, економічні методи та інструменти становлять ядро методів управління, їх раціональне поєднання та оптимальне співвідношення здатне чинити найпродуктивніший вплив на розвиток «зеленої» енергетики в країні.

Процес управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ неможливо уявити без застосування адміністративних (організаційно-розпорядчих методів), адже жоден з економічних методів не може існувати без впливу організаційно-адміністративного характеру. Саме за їх допомогою реалізується одна із головних функцій управління – функція організації.

Адміністративні методи є методами прямого впливу, що спираються на владні повноваження та являють собою систему засобів організаційно-розпорядчої дії, спрямовану на організацію, координацію, узгоджену співпрацю учасників управлінського процесу [87]. Їх основним покликанням є формування стійких зв'язків між структурними одиницями керованої системи, визначення їх прав, обов'язків, відповідальності, забезпечення чіткого розподілу обов'язків в апараті управління, дотримання законодавчих норм у процесі прийняття управлінських рішень тощо.

Адміністративні методи управління поділяють на організаційні, за допомогою яких здійснюється вплив на структуру управління (статика управління), та оперативно-розпорядчі, які впливають безпосередньо на процес управління (динаміка управління) [88].

В управлінні екологоорієнтованим розвитком ВЕ організаційні методи (регламентування, нормування, організаційно-методичне інструктування) доцільно використовувати у процесі створення нових схем підтримки розвитку і встановлення в їх рамках завдань, функцій, повноважень, відповідальності, взаємозв'язків з існуючими структурними елементами. Перелічене повинно бути задеклароване за допомогою інструментарію організаційних методів (положень, статутів, регламентів тощо).

Оперативно-розпорядчі методи застосовуються після визначення прав і обов'язків всіх суб'єктів ринку електроенергії України. За допомогою цих методів чиниться прямий вплив на об'єкт управління через накази, розпорядження, рекомендації, оперативні вказівки тощо. Оперативно-розпорядчі методи (директиви, постанови, рішення, накази) характеризуються

адресністю вказівок, виконання яких має на меті забезпечення організаційної чіткості, дисциплінованості та злагодженості роботи всіх структурних елементів ринку електричної енергії.

Таким чином, адміністративні методи є невід'ємною частиною впливу на процес управління, саме за їх допомогою здійснюється координація виконання функцій окремими структурними одиницями, які в комплексі забезпечують вирішення поставлених завдань. Їх ефективна реалізація створює сприятливі умови для існування та динамічного розвитку керованої системи.

Адміністративні й оперативно-розпорядчі методи та інструменти будуть використані нами далі при формуванні нормативно-правових умов впровадження на національному рівні системи торгівлі ЗС (підрозділ 2.2) та вдосконалення структури інституційного механізму управління розвитком ВЕ (підрозділ 2.3).

Соціально-психологічні методи є сукупністю важелів впливу на індивідуальну/суспільну свідомість та поведінку, соціальну активність населення з метою вирішення необхідних організаційних та економічних завдань. Вони базуються на використанні моральних стимулів, впливають на індивіда за допомогою специфічних психологічних прийомів, перетворюючи завдання, поставлене суб'єктом управління, у свідомий обов'язок і внутрішню потребу особистості. За способом своєї дії дані методи поділяються на дві групи – психологічні та соціальні. Перші ґрунтуються на закономірностях функціонування людської психіки і націлені на управління поведінкою індивіда. Другі – базуються на врахуванні особливостей взаємодії індивідів, існуючих норм і цінностей у суспільстві та спрямовані на управління міжособистими стосунками [89].

Найбільший інтерес у процесі управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ соціально-психологічні методи представляють у частині мотивування кінцевих споживачів споживати електроенергію, згенеровану з ВДЕ. Стимулювання споживання «зеленої» електроенергії є одним із ключових

завдань, вирішення якого є необхідним для успішної розбудови ВЕ в Україні. Мотивація споживачів повинна здійснюватися через методи переконання, до основних з яких належать спонукання, заохочення, інформування тощо.

Отже, соціально-психологічні методи є логічним доповненням економічних та адміністративних методів управління, здатним впливати на свідомість та моральну відповідальність об'єкта управління з метою досягнення суспільних інтересів.

Варто зазначити, що всі три групи методів доцільно використовувати в органічному поєднанні одне з одним, адже лише їх гнучка комбінація дозволить досягти найкращих результатів в управлінні екологоорієнтованим розвитком ВЕ.

Одним із важливих етапів при формуванні ОЕМ є оптимізація і впровадження конкретних заходів, що покликані забезпечити бажаний результат розвитку ВЕ. Оптимізацію комплексів відповідних заходів доцільно здійснювати з урахуванням існуючих методів оптимізації, а також підходу, запропонованого нами у підрозділі 3.3. Для фінансування відібраних заходів можуть бути залучені кошти державного бюджету, ЄБРР, добровільні внески фізичних та юридичних осіб тощо. Для більш ефективного їх акумулювання і розподілу доцільно створити цільовий фонд розвитку ВЕ.

На останніх етапах ОЕМ здійснюється аналіз та оцінка результатів управління розвитком ВЕ, визначається рівень досягнення поставленої мети та конкретних завдань, окреслюється коло наявних проблем, що підлягають вирішенню у майбутніх періодах, коригуються цілі у разі необхідності.

Проведене дослідження дозволяє нам узагальнити теоретико-концептуальні основи ОЕМ управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ на основі системи торгівлі ЗС у вигляді схеми, зображеної на рис. 2.1.



2.2 Організаційно-економічні засади формування системи торгівлі «зеленими» сертифікатами

На сучасному етапі розвитку технологій ВЕ суттєве заміщення традиційних технологій енерговиробництва ВДЕ неможливе без потужної підтримки з боку уряду держави. Наскільки успішною буде розбудова генеруючих потужностей «зеленої» енергетики, залежить безпосередньо від вибору схеми підтримки, тому рішення, якій саме моделі віддати перевагу, вимагає комплексного і зваженого підходу.

Незважаючи на те, що сьогодні в Україні впроваджено низку економічних важелів, спрямованих на активізацію генерації електроенергії з ВДЕ, аналіз існуючої державної концепції управління розвитком ВЕ засвідчує неспроможність забезпечити розбудову ВЕ на рівні, який відповідає вимогам часу.

Одним із недоліків ЗТ – основного інструменту стимулювання розбудови ВЕ, який наразі функціонує в Україні, – є його спрямованість, передусім, на заохочення генерації електроенергії з ВДЕ. Адже, по суті, обсяги споживання «зеленої» електроенергії кінцевими споживачами не залежать від стратегічних державних цілей щодо досягнення частки 11 % електроенергії з ВДЕ в загальному балансі електричної енергії до 2020 року. На нашу думку, саме формування постійно зростаючого попиту на «зелену» електроенергію здатне забезпечити значне збільшення її пропозиції [90]. Тому одним із можливих шляхів удосконалення державного управління розвитком ВЕ є реалізація принципово нової для України схеми підтримки розвитку ВЕ, яка передбачає впровадження на національному рівні обов'язкових квот на споживання електроенергії з ВДЕ та системи випуску й обігу ЗС.

Основоположними ідеями класичної ринкової моделі торгівлі ЗС є:

- відокремлення фізичного потоку електроенергії з ВДЕ від її екологічних вигід, які знаходять своє відображення у вартості ЗС, що дозволяє використовувати

ЗС як інструмент для досягнення відповідних цілей у різних схемах підтримки розвитку ВЕ;

- включення умов ринкової конкуренції у процес генерації/споживання електроенергії на основі ВДЕ з метою формування, на основі взаємодії попиту і пропозиції, оптимальної ціни на «зелену» електроенергію [91].

Варто зазначити, що система торгівлі ЗС наразі апробована у багатьох економічно розвинених країнах світу – США, Австралії, Японії, Швеції, Данії, Нідерландах, Великобританії та інших [92]. Адаптація системи торгівлі ЗС до законодавства кожної з країн, специфіки функціонування їх ринків електричної енергії, цілей державної політики у сфері ВЕ тощо обумовила появу низки її модифікацій. Головна відмінність у реалізації системи торгівлі ЗС полягає у визначенні суб'єктів господарювання, на яких накладається зобов'язання щодо генерації/споживання електроенергії з ВДЕ та купівлі ЗС. Як показує світовий досвід, зобов'язання може накладатися на будь-яких учасників ринку електричної енергії. Так, на боці пропозиції обов'язкова квота реалізується в Італії (виробники електроенергії), але більш широке застосування вона знайшла на боці попиту, зокрема в Австралії (оптовий ринок електроенергії), Великобританії, Румунії (енергопостачальні організації), Швеції, Данії (кінцеві споживачі) [93]. Інші вагомні розбіжності пов'язані з переліком ВДЕ, на які поширюється система торгівлі ЗС, формуванням ціни на ЗС [94], об'єднанням декількох національних ринків торгівлі ЗС [95], особливостями функціонування додаткових схем підтримки, що базуються на використанні ЗС [96; 97] тощо. Крім того, особливої уваги заслуговує ступінь втручання держави у процес регулювання ціни ЗС. Сьогодні на основі досвіду інших країн можна виокремити два основні підходи:

- ринкової саморегуляції цін в умовах конкуренції на основі співвідношення попиту і пропозиції на електроенергію з ВДЕ. У цьому випадку система торгівлі ЗС покликана досягти встановленої мети (бажаного обсягу електроенергії з ВДЕ) за будь-якого рівня ціни [11]. Відтак, можна стверджувати, що за даної умови система торгівлі ЗС працює з істотними ціновими ризиками,

оскільки при дефіциті/профіциті ЗС на ринку їх вартість може сягнути економічно необґрунтованої ціни;

- державного регулювання шляхом регламентування мінімального та максимального цінових порогів ЗС [11]. Мінімальна ціна ЗС (P_{\min}) встановлюється з метою забезпечення виробників від занадто низьких цін, які становлять загрозу поверненню інвестицій, вкладених у будівництво генеруючих потужностей, максимальна (P_{\max}) – для забезпечення кінцевих споживачів електроенергії від занадто високих цін. За таких умов ціна ЗС визначається на основі попиту і пропозиції на електроенергію з ВДЕ, і може коливатися лише у межах $[P_{\min} \div P_{\max}]$ [98].

На нашу думку, застосування класичної ринкової системи торгівлі ЗС в Україні на сьогодні є неможливим. Це обумовлено тим, що для її успішної реалізації необхідний достатньо розвинений ринок ВЕ. Оскільки в Україні цей ринок перебуває на етапі свого становлення і обсяги генерації електроенергії з ВДЕ є незначними, доцільним є формування регульованої державою системи торгівлі ЗС, яка базується на фіксованій ціні ЗС і обігу як звичайних, так і кредитних ЗС. На нашу думку, саме такий механізм створить надійний фундамент та оптимальні умови для динамічного розвитку українського сектору ВЕ.

Розглянемо більш детально організаційно-економічні засади формування системи торгівлі ЗС та особливості її впровадження на ринку електроенергії України.

Здійснене нами дослідження сучасної структури ринку електричної енергії України дозволило визначити й обґрунтувати коло суб'єктів господарювання, на яких доцільно накласти зобов'язання щодо споживання електричної енергії з ВДЕ – кінцевих споживачів електричної енергії та зобов'язання щодо купівлі ЗС – енергопостачальні компанії. Це дає підстави сформулювати авторське визначення системи торгівлі ЗС для її реалізації в Україні.

Система торгівлі ЗС – механізм стимулювання виробництва електроенергії з ВДЕ, у рамках якого на енергопостачальні компанії накладається зобов'язання

(квота) щодо купівлі певної кількості електроенергії з ВДЕ, встановлене пропорційно обсягу їх продажів електричної енергії кінцевим споживачам, які повинні сплатити її вартість. Виконання накладеного зобов'язання підтверджується фактом володіння певною кількістю ЗС, придбаних відповідно до умов реалізації цього механізму.

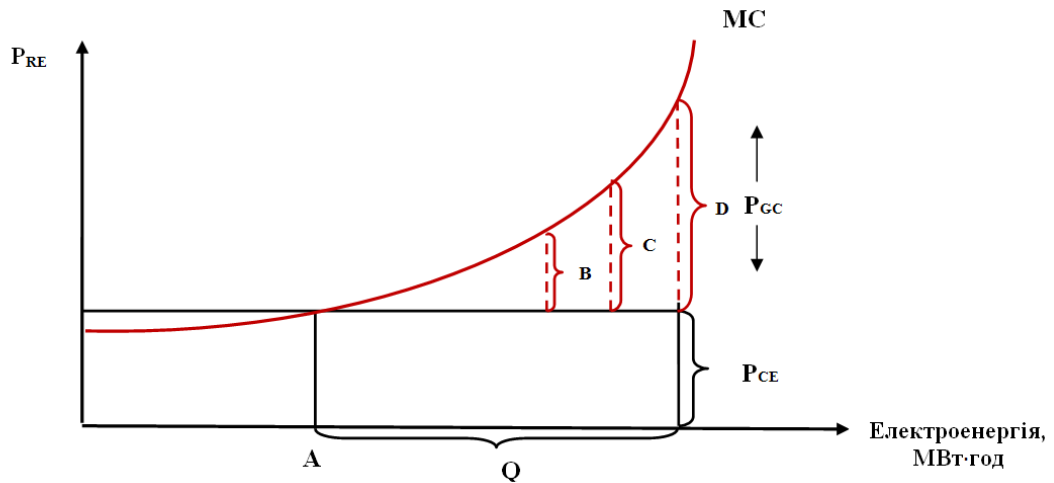
У рамках системи торгівлі ЗС електроенергія з ВДЕ на ОРЕ буде реалізовуватися за середньозваженою ринковою ціною електроенергії, згенерованої на основі всіх традиційних технологій енерговиробництва, представлених на ринку електроенергетики України (ТЕС, ТЕЦ, АЕС, великі ГЕС) та ЗС, за рахунок яких будуть покриватися додаткові витрати на її генерацію. Фінансові надходження від цих двох складових ціни повинні забезпечити необхідний дохід для покриття вартості виробництва «зеленої» електроенергії та отримання обґрунтованого прибутку власниками енергогенеруючих об'єктів.

ЗС є комерційним товаром, який відображає екологічну цінність «зеленої» електроенергії [99]. Сертифікат видається виробникові «зеленої» електроенергії в обмін на згенерований обсяг електричної енергії, і таким чином засвідчує, що певний обсяг електроенергії був згенерований, а при його купівлі суб'єктами, на які накладено зобов'язання по купівлі ЗС, – спожитий.

Вартість сертифіката залежить безпосередньо від середньозваженої ринкової ціни на традиційну електроенергію і вартості генерації електроенергії на основі різних технологій ВЕ. Вона може збільшуватись при зниженні ринкової ціни традиційної електроенергії і відповідно зменшуватись при її збільшенні, оскільки більш високовартісна традиційна електроенергія покращує конкурентоспроможність електроенергії з ВДЕ (рис. 2.2).

На сучасному етапі існують конкурентоспроможні технології ВЕ, тобто ті електростанції, які генерують електроенергію на основі ВДЕ і при цьому є рентабельними (наприклад, великі ГЕС), а, отже, не потребують додаткової підтримки з боку держави (обсяг електроенергії до обсягу А на рис. 2.2). Включення такої електроенергії до системи торгівлі ЗС не є логічним, оскільки

приведе до отримання надприбутків власниками відповідних енергогенеруючих об'єктів.



P_{RE} – ціна електроенергії з ВДЕ, грн/МВт-год;
 P_{CE} – середньозважена ринкова ціна традиційної електроенергії, грн/МВт-год;
 MC – граничні витрати генерації електроенергії з ВДЕ, грн/МВт-год;
 A – обсяг електроенергії з ВДЕ, генерація на основі яких є конкурентоспроможною порівняно із традиційними технологіями енерговиробництва;
 P_{GC} – ціна ЗС для електроенергії на основі різних технологій ВЕ (B, C, D), грн/МВт-год;
 Q – квота на споживання електроенергії з ВДЕ, МВт-год.

Рис. 2.2 – Основні елементи ціноутворення на електроенергію у системі торгівлі ЗС [100, 101]

Одним із недоліків системи торгівлі ЗС є складність ціноутворення для електроенергії, згенерованої з різних видів ВДЕ. Загальна крива граничних витрат (MC) складається із множини точок, що відповідають різним технологіям ВЕ: B, C, D на рис. 2.2. У кожний момент часу ціна ЗС повинна відповідати вартості найбільш високовартісної технології, залученої до системи, щоб дозволити покрити витрати генерації електроенергії на її основі. Середня ціна за всіма видами ВДЕ, які будуть входити до системи торгівлі ЗС, призведе до розгортання лише найдешевших технологій, оскільки інвестори волітимуть одержати максимальний прибуток при мінімумі інвестиційних вкладень. Водночас, якщо ціна ЗС буде покривати витрати найдорожчої технології, невиправданий додатковий дохід отримають технології із більш низькими витратами. Незважаючи на те, що у деяких країнах ціна на ЗС встановлюється на одному (середньому) рівні для всіх

технологій, що значно полегшує облік ЗС [102], на нашу думку, при формуванні ціни на електроенергію з ВДЕ в Україні доцільно враховувати вартість кожної конкретної технології ВЕ. Застосування такого підходу створює додаткові труднощі при розробці алгоритму розрахунку вартості ЗС, проте буде сприяти встановленню справедливої ціни на електроенергію та формуванню більш різноманітної структури ВЕ.

Якщо енергопостачальні компанії, на які накладено зобов'язання щодо купівлі ЗС, не можуть виконати його у повному обсязі, то вони зобов'язані сплатити штрафні санкції (за кожний не придбаний сертифікат), встановлені регулюючим органом, сума яких перевищує встановлену ціну ЗС (рис. 2.3).

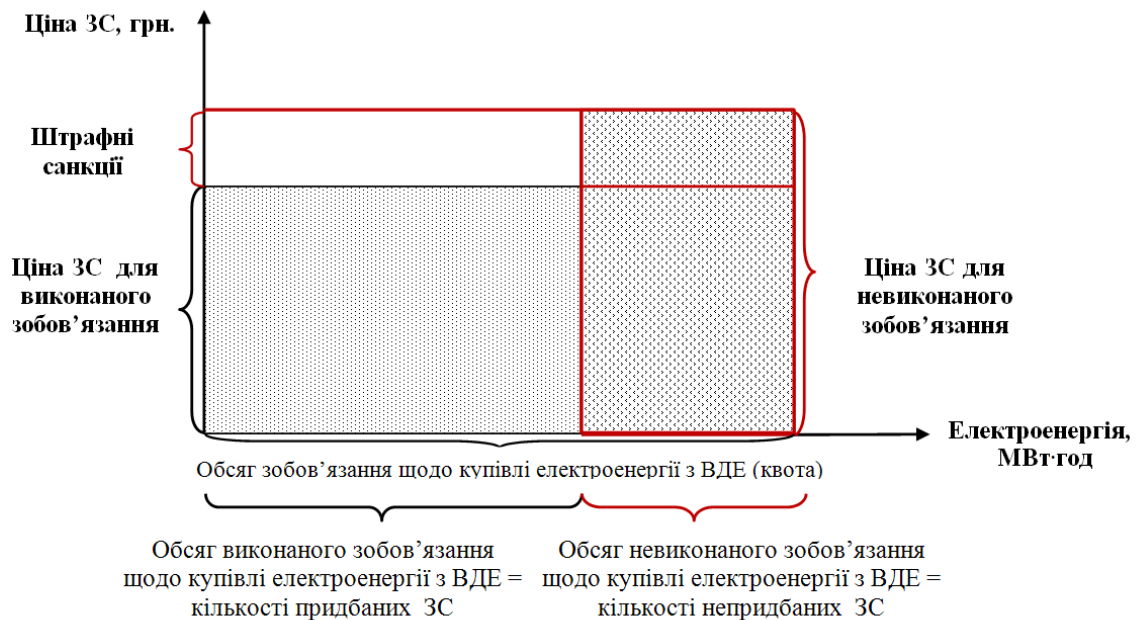


Рис. 2.3 – Схема формування штрафних санкцій при неповному виконанні зобов'язання щодо купівлі ЗС [103]

У світовій практиці торгівля ЗС здійснюється на спеціалізованому торговельному майданчику – енергетичній біржі, що потребує створення окремого паралельно функціонуючого ринку ЗС для здійснення обігу сертифікатів, не прив'язаного до руху електроенергії, на основі якої вони випускаються [104]. В Україні пропонуємо створити такий ринок як окремий сегмент ОРЕ, де на основі

укладених договорів між виробниками електроенергії з ВДЕ та енергопостачальними компаніями буде здійснюватися купівля-продаж ЗС.

На нашу думку, для ефективного впровадження в Україні системи торгівлі ЗС необхідна реалізація низки організаційних етапів [105]. Зупинимося більш детально на кожному з них.

1. Створення департаменту розвитку ВЕ на базі НКРЕКП з метою наділення його повноваженнями щодо розробки порядку та основних правил функціонування системи торгівлі ЗС, здійснення моніторингу та контролю за процесом її реалізації.

2. Акредитація генеруючих потужностей на основі ВДЕ. Механізм торгівлі ЗС потребує процедури акредитації генеруючих потужностей, які мають право брати участь у системі торгівлі ЗС. Акредитація повинна здійснюватися з метою оцінки та визначення переліку електростанцій на основі ВДЕ, які мають право на отримання ЗС.

Дану схему підтримки, при її впровадженні на національному рівні, пропонуємо застосовувати до електроенергії, виробленої з таких видів ВДЕ:

- сонячна енергія;
- енергія вітру;
- біоенергія (електроенергія, згенерована на основі твердої біомаси, агробіогазу та біогазу полігонів твердих побутових відходів (ТПВ));
- гідроенергія.

До об'єктів гідроенергетики, які мають право на отримання ЗС, доцільно відносити так звані малі гідроелектростанції, загальна встановлена потужність яких перебуває у діапазоні не менше 1 та не більше 10 МВт. Відповідно до [49] державна підтримка не поширюється на ГЕС потужністю більше 10 МВт, оскільки генерація електроенергії на їх основі може вільно конкурувати із традиційними технологіями енерговиробництва.

3. Встановлення щорічної квоти на споживання електроенергії з ВДЕ.

Департамент розвитку ВЕ НКРЕКП на основі поставлених довгострокових цілей щодо збільшення частки ВДЕ у кінцевому споживанні електричної енергії, динаміки поточних індикаторів розвитку ВЕ визначає прогнозні показники щодо частки електроенергії ВДЕ у загальному балансі електричної енергії для відповідного звітнього року. Далі на їх основі формує пропозиції щодо величини обов'язкової квоти на споживання електроенергії з ВДЕ для кожного календарного року окремо.

Уряд законодавчо затверджує визначену річну фіксовану квоту щодо обсягу електроенергії з ВДЕ, який необхідно буде спожити. Щорічну обов'язкову квоту доцільно встановлювати на рівні не нижче за встановлену квоту для попереднього року.

4. Визначення суб'єктів господарювання, на яких буде накладено зобов'язання щодо обов'язкового споживання частки електроенергії з ВДЕ та купівлі ЗС.

Зобов'язання щодо обов'язкового споживання частки електроенергії з ВДЕ (відповідно до щорічної квоти) накладається на всіх споживачів електричної енергії і буде відображатись у їхньому рахунку за спожиту електроенергію.

Зобов'язання щодо купівлі ЗС накладається на всі енергопостачальні компанії (державні і приватні, що здійснюють постачання електроенергії як за регульованим, так і за нерегульованим тарифами) та суб'єктів господарювання, які купують електроенергію з метою її подальшого експорту.

5. Створення єдиного реєстру та рахунків учасників системи торгівлі ЗС.

Департамент розвитку ВЕ НКРЕКП формує та веде єдиний електронний реєстр і рахунки щодо обліку ЗС всіх генеруючих компаній, які для генерації електроенергії використовують ВДЕ, та суб'єктів господарювання, на яких накладено зобов'язання щодо купівлі ЗС. Наявність таких рахунків необхідна для самостійного здійснення обігу ЗС між економічними суб'єктами, задіяними у даному механізмі, та звітування їх перед НКРЕКП щодо ступеня виконання накладеного зобов'язання.

6. Отримання інформації щодо обсягу генерації електроенергії з ВДЕ.

Енергопостачальні компанії щомісячно, на безоплатній основі, надають НКРЕКП інформацію щодо обсягу електричної енергії, згенерованої з ВДЕ та поставленої виробниками, підключеними до розподільчої мережі, у межах дії їх ліцензії.

7. Емісія ЗС.

Емісію ЗС здійснює НКРЕКП. ЗС випускаються в електронному вигляді і повинні містити наступну інформацію: обліковий номер, термін дії, відмітку про погашення. Термін дії ЗС – один календарний рік.

8. Видача ЗС.

На основі даних енергопостачальних компаній НКРЕКП на початку кожного місяця видає відповідну кількість ЗС генеруючим компаніям за певний обсяг фактично згенерованої електроенергії з ВДЕ та поставленої в електричну мережу за попередній місяць.

9. Зобов'язання щодо купівлі ЗС.

Енергопостачальні компанії, на які накладено зобов'язання щодо купівлі електроенергії з ВДЕ, зобов'язуються купувати у кожному календарному році таку кількість ЗС, яка еквівалентна добутку величини обов'язкової квоти, встановленої для відповідного року, та обсягу фактично спожитої електричної енергії їх клієнтами.

10. Купівля-продаж ЗС.

Як зазначалося вище, купівлю-продаж ЗС пропонується здійснювати за договорами між виробниками електроенергії й енергопостачальними компаніями на централізованому ринку ЗС, який є організованим торговельним майданчиком, підпорядкованим ДП «Енергоринок».

11. Виконання зобов'язань щодо купівлі ЗС.

Кінцевий споживач щомісяця повинен сплатити вартість електроенергії з ВДЕ, зазначену у рахунку за електроенергію. Енергопостачальні компанії можуть покривати свої щомісячні зобов'язання щодо купівлі ЗС нерівномірно, однак за підсумками року квота повинна бути покрита у повному обсязі.

До 1 березня кожного року НКРЕКП повинна визначити ступінь виконання встановленої урядом обов'язкової квоти для попереднього календарного року і для кожної енергопостачальної компанії, на яку накладено зобов'язання щодо купівлі ЗС. Ступінь виконання квоти визначається на підставі придбаної кількості ЗС та кількості електричної енергії, спожитої кінцевими споживачами. Енергопостачальні компанії, на які накладено зобов'язання щодо купівлі ЗС, повинні перевести на спеціальний рахунок НКРЕКП відповідну кількість ЗС для їх подальшого погашення.

У разі перевищення генерації електроенергії з ВДЕ над обсягом, необхідним для виконання зобов'язань за встановленою квотою, власникам генеруючих об'єктів буде надано право обсяг нереалізованих ЗС реалізувати у наступному звітному періоді.

12. Штрафні санкції у системі торгівлі ЗС.

Енергопостачальні компанії, на які накладено зобов'язання щодо купівлі ЗС та які не виконали його у повному обсязі в межах відповідного календарного року, повинні сплатити фіксований штраф за кожний непридбаний сертифікат, який перевищує вартість ЗС, встановлений НКРЕКП.

Фінансові надходження від штрафних санкцій у результаті невиконання зобов'язань господарюючими суб'єктами разом з іншими джерелами фінансування акумулюються у цільовому фонді розбудови ВЕ при новоствореному департаменті розвитку ВЕ НКРЕКП (основні завдання, повноваження та функції якого будуть розглянуті у підрозділі 3.3) і спрямовуються на фінансування будівництва нових проектів ВЕ.

Варто зазначити, що відповідно до чинного законодавства, схема підтримки розвитку ВЕ в Україні на основі ЗТ встановлена до 1 січня 2030 року. Тому наразі система торгівлі ЗС не може розглядатися як альтернатива державного фінансування ЗТ, а застосовуватись лише у комбінації з ним для нових генеруючих потужностей. Діючі електростанції, які генерують електроенергію з ВДЕ та

продають її за ЗТ, можуть обирати між схемою підтримки за допомогою ЗТ та системою торгівлі ЗС.

Наразі українським законодавством не передбачені спеціальні джерела фінансування ЗТ, тому ДП «Енергоринок» з метою фінансування виплат за ЗТ включає вартість електроенергії, придбаної за ЗТ, до розрахунку середньозваженої оптової ціни електроенергії. Оскільки купівля всієї електроенергії та її оптовий продаж здійснюється на ОРЕ, доцільним є виокремлення електроенергії, яка підлягає продажу за ЗТ, із середньозваженої оптової ціни при впровадженні системи торгівлі ЗС з метою уникнення подвійної оплати електроенергії з ВДЕ кінцевими споживачами.

На нашу думку, для вирішення даної проблеми доцільно накладати додаткове зобов'язання (понад квоту, встановлену у рамках системи торгівлі ЗС) щодо купівлі всього обсягу електроенергії, яка підлягає продажу за ЗТ, на споживачів першого класу напруги, що є найбільшими споживачами електричної енергії і водночас тарифи на електроенергію для яких у середньому на 20 % нижче, ніж для споживачів другого класу напруги [106].

Так, відповідно по постанови НКРЕКП [106] до першого класу належать споживачі, які:

- отримують електричну енергію від постачальника електричної енергії в точці продажу електричної енергії із ступенем напруги 27,5 кВ та вище;
- приєднані до шин електростанцій (за винятком ГЕС, які виробляють електроенергію періодично), а також до шин підстанцій електричної мережі напругою 220 кВ і вище, незалежно від ступенів напруги в точці продажу електричної енергії електропостачальною організацією споживачу;
- є промисловими підприємствами із середньомісячним обсягом споживання електричної енергії 150 млн кВт·год та більше на технологічні потреби виробництва, незалежно від ступенів напруги в точці продажу електричної енергії електропостачальною організацією споживачу.

Оскільки до даного класу напруги належать промислові підприємства, які, як правило, є найбільшими емітентами викидів парникових газів, накладання на них додаткових зобов'язань зі споживання «зеленої» енергії буде слугувати гарним стимулом щодо зниження споживання електричної енергії шляхом запровадження заходів з енергозбереження та енергоефективності, інвестування у проекти ВЕ з метою отримання ЗС для покриття власних зобов'язань у рамках системи торгівлі ЗС.

Зауважимо, що накладання додаткового зобов'язання щодо споживання електроенергії з ВДЕ, що підлягає продажу за ЗТ, не буде значним фінансовим тягарем для згаданих підприємств, збільшивши квоту на споживання електроенергії з ВДЕ на 3,6 % порівняно з іншими споживачами [107]. Крім того, упродовж 2015 року тарифи на електроенергію зросли на 68,2 %, і до 1 березня 2017 року планується їх подальше поетапне зростання, що суттєво зменшить розрив між вартістю традиційної та «зеленої» електроенергії.

Таким чином, після впровадження системи торгівлі ЗС вітчизняний ринок електроенергії буде представлений трьома групами виробників електричної енергії:

- виробники електроенергії з традиційних джерел;
- виробники електроенергії з ВДЕ, що підлягає продажу за ЗТ;
- виробники електроенергії з ВДЕ, які працюють у рамках системи торгівлі

ЗС.

Виходячи із вищезазначеного, стає зрозумілим, що для реалізації схеми підтримки ВЕ на основі торгівлі ЗС та змін, запропонованих у частині продажу електроенергії за ЗТ, необхідна зміна структури ринку електричної енергії України та визначення організаційних взаємозв'язків між усіма суб'єктами реформованого ринку електроенергії, а саме залучення:

- департаменту розвитку ВЕ НКРЕКП;
- енергогенеруючих компаній:
 - виробників електричної енергії з традиційних джерел (ТЕС, ТЕЦ, АЕС, великі ГЕС);

- виробників електричної енергії з ВДЕ, які беруть участь у системі торгівлі ЗС;
- виробників електричної енергії з ВДЕ, які здійснюють її продаж за ЗТ;
- ОРЕ – ринку, що створюється суб'єктами господарської діяльності для купівлі-продажу електричної енергії на підставі договору між членами ОРЕ [108];
- ДП Національна енергетична компанія «Укренерго» – технологічної ланки, що об'єднує виробників електроенергії та обласні енергопостачальні компанії [108], взаємодіє з енергосистемами суміжних країн;
- суб'єктів ринку електроенергії, які здійснюють купівлю електроенергії на ОРЕ для її подальшого експорту;
- енергопостачальних компаній [108];
- ринку торгівлі ЗС – централізованого торгівельного майданчику, на якому на основі укладених договорів між енергопостачальними компаніями і виробниками електроенергії з ВДЕ здійснюється купівля-продаж ЗС;
- кінцевих споживачів електричної енергії – фізичних або юридичних осіб, які купують електроенергію з метою її використання для власних потреб.

Визначивши всіх учасників нового ринку електричної енергії, доцільно запропонувати схему функціонування оптового та роздрібного ринків електричної енергії з чітко визначеними зв'язками між його структурними одиницями, що мають три напрями взаємодії: рух електроенергії (рух електроенергії за ЗТ зокрема), фінансові потоки та обіг ЗС (рис. 2.4).

Таким чином, система торгівлі ЗС є новим для України економічним механізмом стимулювання розвитку ВЕ, який є більш складним у реалізації, ніж ЗТ. Проте, при ретельній оцінці критеріїв, які покладені в основу формування її ціноутворення та створення конкурентного середовища, система торгівлі ЗС може стати більш ефективним економічним важелем, здатним за рахунок різних функцій, покладених в основу ЗС, забезпечити динамічний розвиток вітчизняного ринку ВЕ.

У цілому, впровадження на національному рівні обов'язкових квот на споживання електроенергії з ВДЕ та системи випуску й обігу ЗС дозволить:

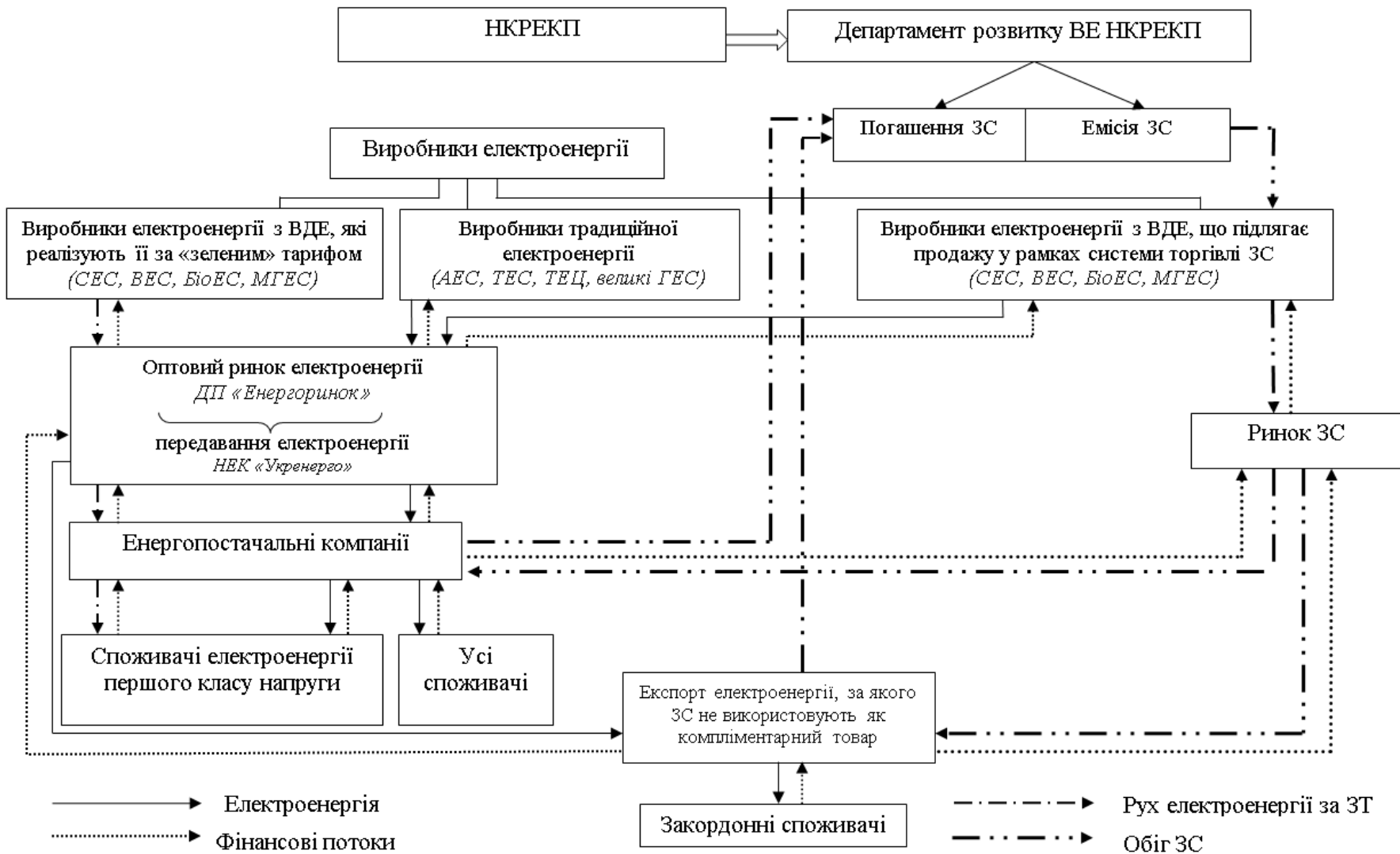


Рис. 2.4 – Функціональна схема оптового та роздрібного ринків електричної енергії України при поєднанні продажу електроенергії за ЗТ та системи торгівлі ЗС

- забезпечити стабільний попит на електроенергію з ВДЕ шляхом запровадження обов'язкових квот на її споживання;
- сформувавши систему надійного та прозорого моніторингу обсягів генерації і споживання електроенергії з ВДЕ, що, у свою чергу, підвищить рівень достовірності статистичної інформації щодо показників розвитку ВЕ;
- сформувавши конкурентне середовище для суб'єктів господарювання, на яких покладено зобов'язання щодо купівлі ЗС;
- створити передумови для використання ЗС у різноманітних мотиваційних механізмах, здатних чинити додатковий стимулюючий вплив на активізацію розвитку сектору ВЕ, які детально розглянуті в підрозділі 3.2.

Головним результатом впровадження системи торгівлі ЗС повинно стати збільшення частки ВДЕ у загальному балансі електричної енергії, що у свою чергу, буде сприяти вирішенню низки проблем, які обумовлюють необхідність розвитку ВЕ у цілому, перелік яких зазначено у підрозділі 1.1.

Варто зазначити, що для результативності системи торгівлі ЗС, окрім інтенсивної розбудови об'єктів ВЕ, надзвичайно важливе, хоча і опосередковане значення, мають заходи з енергозбереження та енергоефективності. Адже коливання частки електроенергії з ВДЕ у загальному балансі електричної енергії залежить не тільки від обсягів згенерованої електроенергії з ВДЕ, а й безпосередньо від обсягів її споживання у відповідному звітному періоді. Тому паралельна реалізація енергозберігаючої політики набуває особливої актуальності, оскільки її успішність впливає на підвищення загальної ефективності стимулювання розвитку ВЕ за допомогою системи торгівлі ЗС. Водночас сама система торгівлі ЗС є потужним механізмом, що спонукає до енергозбереження, оскільки обов'язкова квота щодо споживання електричної енергії з ВДЕ безпосередньо залежить від обсягу спожитої електроенергії кінцевим споживачем.

2.3 Науково-методичний підхід до ціноутворення на електроенергію в рамках системи торгівлі «зеленими» сертифікатами

Визначення оптимального рівня вартості електроенергії, згенерованої з ВДЕ, є одним із ключових завдань при впровадженні на національному рівні економічних механізмів, спрямованих на стимулювання розвитку ВЕ. Адже встановлення ціни на «зелену» електроенергію, яка буде враховувати актуальну вартість її генерації, зможе забезпечити адекватний рівень рентабельності інвестиційних проектів та створити рівні умови розвитку різних технологій ВЕ, є запорукою ефективності реалізації схем підтримки розбудови ВЕ.

Варто зазначити, що формування методичного підходу до оцінки вартості електроенергії з ВДЕ є надзвичайно актуальним не лише у рамках запропонованої системи торгівлі ЗС, а й при визначенні величин ЗТ, на якому наразі базується стимулювання розбудови ВЕ в Україні. Незважаючи на те, що ЗТ був впроваджений у 2009 році, його економічно обґрунтовані ставки були розраховані лише для електроенергії з біомаси [109]. Сьогодні у вітчизняній науковій літературі відсутні дослідження щодо оцінки рівня ЗТ для інших технологій ВЕ. Жодних підходів щодо визначення коефіцієнтів ЗТ не містять і зміни до Закону України «Про електроенергетику» [110] у частині їх коригування в другому півріччі 2015 року. Крім того, окремі органи державної влади, що здійснюють регулювання у галузі ВЕ, визнають факт відсутності законодавчо затвердженої методології розрахунку коефіцієнтів ЗТ, які є основою для визначення вартості електроенергії з різних видів ВДЕ [111; 112].

Як результат, упродовж останніх років навколо ЗТ точаться дискусії відносно його економічної обґрунтованості. У парламент України було внесено низку законодавчих ініціатив щодо поетапного зменшення ЗТ, вирішення проблем надмірного стимулювання генерації сонячної електроенергії та недостатнього розвитку біоенергетики [49]. Тому актуальні питання щодо оцінки собівартості «зеленої» електроенергії на основі техніко-економічних показників реалізації проектів ВЕ на території України, встановлення обґрунтованої норми

прибутку для виробників електроенергії з ВДЕ та, як результат, формування справедливого тарифу для кінцевих споживачів потребують нагального вирішення.

У світовій практиці для оцінки ефективності інвестиційних проектів використовується ряд розрахункових методик [113], основними з яких, у сфері будівництва енергетичних об'єктів, вважаються рекомендації Організації Об'єднаних Націй з промислового розвитку (United Nations Industrial Development Organization, UNIDO) [114] та IAEA [115].

Відповідно до методології UNIDO для оцінки інвестиційних проектів і вибору найкращого з них найчастіше використовуються такі критерії:

- чистий дисконтований дохід (Net Present Value, NPV);
- внутрішня норма прибутковості (Internal Rate of Return, IRR);
- модифікована внутрішня норма рентабельності (Modified Internal Rate of Return, MIRR);
- індекс рентабельності (Profitability Index, PI);
- дисконтований період окупності (Discounted Payback Period, DPP).

Розглянемо більш детально вищезазначені показники з урахуванням, що капітальні вкладення в інвестиційний проект здійснюються у повному обсязі в нульовому періоді (році).

З позиції інвестора найбільш важливим показником є NPV – чистий приведений дохід, отриманий шляхом дисконтування різниці між річними надходженнями та відтоками грошей, які накопичуються упродовж життєвого циклу проекту. Розрахунок NPV дозволяє оцінити ефективність інвестицій в абсолютних показниках:

$$NPV = -IC_0 + \sum_{t=0}^n \frac{R_t - C_t}{(1+r)^t}, \quad (2.1)$$

де IC_0 – початкові інвестиції у нульовому періоді (році), грн; t – рік реалізації проекту; R_t – потік прогнозованих доходів у t -му році, грн; C_t – потік

прогнозованих витрат у t -му році, грн; n – тривалість життєвого циклу проекту, років; r – ставка дисконтування.

Якщо розрахований чистий дисконтований дохід має позитивне значення ($NPV > 0$), то інвестиційний проект вважається економічно ефективним (при заданій ставці дисконтування). За інших рівних умов перевага надається проекту з найбільшою величиною NPV . За умови, якщо $NPV = 0$, грошових потоків від реалізації проекту вистачить лише для відшкодування всіх витрат за проектом. При від'ємному значенні чистого дисконтованого доходу ($NPV < 0$), проект не рекомендується до реалізації, оскільки він є збитковим [114].

Внутрішня норма прибутковості – це така ставка дисконтування, за якої сумарний чистий дисконтований дохід дорівнює сумарній вартості інвестиційних витрат ($NPV = 0$). IRR визначає максимальну вартість залученого капіталу (ставку дисконтування), за якої можна інвестувати кошти без будь-яких втрат для інвестора, тобто:

$$0 = -IC_0 + \sum_{t=0}^n \frac{R_t - C_t}{(1+IRR)^t}, \quad (2.2)$$

де $IRR = r$, за якої $NPV = f(r) = 0$.

Якщо $IRR > r$, то інвестиційний проект має внутрішню норму прибутковості вищу, ніж витрати на залучений капітал. Чим більшою є позитивна різниця між IRR та r , тим більш привабливим є інвестиційний проект. За умови, якщо $IRR < r$, реалізація проекту є економічно недоцільною, оскільки внутрішня норма прибутковості не забезпечить покриття витрат на інвестований капітал.

Варто зазначити, що показник IRR не дозволяє визначити грошові надходження від вкладених інвестицій в абсолютних показниках. Крім того, при його розрахунку передбачається повна капіталізація всіх отриманих доходів. Це означає, що всі позитивні грошові потоки, які надходять за проектом, реінвестуються за ставкою, що дорівнює внутрішній нормі прибутковості. Зазвичай величина IRR є достатньо високою, і якщо вона близька до рівня реінвестицій компанії, то цієї проблеми не виникає. Однак, на практиці,

підприємства рідко володіють щорічними інвестиційними можливостями, які здатні забезпечити рентабельність на визначеному рівні IRR. За таких умов показник внутрішньої норми прибутковості завищує ефект від інвестицій [114].

Усунення даної проблеми можливе за допомогою розрахунку модифікованої внутрішньої норми прибутковості (MIRR). MIRR визначається як норма рентабельності, за якої всі очікувані доходи, приведені до кінця проекту, мають поточну вартість, що дорівнює вартості всіх необхідних витрат [116]. У той час як при застосуванні методу IRR ставка реінвестування дорівнює внутрішній нормі прибутковості, при розрахунку MIRR припускається, що реінвестиції – це ті самі інвестиції, тому вони мають дисконтуватися за ставкою, яка дорівнює вартості капіталу інвестованого об'єкта:

$$MIRR = \sqrt[n]{\frac{\sum_{t=0}^n (R_t - C_t) \cdot (1 + r)^{-t}}{\sum_{t=0}^n \frac{IC_0}{(1 + r)^t}}} - 1, \quad (2.3)$$

де r – ставка дисконтування, яка може бути розрахована як середньозважена вартість капіталу (Weight average cost of capital, WACC).

Розрахунок MIRR можливий лише у випадку, коли потік прогнозованих доходів за проектом перевищує потік прогнозованих витрат. Інвестиційний проект рекомендують до реалізації у випадку, якщо $MIRR > WACC$, оскільки лише за такої умови залучений капітал може принести прибуток.

Індекс рентабельності (PI) характеризує рівень доходів на одиницю витрат і розраховується як відношення очікуваних дисконтованих доходів від реалізації проекту до розміру інвестиційного капіталу:

$$PI = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{(R_t - C_t)}{(1 + r)^t}}{IC_0} \quad (2.4)$$

Особливе практичне значення критерій PI має при виборі одного проекту з ряду альтернативних, що мають приблизно однакові значення NPV. Так, якщо два проекти мають однакове значення NPV, але різні обсяги необхідних інвестицій, то очевидно, що вигідніше той з них, який забезпечує більшу ефективність вкладень.

Одним із найбільш поширених показників оцінки ефективності інвестиційних проектів є дисконтований період окупності. DPP – це тривалість періоду, необхідна для покриття стартових інвестицій за рахунок чистого дисконтованого доходу, який ними генерується. DPP визначається на основі розрахованих значень NPV для кожного періоду наростаючим підсумком. Точка зміни від'ємного значення NPV на позитивне буде точкою окупності проекту, тобто:

$$\sum_{t=0}^{DPP} \frac{(R_t - C_t)}{(1 + r)^t} \geq IC_0, \quad (2.5)$$

Перевага застосування цього показника полягає в чітко вираженому ним критерії прийнятності інвестиційних проектів ($DPP \rightarrow \min$). Досить часто інвестори для відбору проектів визначають їх допустимий максимальний термін окупності. У такому випадку проекти, які мають більший за визначений термін окупності, відхиляються [117].

Зауважимо, що в Україні затверджені ставки ЗТ для електроенергії, згенерованої на основі біомаси, були розраховані з використанням підходу, що ґрунтується на оцінці 7-річного дисконтованого терміну окупності інвестиційних проектів [109]. Будь-яких зменшень рівнів коефіцієнтів ЗТ після досягнення точки безбитковості не передбачається. Відтак, власники таких генеруючих об'єктів будуть реалізовувати електроенергію за таким самим рівнем ЗТ включно до 2030 року – кінця терміну діючої схеми державного економічного стимулювання генерації електроенергії з ВДЕ в Україні. Одним із вагомих недоліків DPP є те, що він не враховує грошові потоки, які формуються після періоду повної окупності капіталовкладень. Отже, за проектами ВЕ, які мають тривалий термін експлуатації, після досягнення періоду окупності може бути отримана значна

сума чистого дисконтованого доходу, що, у свою чергу, може призвести до отримання надприбутків власниками таких генеруючих потужностей.

Показники оцінки інвестиційних проектів, рекомендовані UNIDO, є критеріями комерційної ефективності, тобто відображають, передусім, інтерес інвестора – досягнення максимального прибутку в найбільш короткі терміни. Методика IAEA, навпаки, більшою мірою орієнтована на кінцевого споживача, зацікавленого у зниженні тарифу на електроенергію. В її основу покладено визначення середньої розрахункової собівартості генерації електроенергії LCOE. Цей показник відображає фіксований тариф на електроенергію, що відображає собівартість її генерації і при якому сукупна дисконтована виручка від продажу електроенергії кінцевому споживачу дорівнює сукупним дисконтованим витратам упродовж всього життєвого циклу енергогенеруючого об'єкта [115]. Іншими словами, це мінімальна ціна, за якою електроенергія, згенерована за весь термін служби електростанції, повинна бути реалізована для досягнення її точки беззбитковості ($NPV = 0$). Якщо ціна на електроенергію буде вищою за LCOE, це дасть більший, ніж прийнята ставка дисконтування, показник прибутковості на інвестований капітал ($NPV > 0$), у той час як менша ціна не дозволить проекту окупитися із заданою ставкою дисконтування ($NPV < 0$).

Сьогодні, окрім IAEA, методика LCOE широко застосовується низкою авторитетних організацій у сфері енергетики для порівняльного аналізу витрат на виробництво електричної енергії на основі різних технологій генерації: IEA [118], IRENA [119].

Окремі країни світу, зокрема Німеччина, Нідерланди, Великобританія, Іспанія та інші, використовують результати розрахунку LCOE як основу для визначення пільгових тарифів на електроенергію з ВДЕ [120]. З метою отримання більш точних результатів, LCOE рекомендовано розраховувати для кожної конкретної країни, що підтверджується дослідженням [121], у якому автор зробив висновок, що розрахункове значення LCOE залежить від специфічних умов реалізації проектів ВЕ, які притаманні кожній окремій країні.

З огляду на відсутність в Україні затверджених на законодавчому рівні рекомендацій щодо визначення вартості електроенергії з ВДЕ та враховуючи провідний світовий досвід щодо використання LCOE, вважаємо за доцільне використати за основу саме цю методику для визначення собівартості електроенергії з ВДЕ у рамках запропонованої нами системи торгівлі ЗС.

Варто зауважити, що методика розрахунку LCOE може включати в себе різні показники залежно від виду джерела енергії, потреби врахування вартості викидів CO₂, вартості зберігання енергії для автономних генеруючих об'єктів ВЕ, заходів регуляторної політики (податкові та митні пільги, дотації) тощо [122; 123; 124].

Для розрахунку собівартості електроенергії з ВДЕ в Україні пропонуємо врахувати такі показники: інвестиційні та експлуатаційні витрати енерговиробництва, вартість палива (для всіх видів ВДЕ, окрім біомаси, паливна складова відсутня), витрати на виведення генеруючого об'єкта з експлуатації, обсяг згенерованої електроенергії та ставку дисконтування [125]. Враховуючи складнопрогнозованість інфляційних процесів в Україні, їх вплив на коливання курсу національної грошової одиниці та фактичну ефективність інвестицій, розрахунок LCOE доцільно проводити у відносно стабільній іноземній валюті.

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

$$\sum_{t=0}^n (E_{it} \cdot LCOE_{REi}) \cdot (1 + r)^{-t} = \sum_{t=0}^n (I_{it} + O\&M_{it} + F_{it} + D_{it}) \cdot (1 + r)^{-t} \quad (2.6)$$

де E_{it} – обсяг згенерованої електроенергії з i -го виду ВДЕ у t -му році, МВт·год; $LCOE_{REi}$ – фіксований тариф на електроенергію, що відображає собівартість її генерації з i -го виду ВДЕ упродовж всього життєвого циклу електростанції, євро/МВт·год; I_{it} – інвестиційні витрати для реалізації проекту ВЕ на основі i -го виду ВДЕ у t -му році, євро/МВт·год; $Q\&M_{it}$ – витрати на експлуатацію та технічне

обслуговування генеруючого об'єкта на основі i -го виду ВДЕ у t -му році, євро/МВт·год; F_t – витрати на паливо для генеруючого об'єкта на основі i -го виду ВДЕ у t -му році, євро/МВт·год; D_{it} – витрати на виведення генеруючого об'єкта на основі i -го виду ВДЕ з експлуатації у t -му році, євро/МВт·год; t – рік реалізації проекту; r – ставка дисконтування; n – тривалість життєвого циклу генеруючого об'єкта, років.

Таким чином, $LCOE_{REi}$ можна розрахувати за формулою:

$$LCOE_{REi} = \frac{\sum_{t=0}^n ((I_{it} + Q\&M_{it} + F_{it} + D_{it}) \cdot (1 + r)^{-t})}{\sum_{t=0}^n (E_{it} \cdot (1 + r)^{-t})}, \quad (2.7)$$

Для врахування вартості як власних, так і позикових коштів, залучених для реалізації проектів ВЕ, при розрахунку $LCOE_{REi}$ розмір ставки дисконтування доцільно визначити на основі середньозваженої вартості капіталу (WACC):

$$WACC = K_s \cdot W_s + K_d \cdot W_d \cdot (1 - tx), \quad (2.8)$$

де K_s – вартість власного капіталу для реалізації проекту, частка одиниці; W_s – частка власного капіталу за балансом, частка одиниці; K_d – вартість позикового капіталу для реалізації проекту, частка одиниці; W_d – частка позикового капіталу за балансом, частка одиниці; tx – ставка податку на прибуток підприємства, частка одиниці.

Вартість позикового капіталу при визначенні ставки дисконтування буде розраховуватись на основі вартості банківського кредиту. Оскільки відсотки з обслуговування кредиту відносять на собівартість продукції [52], позиковий капітал доцільно коригувати на відсоток податку на прибуток, з метою зменшення його бази оподаткування. Оцінку вартості власного капіталу пропонуємо визначати як суму ставок прибутковості альтернативних інвестицій у безризиковий фінансовий актив та премії за ризик. Традиційно безризиковим називається актив:

- фактична прибутковість вкладень в який збігається з очікуваною;

- дисперсія прибутковості за яким дорівнює нулю (відсутня волатильність) [126].

Варто зазначити, що на сьогодні в Україні, як і у світі в цілому, відсутні абсолютно безризикові фінансові інструменти, які б відповідали вищезазначеним критеріям. Тому для оцінки ефективності інвестиційних проектів використовуються умовно безризикові інструменти, які є доступними для альтернативних вкладень коштів інвесторів у конкретний момент часу. У світовій практиці найбільшого поширення для визначення на їх основі безризикової ставки дисконтування набули такі інструменти, як довгострокові державні боргові цінні папери та ставки за депозитами у національній чи іноземній валюті. В Україні, з огляду на відсутність гарантій за довгостроковими державними зобов'язаннями, доцільно орієнтуватися на депозитні операції комерційних банків першої категорії надійності. Тому за безризикову ставку дохідності пропонуємо прийняти середньорічні ставки за депозитами в євро для юридичних осіб за мінусом ставки податку на пасивні доходи.

Загальновідомо, що будь-яка інвестиційна діяльність пов'язана з ризиком – ймовірністю виникнення повних або часткових фінансових втрат при невизначеності умов інвестування.

За джерелами виникнення інвестиційні ризики поділяються на:

- несистематичні (диверсифіковані), які характерні для конкретного об'єкта інвестування. Такі ризики можливо мінімізувати за рахунок диверсифікації проектів, вибору оптимального інвестиційного портфеля, ефективного управління проектом тощо;

- систематичні ризики (недиверсифіковані), які виникають для всіх учасників, видів та форм інвестиційної діяльності. Вони обумовлені макроекономічною ситуацією в країні і визначаються зміною стадій економічного циклу, рівнем платоспроможного попиту, змінами податкового законодавства та іншими факторами, на які не може вплинути інвестор при виборі об'єкта інвестування [126].

Враховуючи поточну економічну та соціально-політичну нестабільність в Україні, яка може призвести до непередбаченого зниження доходів за інвестиційними активами, при розрахунку ставки дисконтування доцільно враховувати премію за систематичний ризик. Премія за ризик буде відображати додаткову прибутковість, якої вимагатимуть інвестори при інвестуванні в проекти ВЕ на території України. Розмір премії пропонуємо встановлювати на рівні крайнього ризику, оцінка якого ґрунтується на суверенних рейтингах держав та публікується незалежними рейтинговими агентствами Moody's і Standard & Poor's [127].

Таким чином, формула для розрахунку вартості власного капіталу буде мати такий вигляд:

$$K_s = DR_{at} + CR = (D_{ir} - D_{ir} \cdot PI_{tr}) + CR, \quad (2.9)$$

де DR_{at} – середньорічна ставка за депозитами в євро для юридичних осіб після сплати податку на пасивні доходи, частка одиниці; D_{ir} – середня річна ставка за депозитами в євро для юридичних осіб, частка одиниці; PI_{tr} – ставка податку на пасивні доходи, частка одиниці; CR – крайній ризик, частка одиниці.

Визначення всіх вищезазначених складових дозволить нам розрахувати ставку дисконтування, за якою доцільно здійснювати розрахунок $LCOE_{REi}$ для кожного виду ВДЕ. Розрахункове значення $LCOE_{REi}$ буде покладено в основу формування цін в рамках системи торгівлі ЗС. Зауважимо, що після розрахунку $LCOE_{REi}$ в євро його значення необхідно конвертувати в гривню, і всі наступні розрахунки проводити в національній грошовій одиниці.

Варто зазначити, що термін дії державного стимулювання розвитку ВЕ за допомогою ЗТ триває з 2009 по 2030 рік. За таких умов виникає певна несправедливість щодо періоду реалізації електроенергії за ЗТ залежно від року введення генеруючого об'єкта в експлуатацію. Так, при 7-річному терміні окупності проектів ВЕ власники електростанцій, інсталюваних у 2009 році, упродовж наступних 14 років будуть реалізовувати електроенергію за ЗТ, тоді як

введення електростанцій в експлуатацію у 2023 році дасть можливість лише повернути інвестований капітал. Тому очевидно, що з кожним роком привабливість даної схеми підтримки буде знижуватись для власників нових генеруючих потужностей. Беручи це до уваги, пропонуємо встановлювати однаковий термін дії системи торгівлі ЗС для кожного генеруючого об'єкта з моменту введення його в експлуатацію.

Визначення ціни 1МВт·год електроенергії, згенерованої з i -го виду ВДЕ, буде визначатися як добуток її собівартості ($LCOE_{REi}$) та коефіцієнта прибутковості (k_p).

Як зазначалось вище, прийнятний діапазон терміну окупності інвестиційних проектів ВЕ в Україні становить 7-8 років. З огляду на це, величину коефіцієнта прибутковості доцільно орієнтувати на цей термін. Враховуючи те, що у рамках системи торгівлі ЗС ціна електроенергії з ВДЕ поділяється на 2 складові: ціна традиційної електроенергії і ціна ЗС, їх розрахунок можна здійснювати за формулою:

$$P_{REi} = LCOE_{REi} \cdot k_p = P_{CE} + P_{GCI}, \quad (2.10)$$

де P_{REi} – ціна електроенергії, згенерованої з i -го виду ВДЕ, грн/МВт·год; k_p – коефіцієнт прибутковості (націнка на собівартість); P_{CE} – річна прогнозована середньозважена ринкова ціна традиційної електроенергії, грн/МВт·год; P_{GCI} – ціна ЗС для електроенергії, згенерованої з i -го виду ВДЕ, грн/МВт·год.

Середньозважену ринкову ціну традиційної електроенергії доцільно визначати на основі річної прогнозованої оптової ціни її продажу на ОРЕ і встановлювати єдиною для розрахункового року. Варто зазначити, що обсяги генерації електроенергії з деяких видів ВДЕ залежать від погодних умов, тому можливе виникнення дефіциту/профіциту електроенергії з ВДЕ у відповідних місяцях року. Застосування фіксованої середньозваженої ціни традиційної електроенергії дозволить уникнути коливання ціни ЗС, що забезпечить

можливість нерівномірного покриття квоти енергопостачальними компаніями упродовж року за однаковими ціновими умовами.

Після визначення річної прогнозованої середньозваженої ринкової ціни традиційної електроенергії, ціну ЗС (P_{GCI}) можна розрахувати за формулою:

$$P_{GCI} = P_{REi} - P_{CE} \quad (2.11)$$

Для спрощення системи випуску, обігу та обліку ЗС пропонуємо також звести ціну ЗС до єдиної. Оскільки різні технології генерації ВЕ мають різну собівартість одиниці електроенергії, за єдину ціну сертифіката пропонуємо взяти вартість ЗС для найдешевшої технології ВЕ. Регулювання ціни електроенергії на основі різних технологій ВЕ буде здійснюватися шляхом видачі різної кількості ЗС виробникам за 1 МВт·год електроенергії, згенерованої з різних видів ВДЕ. Для цього доцільно привести кількість ЗС, яку необхідно видати виробникам електроенергії на основі різних технологій ВЕ за 1 МВт·год, до вартості 1 МВт·год найдешевшої технології, представленої на ринку ВЕ:

$$Q_{GGi} = \frac{P_{GCI}}{P_{GCL}}, \quad (2.12)$$

де Q_{GCI} – кількість сертифікатів, виданих виробнику відповідно до ціни 1 МВт·год електроенергії, згенерованої з i -го виду ВДЕ, од./МВт·год; P_{GCL} – ціна ЗС для електроенергії, згенерованої на основі найдешевшої технології ВЕ, представленої на ринку ВЕ, грн/МВт·год.

Таким чином, із позиції виробника ціну 1 МВт·год електроенергії, згенерованої з i -го виду ВДЕ (P_{PRODi}), можна розрахувати наступним чином:

$$P_{PRODi} = P_{REi} = P_{CE} + P_{GCL} \cdot Q_{GGi} \quad (2.13)$$

Для збереження єдиної ціни на електроенергію для кінцевих споживачів розрахунок кількості ЗС, яку повинні придбати енергопостачальні компанії, на

яких покладено зобов'язання щодо їх купівлі, буде ґрунтуватися на прогнозованій середньозваженій кількості ЗС, виданих виробникам відповідно до прогнозованого річного обсягу електроенергії з ВДЕ на рік.

Розрахунок річної прогнозованої середньозваженої кількості ЗС (Q_{WA1}) на 1 МВт·год, яка надійде в обіг у розрахунковому році відповідно до прогнозованих річних обсягів генерації електроенергії з ВДЕ діючими електростанціями, можна здійснювати таким чином:

$$Q_{WA1} = \frac{\sum_{i=1}^k (QE_{yi} \cdot Q_{GGi})}{\sum_{i=1}^k QE_{yi}}, \quad (2.14)$$

де Q_{WA1} – річна прогнозована середньозважена кількість ЗС, яка надійде в обіг у розрахунковому році, обчислена на основі прогнозу генерації електроенергії діючими електростанціями на ВДЕ, од./МВт·год; k – кількість технологій ВЕ, представлених на ринку електроенергії у розрахунковому році; QE_{yi} – прогнозований обсяг електроенергії, згенерованої діючими електростанціями на основі i -го виду ВДЕ у розрахунковому році, МВт·год/рік; Q_{GGi} – кількість сертифікатів, виданих виробнику відповідно до ціни 1 МВт·год електроенергії, згенерованої з i -го виду ВДЕ, од./МВт·год.

У разі якщо НКРЕКП ухвалює рішення щодо емісії кредитних ЗС (детальніше див. підрозділ 3.2), розрахунок річної середньозваженої кількості ЗС за 1 МВт·год (Q_{WA2}), яка надійде в обіг у розрахунковому році, доцільно здійснювати за формулою:

$$Q_{WA2} = \frac{\sum_{i=1}^k ((QE_{yi} + QE_{KGCyi}) \cdot Q_{Gci})}{\sum_{i=1}^k (QE_{yi} + QE_{KGCyi})}, \quad (2.15)$$

де Q_{WA2} – річна прогнозована середньозважена кількість ЗС, яка надійде в обіг у розрахунковому році, обчислена, як на основі електроенергії, згенерованої діючими електростанціями, так із врахуванням емісії кредитних ЗС, од./МВт·год;

$Q_{ЕКГСy_i}$ – обсяг електроенергії з ВДЕ, необхідний для виконання щорічної квоти, який планується покрити за рахунок емісії кредитних ЗС у розрахунковому році, МВт·год.

Для визначення кількості ЗС, що повинні придбати енергопостачальні компанії, на яких покладено зобов'язання щодо їх купівлі за рік (N_{GC}), пропонуємо використовувати таку формулу:

$$N_{GC} = QE \cdot \alpha \cdot Q_{WA1(2)}, \quad (2.16)$$

де QE – обсяг електроенергії, придбаний енергопостачальними компаніями на ОРЕ у розрахунковому році, МВт·год/рік; α – квота на споживання електроенергії з ВДЕ для відповідного року, частка одиниці; $Q_{WA1(2)}$ – річна прогнозована середньозважена кількість ЗС, яка надійде в обіг у розрахунковому році, залежно від обраного варіанту (використання кредитних ЗС чи ні), од./МВт·год.

Суму, що повинні сплатити енергопостачальні компанії за кількість сертифікатів, яку вони повинні придбати відповідно до встановленої річної квоти (P_{ESC}), можна розрахувати за формулою:

$$P_{ESC} = N_{GC} \cdot P_{GCL} \quad (2.17)$$

Варто зазначити, що за невиконане зобов'язання щодо купівлі ЗС відповідно до встановленої річної квоти на споживання електроенергії з ВДЕ у рамках системи торгівлі ЗС передбачені штрафні санкції. Штраф за не придбані ЗС сплачується як додатковий відсоток від вартості сертифіката для електроенергії, згенерованої на основі найдешевшої технології ВЕ, представленої на ринку ВЕ, що може бути розраховано таким чином:

$$F = (N_{GC} - N_{GCF}) \cdot P_{GCL} \cdot k_f, \quad (2.18)$$

де F – штраф за невиконане зобов'язання у рамках системи торгівлі ЗС (кількість

непридбаних ЗС у розрахунковому році), грн.; N_{GCF} – кількість фактично придбаних ЗС у розрахунковому році, од.; k_f – штрафний коефіцієнт.

Фінансові надходження від штрафних санкцій нами пропонується акумулювати у новоствореному цільовому фонді розбудови ВЕ при НКРЕКП та у подальшому спрямовувати їх на фінансування будівництва нових об'єктів ВЕ.

Для визначення ціни 1 МВт·год електроенергії для кінцевих споживачів у системі торгівлі ЗС пропонуємо використовувати таку формулу:

$$P_{CONS} = (1 - \alpha) \cdot P_{CEr} + \alpha \cdot (P_{CEr} + P_{GCL} \cdot Q_{WA1(2)}), \quad (2.19)$$

де P_{CONS} – ціна електроенергії для споживача, грн/МВт·год; P_{CEr} – роздрібна ціна на традиційну електроенергію для відповідної категорії споживачів, грн/МВт·год.

Для визначення суми оплати за спожиту електроенергію, необхідно ціну 1 МВт·год помножити на обсяг спожитої електроенергії кінцевим споживачем у розрахунковому році.

Зазначимо, що у майбутньому собівартість, а відтак і ціна генерації електроенергії на основі різних технологій ВЕ може змінюватися під впливом різних факторів. Крім того, змінюватися можуть і показники, які покладені в основу оцінки ставки дисконтування, що у свою чергу, впливатиме на розрахункове значення $LCOE_{REi}$. Тому, доцільно щонайменше кожні 5 років робити перерахунок $LCOE_{REi}$, причому ціну ЗС доречно залишати на рівні базового року, оскільки енергопостачальні компанії, на яких покладено зобов'язання щодо їх купівлі упродовж дії системи торгівлі ЗС, повинні мати рівні цінові умови. Тому пропонуємо зменшення/збільшення ціни генерації електроенергії у майбутньому коригувати за допомогою кількості ЗС, а не їх вартості. Для цього кількість виданих ЗС для нових генеруючих потужностей, введених в експлуатацію щонайменше через 5 років після початку дії системи торгівлі ЗС, необхідно коригувати на коефіцієнт зменшення/збільшення вартості генерації (k_{costi}), який, у свою чергу, розраховується діленням ціни генерації

1 МВт·год електроенергії, згенерованої на основі i -ої технології ВЕ у розрахунковому році, на ціну генерації 1 МВт·год у базовому році (перший рік дії системи торгівлі ЗС):

$$k_{costi} = \frac{P_{RE_{cpi}}}{P_{REi}} ; Q_{GC_{cpi}} = Q_{GCi} \cdot k_{costi} , \quad (2.20)$$

де $P_{RE_{cpi}}$ – ціна генерації електроенергії на основі i -ої технології ВЕ у розрахунковому році, грн/МВт·год; P_{REi} – ціна генерації електроенергії на основі i -ої технології ВЕ у базовому році, грн/МВт·год; $Q_{GC_{cpi}}$ – кількість сертифікатів, виданих виробнику відповідно до ціни генерації 1 МВт·год електроенергії на основі i -ої технології ВЕ у розрахунковому році, од.; Q_{GCi} – кількість сертифікатів, виданих виробнику відповідно до ціни генерації 1 МВт·год електроенергії на основі i -ої технології ВЕ у базовому році, од.; k_{costi} – коефіцієнт зниження/збільшення ціни генерації електроенергії на основі i -ої технології ВЕ.

Таким чином, за допомогою запропонованих методичних положень можна розрахувати вартість одиниці електроенергії у рамках системи торгівлі ЗС як із позиції власників генеруючих об'єктів ВЕ, так і кінцевих споживачів електричної енергії.

Висновки до розділу 2

1. На основі узагальнення і систематизації існуючих підходів до визначення економічної категорії ОЕМ та обґрунтування мети ОЕМ управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ в Україні, а саме сприяння досягненню національної індикативної цілі – 11 % електроенергії з ВДЕ у загальному кінцевому споживанні електричної енергії до 2020 року, обґрунтовано необхідність використання нової схеми економічної підтримки ВЕ – системи торгівлі ЗС. На підставі аналізу дефініцій ОЕМ запропоновано авторське визначення поняття ОЕМ управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ, під яким розуміється консолідована система взаємопов'язаних та узгоджених важелів економічного, адміністративного та соціально-психологічного впливу, спрямованих на досягнення державних цілей енергетичної політики у галузі ВЕ.

2. Розроблено науково-методичний підхід до формування ОЕМ управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ на основі системи торгівлі ЗС: сформульована головна мета механізму, що полягає у створенні максимально сприятливих організаційних та економічних умов для збалансованого розвитку сектору ВЕ шляхом розроблення ефективних заходів та процедур з їх реалізації; визначено перелік завдань, які повинні бути вирішені у процесі управління розвитком ВЕ; окреслено функції, загальні та специфічні принципи, методи та інструменти управління розвитком ВЕ, чітке дотримання та ефективна реалізація яких дозволить досягти поставлених цілей ОЕМ управління розвитком ВЕ.

3. На основі аналізу недоліків існуючої схеми підтримки розвитку ВЕ, що базується на застосуванні ЗТ, обґрунтовано необхідність впровадження на національному рівні обов'язкових квот на споживання електроенергії з ВДЕ та системи випуску і обігу ЗС з метою збільшення попиту на «зелену» електроенергію й пришвидшення залучення ВДЕ до загального балансу електричної енергії країни. У зв'язку з цим розроблено низку організаційних етапів, реалізація яких необхідна для впровадження на національному рівні

системи торгівлі ЗС: акредитація генеруючих потужностей на основі ВДЕ, які матимуть право брати участь у системі торгівлі ЗС, встановлення щорічної квоти на споживання електроенергії з ВДЕ, створення єдиного реєстру та рахунків учасників системи торгівлі ЗС, здійснення емісії ЗС, визначення правил купівлі-продажу ЗС, контроль за виконанням накладеного зобов'язання щодо купівлі ЗС, накладання штрафних санкцій тощо. НКРЕКП визначено органом державного управління, на який будуть покладені повноваження щодо розробки порядку та основних правил функціонування системи торгівлі ЗС, здійснення моніторингу та контролю за процесом її реалізації.

4. З метою комбінування існуючого ЗТ і запропонованої системи торгівлі ЗС обґрунтовано зміни щодо функціонування ЗТ, зокрема споживачі електричної енергії першого класу напруги визначені як такі, що нестимуть додаткове зобов'язання щодо купівлі електроенергії з ВДЕ, яка підлягає продажу за ЗТ, понад квоту, встановлену у рамках системи торгівлі ЗС. Розроблено функціональну схему оптового та роздрібного ринків електричної енергії України, яка поєднує продаж електроенергії за ЗТ та систему торгівлі ЗС, а також визначено зв'язки між структурними елементами, що мають три напрями взаємодії: рух електроенергії (рух електроенергії за ЗТ зокрема), фінансові потоки, обіг ЗС.

5. Для визначення економічно обґрунтованої ціни електроенергії з ВДЕ розроблено методичний підхід до оцінки вартості електроенергії в рамках системи торгівлі ЗС. Запропонований підхід передбачає два етапи, на яких визначається, по-перше, вартість електроенергії, згенерованої на основі різних технологій ВЕ, і, по-друге, ціна для кінцевого споживача із врахуванням обов'язкової щорічної квоти на споживання «зеленої» електроенергії. Застосування підходу дає можливість сформулювати справедливі тарифи на електроенергію з ВДЕ для різних суб'єктів господарювання.

Результати дослідження, представлені у даному розділі, опубліковано у працях [81; 90; 98; 105; 125].

РОЗДІЛ 3

УДОСКОНАЛЕННЯ ДЕРЖАВНОГО РЕГУЛЮВАННЯ СФЕРИ ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

3.1 Практичні аспекти оцінки вартості електроенергії в рамках системи торгівлі «зеленими» сертифікатами

Регулювання ринку ЗС потребує виваженого підходу до оцінки вартості електроенергії з ВДЕ та вартості ЗС. Відповідні методичні підходи до вирішення цього питання були запропоновані у підрозділі 2.3. Водночас їх апробація вимагає більш глибокого дослідження техніко-економічних особливостей реалізації проектів ВЕ для практичного застосування в умовах України. Адже саме від вибору техніко-економічних показників, які будуть покладені в основу розрахунку вартості електроенергії з ВДЕ, безпосередньо буде залежати розмір як тарифу для кінцевих споживачів електроенергії, так і прибуток для власників енергогенеруючих об'єктів.

Формування масиву техніко-економічних даних, які враховуються при реалізації проектів ВЕ в Україні, було здійснено нами на основі вимог до проектів, які реалізуються у рамках програми USELF. Дана програма є кредитною лінією ЄБРР, яка відкрита в Україні з метою сприяння реалізації проектів ВЕ. Крім того, USELF є частиною ініціативи ЄБРР у сфері сталої енергетики, спрямованої на вирішення проблем зміни клімату та підвищення рівня енергоефективності. У рамках USELF надаються кредити від 1,5 мільйонів євро та безоплатна технічна допомога провідних міжнародних експертів щодо розробки проектів, які відповідають фінансовим, технічним і екологічним критеріям програми. Проекти, що можуть реалізуватися за програмою USELF, поширюються на генерацію електроенергії з таких видів ВДЕ, як енергія сонця, вітру, біомаси, біогазу та води [85].

Дані, на основі яких нами здійснювався розрахунок $LCOE_{REi}$, стосуються проектів ВЕ, які реалізувались на території України у 2012-2015 роках. Для їх збору були використані як наукові джерела [115; 128; 129; 130], так й інформація, надана безпосередньо Асоціацією відновлювальної енергетики України [131], Вітроенергетичною асоціацією України [132; 133], Біоенергетичною асоціацією України [109], інжиніринговою компанією Рентехно, яка є генеральним підрядником із будівництва проектів геліо- та біоенергетики з практичним досвідом роботи на вітчизняному ринку ВЕ [134].

Розглянемо більш детально техніко-економічні показники проектів ВЕ, на основі яких буде ґрунтуватись розрахунок $LCOE_{REi}$.

1. Технічні характеристики проектів ВЕ:

- загальна встановлена потужність генеруючих об'єктів. За базову потужність для розрахунку $LCOE_{REi}$ доцільно взяти показники електростанцій загальною встановленою потужністю 1 МВт, виходячи з таких міркувань:

- найбільш привабливими для інвестування у рамках системи торгівлі ЗС є проекти ВЕ потужністю до 5 МВт. Цей висновок ґрунтується на аналізі встановленої потужності вітчизняних електростанцій, які були введені в експлуатацію до 1 квітня 2015 року. Так, станом на зазначену дату ринок електрогенерації з ВДЕ в Україні був представлений 151 електростанцією. Із них 100 загальною встановленою потужністю до 5 МВт, 6 – від 5 до 10 МВт, 10 – від 10 до 20 МВт, 29 – від 20 до 30 МВт, 5 – від 30 до 100 МВт; 1 – більше 100 МВт [135]. Друга за величиною група – це електростанції, загальна встановлена потужність яких перевищує 20 МВт. Однак, 67 % таких електростанцій були інстальовані в Криму, який серед інших регіонів України має найкращі кліматичні умови для освоєння сонячного та вітрового потенціалу. Оскільки сьогодні будівництво проектів ВЕ на території тимчасово окупованого півострова є неможливим, то ймовірно, що при реалізації проектів у рамках системи торгівлі ЗС на континентальній частині України інвестори будуть надавати перевагу проектам потужністю до 5 МВт;

– існує економічний ефект від масштабу проекту, що полягає у зниженні питомих операційно-ремонтних витрат у міру підвищення розміру проекту [136]. Відтак, розрахунок $LCOE_{REi}$ на основі показників електростанцій потужністю 1 МВт дозволить максимально врахувати всі витрати на генерацію електроенергії для проектів із найменшою допустимою потужністю для участі у системі торгівлі ЗС. Оскільки реалізація проектів меншої потужності є більш дороговартісною, це буде слугувати додатковим стимулом для інвесторів реалізовувати більш прибутковіші проекти великої потужності;

- прогнозований річний обсяг генерації електроенергії. Річна генерація електроенергії на основі різних видів ВДЕ залежить безпосередньо від коефіцієнта використання встановленої потужності електростанцій [137; 138]. Середньорічне нетто-виробництво електроенергії для електростанцій на основі різних видів ВДЕ, інстальованих на території України у 2012-2015 рр., подано на рис. 3.1.

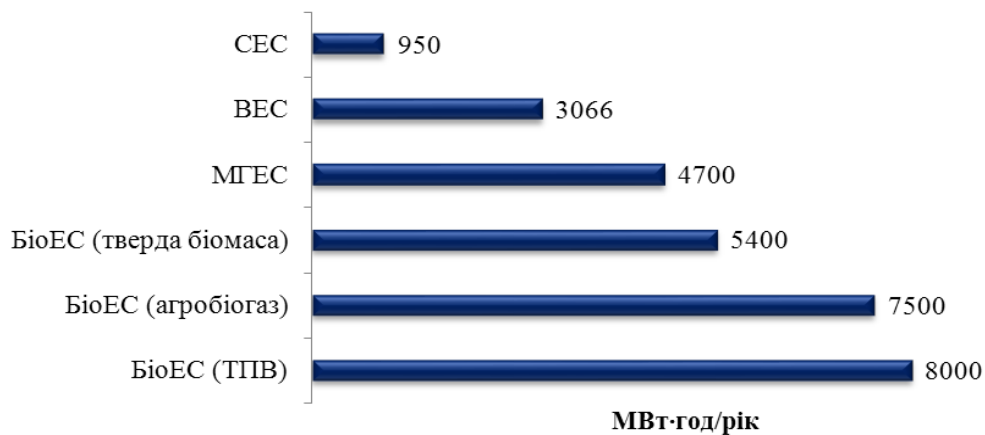


Рис. 3.1 – Середньорічне нетто-виробництво електроенергії електростанціями загальною встановленою потужністю 1 МВт на основі різних видів ВДЕ, інстальованих на території України у 2012-2015 рр., МВт·год/рік [131-134]

Розрахунок $LCOE_{REi}$ проведемо на основі показників середньорічного нетто-виробництва електроенергії, наведених на рис. 3.1 для МГЕС, БіоЕС (тверда біомаса), БіоЕС (агробіогаз), БіоЕС (біогаз ТПВ). Для СЕС і ВЕС

зазначені показники будуть коригуватися на коефіцієнт зниження генерації електроенергії, який становить 0,8 % та 0,2 % щорічно відповідно [133; 134];

- тривалість будівництва генеруючих об'єктів – 1 рік;
- тривалість життєвого циклу генеруючих об'єктів. За даними [129; 128]

тривалість життєвого циклу електростанцій на основі різних ВДЕ перебуває в діапазоні 15-25 років. Для розрахунку $LCOE_{REi}$ доцільно взяти 20-ти річний життєвий цикл електростанцій, оскільки із розвитком нових технологій спостерігається тенденція щодо заміни існуючого обладнання на нове, більш продуктивне, побудоване відповідно до сучасних технологій, не очікуючи завершення повного терміну експлуатації існуючого обладнання [128].

2. Інвестиційні витрати. Для кожного проекту кошторис загальних інвестиційних витрат пропонуємо формувати з таких показників:

- витрати на техніко-економічне обґрунтування та розробку проекту, зокрема витрати на проведення топологічних, геодезичних, геологічних робіт на ділянці, отримання дозвільних документів тощо;

- витрати на придбання обладнання відповідно до виду генеруючого об'єкта;

- витрати на облаштування виробничого майданчику, під'їзних доріг, будівельні та монтажні роботи;

- витрати на приєднання генеруючого об'єкта до електромережі та забезпечення передачі електроенергії.

Варто зазначити, що інвестиційні витрати на будівництво електростанцій можуть значно коливатися (додаток Б), тому для розрахунку $LCOE_{REi}$ нами були взяті їх середні значення (рис. 3.2).

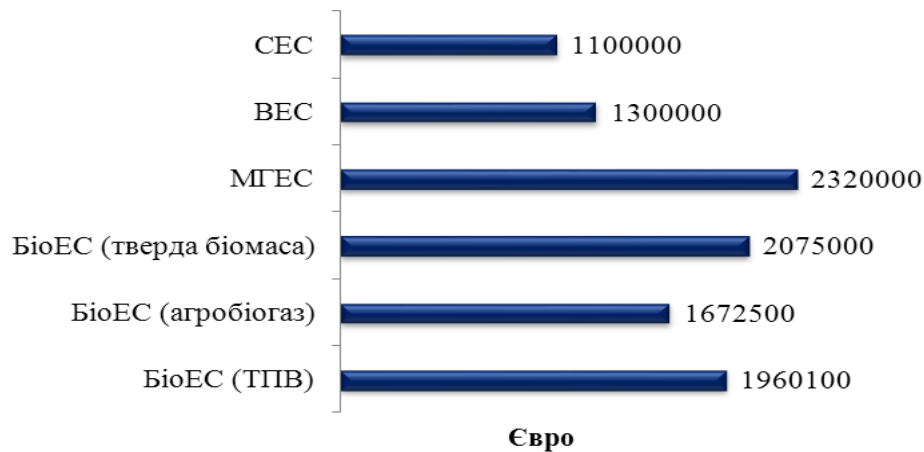


Рис. 3.2 – Середні інвестиційні витрати на 1 МВт встановленої потужності електростанцій на основі різних видів ВДЕ в Україні у 2012-2015 рр., євро [130-134]

3. Експлуатаційні витрати та витрати на технічне обслуговування. Цей блок містить такі показники:

- витрати на оплату праці, які визначалися відповідно до необхідної кількості персоналу для обслуговування електростанції загальною встановленою потужністю 1 МВт на основі різних ВДЕ. Основою для розрахунку розмірів заробітної плати є постанова КМУ від 9 грудня 2015 року № 1013 «Про упорядкування структури заробітної плати, особливості проведення індексації та внесення змін до деяких нормативно-правових актів» [139] та коефіцієнти співвідношень місячних посадових окладів для працівників промисловості України [140];
- витрати на технічне обслуговування і витратні матеріали;
- плата за землю, яка розраховувалась на основі ст. 276.6 Податкового кодексу України [52]. Відповідно до неї податок на земельні ділянки, надані для розміщення електростанцій, які генерують електроенергію з ВДЕ, справляється у розмірі 25 % від ставки податку на земельні ділянки. Мінімальні і максимальні розміри податку за 1 м² були визначені на основі ст. 275 Кодексу для земельних ділянок, нормативну грошову оцінку яких не

проведено. Відповідно до вищезазначеного, ставка податку може коливатися у межах від 0,06 до 2,52 грн. за 1 м². Плата за землю визначалася нами на основі середнього значення розміру податку, конвертованого в євро, за офіційним обмінним курсом НБУ станом на 5.02.2016 р., та площі земельної ділянки, яку займає енергогенеруючий об'єкт;

- інші витрати, до яких належать страхування, охорона, концесійний збір тощо.

Діапазон річних експлуатаційних витрат для електростанцій загальною встановленою потужністю 1 МВт наведено у додатку Б, для розрахунку $LCOE_{REi}$ нами були взяті їх середні значення (рис. 3.3).

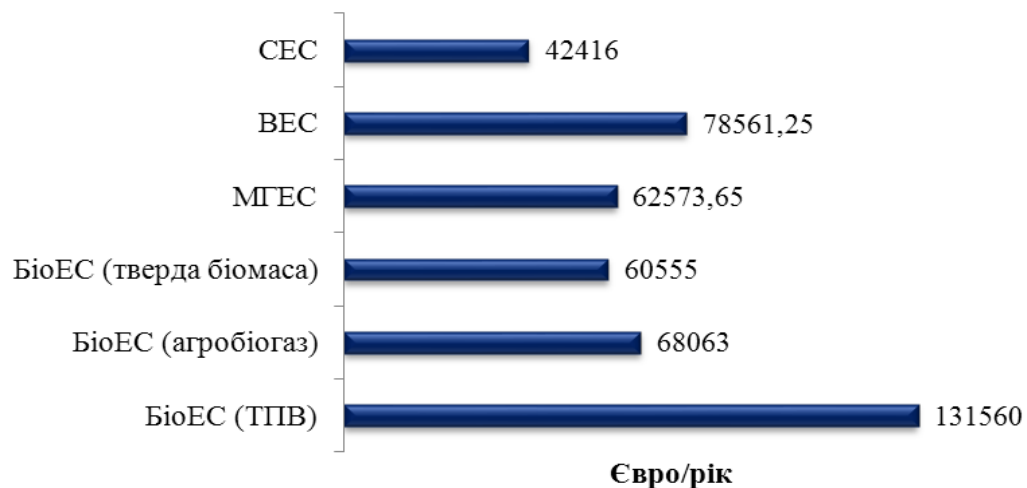


Рис. 3.3 – Середньорічні експлуатаційні витрати на 1 МВт встановленої потужності електростанцій на основі різних видів ВДЕ в Україні у 2012-2015 рр., євро/рік [130-134]

4. Паливна складова. Витрати на паливо розраховувалися нами відповідно до їх прогнозованих річних витрат на 1 МВт встановленої потужності. Так, для електростанцій на твердій біомасі прогнозовані витрати біомаси становлять 2200 т/рік за ціни 1 тонни деревної тріски – 55 євро [131]. Для електростанції на агробіогазі вартість гною була умовно прийнята за

нульову, ціна 1 тонни силосу кукурудзи – 30 євро, прогнозовані витрати субстратів – 3150 т/рік [131].

5. Витрати на виведення генеруючого об'єкта з експлуатації. Оскільки сектор ВЕ України перебуває лише на етапі свого становлення, сьогодні відсутні дані щодо вартості виведення з експлуатації вітчизняних електростанцій на основі ВДЕ. За даними ІЕА ліквідаційна вартість після виведення електростанцій з експлуатації може дорівнювати сумі витрат на демонтаж, рекультивацію майданчика тощо, таким чином, витрати на виведення енергогенеруючого об'єкта з експлуатації будуть компенсовані і дорівнюватимуть нулю. Водночас для визначення величини витрат на виведення генеруючих об'єктів з експлуатації, ліквідаційна вартість яких невідома, ІЕА використовує показник, який складає 5 % від інвестиційних витрат [115]. Саме це значення буде використане нами при розрахунку $LCOE_{REi}$ у рамках дисертаційного дослідження.

Варто зазначити, що розрахунок $LCOE_{REi}$ буде проводитися в євро та конвертуватися в гривню за офіційним обмінним курсом НБУ на дату розрахунку. Такий вибір обумовлений тим, що:

- закордонні інвестори інвестують у проекти ВЕ в іноземній валюті;
- більша частина обладнання та комплектуючих для будівництва генеруючих потужностей на основі ВДЕ імпортується з ЄС;
- сьогодні складно оцінити подальшу девальвацію національної валюти та, як наслідок, врахувати темпи інфляції при розрахунку ставки дисконтування;
- неможливо розрахувати вартість позикового капіталу у національній валюті при визначенні ставки дисконтування, оскільки на сьогодні відсутнє доступне довгострокове кредитування юридичних осіб у національній валюті.

Стосовно двох останніх пунктів зауважимо, що сучасна складна політична та економічна ситуація в Україні призвела до масштабної інфляції (60,9 % за 2015 рік) [83] і подальше зростання цін є складнопрогнозованим. З

метою стабілізації національної грошової одиниці НБУ був вимушений підвищити облікову ставку до 30 % з березня 2015 року. У подальшому відбулось її поетапне зниження, однак на початок 2016 року вона залишалася на досить високому рівні і становила 22 % [141]. Як наслідок, високі відсоткові ставки за кредитами у національній валюті сьогодні роблять їх залучення економічно недоцільним.

З огляду на вищезазначене, розрахунок ставки дисконтування, яка буде визначатися на основі середньозваженої вартості капіталу в дисертаційному дослідженні, буде прив'язаний до умов реалізації проектів ВЕ у рамках програми USELF. На основі умов кредитування за даною програмою нами були визначені деякі позиції, за якими буде розраховуватися ставка дисконтування, а саме:

- вимоги до співвідношення власного та позикового капіталів – 40 % та 60 % відповідно;
- вартість позикового капіталу буде розраховуватись на основі вартості кредиту, ставка якого коливається в межах від 6 до 10 % річних в євро залежно від характеристик проекту ВЕ. Для розрахунку нами буде взятий середній розмір ставки за кредитом – 8 %;
- максимальний термін кредитування становить 12 років, середній – 7 років. Останній буде взятий для розрахунків у рамках дисертаційного дослідження.

З огляду на те, що відсотки з обслуговування такого кредиту відносять на собівартість продукції, позиковий капітал буде скоригований на відсоток податку на прибуток з метою зменшення бази оподаткування. Відповідно до Податкового кодексу України, ставка податку на прибуток підприємств станом на початок 2016 року становила 18 % [52].

Вартість власного капіталу визначалася нами як сума ставок прибутковості альтернативних інвестицій у безризиковий фінансовий актив та премії за ризик. Безризикова ставка дохідності розраховувалася на основі

середніх максимальних річних ставок за депозитами в євро для юридичних осіб за мінусом ставки податку на пасивні доходи, яка відповідно до п. 167.5.1 ст. 167 Податкового кодексу України на початок 2016 року становила 20 % [52].

Для визначення середньої ставки за депозитами в євро нами були проаналізовані максимальні річні ставки за депозитами для юридичних осіб станом на 1 лютого 2016 року 10-ти найбільших комерційних банків України, визначених за рейтингом НБУ на основі розміру їх активів: Приватбанк – 9 %, Ощадбанк – 6,2 %, Укресімбанк – 7,2 %, Промінвестбанк – 7 %, Сбербанк Російської Федерації – 8 %, Райффайзен банк Аваль – 2,6 %, Укрсоцбанк – 6,5 %, Альфабанк – 8,4 %, Укрсиббанк – 2,1 %, ПУМБ – 8 % [142]. Відтак, середня максимальна річна ставка за депозитами для юридичних осіб на зазначену дату становила 6,5 %.

Премія за ризик нами визначалася на основі крайнього ризику для України, який, за даними незалежних рейтингових агентств Moody's і Standard & Poor's, станом на 2015 рік становив 15 % [127].

Таким чином, розрахунок вартості власного капіталу за формулою (2.9) набув такого вигляду:

$$K_s = (0,065 - 0,065 \cdot 0,2) + 0,15 = 0,2.$$

Відповідно, ставка дисконтування (WACC) була розрахована за формулою (2.8):

$$WACC = 0,2 \cdot 0,4 + 0,08 \cdot 0,6 \cdot (1 - 0,18) = 0,12.$$

Визначення ставки дисконтування, у свою чергу, дозволило розрахувати $LCOE_{REi}$ для електростанцій на основі різних видів ВДЕ за формулою (2.7) та даними, наведеними у додатку Б.

$$LCOE_{\text{СЕС}} = \frac{1100000 \cdot (1 + 0,12)^{-0} + 42416 \cdot (1 + 0,12)^{-1} + 42416 \cdot (1 + 0,12)^{-2} + \dots + (42416 + 55000) \cdot (1 + 0,12)^{-20}}{1100 \cdot (1 + 0,12)^{-1} + 1091,27 \cdot (1 + 0,12)^{-2} + \dots + 945,46 \cdot (1 + 0,12)^{-20}} = 188,52 \text{ євро/МВт} \cdot \text{год};$$

для ВЕС:

$$LCOE_{\text{ВЕС}} = \frac{1300000 \cdot (1 + 0,12)^{-0} + 78561,25 \cdot (1 + 0,12)^{-1} + 78561,25 \cdot (1 + 0,12)^{-2} + \dots + (78561,25 + 65000) \cdot (1 + 0,12)^{-20}}{3283 \cdot (1 + 0,12)^{-1} + 3276,45 \cdot (1 + 0,12)^{-2} + \dots + 2907,27(1 + 0,12)^{-20}} =$$

$$= 79,44 \text{ євро/МВт} \cdot \text{год};$$

для МГЕС:

$$LCOE_{\text{МГЕС}} = \frac{2320000 \cdot (1 + 0,12)^{-0} + 62573,65 \cdot (1 + 0,12)^{-1} + 62573,65 \cdot (1 + 0,12)^{-2} + \dots + (62573,65 + 116000) \cdot (1 + 0,12)^{-20}}{4850 \cdot (1 + 0,12)^{-1} + 4850 \cdot (1 + 0,12)^{-2} + \dots + 4850 \cdot (1 + 0,12)^{-20}} =$$

$$= 77,01 \text{ євро/МВт} \cdot \text{год};$$

для БіоЕС (біогаз ТПВ):

$$LCOE_{\text{біогаз ТПВ}} = \frac{1960100 \cdot (1 + 0,12)^{-0} + 131560 \cdot (1 + 0,12)^{-1} + 131560 \cdot (1 + 0,12)^{-2} + \dots + 131560 + 98005 \cdot (1 + 0,12)^{-20}}{8150 \cdot (1 + 0,12)^{-1} + 8150 \cdot (1 + 0,12)^{-2} + \dots + 8150 \cdot (1 + 0,12)^{-20}} =$$

$$= 48,42 \text{ євро/МВт} \cdot \text{год};$$

для БіоЕС (тверда біомаса):

$$LCOE_{\text{ТВ.біомаса}} = \frac{2075000 \cdot (1 + 0,12)^{-0} + (60555 + 121000) \cdot (1 + 0,12)^{-1} + (60555 + 121000) \cdot (1 + 0,12)^{-2} + \dots + (60555 + 121000 + 103750) \cdot (1 + 0,12)^{-20}}{5400 \cdot (1 + 0,12)^{-1} + 5400 \cdot (1 + 0,12)^{-2} + \dots + 5400 \cdot (1 + 0,12)^{-20}} =$$

$$= 85,19 \text{ євро/МВт} \cdot \text{год};$$

для БіоЕС (агробіогаз):

$$LCOE_{\text{агробіогаз}} = \frac{1672500 \cdot (1 + 0,12)^{-0} + (68063 + 94500) \cdot (1 + 0,12)^{-1} + (68063 + 94500) \cdot (1 + 0,12)^{-2} + \dots + (68063 + 94500 + 83625) \cdot (1 + 0,12)^{-20}}{7750 \cdot (1 + 0,12)^{-1} + 7750 \cdot (1 + 0,12)^{-2} + \dots + 7750 \cdot (1 + 0,12)^{-20}} =$$

$$= 49,94 \text{ євро/МВт} \cdot \text{год}.$$

Як зазначалося вище, розрахункові значення $LCOE_{REi}$ для електроенергії, згенерованої на основі різних видів ВДЕ, необхідно конвертувати в гривню за офіційним обмінним курсом НБУ і всі наступні розрахунки здійснювати в національній грошовій одиниці. У дисертаційному дослідженні був використаний обмінний курс станом на 5.02.2016 року – 29,00 грн. за 1 євро [143]. Таким чином, $LCOE_{REi}$ для електроенергії на основі різних ВДЕ у національній валюті буде мати наступне значення (табл. 3.1).

Таблиця 3.1

Собівартість генерації електроенергії на основі різних видів ВДЕ в Україні,
грн/МВт·год

Технологія ВЕ	Собівартість електроенергії з ВДЕ, $LCOE_{REi}$ (євро/МВт·год)	Обмінний курс НБУ на 5.02.2016 р. (грн/євро)	Собівартість електроенергії з ВДЕ, $LCOE_{REi}$ (грн/МВт·год)
СЕС	188,52	29,00	5467,08
ВЕС	79,44	29,00	2303,76
МГЕС	77,01	29,00	2233,29
БіоЕС (біогаз ТПВ)	48,42	29,00	1404,18
БіоЕС (тверда біомаса)	85,19	29,00	2470,51
БіоЕС (агробіогаз)	49,94	29,00	1448,26

Розрахунок ціни 1 МВт·год електроенергії, згенерованої з відповідного виду ВДЕ, здійснювався нами на основі витратного методу ціноутворення на базі повної собівартості ($LCOE_{REi}$) із додаванням величини прибутку на одиницю виробленої електроенергії. Варто зазначити, що на законодавчому рівні не встановлена рекомендована норма прибутку для підприємств електроенергетики. Тому пропонуємо її встановити на рівні, що забезпечить привабливий і, враховуючи специфіку методики LCOE, однаковий термін окупності інвестицій для всіх технологій ВЕ.

З метою уникнення подвійного дисконтування грошових потоків, нами розраховувався простий термін окупності інвестиційних проектів (PP) наростаючим підсумком за формулою:

$$PP = \sum_{t=1}^n CF_t \geq IC_0, \quad (3.1)$$

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

Результати розрахунків терміну окупності для інвестиційних проектів на основі різних технологій ВЕ (Додаток В) засвідчили, що при нормі прибутку 25 % інвестори зможуть відшкодувати стартові інвестиції за 7,9 роки, що, як зазначалося вище, є прийнятним для більшості девелоперів, які реалізують свої проекти в сфері ВЕ в Україні.

Розрахунки ціни 1 МВт·год із 25 %-ою нормою прибутку відповідно до формули (2.10) наведені у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2

Ціна генерації одиниці електроенергії на основі різних видів ВДЕ в Україні
(грн/МВт·год)

Технологія ВЕ	Собівартість електроенергії з ВДЕ, $LCOE_{REi}$ (грн/МВт·год)	Коефіцієнт прибутковості, k_p	Ціна електроенергії з ВДЕ, P_{REi} (грн/МВт·год)
СЕС	5467,08	1,25	6833,85
ВЕС	2303,76	1,25	2879,70
МГЕС	2233,29	1,25	2791,61
БіоЕС (біогаз ТПВ)	1404,18	1,25	1755,23
БіоЕС (тверда біомаса)	2470,51	1,25	3088,14
БіоЕС (агробіогаз)	1448,26	1,25	1810,33

Варто зазначити, що отримані значення ціни 1 МВт·год електроенергії з різних видів ВДЕ, розраховані на основі витратного методу ціноутворення з урахуванням методики LCOE, для більшості технологій ВЕ є значно нижчими, ніж значення, розраховані з використанням діючих коефіцієнтів ЗТ, відповідно до [49] (рис. 3.4).

Винятком є ціна електроенергії для ВЕС, яка є на 17,8 % нижчою від значення, розрахованого за методикою LCOE. Можна зробити висновок, що при даному значенні ЗТ, проекти вітроенергетики є найменш прибутковими. Недоцільним вбачається встановлення єдиного коефіцієнту ЗТ для всіх БіоЕС, адже очевидно, що ціна генерації електроенергії на основі різних видів біомаси не може бути однаковою.

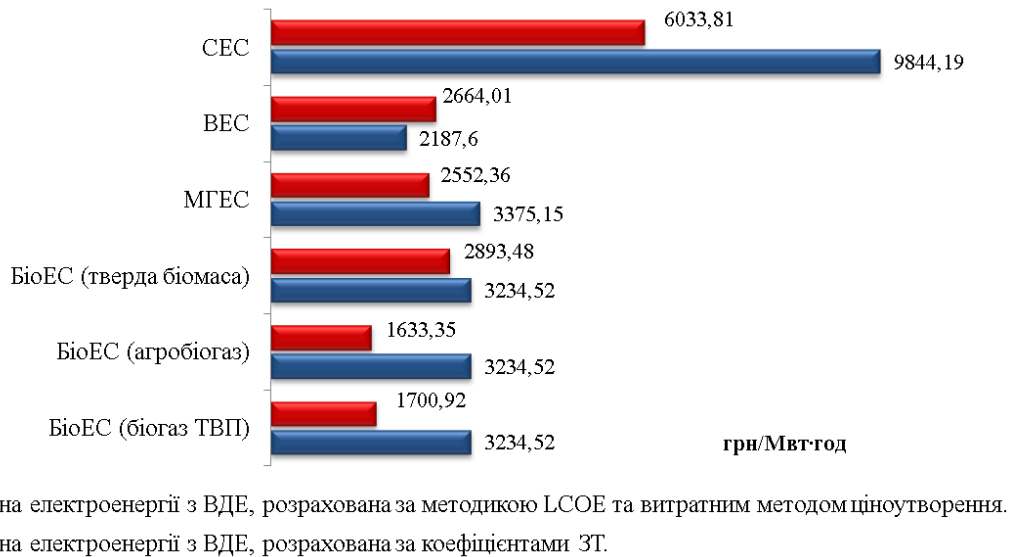


Рис 3.4 – Порівняння цін на електроенергію з ВДЕ в Україні, розрахованих на основі витратного методу ціноутворення з урахування методики LCOE та коефіцієнтів ЗТ

Зауважимо, що для розрахунку ЗТ з метою порівняння із запропонованими методичними підходами були використані коефіцієнти для електростанцій, що були введені в експлуатацію з 01.04.2013 р. по 31.12.2014 р. [49], оскільки розрахунок $LCOE_{REi}$ проводився на основі даних проектів ВЕ, які будувались в цей період.

Розрахункове значення ціни ЗС (P_{Gci}) для електроенергії, згенерованої на основі різних видів ВДЕ, відповідно до формули (2.11) наведено в таблиці 3.3. Для розрахунку у дисертаційному дослідженні ціна традиційної електроенергії (P_{CE}) визначалася на основі аналізу цін продажу електроенергії в ОПЕ її виробниками із

1 березня 2015 р. по 1 березня 2016 року. Середньозважена оптова ціна продажу традиційної електроенергії у зазначеному періоді становила 665,31 грн/МВт·год [144].

Як видно з таблиці 3.3, різні технології генерації ВЕ мають різну вартість. Для здійснення обігу та обліку ЗС зведемо ціну ЗС до єдиної. За єдину ціну ЗС нами була прийнята вартість ЗС для найдешевшої технології ВЕ (біогаз ТПВ).

Таблиця 3.3

Ціна ЗС для електроенергії, згенерованої на основі різних видів ВДЕ в Україні (грн/МВт·год)

Технологія ВЕ	Ціна електроенергії з ВДЕ, P_{REi} (грн/МВт·год)	Середньозважена ціна традиційної електроенергії, P_{CE} (грн/МВт·год)	Ціна ЗС, P_{CGi} (грн/МВт·год)
СЕС	6833,85	665,31	6168,54
ВЕС	2879,70	665,31	2214,39
МГЕС	2791,61	665,31	2126,30
БіоЕС (біогаз ТПВ)	1755,23	665,31	1089,92
БіоЕС (тверда біомаса)	3088,14	665,31	2422,83
БіоЕС (агробіогаз)	1810,33	665,31	1145,02

Регулювання вартості електроенергії на основі різних видів ВДЕ доцільно здійснювати шляхом видачі різної кількості ЗС виробникам за 1 МВт·год електроенергії. Розрахунки необхідної кількості ЗС, яку отримають виробники електроенергії з різних видів ВДЕ за 1 МВт·год, та ціни генерації електроенергії з різних видів ВДЕ з позиції виробників були здійснені нами відповідно до формул (2.12) і (2.13) та наведені у таблиці 3.4.

Розрахунок кількості ЗС, що повинні придбати енергопостачальні компанії, на яких покладено зобов'язання щодо їх купівлі, повинний ґрунтуватися на:

- прогнозованому кінцевому споживанні електричної енергії в країні у розрахунковому році, МВт·год;

• встановленій квоті на споживання електроенергії з ВДЕ у розрахунковому році, яка відповідно до умов функціонування системи торгівлі ЗС може покриватися як за рахунок звичайних, так і кредитних ЗС.

Таблиця 3.4

Кількість сертифікатів, яку отримують виробники електроенергії з різних видів ВДЕ в Україні за 1 МВт·год відповідно до вартості її генерації, од./МВт·год, та ціна генерації електроенергії з різних видів ВДЕ з позиції виробників, грн/МВт·год

Технологія ВЕ	Ціна ЗС, P_{CGi} (грн/МВт·год)	Ціна ЗС для найдешевшої технології ВЕ, представлена на ринку, P_{GCL} (грн/МВт·год)	Кількість ЗС, яку отримують виробники електроенергії з різних видів ВДЕ, Q_{GCI} (од./МВт·год)	Ціна генерації електроенергії з різних видів ВДЕ з позиції виробників, $P_{PRODi} = P_{REi}$ (грн/МВт·год)
СЕС	6168,54	1089,92	5,65963	6033,81
ВЕС	2214,39	1089,92	2,03170	2664,01
МГЕС	2126,30	1089,92	1,95088	2552,36
БіоЕС (біогаз ТПВ)	1089,92	1089,92	1,00000	1633,43
БіоЕС (тверда біомаса)	2422,83	1089,92	2,22294	2893,48
БіоЕС (агробіогаз)	1145,02	1089,92	1,05055	1700,85

Для апробації цього підходу припустимо такі значення показників для розрахункового року:

- прогнозоване споживання електроенергії на рівні 2014 року – 128387000 МВт·год [145];
- обов'язкова квота на споживання електричної енергії з ВДЕ – 2 % , що становить – 2567740 МВт·год;

- прогнозований обсяг генерації електроенергії діючими генеруючими потужностями покривається на рівні 1,5 % від квоти, для забезпечення покриття решти – 0,5 % – НКРЕКП здійснює емісію кредитних ЗС;

- обсяг згенерованої електроенергії з різних видів ВДЕ заданий відповідно до структури ВДЕ в загальному балансі електричної енергії з ВДЕ станом на 2015 року: СЕС – 24,2 %, ВЕС – 58,3 %, МГЕС – 12,5 %, тверда біомаса – 3 %, агробіогаз – 1 %, біогаз ТПВ – 1 % [146];

- структура обсягу електроенергії з ВДЕ, яку необхідно покрити за рахунок емісії кредитних ЗС, повинна визначатися з урахуванням державних пріоритетів розвитку ВЕ. Для розрахунку у дисертаційному дослідженні вона була задана довільно: СЕС – 15,3 %, ВЕС – 40,4 %, МГЕС – 25,3 %, тверда біомаса – 8 %, агробіогаз – 4 %, біогаз ТПВ – 7 %;

- обсяг придбаної електроенергії енергопостачальною компанією, для якої здійснюється розрахунок, на ОРЕ в розрахунковому році – 106920 МВт·год;

- енергопостачальна компанія у розрахунковому році виконала своє зобов'язання щодо купівлі ЗС на рівні 95 %, придбавши 5648 сертифікатів із необхідної кількості;

- штрафні санкції за невиконане у повному обсязі зобов'язання накладаються в розмірі 20 % від вартості ЗС для електроенергії, згенерованої на основі найдешевшої технології ВЕ, представленої на ринку;

- кінцевий споживач, для якого здійснювався розрахунок, належить до категорії споживачів, які споживають понад 100 кВт·год і до 600 кВт·год електроенергії на місяць (включно). Припустимо, що фізична особа, яка належить до даної категорії, щомісяця споживала 300 кВт·год електроенергії (3600 кВт·год електроенергії на рік або 3,6 МВт·год). Розмір тарифів на електроенергію, що відпускається даній категорії споживачів, на період з 1 березня по 31 серпня 2016 року включно був визначений відповідно до постанови НКРЕКП № 220 від 26.02.2015 р. [147] і становить:

- за обсяг, спожитий до 100 кВт·год електроенергії на місяць включно, – 47,5 коп. за 1 кВт·год без ПДВ;

- за обсяг, спожитий понад 100 кВт·год до 600 кВт·год, – 82,5 коп. за 1 кВт·год.

Отже, за обсяг 1,2 МВт·год включно споживач повинен сплатити за тарифом – 475 грн. за 1МВт·год, решту – 2,4 МВт·год – за тарифом – 825 грн. за 1 МВт·год. Відтак, загальна сума, яку повинен сплатити споживач за 3,6 МВт·год становитиме 2550 грн. (708,33 грн. за 1 МВт·год).

На підставі вищезазначених припущень у таблиці 3.5 наведені прогнозні значення обсягу генерації електроенергії з ВДЕ діючими електростанціями, обсяг генерації електроенергії з ВДЕ, який планується покрити за рахунок емісії кредитних ЗС, та на їх основі, відповідно до формули (2.15), розраховане значення прогнозованої середньозваженої кількості ЗС за 1 МВт·год, яка надійде в обіг у розрахунковому році.

Враховуючи те, що розрахунок загальної кількості сертифікатів, яка надійде в обіг у розрахунковому році, базується на обсягах генерації електроенергії з ВДЕ, які точно спрогнозувати досить важко, НКРЕКП доцільно використовувати нижню межу прогнозного значення обсягу генерації електроенергії діючими електростанціями та обсягу, який планується покрити за рахунок емісії кредитних ЗС. У разі його відхилення від фактичних показників, наприкінці року НКРЕКП може наблизити фактичні показники до прогнозованих за допомогою емісії кредитних ЗС.

Варто зауважити, що тариф на електроенергію для кінцевого споживача буде залежати безпосередньо від середньозваженої кількості сертифікатів, яка надійде в обіг у відповідному році. З метою зниження тарифу на електроенергію держава, за допомогою емісії кредитних ЗС, може регулювати структуру ВДЕ, стимулюючи розвиток технологій ВЕ, генерація електроенергії на основі яких є найдешевшою.

Використовуючи формулу (2.16) та виходячи з припущення, що енергопостачальна компанія, для якої здійснюється розрахунок, придбала за рік на ОРЕ 106920 МВт·год електричної енергії, розрахуємо кількість ЗС, необхідну для покриття її зобов'язання щодо купівлі електроенергії з ВДЕ відповідно до встановленої річної квоти (2 %):

$$N_{GC} = 106920 \cdot 0,02 \cdot 2,78 = 5944,75 \approx 5945 \text{ од.}$$

Таблиця 3.5

Прогнозована середньозважена кількість сертифікатів, яка надійде в обіг у розрахунковому році (од./МВт·год)

Технології ВЕ	Прогнозований річний обсяг генерації електроенергії з ВДЕ, МВт·год		Кількість сертифікатів, виданих відповідно до ціни генерації 1 МВт·год електроенергії з різних видів ВДЕ, Q_{GCI} (од./МВт·год)	Загальна кількість сертифікатів, яка надійде в обіг на рік (од./МВт·год)	Середньозважена кількість сертифікатів, яка надійде в обіг у розрахунковому році, Q_{WA2} (од./МВт·год)
	діючими електростанціями, $Q_{E_{yi}}$ (МВт·год)	який планується покрити за рахунок емісії кредитних ЗС, $Q_{E_{KGC_{yi}}}$ (МВт·год)			
СЕС	466046,02	98216,82	5,65963	3128995	2,78
ВЕС	1122747,23	259343,76	2,03170	2853354	
МГЕС	240726,25	162410,82	1,95088	785791	
БіоЕС (біогаз ТПВ)	19258,1	44935,8	1,00000	64194	
БіоЕС (тверда біомаса)	57774,3	51355,2	2,22294	251166	
БіоЕС (агробіогаз)	19258,1	25677,6	1,05055	48065	
Всього	1925810	641940		7131566	

Зазначимо, що у разі, якщо розрахункове значення є нецілим числом, його необхідно округлити до цілого.

Ціну, що має сплатити енергопостачальна компанія за кількість сертифікатів, яку вона повинна придбати відповідно до встановленої квоти, розрахуємо за формулою (2.17):

$$P_{ESC} = 5945 \cdot 1089,92 = 6479574,4 \text{ грн.}$$

Відповідно до вищезазначених припущень, енергопостачальна компанія виконала своє зобов'язання щодо купівлі ЗС на рівні 95 %, придбавши лише 5648 сертифікатів від необхідної кількості. Використовуючи формулу (2.18), розрахуємо розмір штрафних санкцій, який необхідно буде сплатити за невиконання зобов'язання у 100 %-му обсязі:

$$F = (5945 - 5648) \cdot 1089,92 \cdot 1,2 = 388447,49 \text{ грн.}$$

Отже, енергопостачальна компанія сплатить 1161,74 грн. за кожний непридбаний сертифікат.

Враховуючи вищезазначені припущення та використовуючи формулу (2.19), розрахуємо ціну 1 МВт·год електроенергії для кінцевого споживача:

$$P_{CONS} = (1 - 0,02) \cdot 708,33 + 0,02 \cdot (708,33 + 1089,92 \cdot 2,78) = 768,93 \text{ грн.}$$

Таким чином, сума, що повинен сплатити кінцевий споживач, буде дорівнювати добутку ціни 1 МВт·год електроенергії і обсягу електроенергії, спожитої споживачем, що з урахуванням вищезазначеного припущення становитиме 2768,15 грн.

Як видно з наведеного розрахунку, ціна 1 МВт·год для кінцевого споживача буде становити 768,93 грн/МВт·год, що більше за діючий тариф для зазначеної

категорії споживачів на електроенергію на 8,6 %. Отже, щорічне збільшення квоти на споживання електроенергії з ВДЕ на 1 % буде призводити до зростання тарифу для кінцевого споживача на 4,3 %, що не є досить істотним. Зауважимо, що цей показник актуальний за вищенаведеного припущення щодо структури ВЕ. Тому, з метою зменшення фінансового навантаження на кінцевого споживача у короткостроковій перспективі уряд може стимулювати розвиток найдешевших технологій ВЕ за допомогою механізму кредитних ЗС, який детально буде розглянуто у підрозділі 3.2. У довгостроковій перспективі підвищення тарифу на електроенергію за рахунок щорічно зростаючої квоти на споживання електроенергії з ВДЕ буде частково компенсуватися здешевленням її генерації, адже упродовж останніх років електроенергія з ВДЕ демонструє стійку тенденцію до зниження собівартості [148].

3.2 Напрями застосування «зелених» сертифікатів у додаткових економічних механізмах стимулювання екологоорієнтованого розвитку відновлювальної енергетики

Впровадження на національному рівні системи торгівлі ЗС відкриває широкі можливості для використання ЗС як додаткового важелю стимулюючого впливу на екологоорієнтований розвиток ВЕ поза межами внутрішнього ринку електричної енергії України.

Основна ідея системи торгівлі ЗС полягає у відокремленні фізичного потоку електроенергії від її екологічних вигід, які матеріалізуються у ЗС. Надходження ЗС у торговий оборот незалежно від електричної енергії, яку вони представляють, дає можливість використання їх тими суб'єктами господарювання, які не здійснюють генерацію електроенергії з ВДЕ, але купують їх для власних цілей. Ця особливість дозволяє державі наділяти ЗС бажаними функціями і розробляти низку другорядних мотиваційних механізмів з їх застосуванням. Основною метою розширення сфер використання ЗС є збільшення попиту на споживання «зеленої» електроенергії та отримання додаткових джерел фінансування для розбудови генеруючих потужностей на основі ВДЕ [98].

Серед потенційних варіантів застосування ЗС поза межами запропонованої основної схеми підтримки розвитку ВЕ, що ґрунтується на виконанні зобов'язань щодо споживання обов'язкової частки електроенергії з ВДЕ відповідно до затвердженої урядом квоти, можна запропонувати такі:

- система торгівлі кредитними ЗС;
- добровільна система торгівлі ЗС;
- міжнародна торгівля ЗС;
- використання ЗС у рамках механізму Кіотського протоколу – міжнародна торгівля квотами на викиди парникових газів.

Розглянемо більш детально особливості впровадження кожного із запропонованих варіантів.

Система торгівлі кредитними ЗС.

В основі системи торгівлі кредитними ЗС лежить здійснення НКРЕКП емісії кредитних ЗС та їх подальший продаж на ринку ЗС з метою отримання фінансових ресурсів для надання авансових (безвідсоткових) кредитних ресурсів інвестору на будівництво нових об'єктів ВЕ.

Цілком ймовірно, що обсяги генерації електроенергії з ВДЕ діючими електростанціями будуть недостатніми для виконання встановленої квоти. Саме при виникненні такої ситуації на ринку електроенергії пропонуємо використовувати механізм кредитних ЗС.

Кредитний ЗС у даному випадку набуває форми цінного паперу з терміном дії 1 рік, який розміщується на ринку торгівлі ЗС. Отримані кошти від продажу таких сертифікатів використовуються як передплата за ще незгенеровану «зелену» електроенергію та дозволяють інвестору отримувати фінансовий ресурс на принципах терміновості і повернення для реалізації проекту ВЕ.

Процес функціонування цього механізму, на наш погляд, доцільно побудувати таким чином (рис. 3.4). НКРЕКП оголошує конкурсний відбір проектів ВЕ, які можуть бути реалізовані із залученням кредитних ЗС. Визначення переліку відібраних проектів буде здійснюватися з урахування таких критеріїв, як встановлена потужність генеруючого об'єкта, бажана структура ВДЕ, регіон інсталяції електростанції тощо. Потенційний інвестор укладає договір з НКРЕКП на здійснення емісії певної кількості кредитних ЗС для генеруючого об'єкта, що увійшов до переліку переможців конкурсу. НКРЕКП здійснює емісію кредитних сертифікатів відповідно до середньорічного прогнозованого обсягу генерації електроенергії таким об'єктом та розміщує їх на ринку ЗС. Енергопостачальним компаніям, на які накладено зобов'язання у рамках системи торгівлі ЗС, буде надано право покривати накладені на них зобов'язання, зокрема за допомогою кредитних ЗС. Реалізація кредитних ЗС здійснюється за умовами купівлі-продажу звичайних ЗС. Кошти, отримані від продажу таких сертифікатів, НКРЕКП перераховує на рахунок інвестора, який спрямовує їх на розгортання будівництва електростанції на основі ВДЕ

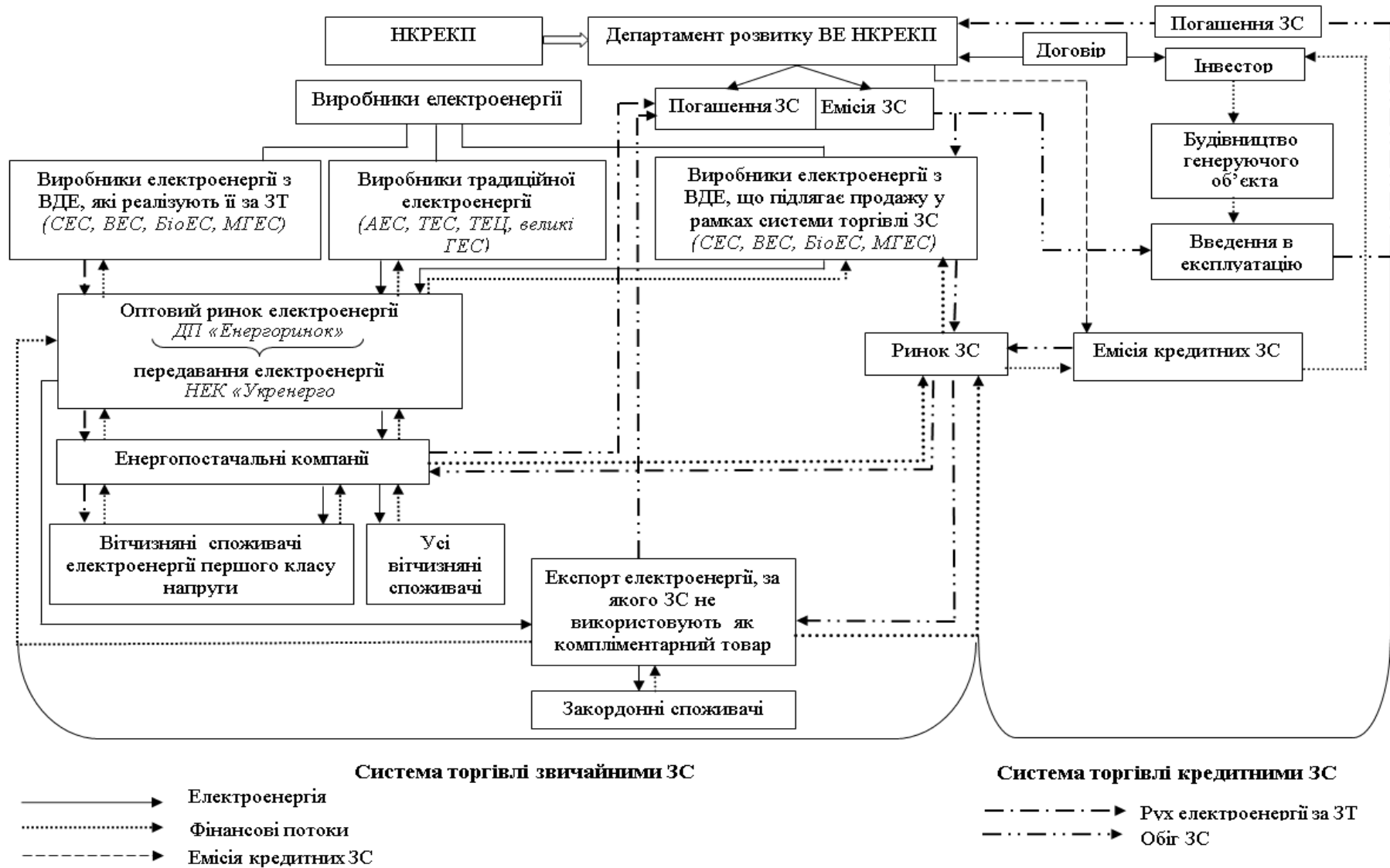


Рис. 3.4 – Функціональна схема систем торгівлі звичайними та кредитними ЗС

Після введення в експлуатацію електростанції і початку генерації електроенергії для цього об'єкта буде здійснюватися видача звичайних ЗС, що підтверджують факт генерації «зеленої» електроенергії. Однак, такі ЗС будуть погашатися НКРЕКП миттєво без їх продажу на ринку до того часу, поки їх кількість не буде дорівнювати обсягу кредитних ЗС, реалізованих з метою залучення коштів для будівництва цього об'єкта. Таким чином, до досягнення такого співвідношення власник генеруючого об'єкта буде реалізувати «зелену» електроенергію виключно за ціною традиційної електроенергії, коштів від продажу якої буде достатньо для покриття операційних витрат і сплати податків, оскільки електростанції на основі ВДЕ мають низькі експлуатаційні витрати [133; 134].

Варто зазначити, що взаємозалік кредитних і звичайних ЗС буде здійснюватися на основі обсягу генерації електроенергії з ВДЕ (відповідної кількості ЗС), а не на основі ціни ЗС. Іншими словами, держава у вигляді коштів від продажу відповідної кількості кредитних ЗС надає авансом відповідний обсяг згенерованої електроенергії з ВДЕ у МВт·год, відтак інвестор при введенні генеруючого об'єкта в експлуатацію повинен цей обсяг електроенергії, виражений у кількості ЗС, повернути державі. Тому, у грошовому еквіваленті співвідношення вартості виданих кредитних ЗС та повернених звичайних ЗС може коливатися під впливом чинників часу, зокрема зміни ціни традиційної електроенергії, яка безпосередньо впливає на ціну ЗС. З метою максимального наближення цінових умов залучення фінансових ресурсів на основі кредитних ЗС до цінових умов їх повернення на основі звичайних ЗС, пропонуємо:

- здійснювати емісію і продаж кредитних ЗС у рік, що передусе прогнозованому року введення в експлуатацію генеруючого об'єкта;
- повернення звичайних ЗС з метою покриття залучених коштів від продажу кредитних ЗС здійснювати з першого місяця експлуатації електростанції.

Враховуючи вищезазначене, можна констатувати, що кредитні ЗС можуть залучатися лише з метою часткового авансового фінансування проектів ВЕ, їх

використання не передбачене для авансового покриття всіх інвестиційних витрат, необхідних для будівництва генеруючого об'єкта.

Окремий інтерес кредитні ЗС можуть представляти для суб'єктів господарювання, на яких накладено зобов'язання щодо купівлі ЗС, як потенційних інвесторів, оскільки щорічно зростаюча квота буде змушувати їх шукати все нові можливості для її виконання. Гіпотетично можливо, що такі суб'єкти господарювання для впевненості щодо стабільного покриття накладеного на них зобов'язання можуть виступати як інвестори або співінвестори проектів ВЕ, залучаючи фінансові ресурси для їх інсталяції за допомогою механізму кредитних ЗС. Адже у разі володіння власними генеруючими потужностями, вони дещо знижують ризик щодо невиконання своїх зобов'язань.

Варто зазначити, що кредитні ЗС можуть обертатися тільки на внутрішньому ринку торгівлі ЗС і не можуть використовуватися як компліментарний товар при експорті електроенергії з ВДЕ чи торгівлі на міжнародному ринку ЗС, оскільки носять авансовий характер і не підтверджують факт генерації «зеленої» електроенергії.

Рішення про можливість і обсяги випуску кредитних ЗС ухвалює НКРЕКП відповідно до прогнозних показників пропозиції електроенергії з ВДЕ та попиту на неї у кожному звітному році.

Функції щодо цільового використання коштів, отриманих від продажу ЗС разом з емісією кредитних ЗС та погашенням звичайних ЗС, доцільно також покласти на НКРЕКП.

Таким чином, за допомогою реалізації системи торгівлі кредитними ЗС держава може вирішити проблему доступу до безвідсоткових кредитних ресурсів і тим самим прискорити розгортання об'єктів ВЕ. Відтак, за допомогою різних функцій, покладених в основу двох видів сертифікатів, кінцеві споживачі можуть сплачувати як за згенеровану електроенергію, так й авансувати (інвестувати) у нові генеруючі потужності.

Добровільна система торгівлі ЗС. Суть добровільної системи торгівлі ЗС полягає у встановленні добровільних зобов'язань на споживання «зеленої» електроенергії понад обов'язкову щорічну квоту. Прийняття добровільних зобов'язань базується, передусім, на соціальній відповідальності споживачів (турбота про стан навколишнього природного середовища, зміну клімату планети, статус держави на світовій арені тощо). Важливе значення для мотивації споживачів у рамках цього механізму відіграє пропагування споживання «зеленої» електроенергії через інформування населення щодо її економічних, соціальних та екологічних вигід.

Окрім цього, держава може стимулювати споживачів долучатися до участі у добровільній системі торгівлі ЗС шляхом впровадження певних економічних стимулів, а саме:

- отримання податкових пільг. Уряд держави може надавати податкові пільги (наприклад, зниження податку на прибуток) суб'єктам господарювання, які добровільно візьмуть на себе зобов'язання щодо споживання 100 % електроенергії з ВДЕ і підтвердять спожитий об'єм «зеленої» електроенергії відповідною кількістю ЗС;

- право на використання спеціального маркування товарів, яке підтверджує використання електроенергії з ВДЕ при їх виробництві. Так, підприємства, у яких частка електроенергії з ВДЕ у загальному обсязі спожитої електроенергії становить 100 %, можуть одержати право на застосування спеціального екологічного маркування для своїх товарів, які вже набули значного поширення у низці країн світу [149]. Продаж таких товарів орієнтований на високосвідомих, ідейно переконаних споживачів, що дбають не лише про досягнення персональних, але й суспільно значущих цілей. Вираз свідомості у даному випадку полягає у їх готовності придбати такий товар за вищою ціною, чи надати перевагу такій продукції за умови рівності цін. Екологічне маркування може представляти інтерес для підприємств, які здійснюють експорт продукції у країни,

де покупці мають практику споживання таких товарів. Як і у першому випадку, зобов'язання щодо споживання електроенергії з ВДЕ необхідно підтвердити відповідною кількістю ЗС, придбаних на ринку торгівлі ЗС.

Таким чином, у частині накладання добровільних зобов'язань споживачі можуть керуватися щирою зацікавленістю в розвитку ВЕ, бажанням продемонструвати свою підтримку з метою формування/зміцнення іміджу та репутації соціально відповідальної компанії/громадянина, фінансовими вигодами, які можна одержати у результаті виконання добровільних зобов'язань тощо.

Функціонування добровільної системи торгівлі ЗС буде сприяти збільшенню попиту на електроенергію з ВДЕ, і, відповідно, загострювати конкуренцію між суб'єктами господарювання, на які накладено зобов'язання щодо купівлі ЗС у рамках основної системи торгівлі ЗС. Збільшення попиту на «зелену» електроенергію буде провокувати збільшення її пропозиції, що у подальшому, ймовірно, позитивно позначатиметься на зниженні її ціни.

Споживачі, які візьмуть на себе добровільні зобов'язання по купівлі ЗС, стануть ще однією групою суб'єктів ринку електричної енергії України. Тому повноваження щодо формування рахунку добровільної системи торгівлі ЗС в єдиному реєстрі рахунків у рамках основної системи торгівлі ЗС, поряд із здійсненням контролю за обігом і погашенням сертифікатів, придбаних у рамках добровільної системи торгівлі ЗС, доцільно покласти на НКРЕКП.

Варто зазначити, що добровільна система торгівлі ЗС не потребує створення окремого торгівельного майданчика. Купівлю-продаж ЗС для виконання добровільних зобов'язань, на нашу думку, доцільно здійснювати на єдиному ринку ЗС (рис. 3.5).

Міжнародна торгівля ЗС. Впровадження на національному рівні системи торгівлі ЗС створює передумови для можливого розширення ринків торгівлі ЗС у майбутньому. Особливого значення і перспектив це набуває у частині експорту електроенергії та у світлі подальшої інтеграції України до європейського енергетичного простору.

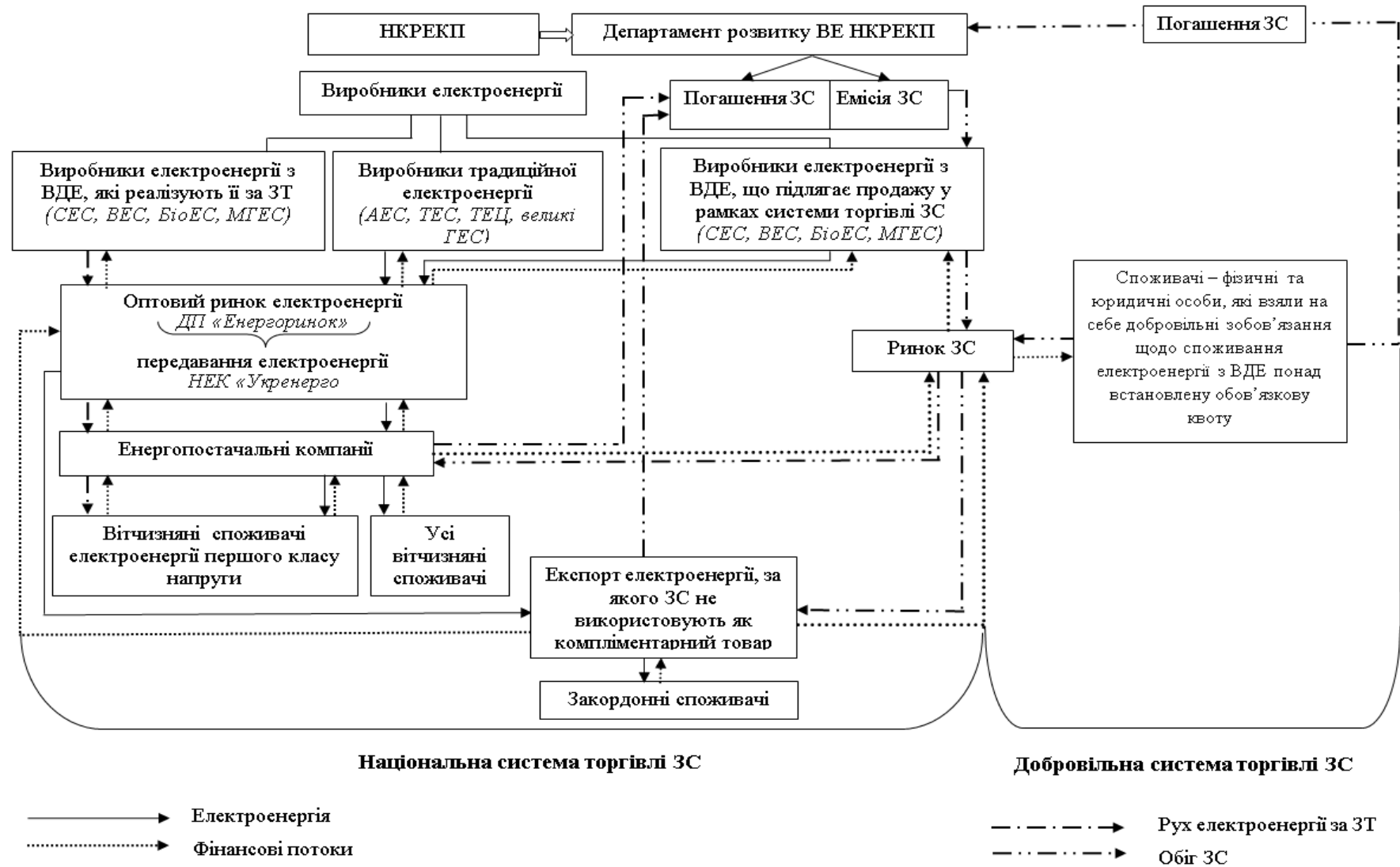


Рис. 3.5 – Функціональна схема обов'язкової та добровільної систем торгівлі ЗС

Варто зазначити, що наразі більшість національних ринків ЗС обмежені державними кордонами через недостатній рівень уніфікації національних систем торгівлі ЗС. Водночас, сьогодні існує низка міжнародних стандартів, що застосовуються для сертифікації електроенергії з ВДЕ. Найбільш відомі з них: European Energy Certificate System (ERCS) та Renewable Energy Certificate System (RECs) [150].

Оскільки «зелена» електроенергія, генерація якої супроводжується ЗС, може бути експортована за вищою ціною, а Україна є достатньо потужним експортером електричної енергії, доцільно орієнтувати сертифікацію електроенергії з ВДЕ на міжнародні стандарти. Це дозволить Україні одержати доступ до міжнародного ринку та здійснювати торгівлю електроенергією з ВДЕ з країнами-членами ERCS та RECs (рис. 3.6).

Інфраструктура торгівлі ЗС у Європі досить розвинена. Суб'єкти господарювання, які мають обов'язкові зобов'язання щодо споживання електроенергії з ВДЕ і не можуть виконати їх у повному обсязі в рамках національних систем торгівлі ЗС, можуть забезпечити їх покриття, імпортуючи ЗС з країн, що мають їх профіцит. (за умови, якщо така процедура затверджена на законодавчому рівні). Таким чином, імпорт електроенергії разом із ЗС може сприяти вирішенню проблеми, пов'язаної з можливими труднощами у досягненні національних цілей зі споживання електроенергії з ВДЕ.

Варто зазначити, що ЗС можуть продаватися за кордон як разом із згенерованою електроенергією як компліментарний товару, так і окремо. В останньому випадку кінцеві споживачі за допомогою ЗС, придбаних на ринках інших держав, можуть конвертувати традиційну електроенергію, яку вони придбали у своїй країні, в «зелену» електроенергію.

У частині добровільних зобов'язань окремий інтерес представляють зобов'язання у рамках корпоративної соціальної відповідальності компаній (Corporate Social Responsibility – CSR), яка набула значного поширення у багатьох країнах світу.

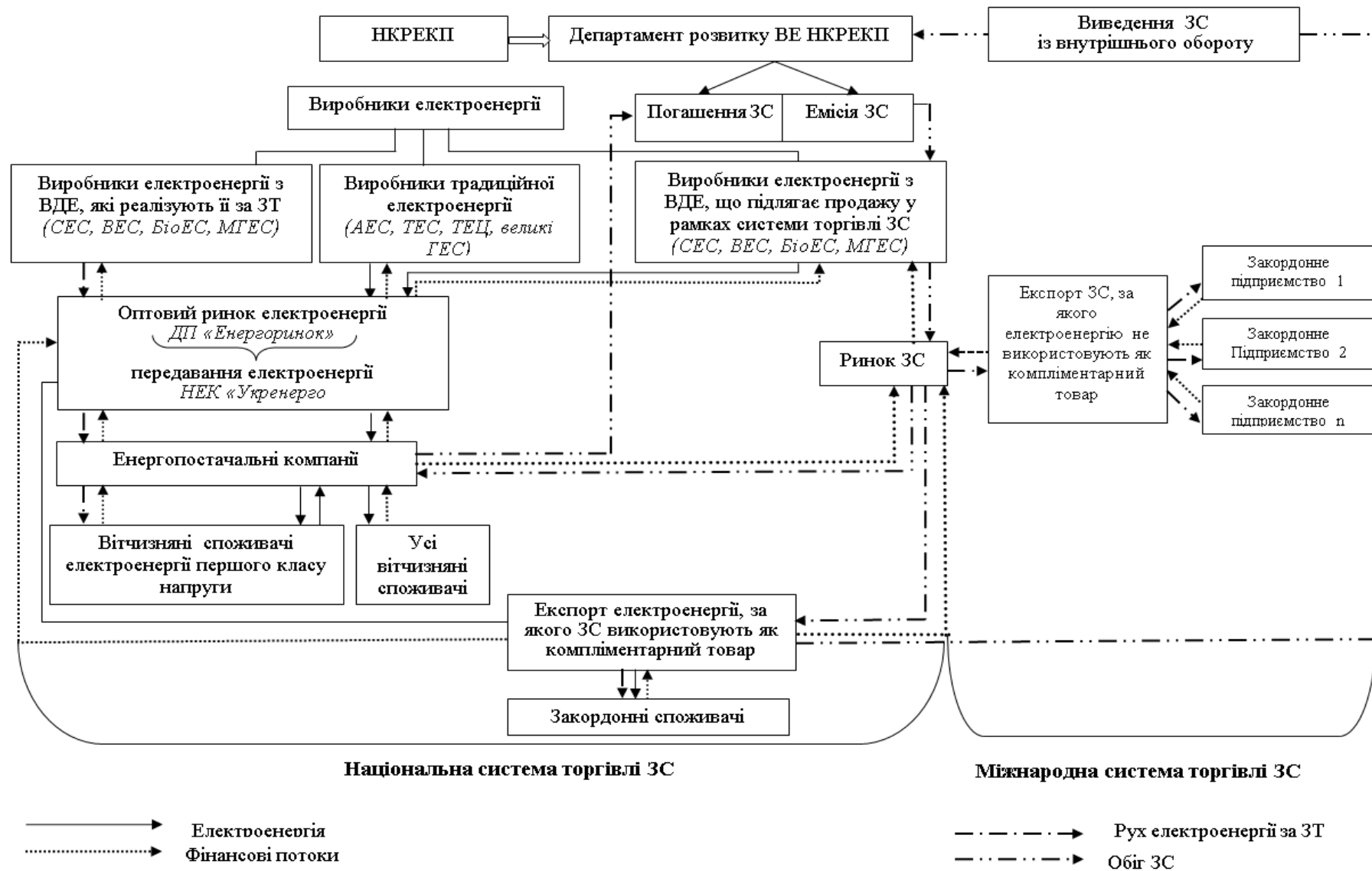


Рис. 3.6 – Функціональна схема національної та міжнародної систем торгівлі ЗС

Корпоративна соціальна відповідальність передбачає добровільну ініціативу компанії нести додаткові витрати на соціальні потреби, виходячи з морально-етичних міркувань. Компанії, що позиціонують себе як соціально відповідальні, формують звіти про корпоративну соціальну відповідальність і/або звіти зі сталого розвитку [151]. Одним із пунктів, що відображається у такій звітності, є добровільні зобов'язання, пов'язані зі споживанням електроенергії з ВДЕ, декларування виконання яких може відбуватися на основі придбання ЗС, визнаних на міжнародному рівні.

Обсяг продажів ЗС на міжнародному ринку залежить від їх привабливості, яка обумовлена низкою факторів суб'єктивного характеру (довірою, запропонованим видом ВДЕ, на основі якого здійснюється генерація, тощо). Ціна на ЗС може варіюватися в широких межах і залежить від сукупності таких ринкових чинників, як тарифи на електроенергію в країні-імпортері, величина законодавчо встановленого штрафу за невиконане зобов'язання щодо споживання «зеленої» енергії, ціна ЗС на ринку країн-конкурентів тощо.

Експорт сертифікатів на ринки інших держав доцільно здійснювати після досягнення відмітки про покриття у повному обсязі зобов'язань щодо споживання електроенергії з ВДЕ на національному рівні. За умови виконання квоти всередині країни, попит на ЗС з боку іноземних держав буде сприяти перевищенню рівня генерації над рівнем споживання, що дозволить одночасно зменшити фінансове навантаження на кінцевого споживача і збільшити споживання екологічних переваг «зеленої» електроенергії всередині країни.

Отже, можливість здійснення торгівлі ЗС на міжнародному ринку залежить безпосередньо від сумісності систем торгівлі ЗС, тому з метою відкриття нових ринків збуту для вітчизняних ЗС українську систему зеленої сертифікації у перспективі доцільно гармонізувати з західноєвропейськими торговими системами.

Застосування ЗС у рамках механізму Кіотського протоколу – міжнародна торгівля квотами на викиди парникових газів. Генерація електроенергії на основі ВДЕ не супроводжується викидами парникових газів (за винятком технологій використання енергії біомаси), що відкриває широкі можливості для її використання у досягненні цілей Кіотського протоколу [152].

Кіотський протокол – міжнародна кліматична угода, спрямована на зниження емісії парникових газів для стримування процесів глобального потепління [153]. З метою досягнення його основної мети – стабілізації концентрації викидів парникових газів – для кожної країни-учасниці угоди встановлюється максимально допустима квота на викиди в атмосферу. Уряди держав можуть виконувати кількісні зобов'язання щодо скорочення викидів за допомогою внутрішніх заходів (реалізація проектів з енергоефективності та енергозбереження, розбудова ВЕ) або за допомогою гнучких механізмів Кіотського протоколу. Імплементация останніх сьогодні є не тільки невід'ємним компонентом економічної та енергетичної політики більшості держав світу, а й надійною платформою для формування глобального ринку екологічних інвестицій.

Сьогодні Україна має право здійснювати торгівлю одиницями скорочення викидів (ОСВ) через такі механізми Кіотського протоколу як міжнародна торгівля квотами (International Emission Trading) та спільне впровадження (Joint Implementation) [154].

1. Міжнародна торгівля квотами на викиди парникових газів. У разі ефективної реалізації згаданих внутрішніх заходів, країна може сформувати невикористаний резерв (надлишок) ОСВ, які у подальшому має право продавати країнам, що перевищують норму дозволених викидів. Відтак, країни, що перевищили обсяг встановленого зобов'язання на емісію парникових газів, вимушені його покривати за рахунок купівлі надлишку таких квот в іншій країні.

Варто зазначити, що у першому періоді дії Кіотського протоколу (2004-2012 рр.) було дозволено здійснювати торгівлю квотами, які виникли не в результаті ефективних та цілеспрямованих заходів щодо скорочення емісії парникових газів, а за рахунок надлишку квоти, що утворився в результаті спаду економіки. Як наслідок, Україна отримала унікальну можливість реалізовувати надлишки квоти, отримані внаслідок значного зниження обсягів промислового виробництва у перші десять років після проголошення незалежності. Однак, непрозорість та нецільове використання коштів, отриманих від продажу таких квот Україною і низкою інших пострадянських країн, призвели до формування позиції міжнародної спільноти щодо неприпустимості торгівлі такими квотами у другому термії дії глобальної кліматичної угоди (2012-2020 рр.) [155]. Таким чином, сьогодні лише ґрунтовний підхід до визначення якості ОСВ, їх «озеленення» є основою під час підписання угод країнами-учасницями. Така позиція спонукає уряд нашої держави до активізації процесів управління розвитком низьковуглецевих технологій, серед яких одне із провідних місць належить «зеленій» енергетиці [156].

Як зазначалося вище, за умов реалізації системи торгівлі ЗС на національному рівні наприкінці кожного звітного року НКРЕКП здійснює погашення усіх ЗС у рамках дії обов'язкових і добровільних зобов'язань та накладає штраф на тих суб'єктів, які не виконали накладене на них обов'язкове зобов'язання у повному обсязі. На цьому функція ЗС як інструменту для досягнення національної індикативної цілі щодо частки електроенергії з ВДЕ у загальному балансі електричної енергії вичерпується. Водночас будь-які фінансові зобов'язання між суб'єктами господарювання, які задіяні у системі торгівлі ЗС, вважаються виконаними. Таким чином, розпорядником решти екологічних вигід ЗС є держава.

З метою залучення фінансових ресурсів для будівництва нових проектів ВЕ, пропонуємо наступну схему взаємозв'язку ЗС і механізму Кіотського протоку –

міжнародна торгівля квотами. Наприкінці кожного звітного року обсяг погашених ЗС НКРЕКП передає Міністерству екології та природних ресурсів України (департамент кліматичної політики), яке, у свою чергу, здійснює їх конвертацію в ОСВ та продаж на міжнародному ринку. Кошти, виручені від продажу ОСВ, повертаються НКРЕКП, де акумулюються в цільовому фонді при департаменті розвитку ВЕ, після чого спрямовуються на фінансування проектів ВЕ (рис. 3.7).

Пропонуємо на законодавчому рівні пріоритет у формуванні резерву ОСВ надати ОСВ, отриманим за рахунок реалізації проектів ВЕ. Це дозволить, при мінімальному перевищенні ОСВ над офіційним обов'язковим зобов'язанням щодо викидів парникових газів, здійснювати торгівлю саме ОСВ, отриманими у результаті розбудови ВЕ. Таким чином, формується такий порядок заходів із виконання офіційного зобов'язання щодо допустимого обсягу викидів парникових газів:

1) процеси, які не мають відношення до реалізації політики у сфері енергозбереження та енергоефективності, розвитку ВЕ, але сприяють зниженню викидів (спад промислового виробництва);

2) заходи з енергозбереження та енергоефективності;

3) заходи з розвитку ВЕ.

Варто зазначити, що утворення невикористаного резерву ОСВ для України є цілком вірогідним. Причиною тому є те, що виконувати встановлене офіційне зобов'язання щодо викидів парникових газів у другому терміні дії Кіотського протоколу Україна зможе за рахунок сучасної стагнації економіки.

Сьогодні на законодавчому рівні в Україні відсутні методичні підходи до розрахунку зниження емісії парникових газів від впровадження проектів ВЕ. Тому для даної мети пропонуємо використовувати методіку, що застосовується у рамках Кіотського протоколу, зокрема Механізму Чистого Розвитку АСМ002, версія 12.3.0 [157] для об'єктів ВЕ, приєднаних до електричної мережі.

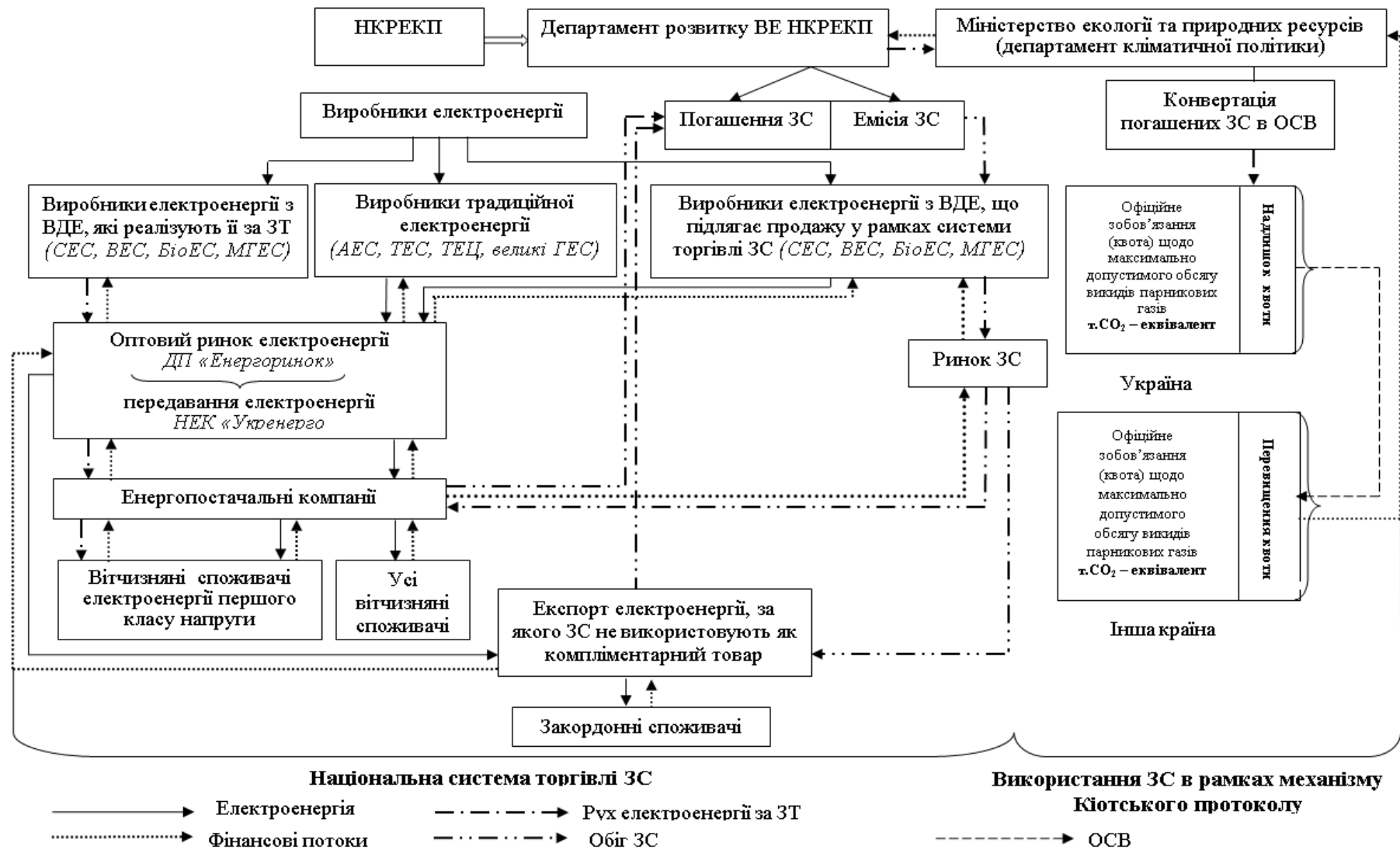


Рис. 3.7 – Функціональна схема національної системи торгівлі ЗС та використання ЗС у рамках механізму Кіотського протоколу

Відповідно до [157] скорочення викидів парникових газів розраховується за формулою:

$$ER_t = BE_t - PE_t, \quad (3.2)$$

де ER_t – скорочення викидів у період t , тонн CO_2 -еквіваленту; BE_t – базові викиди у період t , тонн CO_2 -еквіваленту; PE_t – проектні викиди у період t , тонн CO_2 -еквіваленту.

Для генеруючих потужностей на основі різних видів ВДЕ базові і проектні викиди розраховуються за різними алгоритмами. Тоді як методика розрахунку скорочення викидів парникових газів у результаті генерації електроенергії ВЕС, СЕС, МГЕС є досить простою, застосування методик для БіоЕС [158] потребує врахування великої кількості факторів, які важко узагальнити, оскільки вони залежать від індивідуальних технічних характеристик конкретних електростанцій. Враховуючи вищезазначене і те, що станом на кінець 2015 року 95 % електричної енергії у загальному балансі електроенергії з ВДЕ були згенеровані ВЕС, СЕС та МГЕС [159], у дисертаційному дослідженні здійснено розрахунок скорочення викидів парникових газів саме цими електростанціями.

Так, відповідно до [157] базові викиди парникових газів при виробництві електроенергії з енергії води, вітру, сонця можна розрахувати наступним чином:

$$BE_t = QE_t \cdot EF_t, \quad (3.3)$$

де BE_t – базові викиди у період t , тонн CO_2 -еквіваленту; QE_t – обсяг електроенергії, яка постачається до національної електромережі у період t , МВт·год; EF_t – питомі викиди діоксиду вуглецю при виробництві електричної енергії тепловими електростанціями, які підключені до Об'єднаної енергетичної системи України у період t , тонн CO_2 -еквіваленту.

Відповідно до вищезазначеної методики, проектні викиди (PE_t) при генерації електроенергії з енергії води, вітру, сонця дорівнюють нулю.

Питомі викиди діоксиду вуглецю при виробництві електричної енергії тепловими електростанціями, які підключені до Об'єднаної енергетичної системи України, визначаються на основі наказу Державного агентства екологічних інвестицій. Наразі ця інституція перебуває у стані ліквідації, тому для розрахунку пропонуємо використовувати останній показник, затверджений наказом № 75 від 12.05.2011 р., – 1,063 т CO₂-екв./МВт·год (кг CO₂-екв./кВт·год) [160].

На основі вищезазначеного та відповідно до припущень прогнозованого річного обсягу генерації електроенергії діючими ВЕС, СЕС, МГЕС для розрахунку середньозваженої кількості ЗС, наведених у таблиці 3.5, розрахуємо прогнозоване річне скорочення викидів парникових газів (табл. 3.6).

Таблиця 3.6

Прогнозоване річне скорочення викидів парникових газів в Україні при генерації електроенергії ВЕС, СЕС, МГЕС, т. CO₂-еквіваленту

Вид об'єкта ВЕ	Прогнозований річний обсяг генерації електроенергії, QE_t (МВт·год/рік)	Питомі викиди CO ₂ при генерації електроенергії ТЕС, EF_t (т CO ₂ -екв.)	Базові викиди, BE_t (т CO ₂ -екв.)	Проектні викиди, PE_t (т CO ₂ -екв.)	Скорочення викидів, ER_t (т CO ₂ -екв.)
СЕС	466046,02	1,063	495406,92	0	495406,92
ВЕС	1122747,23	1,063	1193480,31	0	1193480,31
МГЕС	240726,25	1,063	255892,00	0	255892,00
Всього	1829519,5	1,063	1944779,23	0	1944779,23

За даними аналітичного центру ринку квот парникових газів Point Carbon [161], вартість тонни CO₂-екв. на ринку квот станом на кінець 2015 року коливалася в межах 8,5–9 євро/т CO₂-екв. Таким чином, при середній ціні

продажу – 8,75 євро/т CO₂-екв. та обсягу генерації електроенергії з ВДЕ на рік, який необхідний для покриття річної квоти приблизно на рівні 2 % (без врахування 5 % електроенергії, згенерованої БіоЕС), за допомогою запропонованого механізму держава може залучити близько 17 млн євро для фінансування будівництва нових об'єктів ВЕ. Цей фінансовий ресурс дозволить ввести в експлуатацію ВЕС загальною встановленою потужністю 13 МВт або СЕС – 15,5 МВт, або МГЕС – 7,3 МВт.

2. Проекти спільного впровадження, механізм реалізації яких полягає у фінансуванні розвиненими країнами проектів, спрямованих на скорочення антропогенних викидів у будь-якому секторі економіки України. У результаті реалізації цього механізму країна-інвестор може покривати власні зобов'язання у рамках Кіотського протоколу за рахунок ОСВ, отриманих у результаті реалізації таких проектів на території України.

Варто зазначити, що ОСВ, які утворилися у результаті реалізації проектів ВЕ у рамках цього механізму, передаються за умовами Кіотського протоколу країні-інвестору. Тому ЗС, видані виробникам таких генеруючих потужностей, не можуть конвертуватися в ОСВ з метою подальшого продажу на міжнародному ринку торгівлі квотами на викиди парникових газів. У зв'язку з цим, на Міністерство екології та природних ресурсів України доцільно покласти функцію контролю за такими проектами з метою недопущення подвійного обліку ОСВ.

Узагальнюючи вищезазначене, можна зробити висновок, що стимулювання розвитку ВЕ за допомогою системи торгівлі ЗС буде мати додатковий екологоекономічний ефект у рамках реалізації зобов'язань Кіотського протоколу. Використання ЗС як інструменту, що засвідчує скорочення викидів певного обсягу парникових газів, дозволить залучити додаткові інвестиційні ресурси для розбудови вітчизняного сектору ВЕ.

3.3 Удосконалення організаційно-інституційного механізму управління екологоорієнтованим розвитком відновлювальної енергетики

Необхідною умовою для впровадження на національному рівні системи торгівлі ЗС є вдосконалення організаційно-інституційного механізму управління ВЕ. Без законодавчого затвердження економічних відносин, що виникають між суб'єктами господарювання, неможливе досягнення цілей та ефективна реалізація завдань запропонованого ОЕМ управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ. Крім того, сьогодні на шляху успішного розвитку ВЕ є низка бар'єрів, усунення яких можливе за допомогою впровадження економічних інструментів, які базуються на обігу ЗС, що також вимагає внесення змін до існуючої системи адміністрування ВЕ.

Варто зазначити, що за роки незалежності в Україні було сформовано низку органів державного управління енергетичною галуззю, діяльність яких із самого початку була спрямована на регулювання економічних відносин у сфері традиційної енергетики. Із розвитком ВЕ основні функції та повноваження щодо її управління були покладені на існуючі регулюючі інституції (див. табл. 1.1).

Проведений у підрозділі 1.2 аналіз структури органів державної влади, що здійснюють регулювання у галузі ВЕ України, та їх основних повноважень дозволяє стверджувати, що на сьогодні відсутній єдиний центр управління ВЕ, а відтак і єдине бачення проблем і перспектив подальшого розвитку сектору ВЕ. Тому, на нашу думку, з метою удосконалення інституційного механізму управління розвитком ВЕ, доречним і необхідним є збільшення повноважень НКРЕКП, створення на її базі окремої організаційної структури – департаменту розвитку ВЕ, про який частково зазначалося у підрозділі 3.2. Основною метою даної інституції є комплексне регулювання розвитку ВЕ. В рамках департаменту розвитку ВЕ НКРЕКП доцільно формувати пропозиції щодо базових елементів законодавчого середовища для стимулювання розвитку ВЕ, які у подальшому повинні стати джерелом прийняття відповідних нормативних і регламентуючих

документів у сфері ВЕ. Крім того, на базі запропонованого держрегулятора доцільно здійснювати повний цикл управління ВЕ: розробку стратегії розвитку ВЕ, OEM управління розвитком ВЕ, реалізацію низки економічних механізмів, спрямованих на розбудову ВЕ, моніторинг індикаторів розвитку сектору ВЕ, контроль за виконанням державної політики у сфері ВЕ тощо.

Розглянемо основні детермінанти, які обумовлюють необхідність створення вищезазначеного державного регулятора.

1. Впровадження на національному рівні запропонованих у підрозділах 2.3 та 3.2 схем підтримки розвитку ВЕ, що ґрунтуються на обігу та обліку ЗС, вимагає створення інституції, яка буде здійснювати регламентацію порядку функціонування даних економічних механізмів. Зупинимось більш детально на основних функціях та повноваженнях, які доцільно покласти на департамент розвитку ВЕ у розрізі кожної зі схем підтримки розвитку ВЕ.

Основна система торгівлі ЗС:

- акредитація генеруючих потужностей, які мають право брати участь у даному механізмі підтримки розвитку ВЕ;
- встановлення щорічної квоти на споживання електроенергії з ВДЕ;
- розрахунок прогнозних значень середньозваженої кількості ЗС, яка надійде в обіг у розрахунковому році;
- визначення суб'єктів господарювання, на яких буде накладено зобов'язання щодо обов'язкового споживання частки електроенергії з ВДЕ та купівлі ЗС;
- створення та ведення єдиного електронного реєстру і рахунків учасників системи торгівлі ЗС;
- емісія та видача ЗС;
- контроль за ступенем виконання накладеного зобов'язання;
- погашення ЗС;

- накладання штрафних санкцій за невиконання зобов'язання щодо купівлі ЗС у повному обсязі тощо.

Кредитна система торгівлі ЗС:

- прогнозування обсягу електроенергії з ВДЕ, який планується покрити за рахунок емісії кредитних ЗС;
- прогнозування структури та обсягів кредитних ЗС відповідно до цілей, які повинні бути досягнуті за рахунок їх продажу;
- оголошення і проведення конкурсів проектів ВЕ на отримання кредитних ЗС;
- укладання договорів із потенційними інвесторами, переможцями конкурсів проектів ВЕ;
- емісія та продаж кредитних ЗС;
- погашення звичайних та кредитних ЗС;
- контроль за цільовим використанням коштів, отриманих від продажу ЗС тощо.

Добровільна система торгівлі ЗС:

- популяризація добровільного споживання електроенергії з ВДЕ через інформування населення щодо її економічних, соціальних та екологічних вигід;
- розроблення пропозицій щодо економічних стимулів на державному та регіональних рівнях, спрямованих на спонукання суб'єктів господарювання брати участь у добровільній системі торгівлі ЗС;
- формування та ведення електронного реєстру учасників добровільної системи торгівлі ЗС;
- здійснення контролю за обігом і погашенням сертифікатів, придбаних у рамках добровільної системи торгівлі ЗС тощо.

Міжнародна торгівля ЗС:

- гармонізація української системи зеленої сертифікації із західноєвропейськими торговими системами;

- здійснення контролю за обігом і погашенням сертифікатів, придбаних у рамках міжнародної системи торгівлі ЗС тощо.

Застосування ЗС у рамках механізму Кіотського протоколу – міжнародна торгівля квотами на викиди парникових газів:

- передача погашених ЗС Міністерству екології та природних ресурсів з метою подальшої конвертації в ОСВ;
- здійснення контролю за цільовим використанням коштів, отриманих від продажу ОСВ, які утворились в результаті реалізації проектів ВЕ у рамках системи торгівлі ЗС тощо.

2. Несправедливе споживання екологічних вигід «зеленої» енергетики як причина відсутності регулювання інвестиційних потоків у територіальну інсталяцію об'єктів ВЕ.

Як зазначалося вище, відповідно до Закону України «Про електроенергетику», ДП «Енергоринок» зобов'язане купувати у суб'єктів господарювання, яким встановлено ЗТ, всю електричну енергію, вироблену на об'єктах електроенергетики, які використовують ВДЕ. Українським законодавством не передбачені спеціальні джерела фінансування ЗТ, тому ДП «Енергоринок» планує свою діяльність таким чином, щоб забезпечити фінансування виплат за ним, зокрема шляхом включення електроенергії, придбаної за ЗТ, до розрахунку середньозваженої оптової ціни електроенергії. Як результат, сплата за «зелену» електроенергію лягає додатковим тягарем на всіх кінцевих споживачів, тоді як екологічними вигодами такої електроенергії може скористатися лише населення, яке проживає у межах окремих адміністративно-територіальних одиниць. Таким чином, функціонуючий на даному етапі механізм стимулювання розвитку ВЕ не передбачає регулюючого впливу на локальне розміщення потужностей ВЕ. Цілком логічно, що за таких умов девелопери надавали перевагу будівництву об'єктів ВЕ в регіонах із найкращими кліматичними умовами для освоєння потенціалу ВДЕ, що забезпечувало швидку окупність інвестиційних проектів. Як наслідок, найбільше фокусування інсталяції

генеруючих потужностей ВЕ мало місце на території півострова Крим. Так, станом на 01.04.2014 р. встановлена потужність об'єктів ВЕ, що здійснювали генерацію електроенергії з ВДЕ на території Автономної республіки Крим, становила 35,6 % від загальної встановленої потужності об'єктів ВЕ в Україні. Внаслідок анексії Кримського півострова Російською Федерацією, постачання електроенергії електростанціями, що знаходяться на тимчасово окупованій території півострова, до Об'єднаної енергетичної системи України було припинено 1 квітня 2014 року.

Таким чином, прорахунки в управлінні розвитком ВЕ обумовили фокусування більш ніж третини об'єктів ВЕ на півострові, що займає 4,5 % від загальної території України, які в результаті анексії були де факто втрачені для України. Хоча військове втручання Російської Федерації було важко передбачуваним, більш досконала концепція державного управління розвитком ВЕ могла б звести до мінімуму втрати українського сектору ВДЕ [81].

Проаналізувавши вищевикладене, можна зробити висновок, що у випадку з Україною відсутність на державному рівні механізмів, спрямованих на регулювання інвестицій у територіальне розміщення об'єктів ВЕ, призвела як до виникнення соціально-екологічної несправедливості, так і до втрат у досягненні національних стратегічних показників розвитку енергетичного сектору. Адже, цілком ймовірно, що після вищезазначених подій, Україна не зможе виконати у повному обсязі зобов'язання, яке було затверджено у рамках її членства в Європейському енергетичному товаристві, а саме досягнення до 2020 року рівня 11 % енергії з ВДЕ у загальній структурі енергоспоживання країни.

Варто зазначити, що у частині географії будівництва генеруючих потужностей ВЕ державне регулювання може здійснюватися як з метою забезпечення відносно рівномірного розміщення об'єктів ВЕ у межах відповідних адміністративно-територіальних одиниць, так і фокусування переважної частини електростанцій на основі ВДЕ в регіонах із погіршеною, напруженою та катастрофічною екологічною ситуацією.

На нашу думку, більш доцільно стимулювати будівництво електростанцій на основі ВДЕ в областях із значним забрудненням атмосферного повітря парниковими газами. З огляду на те, що генерація «зеленої» електроенергії не супроводжується викидами шкідливих речовин в атмосферу, інсталяція електростанцій на основі ВДЕ буде сприяти покращенню екологічного стану таких регіонів.

Для вирішення цього проблемного питання пропонуємо використовувати механізм торгівлі кредитними ЗС, який детально описаний у підрозділі 3.2 та методичний підхід до визначення оптимального сценарію інвестування у розвиток ВЕ, який базується на врахуванні обсягів викидів шкідливих речовин в атмосферне повітря в областях України. У якості додаткового фінансового стимулу при розміщенні генеруючих потужностей ВЕ у відповідних регіонах, пропонуємо збільшувати базову частку безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат на будівництво електростанції (B_{IFL}), яка передбачена механізмом торгівлі кредитними ЗС, на коефіцієнт обсягів викидів в i -му регіоні.

3. Відсутність регулювання структури ВДЕ. На сучасному етапі цьому питанню не приділяється жодної уваги, що призводить до освоєння потенціалу лише окремих видів ВДЕ, а відтак негативно впливає на збалансований розвиток сектору ВЕ. Станом на кінець 2015 року структура ВДЕ в загальному балансі електричної енергії з ВДЕ мала такий вигляд: СЕС – 24,2 %, ВЕС – 58,3 %, МГЕС – 12,5 %, тверда біомаса – 3 %, агробіогаз – 1 %, біогаз ТПВ – 1 % [146]. Як видно з наведених статистичних даних, найбільшу питому вагу в структурі ВЕ займають вітро- та геліоелектростанції, тоді як електростанції, які генерують електроенергію на основі різних видів біомаси, на ринку ВЕ України представлені незначною кількістю.

На нашу думку, у перспективі регулювання структури ВДЕ може відбуватися з метою:

- стимулювання розвитку нових технологій ВЕ, які сьогодні не представлені на вітчизняному ринку ВЕ (геотермальна енергетика, офшорні ВЕС тощо);
- стимулювання розвитку найдешевших технологій ВЕ, що буде сприяти зниженню середньозваженої ціни генерації електроенергії з ВДЕ, а відтак і фінансового навантаження на кінцевих споживачів електричної енергії.

У частині вирівнювання диспропорцій у наявній структурі ВЕ, на нашу думку, доцільно акцентувати увагу на фінансуванні проектів, що використовують ВДЕ, потенціал яких наявний у всіх регіонах України, і в той самий час витрати на генерацію електроенергії на основі яких є відносно низькими у порівнянні з іншими технологіями ВЕ (наприклад, проекти збору та переробки біогазу на полігонах ТПВ).

У якості додаткового фінансового стимулу при будівництві генеруючого об'єкта на основі пріоритетного, з огляду на державну політику в сфері ВЕ, виду ВДЕ пропонуємо збільшувати базову частку безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат на будівництво електростанції (B_{IFL}) на коефіцієнт ціни генерації електроенергії на основі i -ої технології ВЕ.

Із врахуванням вищезазначених пропозицій, методичний підхід до визначення оптимального сценарію інвестування у розвиток ВЕ, який враховує рівень регіонального техногенного навантаження на навколишнє природне середовище, вартість генерації електроенергії на основі різних видів ВДЕ та передбачає запровадження механізму безвідсоткового кредитування будівництва об'єктів «зеленої» енергетики можна представити наступним чином:

$$IFL_{i,j} = B_{IFL} \cdot \left(w_{PRE} \cdot \frac{\bar{P}_{RE}}{P_{REi}} + w_{QGHG} \cdot \frac{Q_{GHGj}}{\bar{Q}_{GHG}} \right), \quad (3.4)$$

де $IFL_{i,j}$ – загальна частка безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат на 1 МВт встановленої потужності генеруючого об'єкта, у

конкретному регіоні для конкретної технології ВЕ, %; B_{IFL} – базова частка безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат на 1 МВт встановленої потужності генеруючого об'єкта, %; \bar{P}_{RE} – середня ціна генерації електроенергії з ВДЕ за усіма технологіями ВЕ, представленими на ринку, грн/МВт·год; P_{REi} – ціна електроенергії з ВДЕ, згенерована на основі i -ої технології ВЕ; \bar{Q}_{GHG} – середньорегіональні обсяги викидів забруднювальних речовин у атмосферне повітря, тис. тон; Q_{GHGj} – обсяги викидів забруднювальних речовин у атмосферне повітря в j -му регіоні; W_{PRE} – ваговий коефіцієнт для ціни генерації електроенергії на основі різних технологій ВЕ, частка одиниці; W_{QGHG} – ваговий коефіцієнт для викидів забруднювальних речовин в атмосферне повітря, частка одиниці; I – технології ВЕ, представлені на ринку електроенергії у розрахунковому році; j – порядковий номер регіону.

Апробація вищезазначеного алгоритму проводилася на основі даних щодо викидів забруднювальних речовин в атмосферу в 2014 році (без урахування тимчасово окупованої території Автономної Республіки Крим та частини зони проведення антитерористичної операції), наведених у додатку Г [162], розрахункових значень ціни генерації електроенергії на основі різних технологій ВЕ, наведених у таблиці 3.2, та припущень, що базова частка безвідсоткового кредиту (B_{IFL}) становить 15 %, а вагові коефіцієнти для обох факторів впливу є однаковими. Апробація проводилася для трьох областей України: Чернівецької, як області з найнижчими по країні обсягами викидів забруднювальних речовин в атмосферне повітря, Сумської – середніми та Донецької – із найбільшими. Результати розрахунків, наведені в таблиці 3.7, засвідчили, що частка безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат для будівництва СЕС (найдорожчої технології ВЕ) у Чернівецькій області становить 4,4 %, тоді як для будівництва БіоЕС (ТПВ) (найдешевшої технології ВЕ) у Донецькій області її величина становить 57,6 %.

Таблиця 3.7

Загальна частка безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат на 1 МВт встановленої потужності генеруючого об'єкта, розрахована із врахуванням обсягів викидів забруднювальних речовин в атмосферне повітря в регіонах України та вартості генерації електроенергії на основі різних технологій ВЕ

Область	Базова частка безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат на 1 МВт встановленої потужності генеруючого об'єкта, V_{IFL} , %	Ваговий коефіцієнт для викидів забруднювальних речовин в атмосферне повітря, W_{QGHG} , частка одиниці	Середньо-регіональні обсяги викидів забруднювальних речовин в атмосферне повітря, \bar{Q}_{GHG} , тис. т	Обсяги викидів забруднювальних речовин в атмосферне повітря в i -му регіоні, Q_{GHGi} , тис. т	Технології ВЕ	Ваговий коефіцієнт для ціни генерації електроенергії з ВДЕ, W_{PRE} , частка одиниці	Середня ціна генерації електроенергії з ВДЕ за усіма технологіями ВЕ, \bar{P}_{RE} , грн/МВт-год	Ціна електроенергії з ВДЕ, згенерована на основі i -ої технології ВЕ, P_{PREi} , грн/МВт-год	Загальна частка безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат на 1 МВт встановленої потужності генеруючого об'єкта IFL , %
Чернівецька	15	0,5	7754,96	690,60	СЕС	0,5	3193,14	6833,85	4,4
					ВЕС			2879,70	9,2
					МГЕС			2791,61	9,3
					БіоЕС (біогаз ТПВ)			1755,23	14,3
					БіоЕС (тверда біомаса)			3088,14	9,2
					БіоЕС (агробіогаз)			1810,33	14
Сумська				2111,80	СЕС			6833,85	5,7
					ВЕС			2879,70	10,5
					МГЕС			2791,61	10,7
					БіоЕС (біогаз ТПВ)			1755,23	15,6
					БіоЕС (тверда біомаса)			3088,14	10,5
					БіоЕС (агробіогаз)			1810,33	15,3
Донецька (без урахування частини зони проведення антитерористичної операції)				44589,50	СЕС			6833,85	47,1
					ВЕС			2879,70	51,3
					МГЕС			2791,61	41,6
					БіоЕС (біогаз ТПВ)			1755,23	57,6
					БіоЕС (тверда біомаса)			3088,14	46,5
					БіоЕС (агробіогаз)			1810,33	56,1

Таким чином, можна зробити висновок, що за допомогою запропонованого підходу одночасно можна підвищити інвестиційну привабливість регіонів із значними обсягами викидів забруднювальних речовин в атмосферу та проектів із використанням ВДЕ, генерація електроенергії на основі яких є дешевшою порівняно з іншими технологіями ВЕ.

Варто зазначити, що залежно від пріоритетів державної політики, наведений підхід можна доповнювати іншими показниками, враховуючи, наприклад, інтегральний індекс регіонального людського розвитку, здійснюючи таким чином необхідний вплив на регулювання загальної депресивності регіонів [163], ризики ведення бізнесу в конкретному регіоні тощо.

4. Необхідність створення державного фонду розвитку ВЕ на базі департаменту розвитку ВЕ як центру акумулювання грошових ресурсів, які у подальшому будуть спрямовуватися на фінансування проектів ВЕ.

Пропонуємо наступні джерела фінансових надходжень до фонду розвитку ВЕ:

- кошти від штрафних санкцій у результаті неповного виконання зобов'язань енергопостачальними компаніями щодо купівлі ЗС у рамках основної системи торгівлі ЗС;
- кошти, отримані від продажу кредитних ЗС у рамках системи торгівлі кредитними ЗС;
- кошти, отримані від продажу ОСВ, які утворилися в результаті генерації електроенергії з ВДЕ у рамках механізму Кіотського протоку – міжнародної торгівлі квотами на викиди парникових газів;
- кошти, зібрані від сплати екологічного податку у частині викидів в атмосферне повітря забруднювальних речовин стаціонарними джерелами забруднення, а саме об'єктами електроенергетики, які для генерації електроенергії використовують традиційні енергоресурси;
 - кошти державного бюджету;
 - гранти міжнародних організацій;
 - добровільні внески фізичних та юридичних осіб;

- надходження від розміщення коштів фонду розвитку ВЕ на депозитних рахунках у спеціалізованих фінансово-кредитних установах тощо.

Напрями використання фінансових надходжень до фонду розвитку ВЕ пропонуємо визначати на підставі проведення конкурсу на будівництво об'єктів ВЕ з переліком бажаних характеристик: вид ВДЕ, на основі якого буде здійснюватися генерація електроенергії, потужність електростанції, регіон інсталяції, конкретні терміни реалізації, вплив на навколишнє природне середовище тощо. Після оголошення конкурсу потенційні інвестори матимуть можливість брати участь у змагальному процесі з метою отримання безвідсоткового кредитного ресурсу (*IFL*) для часткового покриття вартості будівництва генеруючого об'єкта.

Всі фінансові надходження до фонду розвитку ВЕ доцільно розподіляти на дві категорії:

- 1) грошові ресурси, отримані в результаті продажу кредитних ЗС, які пропонуємо реалізовувати відповідно до умов функціонування кредитної системи торгівлі ЗС (підрозділ 3.2);

- 2) грошові ресурси, акумульовані в результаті інших джерел надходжень, подальша реалізація яких не буде прив'язана до умов функціонування системи торгівлі кредитними ЗС. Інвестори, які будуть залучати безвідсоткові кредитні ресурси за допомогою таких фінансових джерел, після введення в експлуатацію електростанції будуть отримувати звичайні ЗС за згенеровану електроенергію. За рахунок отриманих коштів від їх реалізації на ринку ЗС, вони будуть сплачувати суму, отриману у безвідсотковий кредит.

Таким чином, удосконалення інституційного механізму розвитку ВЕ шляхом створення окремої організаційної структури – департаменту розвитку ВЕ на базі НКРЕКП та покладання на нього повноважень, пов'язаних із регулюванням низки проблемних питань у сфері ВЕ, дозволить здійснювати максимально ефективне управління галуззю ВЕ, що в результаті буде мати синергетичний ефект.

Висновки до розділу 3

1. З метою оцінки економічно обґрунтованої собівартості електроенергії з ВДЕ сформовано масив техніко-економічних даних інвестиційних проектів у сфері ВЕ. Визначено норму прибутку на рівні 25 % для електростанцій на основі різних технологій ВЕ, що дозволяє сформувавши ціну на «зелену» електроенергію, яка здатна забезпечити привабливий для інвесторів термін окупності інвестиційних проектів – 7,9 роки.

2. Апробовано методичний підхід до ціноутворення в рамках системи торгівлі ЗС, що передбачає визначення як вартості генерації електроенергії з різних видів ВДЕ, так і ціни «зеленої» електроенергії для кінцевих споживачів з урахуванням щорічної квоти. Отримані результати ціни одиниці електроенергії, згенерованої на основі різних видів ВДЕ за запропонованим підходом, є значно нижчими, ніж значення, розраховані з використанням діючих коефіцієнтів ЗТ (на 10,5 % – 49,5 % залежно від технології ВЕ). Винятком є ціна генерації електроенергії ВЕС, яка є вищою на 17,8 %, що говорить про недостатній рівень ЗТ для даної технології ВЕ. На основі проведених розрахунків ціни 1 МВт·год електроенергії для кінцевих споживачів у рамках системи торгівлі ЗС показано, що щорічне збільшення квоти на споживання електроенергії з ВДЕ на 1 % буде призводити до зростання тарифу на електроенергію на 4,3 % і не буде чинити значного фінансового навантаження на кінцевих споживачів.

3. З метою створення додаткового стимулюючого впливу на екологоорієнтований розвиток ВЕ розроблено теоретико-концептуальні засади низки економічних інструментів, які можуть використовуватися поза межами основної системи торгівлі ЗС: система торгівлі кредитними ЗС, добровільна та міжнародна системи торгівлі ЗС; використання ЗС у рамках механізму Кіотського протоколу – міжнародна торгівля квотами на викиди парникових газів. Так, система торгівлі кредитними ЗС покликана забезпечити доступ до безвідсоткових кредитних ресурсів, добровільна та міжнародна системи торгівлі ЗС – збільшити

попит на електроенергію з ВДЕ; використання ЗС у рамках механізму Кіотського протоколу – залучити фінансові ресурси для розбудови вітчизняного сектору ВЕ.

4. Для здійснення максимально ефективного управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ удосконалено структурно-логічну схему його інституційного механізму шляхом обґрунтування доцільності створення нових організаційних структур: департаменту та фонду розвитку ВЕ на базі НКРЕКП. Основною метою департаменту розвитку ВЕ є здійснення повного циклу управління розвитком ВЕ, ключовим завданням фонду розвитку ВЕ – акумулювання грошових ресурсів, які у подальшому будуть спрямовуватися на фінансування будівництва нових об'єктів ВЕ. Основними джерелами надходжень до фонду розвитку ВЕ визначено: кошти від штрафних санкцій, акумульовані в результаті невиконання зобов'язань щодо купівлі ЗС у рамках основної системи торгівлі ЗС; фінансові ресурси, отримані від продажу кредитних ЗС та ОСВ, кошти, зібрані від сплати екологічного податку електростанціями, які для генерації електроенергії використовують традиційні енергоресурси, тощо.

5. З метою підвищення інвестиційної привабливості сектору ВЕ розроблено методичний підхід до визначення оптимального сценарію інвестування у розвиток ВЕ, який враховує обсяги викидів забруднювальних речовин в атмосферне повітря та вартість генерації електроенергії на основі різних видів ВДЕ і передбачає запровадження механізму безвідсоткового кредитування будівництва електростанцій на основі ВДЕ. За допомогою регулювання інвестиційних потоків у будівництво об'єктів ВЕ держава зможе покращити екологічну ситуацію в регіонах, а за допомогою регулювання структури ВДЕ – знизити середньозважену ціну генерації електроенергії з ВДЕ.

Результати дослідження, представлені у даному розділі, опубліковано у працях [81; 98; 152; 154; 156].

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі запропоновано вирішення важливого науково-прикладного завдання, що полягає у розробленні теоретико-методичних засад OEM управління екологоорієнтованим розвитком ВЕ на основі системи торгівлі ЗС. Одержані у рамках дисертаційного дослідження результати дозволили зробити такі висновки:

1. Доведено, що діюча на сьогодні концепція державного управління розвитком ВЕ в Україні потребує якісних змін, оскільки неспроможна забезпечити масштабну розбудову генеруючих потужностей «зеленої» енергетики, а відтак і виконання у повному обсязі зобов'язання, взятого Україною у рамках Європейського енергетичного товариства щодо досягнення до 2020 року рівня 11 % енергії з ВДЕ у структурі валового енергоспоживання країни. З огляду на це розроблення та впровадження дієвого OEM, спрямованого на стимулювання екологоорієнтованого розвитку ВЕ, є запорукою успіху державної політики в галузі ВЕ.

2. У контексті виконання державою міжнародних зобов'язань, у роботі розроблено науково-методичний підхід до формування OEM управління розвитком ВЕ на основі системи торгівлі ЗС. Упровадження цього механізму дозволить вирішити низку важливих завдань, а саме: створити стабільно зростаючий попит на «зелену» електроенергію, що буде сприяти збільшенню частки ВДЕ у загальному балансі електричної енергії, акумулювати фінансові ресурси з метою їх подальшого спрямування у формі безвідсоткових кредитів на будівництво нових об'єктів ВЕ тощо.

3. З метою встановлення ціни на електроенергію з ВДЕ, що забезпечить адекватний рівень рентабельності інвестиційних проектів ВЕ та не буде чинити значного фінансового навантаження на кінцевих споживачів, розроблено науково-методичний підхід до двостадійного ціноутворення на електроенергію у рамках системи торгівлі ЗС. На першому його етапі здійснюється оцінка вартості

електроенергії з ВДЕ на основі методики LCOE та витратного методу ціноутворення із урахуванням привабливого для інвесторів терміну окупності інвестиційних проектів. На другому етапі встановлюється ціна на електроенергію для кінцевих споживачів з урахуванням щорічної обов'язкової квоти на споживання «зеленої» електроенергії. Результати апробації запропонованого науково-методичного підходу засвідчили, що щорічне зростання квоти на споживання електроенергії з ВДЕ на 1 % буде збільшувати тариф для кінцевих споживачів на 4,3 %, що не є досить істотним.

4. Розроблено науково-методичне забезпечення застосування економічних механізмів, що дозволяють використовувати ЗС поза межами основної системи торгівлі ними, а саме: системи торгівлі кредитними ЗС, міжнародної та добровільної системи торгівлі ЗС, використання ЗС у рамках механізму Кіотського протоколу – міжнародній торгівлі квотами на викиди парникових газів. Реалізація запропонованих механізмів дозволить як збільшити попит на «зелену» електроенергію, так і залучити додаткові фінансові ресурси для розбудови генеруючих потужностей на основі ВДЕ.

5. Для здійснення максимально ефективного управління розвитком ВЕ, у роботі удосконалено структурно-логічну схему відповідного інституційного механізму. Обґрунтовано доцільність збільшення повноважень НКРЕКП і створення на її базі департаменту та фонду розвитку ВЕ, основними функціями яких є адміністрування системи торгівлі ЗС та фінансове забезпечення екологоорієнтованого розвитку ВЕ.

6. Для забезпечення доступу інвесторів до безвідсоткових кредитних ресурсів розроблено методичний підхід до визначення оптимального сценарію інвестування у розвиток ВЕ, що базується на врахуванні диференціації рівня техногенного навантаження на навколишнє природне середовище територій та вартості генерації електроенергії на основі різних технологій ВЕ. Застосування цього методичного підходу дозволить як покращити екологічний стан регіонів, так і знизити тариф на електроенергію для кінцевих споживачів. Результати

апробації підходу засвідчили, що діапазон розрахункових значень частки безвідсоткового кредиту у загальному обсязі інвестиційних витрат коливається в межах від 4,4 % для будівництва електростанції на основі найдорожчої технології ВЕ в області з найнижчими обсягами викидів забруднювальних речовин в атмосферу до 57,6 % для електростанції на основі найдешевшої технології ВЕ в області з найбільшими викидами.

ДОДАТКИ

Додаток А

Таблиця А.1

Динаміка зміни коефіцієнтів ЗТ для різних технологій ВЕ в Україні з 2013 по 2030 роки [49]

Категорії об'єктів електроенергетики, для яких застосовується ЗТ	Коефіцієнт ЗТ для об'єктів або його черг/пускових комплексів, введених в експлуатацію							
	по 31.03.2013 включно	з 01.04.2013 по 31.12.2014	з 01.01.2015 по 30.06.2015	з 01.07.2015 по 31.12.2015	з 01.01.2016 по 31.12.2016	з 01.01.2017 по 31.12.2019	з 01.01.2020 по 31.12.2024	з 01.01.2025 по 31.12.2029
для електроенергії, виробленої з енергії вітру об'єктами електроенергетики, величина встановленої потужності яких не перевищує 600 кВт	1,20	-	-	-			-	-
для електроенергії, виробленої з енергії вітру об'єктами електроенергетики, величина встановленої потужності яких більша за 600 кВт, але не перевищує 2000 кВт								
для електроенергії, виробленої з енергії вітру об'єктами електроенергетики, величина встановленої потужності яких перевищує 2000 кВт	2,10	-	-	-			-	-
для електроенергії, виробленої з енергії вітру вітроелектростанціями, які складаються з вітроустановок одиначною встановленою потужністю до 600 кВт	-	1,20	1,08	1,08			0,96	0,84
для електроенергії, виробленої з енергії вітру вітроелектростанціями, які складаються з вітроустановок одиначною встановленою потужністю від 600 кВт, але не більше 2000 кВт	-	1,40	1,26	1,26			1,12	0,98
для електроенергії, виробленої з енергії вітру вітроелектростанціями, які складаються з вітроустановок одиначною встановленою потужністю від 2000 кВт та більше	-	2,10	1,89	1,89			1,68	1,47
для електроенергії, виробленої з біомаси	2,30	2,30	2,07	2,30			2,07	1,84
для електроенергії, виробленої з біогазу	-	2,30	2,07	2,30			2,07	1,84
для електроенергії, виробленої з енергії сонячного випромінювання наземними об'єктами електроенергетики	8,64	6,30	5,67	3,15	2,97	2,79	2,51	2,23
для електроенергії, виробленої з енергії сонячного випромінювання об'єктами електроенергетики, які вмонтовані (встановлені) на дахах та/або фасадах будинків, будівель та споруд, величина встановленої потужності яких перевищує 100 кВт	8,28	6,48	5,83	-			-	-
для електроенергії, виробленої з енергії сонячного випромінювання об'єктами електроенергетики, які вмонтовані (встановлені) на дахах та/або фасадах будинків, будівель та споруд, величина встановленої потужності яких не перевищує 100 кВт	7,92	6,66	5,99	-			-	-
для електроенергії, виробленої з енергії сонячного випромінювання об'єктами електроенергетики, які вмонтовані (встановлені) на дахах та/або фасадах будинків, будівель та споруд	-	-	-	3,35	3,20	3,04	2,74	2,43
для електроенергії, виробленої з енергії сонячного випромінювання об'єктами електроенергетики, які вмонтовані (встановлені) на дахах та/або фасадах приватних домогосподарств (будинків, будівель та споруд), величина встановленої потужності яких не перевищує 30 кВт	-	6,66	5,99	3,72	3,53	3,36	3,02	2,69
для електроенергії, виробленої з енергії вітру об'єктами електроенергетики приватних домогосподарств, величина встановленої потужності яких не перевищує 30 кВт	-	-	-	2,16			1,94	1,73
для електроенергії, виробленої мікрогідроелектростанціями	2,16	3,60	3,24	3,24			2,92	2,59
для електроенергії, виробленої мінігідроелектростанціями	2,16	2,88	2,59	2,59			2,33	2,07
для електроенергії, виробленої малими гідроелектростанціями	2,16	2,16	1,94	1,94			1,75	1,55
для електроенергії, виробленої з геотермальної енергії	-	-	-	2,79			2,51	2,23

Додаток Б

Техніко-економічні характеристики електростанцій на основі ВДЕ, інсталюваних на території України, загальною потужністю 1 МВт

Таблиця Б.1

Техніко-економічні характеристики СЕС
(складено автором на основі [51; 52; 115; 131; 134; 136])

1. Технічні характеристики

Загальна встановлена потужність фотоелектричної установки, МВт	1
Розмір земельної ділянки, яку займає генеруючий об'єкт, га	2
Прогнозоване річне нетто-виробництво електроенергії, МВт·год/рік	950 – 1250 (1100*)
Тривалість будівництва генеруючого об'єкта, років	1
Тривалість життєвого циклу генеруючого об'єкта, років	25

* середнє значення

2. Інвестиційний бюджет

Кошторис загальних інвестиційних витрат	Мінімальне та максимальне значення, євро	Середнє значення, євро
Техніко-економічне обґрунтування та розроблення проекту, у т. ч витрати на геодезію, геологію, отримання дозвільних документів (ліцензія, землевідведення тощо)	45000 - 55000	50000
Облаштування майданчику/під'їзна дорога/будівельні та монтажні роботи	115000 - 165000	140000
Витрати на придбання фотоелектричних модулів	550000 - 650000	600000
Витрати на інше обладнання та комплектуючі: інвертори, металеві конструкції тощо	130000 - 190000	135000
Витрати на приєднання до електромережі та забезпечення передачі електроенергії (залежно від відстані розташування)	50000 - 250000	150000
Всього	890000 - 1310000	1100000

3. Експлуатаційні витрати та витрати на технічне обслуговування

Експлуатаційні витрати та витрати на технічне обслуговування	Мінімальне та максимальне значення, євро/рік	Середнє значення, євро/рік
Необхідна кількість персоналу 4 (чол.) Витрати на оплату праці	6140 - 6980	6560
Витрати на технічне обслуговування і витратні матеріали	14000 - 16000	15000
Оренда земельної ділянки (2 га)	37 - 1675	856
Інші витрати (державна служба охорони, страхування тощо)	19000 - 21000	20000
Всього	39177 - 45655	42416

4. Коефіцієнт зниження генерації електроенергії – 0,8 % щорічно.

5. Витрати на виведення генеруючого об'єкта з експлуатації – 55000 євро/МВт.

Техніко-економічні характеристики ВЕС
(складено автором на основі [51; 52; 115; 131; 133; 136])

1. Технічні характеристики

Загальна встановлена потужність вітроелектричної установки, МВт	1
Розмір земельної ділянки, м ²	25м ²
Прогнозоване річне нетто-виробництво електроенергії, МВт·год/рік	3066 - 3500 (3283*)
Тривалість будівництва генеруючого об'єкта, років	1
Тривалість життєвого циклу генеруючого об'єкта, років	25

* середнє значення

2. Інвестиційний бюджет

Кошторис загальних інвестиційних витрат	Мінімальне та максимальне значення, євро	Середнє значення, євро
Техніко-економічне обґрунтування та розроблення проекту, у т. ч витрати на геодезію, геологію, отримання дозвільних документів (ліцензія, землевідведення тощо)	43000 - 45000	44000
Облаштування майданчику/під'їзна дорога/будівельні та монтажні роботи	92000 - 97000	94500
Витрати на придбання вітрогенераторів, інше обладнання та комплектуючі: підстанція, кабелі, кранові платформи тощо.	1000000 - 1188000	1094000
Витрати на приєднання до електромережі та забезпечення передачі електроенергії	65000 - 70000	67500
Всього	1200000 - 1400000	1300000

2. Експлуатаційні витрати та витрати на технічне обслуговування

Експлуатаційні витрати та витрати на технічне обслуговування	Мінімальне та максимальне значення, євро/рік	Середнє значення, євро/рік
Необхідна кількість персоналу 4 (чол.) Витрати на оплату праці	6140 - 6980	6560
Витрати на технічне обслуговування і витратні матеріали	48000 - 56000	52000
Оренда земельної ділянки (25м ²)	0,5 - 2	1,25
Інше (державна служба охорони, страхування тощо)	19000 - 21000	20000
Всього	73140,5 - 83982	78561,25

4. Коефіцієнт зниження генерації електроенергії – 0,2 % щорічно.

5. Витрати на виведення генеруючого об'єкта з експлуатації – 65000 євро/ МВт.

Таблиця Б.3

Техніко-економічні характеристики МГЕС
(складено автором на основі [51; 52; 115; 130; 131; 136])

1. Технічні характеристики

Загальна встановлена потужність вітроелектричної установки, МВт	1
Загальна встановлена потужність гідроелектростанції, МВт	1
Розмір земельної ділянки, яку займає генеруючий об'єкт, га	1,2
Прогнозоване річне нетто-виробництво електроенергії, МВт·год/рік	4700 – 5000 (4850*)
Тривалість будівництва генеруючого об'єкта, років	1
Тривалість життєвого циклу генеруючого об'єкта, років	30

* середнє значення

2. Інвестиційний бюджет

Кошторис загальних інвестиційних витрат	Мінімальне та максимальне значення, євро	Середнє значення, євро
Техніко-економічне обґрунтування та розроблення проекту, у т. ч витрати на топологію, геодезію, геологію, отримання дозвільних документів (ліцензія, землевідведення тощо)	65000 - 70000	67500
Облаштування майданчику /під'їзна дорога/будівельні та монтажні роботи	760000 - 1100000	930000
Витрати на електромеханічне обладнання, гідравлічні сталеві конструкції, інше обладнання та комплектуючі	1100000 - 1300000	1200000
Витрати на приєднання до електромережі та забезпечення передачі електроенергії	85000 - 160000	122500
Всього	2010000 - 2630000	2320000

3. Експлуатаційні витрати та витрати на технічне обслуговування

Експлуатаційні витрати та витрати на технічне обслуговування	Мінімальне та максимальне значення, євро/рік	Середнє значення, євро/рік
Необхідна кількість персоналу 4 (чол.), Витрати на оплату праці	6140 - 6980	6560
Витрати на технічне обслуговування і витратні матеріали	25000 - 28000	26500
Оренда земельної ділянки	22,3 - 1005	513,65
Інше (охорона, страхування, концесійний збір, тощо)	27000 - 31000	29000
Всього	58162,3 - 66985	62573,65

4. Витрати на виведення генеруючого об'єкта з експлуатації – 116000 євро/МВт.

Таблиця Б.4

Техніко-економічні характеристики БіоЕС (тверда біомаса)
(складено автором на основі [51; 52; 115; 131; 136])

1. Технічні характеристики

Загальна встановлена потужність електростанції на біомасі, МВт	1
Розмір земельної ділянки, яку займає генеруючий об'єкт, га	1
Джерело і тип біомаси	деревна тріска
Прогнозовані витрати біомаси, т/рік	2000 – 2400 (2200*)
Прогнозоване річне нетто-виробництво електроенергії, МВт·год/рік	5200 – 5600 (5400*)
Тривалість будівництва генеруючого об'єкта, років	1
Тривалість життєвого циклу генеруючого об'єкта, років	20

* середнє значення

2. Інвестиційний бюджет

Кошторис загальних інвестиційних витрат	Мінімальне та максимальне значення, євро	Середнє значення, євро
Техніко-економічне обґрунтування та розроблення проекту, у т. ч витрати на геодезію, геологію, отримання дозвільних документів (ліцензія, землевідведення тощо)	140000 - 160000	150000
Облаштування майданчику/під'їзна дорога/будівельні та монтажні роботи	600000 - 710000	655000
Витрати на придбання котла, турбінної установки, іншого обладнання та комплектуючих	1160000-1230000	1195000
Витрати на приєднання до електромережі та забезпечення передачі електроенергії	50000 - 100000	75000
Всього	1950000-2200000	2075000

3. Експлуатаційні витрати та витрати на технічне обслуговування

Експлуатаційні витрати та витрати на технічне обслуговування	Мінімальне та максимальне значення, євро/рік	Середнє значення, євро/рік
Необхідна кількість персоналу 5-7 (чол.)	8824 - 12366	10595
Витрати на оплату праці		
Витрати на технічне обслуговування і витратні матеріали	20000 - 27000	23500
Інше (страхування, оренда земельної ділянки, охорона)	21020 - 31900	26460
Всього	49844 - 71266	60555

4. Витрати на паливо – 55 євро/т.

5. Витрати на виведення генеруючого об'єкта з експлуатації – 103750 євро/МВт.

Таблиця Б.5

Техніко-економічні характеристики БіоЕС (агробіогаз)
(складено автором на основі [51; 52; 115; 131; 136])

1. Технічні характеристики

Загальна встановлена потужність електростанції на біомасі, МВт	1
Розмір земельної ділянки, яку займає генеруючий об'єкт, га	1
Тип субстрату	гній + силос кукурудзи
Прогнозоване річне нетто-виробництво електроенергії, МВт·год/рік	7500-8000 (7750*)
Тривалість будівництва генеруючого об'єкта, років	1
Тривалість життєвого циклу генеруючого об'єкта, років	20

* середнє значення

2. Інвестиційний бюджет

Кошторис загальних інвестиційних витрат	Мінімальне та максимальне значення, євро	Середнє значення, євро
Техніко-економічне обґрунтування та розроблення проекту, у т. ч витрати на топологію, геодезію, геологію, отримання дозвільних документів (ліцензія, землевідведення тощо)	90000 - 110000	100000
Облаштування майданчику/під'їзна дорога/будівельні та монтажні роботи	570000 - 615000	592500
Витрати на обладнання та комплектуючі	830000 - 880000	855000
Витрати на приєднання до електромережі та забезпечення передачі електроенергії	90000 - 160000	125000
Всього	1580000 - 1765000	1672500

3. Експлуатаційні витрати та витрати на технічне обслуговування

Експлуатаційні витрати та витрати на технічне обслуговування	Мінімальне та максимальне значення, євро/рік	Середнє значення, євро/рік
Необхідна кількість персоналу 5-7 (чол.) Витрати на оплату праці	8824 - 12366	10595
Витрати на технічне обслуговування і витратні матеріали	20000 - 27000	23500
Оренда земельної ділянки	19 - 837	428
Інше (страхування, охорона тощо)	29980 - 37100	33540
Всього	58820 - 77303	68063

4. Витрати на субстрати:

- вартість гною умовно прийнята за нульову;
- вартість силосу кукурудзи – 30 євро/т;
- прогнозовані витрати на субстрати в рік – 3150 т.

5. Витрати на виведення генеруючого об'єкта з експлуатації – 83625 євро/МВт.

Таблиця Б.6

Техніко-економічні характеристики БіоЕС (біогаз ТПВ)
(складено автором на основі [51; 52; 115; 131; 136])

1. Технічні характеристики

Загальна встановлена потужність біогазової електростанції, МВт	1
Прогнозоване річне нетто-виробництво електроенергії, МВт·год/рік	8000 – 8300 (8150*)
Тривалість будівництва генеруючого об'єкта, років	1
Тривалість життєвого циклу генеруючого об'єкта, років	20

* середнє значення

2. Інвестиційний бюджет

Кошторис загальних інвестиційних витрат	Мінімальне та максимальне значення, євро	Середнє значення, євро
Техніко-економічне обґрунтування та розроблення проекту, у т. ч витрати на геодезію, геологію, отримання дозвільних документів (ліцензія, землевідведення тощо)	160000 - 180000	170000
Облаштування майданчику/під'їзна дорога/будівельні та монтажні роботи/витрати на систему збору газу/видобування біогазу/збір біогазу/підготовка газу	500000 - 574000	537000
Витрати на придбання генераторів	1170000 - 1194200	1182100
Витрати на приєднання до електромережі та забезпечення передачі електроенергії	75000 - 85000	80000
Всього	1905000 - 2033200	1960100

3. Експлуатаційні витрати та витрати на технічне обслуговування

Експлуатаційні витрати та витрати на технічне обслуговування	Мінімальне та максимальне значення, євро/рік	Середнє значення, євро/рік
Необхідна кількість персоналу (4 чол.) Витрати на оплату праці	6140 - 6980	6560
Витрати на технічне обслуговування і витратні матеріали	85000 - 105000	95000
Інше (страхування, охорона тощо)	28000 - 32000	30000
Всього	119140 - 143980	131560

4. Витрати на виведення генеруючого об'єкта з експлуатації – 98005 євро/МВт.

Додаток В

Терміни окупності інвестиційних проектів на основі різних технологій ВЕ
(при нормі прибутку 25 %)

Таблиця В.1

Термін окупності СЕС

Рік	Стартові інвестиції, млн євро	Чистий грошовий потік, євро	Чистий грошовий потік наростаючим підсумком, євро	Термін окупності, років
0	1100000	0	0	7,9
1		169620,2	169620,2	
2		167933,3	337553,5	
3		166259,7	503813,2	
4		164599,4	668412,7	
5		162952,3	831365	
6		161318,3	992683,3	
7		159697,2	1152380	
8		158089	1310470	
9		156493,6	1466963	
10		154910,8	1621874	

Таблиця В.2

Термін окупності ВЕС

Рік	Стартові інвестиції, млн євро	Чистий грошовий потік, євро	Чистий грошовий потік наростаючим підсумком, євро	Термін окупності, років
0	1300000	0	0	7,9
1		188283,4	188283,4	
2		187749,9	376033,3	
3		187217,3	563250,6	
4		186685,9	749936,5	
5		186155,5	936092	
6		185626,2	1121718	
7		18525,7	1305244	
8		181441,8	1486686	
9		179374,5	1666060	
10		177323,6	1843384	

Таблиця В.3

Термін окупності МГЕС

Рік	Стартові інвестиції, млн євро	Чистий грошовий потік, євро	Чистий грошовий потік нарастаючим підсумком, євро	Термін окупності, років
0	2320000	0	0	7,9
1		320276,2	320276,2	
2		320276,2	640552,3	
3		320276,2	960828,5	
4		320276,2	1281105	
5		320276,2	1601381	
6		320276,2	1921657	
7		320276,2	2241933	
8		320276,2	2562209	
9		320276,2	2882486	
10		320276,2	3202762	

Таблиця В.4

Термін окупності БіоЕС (біогаз ТПВ)

Рік	Стартові інвестиції, млн євро	Чистий грошовий потік, євро	Чистий грошовий потік нарастаючим підсумком, євро	Термін окупності, років
0	1960100	0	0	7,9
1		272937,3	272937,3	
2		272937,3	545874,6	
3		272937,3	818811,9	
4		272937,3	1091749	
5		272937,3	1364686	
6		272937,3	1637624	
7		272937,3	1910561	
8		272937,3	2183498	
9		272937,3	2456436	
10		272937,3	2729373	

Таблиця В.5

Термін окупності БіоЕС (тверда біомаса)

Рік	Стартові інвестиції, млн євро	Чистий грошовий потік, євро	Чистий грошовий потік нарастаючим підсумком, євро	Термін окупності, років
0	2075000	0	0	7,9
1		289987	289987	
2		289987	579974	
3		289987	869961	
4		289987	1159948	
5		289987	1449935	
6		289987	1739922	
7		289987	2029909	
8		289987	2319896	
9		289987	2609883	
10		289987	2899870	

Таблиця В.6

Термін окупності БіоЕС (агробіогаз)

Рік	Стартові інвестиції, млн євро	Чистий грошовий потік, євро	Чистий грошовий потік нарастаючим підсумком, євро	Термін окупності, років
0	1672500	0	0	7,9
1		234156,9	234156,9	
2		234156,9	468313,7	
3		234156,9	702470,6	
4		234156,9	936627,5	
5		234156,9	1170784	
6		234156,9	1404941	
7		234156,9	1639098	
8		234156,9	1873255	
9		234156,9	2107412	
10		234156,9	2341569	

Додаток Г

Таблиця Г.1

Викиди забруднювальних речовин та діоксиду вуглецю в атмосферне повітря за регіонами у 2014 році (без урахування тимчасово окупованої території Автономної Республіки Крим, м. Севастополя та частини зони проведення антитерористичної операції) [162]

Регіон	Обсяги викидів				Крім того, викиди діоксиду вуглецю			
	усього, тис. т	у тому числі, тис. т		у % до 2013 р.	усього, тис. т	у тому числі		у % до 2013 р.
		стаціонарними джерелами	пересувними джерелами			стаціонарними джерелами	пересувними джерелами	
Україна	5186,6	3190,4	1996,2	79,0	180 932,5	153119,4	27 813,1	79,5
Вінницька	196,6	124,5	72,1	85,9	7 458,2	6372,7	1 085,5	91,1
Волинська	45,8	4,3	41,5	94,4	1 152,7	466,6	686,1	91,8
Дніпропетровська	1037,1	855,8	181,3	90,7	35 692,7	32918,5	2 774,2	100,2
Донецька	1138,5	1043,0	95,5	69,1	43 451,0	42376,1	1 074,9	69,5
Житомирська	77,4	10,9	66,5	87,6	1 512,2	648,2	864,0	89,2
Закарпатська	60,5	3,9	56,6	87,4	933,3	128,0	805,3	87,1
Запорізька	296,6	206,7	89,9	84,0	14 132,3	12976,9	1 155,4	96,8
Івано-Франківська	277,2	228,8	48,4	109,3	11 985,7	11273,6	712,1	102,0
Київська	66,4	124	338,2	77,4	15691,8	11394,9	25319,1	175,4
Кіровоградська	64,0	11,8	52,2	86,7	1 713,0	963,1	749,9	97,1
Луганська	84,9	38,2	46,7	16,3	2 549,4	2009,1	540,3	11,4
Львівська	209,6	100,2	109,4	87,9	5 010,3	3356,4	1 653,9	89,0
Миколаївська	69,7	15,9	53,8	84,0	2 669,4	1871,7	797,7	88,7
Одеська	152,3	23,2	129,1	92,4	4 953,9	3030,0	1 923,9	91,1
Полтавська	166,6	62,9	103,7	94,3	5 082,6	3363,8	1 718,8	106,2
Рівненська	56,8	11,6	45,2	101,2	2 023,8	1292,8	731,0	105,7
Сумська	70,4	27,0	43,4	90,8	2 041,4	1509,3	532,1	91,6
Тернопільська	49,1	8,2	40,9	85,1	1 170,5	522,5	648,0	92,6
Харківська	263,1	150,5	112,6	80,1	11 004,6	9645,4	1 359,2	82,4
Херсонська	63,8	7,2	56,6	87,8	1 059,6	350,3	709,3	85,7
Хмельницька	79,2	17,1	62,1	98,1	3 098,5	2177,3	921,2	103,0
Черкаська	136,6	66,7	69,9	91,0	3 633,0	2659,2	973,8	95,9
Чернівецька	37,0	2,5	34,5	94,9	653,6	137,0	516,6	93,3
Чернігівська	87,4	41,9	45,5	96,0	2 259,0	1676,0	583,0	94,0

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. International Energy Agency. World Energy Outlook 2014 [Electronic resource] / International Energy Agency // IEA. – 2014. – Mode of access: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2014_ES_Russian.pdf.
2. Потапенко В.Г. Трансформація використання природно-ресурсної сфери України на засадах «зеленої» економіки : монографія / В.Г. Потапенко. – Суми : ТОВ «Друкарський дім «Папірус», 2013. – 384 с.
3. Прокіп А.В. Сучасні підходи до енергозабезпечення людства в умовах формування суспільства сталого розвитку / А.В. Прокіп // Економіка України. – 2012. – № 5. – С. 85–90.
4. Xiaomei T. Renewable energy – the path to sustainability / T. Xiaomei, R. Brett // Ecological Economy. – 2008. – V. 4. – P. 15–23.
5. U.S. Energy Information Administration. International Energy Outlook 2013 [Electronic resource] / U.S. Energy Information Administration // (EIA). – 2013. – Mode of access: <http://www.eia.gov/forecasts/archive/ieo13/pdf/0484%282013%29.pdf>.
6. Моргунов В. Состояние и перспективы развития мировой энергетики / В. Моргунов, Ж. Петренко // Проблемы развития рыночной экономики. – Москва: ИПР РАН, 2007. – С. 102–122.
7. European Environment Agency. Net Energy Import [Electronic resource] / European Environment Agency // ЕЕА. – 2012. – Mode of access: <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/net-energy-import-dependency/net-energy-import-dependency-assessment-2>.
8. Прокіп А.В. Організаційні та еколого-економічні засади використання відновлюваних енергоресурсів : монографія / А.В. Прокіп, В.С. Дудюк, Р.Б. Колісник; [за заг. ред. А.В. Прокіпа]. – Львів: ЗУКЦ, 2015. – 337 с.

9. World Bank. Turn down the heat: why a 4° C warmer world must be avoided / World Bank. – Washington: Potsdam Institute for Climate Impact Research and Climate Analytics, 2012. – 58 p.
10. Olivier J. Trends in Global CO2 Emissions / J. Olivier, G. Janssens-Maenhout. – Hague: PBL, 2014. – 59 p.
11. Lukosevicius V. Capacity Building for Sustainable Energy Regulation in Eastern Europe and Central Asia / V. Lukosevicius, L. Werring. – Budapest: ERRA, 2011. – 113 p.
12. Prokip A. Rozwój energetyki odnawialnej jako determinanta podwyższenia konkurencyjności podmiotów gospodarczych i bezpieczeństwa energetycznego w regionie [A. Prokip, R. Kolisnyk] // Konkurencyjność podmiotów gospodarczych i jej determinant, [pod red. A. Limanskiego, R. Milic-Czerniak]. – Katowice: WSZMiJO, 2013. – 590 p.
13. Курбатова Т.А. Экономические перспективы и проблемы развития сектора жидкого биотоплива в Украине / Т.А. Курбатова, И.Н. Сотник // Научный вестник Московского государственного горного университета. – 2013. – №11 (44) / Международная конференция "Экология. Природопользование. Экономика". – С. 126–133.
14. Рожко А.О. Економічне співробітництво України та ФРН у сфері відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії / А.О. Рожко. – Тернопіль, 2011. – 311 с.
15. Handbook on renewable energy sources [Electronic resource] // ENERSUPPLY. – 2011. – Mode of access: http://www.ener-supply.eu/downloads/ENER_handbook_en.pdf.
16. Прокип А.В. К вопросу о классификации энергетических ресурсов / А.В. Прокип // Экономика природопользования. – 2014. – № 4. – С. 49–58.
17. Bechberger M. Policy differences in the promotion of renewable energies in the EU member states / M. Bechberger, D. Reiche // Energy Policy. – 2004. – V. 32. – P. 834–843.

18. Renewables. Global Status Report [Electronic resource] // REN21. – 2015. – Mode of access: http://gbpp.org/wp-content/uploads/2015/09/GSR2015_KeyFindings_lowres.pdf
19. Bloomberg new energy finance. Global trends in renewable energy investment: 2015 key findings / Bloomberg new energy finance. – Frankfurt am Main: BNEF, 2015. – 16 с.
20. Leading countries in installed renewable energy capacity worldwide in 2014 [Electronic resource] // Statista. – 2014. – Mode of access: <http://www.statista.com>.
21. Курбатова Т.А. Мировые тенденции инвестирования в сектор возобновляемой энергетики / Т.А. Курбатова, И.Н. Сотник // Экономически эффективные и экологически чистые инновационные технологии: материалы международной научно-практической конференции (18 декабря 2013 года, г. Москва). – Москва, 2013. – С. 77–81.
22. Kurbatova T. State and economic prospects of developing potential of non-renewable and renewable energy resources in Ukraine / T. Kurbatova, H. Khlyar // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2015. – V. 52. – P. 217–226.
23. Матеріали засідання антикризового енергетичного штабу [Електронний ресурс] // Урядовий портал. – 2015. – Режим доступу: <http://www.kmu.gov.ua>.
24. Бодро Д.Г. Вугільна промисловість України в умовах гібридної війни [Електронний ресурс] / Д.Г. Бодро // Національний інститут стратегічних досліджень. – 2015. – Режим доступу: <http://www.niss.gov.ua/articles/1890>.
25. Trends in global CO2 emissions [Electronic resource] // Netherland Environmental Assessment Agency. – 2015. – Mode of access: http://edgar.jrc.ec.europa.eu/news_docs/jrc-2015-trends-in-global-co2-emissions-2015-report-98184.pdf

26. Begun V. "Redundant" forces and means at elimination of consequences of emergency situations: actual problem / V. Begun, Y. Skaletsky // Model.Inform.Technol. – 2009. – V. 3. – P. 5337–5349.
27. Майсснер Ф. Розвиток відновлюваних джерел енергії в Україні: потенціал, перешкоди і рекомендації щодо економічної політики [Електронний ресурс] / Ф. Майсснер, Ф. Укердт // BE Berlin Economics GmbH. – 2010. – Режим доступу: http://www.kiew.diplo.de/contentblob/2968224/Daten/958255/studie_erneubarer_energie_download.pdf.
28. Освіта й наука в інноваційному розвитку сучасної Європи [Електронний ресурс] // Національний інститут стратегічних досліджень. – 2014. – Режим доступу: <http://www.niss.gov.ua>.
29. Варламов Г.Б. Електроенергетика та охорона навколишнього середовища. Функціонування енергетики в сучасному світі [Електронний ресурс] / Г.Б. Варламов // Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. – 2006. – Режим доступу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-5>.
30. Шишкіна І.О. Альтернативні джерела енергії світового ринку: сучасний стан та перспективи / І.О. Шишкіна // Економіка промисловості. – 2012. – № 103-109. – С. 103–109.
31. Нараєвський С.В. Класифікація традиційних та альтернативних джерел і технологій отримання енергії / С.В. Нараєвський // Економічні науки. Серія «Економіка та менеджмент». – 2012. – № 9 (34). – С. 225–269.
32. Про затвердження звіту про результати діяльності НКРЕКП у 2014 році: постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 971 від 31.03.2015 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_2014.pdf.
33. Electricity generated from renewable sources in 2015 [Electronic resource] // Eurostat. – 2015. – Mode of access: <http://ec.europa.eu/eurostat>.

34. Про заохочення до використання енергії, виробленої з відновлюваних джерел та якою вносяться зміни до, а в подальшому скасовуються, Директиви 2001/77/ЄС та 2003/30/ЄС: Директива Європейського парламенту та ради 2009/28/ЄС // Офіційний вісник Європейського Союзу. – Брюсель, 2009. – 47 с.
35. Energy roadmap 2050 [Electronic resource] // European Commission. – 2012. – Mode of access: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2012_energy_roadmap_2050_en_0.pdf.
36. Курбатова Т.О. Економічні механізми стимулювання розвитку відновлювальної енергетики в Європейському Союзі / Т.О. Курбатова // Механізм регулювання економіки – 2015. – № 4 (66). – С. 139 – 148.
37. Fouquet D. European renewable energy policy at crossroads – focus on electricity support mechanisms / D. Fouquet, T. Johansson // Energy Policy. – 2008. – V. 36. – P. 4079–4092.
38. Jacobs D. Feed-In Tariffs and Other Support Mechanisms for Solar PV Promotion / D. Jacobs, B. Sovacool // Renewable Energy. – 2012. – V. 1. – P. 73–109
39. Haas R. A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries / R. Haas, C. Panzer, G. Resch et al. // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2011. – V. 15. – P. 1003–1034.
40. Schallenberg-Rodriguez J. Fixed feed-in tariff versus premium: A review of the current Spanish system / J. Schallenberg-Rodriguez, R. Haas // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2012. – V. 16 (1). – P. 293–305.
41. Bertoldi P. Tradable certificates for renewable electricity and energy savings / P. Bertoldi, T. Huld // Energy Policy. – 2006. – V. 34. – P. 212–222.
42. Legal Frameworks for Renewable Energy [Electronic resource] // Deutsche GTZ GmbH. – 2012. – Mode of access: <http://www.icafrica.org>.
43. European Photovoltaic Industry Association. Global market outlook for Photovoltaics [Electronic resource] / European Photovoltaic Industry Association

- // (EPIA). – 2015. – Mode of access: <http://www.heliosenergy.es/archivos/eng/articulos/art-2.pdf>
44. Share of renewables in energy consumption up to 16% in the EU in 2014 [Electronic resource] / Eurostat Press Office // (EPO). – 2016. – Mode of access: <http://ec.europa.eu>.
45. Bickel P. Externalities of energy: Methodology 2005 Update [Electronic resource] / P. Bickel, R. Friedrich. – Luxembourg: European Commission, 2005. – Mode of access: http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/kina_en.pdf.
46. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року: розпорядження Кабінету міністрів України № 1071-р від 24.07.2013 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/n0002120-13/para3#n3>.
47. Про Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року: розпорядження Кабінету міністрів України № 902-р від 01.10.2014 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/902-2014-%D1%80>.
48. Про затвердження Державної цільової економічної програми енергоефективності і розвитку сфери виробництва енергоносіїв з відновлюваних джерел енергії та альтернативних видів палива на 2010-2016 роки: постанова Кабінету міністрів України № 243 від 01.03.2010 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/243-2010-%D0%BF>.
49. Про електроенергетику: закон України від № 575-97/ВР від 16.10.1997 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80>.
50. Про альтернативні джерела енергії: закон України № 555-IV від 20.03.2003 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/555-15>.

51. Про землі енергетики і правовий режим спеціальних зон енергетичних об'єктів: закон України № 2480-17 від 09.07.2010 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/2480-17>.
52. Податковий кодекс України (редакція від 01.02.2016 р.) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2755-17>.
53. Про Положення про Міністерство енергетики та вугільної промисловості України: указ Президента України від 06.04.2011 р. № 382/2011 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/en/382/2011>.
54. Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг: указ Президента України № 715/2014 від 10.09.2014 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/715/2014>.
55. Положення про Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України: постанова Кабінету Міністрів України № 676 від 26.11.2014 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/676-2014-%D0%BF>.
56. Kurbatova T. Economical mechanisms for renewable energy stimulation in Ukraine / T. Kurbatova, I. Sotnyk, H. Khlyar // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2014. – № 31. – P. 486–491.
57. Potapenko V. Green Energetics Grows in Ukraine / V. Potapenko // *Green Economics: The Greening of Energy Policies* / Edited by Ryota Koike and Miriam Kennet. – Reding, The Green Economics Institute, 2012. – P. 310–316.
58. Щодо затвердження на січень 2009 року роздрібних тарифів на електроенергію з урахуванням граничних рівнів тарифів при поступовому переході до формування єдиних роздрібних тарифів для споживачів на території України: постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1440 від

- 23.12.2008 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/GK17614.html.
59. Про встановлення фіксованих мінімальних розмірів «зелених» тарифів на електричну енергію для суб'єктів господарювання: постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2043 від 20.07.2015 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua/?id=16804>.
60. Курбатова Т.А. Особенности функционирования «зеленого» тарифа в Украине / Т.А. Курбатова, И.Н. Сотник // Молодежь и наука: реальность и будущее: материалы V Международной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (22 мая, 2013 года, г. Кемерово). – Кемерово, 2013. – С. 187–191.
61. Курбатова Т.О. Аналіз розвитку підприємств сонячної енергетики в Україні / Т.О. Курбатова, І.М. Сотник // Соціально-економічні реформи в контексті інтеграційного вибору України: матеріали VII Міжнародної науково-практичної конференції (29–30 листопада 2012 року, м. Київ). – Київ, 2012. – С. 46–48.
62. Курбатова Т.О. Економічні проблеми розвитку вітроенергетики в Україні / Т.О. Курбатова, І.М. Сотник // Проблеми формування та розвитку інноваційної інфраструктури: тези доповідей II Міжнародної науково-практичної конференції (16-18 травня 2013 року, м. Львів). – Львів, 2013. – С. 89–92.
63. Про вжиття тимчасових надзвичайних заходів на ринку електричної енергії: розпорядження Кабінету Міністрів України № 764-р від 13.08.2014 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.kmu.gov.ua/control/uk/cardnpd?docid=248705109>.
64. Динаміка та структура обсягів електроенергії, що відпущена виробниками на оптовий ринок електроенергії [Електронний ресурс] //

- ДП «Енергоринок». – 2014. – Режим доступу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?f=3154>.
65. Про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію для суб'єктів господарювання: постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2504 від 30.09.2015 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua/?id=17366>.
66. Потапенко В.Г. Організаційно - економічні механізми формування балансу інтересів в енергетичній сфері України / В.Г. Потапенко, Р.З. Подолець, В.В. Мухін // Ефективна економіка. – № 11. – 2013.
67. Омельченко О.С. Інтегральний підхід до побудови організаційно-економічного механізму реструктуризації / О. С. Омельченко. // Праці Одеського політехнічного університету. – 2011. – № 3. – С. 200–209.
68. Богомолова О.С. Совершенствование организационно-экономического механизма регулирования сектора услуг региональной экономики / О.С. Богомолова, Н.Г. Шаповалова. // Новые технологии. – 2012. – №2. – С. 134–138.
69. Удальцова Н.Л. Организационно-экономический механизм функционирования отрасли национальной экономики / Н.Л. Удальцова // Экономика и управление. – 2012. – № 6 (91). – С. 94–98.
70. Савіна С.С. Організаційно-економічний механізм управління підприємством молочної промисловості / С.С. Савіна // Збірник наукових праць ВНАУ Серія: Економічні науки. – 2012. – №3. – С. 162–166.
71. Булеев И.П. Формирование организационно-экономического механизма управления предприятием по обработке цветных металлов / И.П. Булеев. – Донецк: МЭП АН Украины, 1993. – 225 с.
72. Грещак М.Г. Внутрішній економічний механізм підприємства / М.Г. Грещак, О.М. Гребешкова, О.С. Коцюба. – Київ: КНЕУ, 2001. – 228 с.

73. Козаченко Г.В. Організаційно-економічний механізм як інструмент управління підприємством / Г.В. Козаченко // Економіка. Менеджмент. Підприємництво. – 2003. – № 11. – С. 107–111.
74. Лисенко Ю.О. Організаційно-економічний механізм управління підприємством / Ю. Лисенко, П. Єгоров // Економіка України. – 1997. – № 1. – С. 86–87.
75. Сичевський М. П. Удосконалення організаційно-економічного управління розвитку харчової промисловості України / М. П. Сичевський, С. І. Дорогунцов. – Київ: Науковий світ, 2004. – 374 с.
76. Віноградська О.М. Менеджмент: навчальний посібник / О.М. Віноградська, Н.С. Віноградська, В.С. Шевченко. – Харків: ХНАМГ, 2008. – 160 с.
77. Резнік В.В. Поняття принципу державного стратегічного управління / В.В. Резнік // Університетські наукові записки. – 2007. – № 4 (24). – С. 453–459.
78. Осовська Г.В. Основи менеджменту: навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів / Г.В. Осовська. – Київ: Кондор, 2003. – 486 с.
79. Державне управління / [Ю.В. Ковбасюк, К.В. Ващенко, Ю.П. Сурмін та ін.]. – Дніпропетровськ: НАДУ, 2012. – 564 с.
80. Борисенко О. П. Комплексний підхід до систематизації методів державного регулювання зовнішньоекономічної діяльності / О.П. Борисенко // Економіка та держава. – 2012. – № 12. – С. 115–117.
81. Kurbatova T. State and economic prospects of developing potential of non-renewable and renewable energy resources in Ukraine / T. Kurbatova, H. Khlyar // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2015. – № 52 – P. 217–226.
82. Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо врегулювання відносин між кредиторами та споживачами фінансових послуг: закон України № 3795-VI від 22.09.2011 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/3795-17>.

83. Інфляційний звіт масштабної інфляції [Електронний ресурс] / Національний банк України. – 2015. – Режим доступу: <http://www.bank.gov.ua/doccatalog/document?id=19007319>.
84. Про регулювання грошово-кредитного ринку: постанова Правління Національного банку України № 154 від 02.03.2015 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://docs.dtkr.ua/ua/doc/1045.14254.0>.
85. Програма фінансування альтернативної енергетики в Україні (USELF) [Електронний ресурс] / USELF 2006. – Режим доступу: <http://www.uself.com.ua>.
86. Українська програма підвищення енергоефективності [Електронний ресурс] / UKKEEP, 2007. – Режим доступу: <http://www.ukkeep.org>.
87. Шатун В.Т. Основи менеджменту / В.Т. Шатун. – Миколаїв: МДГУ ім. Петра Могили, 2006. – 376 с.
88. Основи адміністративного менеджменту / [В.Д. Бакуменко, О.М. Усаченко, В.І. Тимцуник та ін.]. – Київ: ТОВ «НВП «Інтерсервіс», 2013. – 148 с.
89. Гріфін Р. Основи менеджменту / Р.Гріфін, В.Яцура. – Львів: БаК, 2001. – 605 с.
90. Kurbatova T. Ukrainian renewable energy: economic determinants of growth, barriers and opportunities / T. Kurbatova // Modern problems of regional development: Collection of scientific articles. – Plovdiv, 2014. – P. 59–62.
91. Schaeffer G.J. A new market-based incentive scheme for renewable energy: Introduction and analysis [Electronic resource] / G.J. Schaeffer // Energy research Centre of the Netherlands (ECN), 1999. – Mode of access: <https://www.ecn.nl/docs/library/report/1999/i99004.pdf>.
92. Renewables. Global Status Report [Electronic resource] / REN21, 2015. – Mode of access: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_Onlinebook_low1.pdf.

93. Nilsson M. Using the market at a cost: How the introduction of green certificates in Sweden led to market inefficiencies / M. Nilsson, T. Sundqvist // *Utilities Policy*. – 2007. – V. 15(1). – P. 49–59.
94. Hanne S. A Green Certificate Market in Norway and its implications for the market participants / S. Hanne // *Energy Economics and Policy Term Paper*, Spring, ETH, Zurich. – 2010. – P. 26.
95. Fagiani R. The role of regulatory uncertainty in certificate markets: A case study of the Swedish/Norwegian market / R. Fagiani, R. Hakvoort // *Energy Policy*. – 2014. – V. 65. – P. 608–618.
96. Status and Trends in the U.S. Voluntary Green Power Market [Electronic resource] / NREL, 2014. – Mode of access: <http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65252.pdf>.
97. Odgaard O. The green electricity market in Denmark: quotas, certificates and international trade / O. Odgaard // *Proceedings of the colloquium «Quelle Politique pour l'Organisation du Marche del Electricite Renouvelable en Wallonie»* (Copenhagen, 11-13 April 2000). – Copenhagen, 2000. – P. 1–9.
98. Курбатова Т.О. Система торгівлі зеленими сертифікатами: перспективи для України / Т.О. Курбатова // *Економіка і держава*. – 2015. – № 2. – С. 131 – 135.
99. Holt E. Emerging markets for renewable energy certificates: opportunities and challenges [Electronic resource] / E. Holt, L. Bird // NREL, 2005. – Mode of access: <http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/37388.pdf>.
100. Report on development of conceptual framework for renewable energy certificate mechanism for India [Electronic resource] / Ministry of New and Renewable Energy of India, 2009. – Mode of access: http://www.mnre.gov.in/file-manager/UserFiles/MNRE_REC_Report.pdf.
101. Green certificate scheme report [Electronic resource] / Ministry of Economy, Labour and Energy of Croatia, 2008. – Mode of access: http://releel.mingorp.hr/UserDocsImages/080908_GreenCertificates_FINAL.pdf.

102. Devenyi R. International markets for renewable energy certificates [Electronic resource / R. Devenyi, I. Mladenova // Sustainability Roundtable, Inc, 2012. – Mode of access: <http://sustainround.com>.
103. The electricity certificate system 2012 [Electronic resource] // Swedish Energy Agency, 2012. – Mode of access: http://www.business-sweden.se/contentassets/0029cd0c75be4a9a96f7f950ba5ae972/et2012_31w.pdf.
104. Abolhosseini S. The main support mechanisms to finance renewable energy development [Electronic resource] – S. Abolhosseini, A. Heshmati // Institute for the Study of Labor (IZA), 2014. – Mode of access: <http://ftp.iza.org/dp8182.pdf>.
105. Kurbatova T. Organizational stages of tradable green certificates system formation in Ukraine / T. Kurbatova // Proceedings of the conference: “Socio-economic aspects of development economics and management” (Taunton, 24 April 2015). – Taunton, 2015. – P. 71–74.
106. Про Порядок визначення класів споживачів: постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1052 від 13.08.1998 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/GK014.html.
107. Обсяг споживання електроенергії споживача першого класу напруги: інформаційний лист Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 106/98.2/27-16 від 10.02.2016. – Київ, 2016. – 2 с.
108. Офіційний сайт ДП «Енергоринок» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.er.gov.ua/>.
109. Аналітична записка обґрунтування необхідності запровадження в Україні «зеленого» тарифу на електроенергію, що виробляється з біогазу [Електронний ресурс] // Науково-технічний центр «Біомаса», 2012. – Режим доступу: http://biomass.kiev.ua/images/news/pdf/annex1_letter.pdf.
110. Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електроенергії з альтернативних джерел

- енергії: закон України № 514-VIII від 04.06.2015 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/514-19/para%26#n6>.
111. Методологія розрахунків коефіцієнтів «зеленого» тарифу: інформаційний лист Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 13209/17.3/61–15 від 08.12.2015. – Київ, 2015. – 1 с.
112. Методологія розрахунків коефіцієнтів «зеленого» тарифу: інформаційний лист Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України № 76-03/1–15 від 08.12.2015. – Київ, 2015. – 1 с.
113. Досужева Е.Е. Методический подход к оценке эффективности инвестиционных проектов / Е.Е. Досужева, Ю.В. Кириллов // Инновационное развитие экономики: предпринимательство, образование, наука. – 2013. – № 1. – С. 72–76.
114. Azzabi A. Manual for Evaluation of Industrial Projects / A. Azzabi, A. Rahman Khane. – Vienna: UNIDO, 1986. – 151 с.
115. Projected Costs of Generating Electricity [Electronic resource] // IEA, 2010. – Mode of access: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf
116. Ширяев А.О. Критерії загальної оцінки ефективності інвестиційних проектів / А.О. Ширяев. // Збірник наукових праць МННЦ ІТiС. – 2012. – № 12. – С. 95–100.
117. Brooks A. Capital Budgeting Decision Models / A. Brooks // Financial Management: Core Concepts / A. Brooks. – New York: Pearson Education, 2013. – С. 277–332.
118. World Energy Outlook 2011 [Electronic resource] // IEA, 2011. – Mode of access: <https://www.iea.org>.

119. Summary for policy makers: renewable power generation costs [Electronic resource] // IRENA, 2012. – Mode of access: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Renewable_Power_Generation_Costs.pdf.
120. Visser E. Methodologies for estimating Levelised Cost of Electricity (LCOE) [Electronic resource] / E. Visser, A. Held // European Commission, 2014. – Mode of access: http://res-cooperation.eu/images/pdf-reports/ECOFYS_Fraunhofer_Methodologies_for_estimating_LCoE_Final_report.pdf.
121. Khatib H. The World Energy Congress 2010 – A Review / H. Khatib // Energy Policy. – 2010. – V. 39. – P. 2213–2215.
122. Redefining the cost debate: The concept of society's cost of electricity [Electronic resource] // WPRD Siemens AG, 2014. – Mode of access: http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/renewables/wind-power/pictures/offshore/2014_11_Slides_SCOE_engl.pdf.
123. Pawel I. The Cost of Storage – How to Calculate the Levelized Cost of Stored Energy (LCOE) and Applications to Renewable Energy Generation / I. Pawel. // Energy Procedia. – 2014. – V. 46. – P. 68–77.
124. Veiga M. Study on Cost and Business comparisons of Renewable vs. Non-renewable Technologies / M. Veiga, P. Álvarez. – Madrid: IEA, 2013. – 212 p.
125. Курбатова Т.О. Методичні підходи до оцінки вартості електроенергії з відновлювальних джерел енергії / Т.О. Курбатова // Матеріали конференції «Теорія і практика стратегічного управління розвитком галузевих і регіональних суспільних систем» (Івано-Франківськ, 20–22 травня 2015 року). – Івано-Франківськ, 2015. – С. 172–175.
126. Giovannini A. Risk-free assets in financial markets / A. Giovannini. // BIS Papers. – 2013. – V. 72. – P. 73–78.
127. Damodaran A. Country Default Spreads and Risk Premiums [Electronic resource] / A. Damodaran // NYU Stern, 2015. – Mode of access: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html.

128. Kost C. Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies [Electronic resource] / C. Kost, J. Mayer // ISE, 2013. – Mode of access: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/study-levelized-cost-of-electricity-renewable-energies.pdf>.
129. Levelized cost of energy analysis [Electronic resource] // Lazard, 2014. – Mode of access: <https://www.lazard.com/media/2390/lazards-levelized-cost-of-energy-analysis-90.pdf>.
130. Power generation at HPPs of PJSC «Zakarpattyaoblenergo» [Electronic resource] / Joint implementation project. – 2006. – Mode of access: <http://ji.unfccc.int>.
131. Звіт про оцінку впливу, що матиме зміна коефіцієнтів «зеленого» тарифу на показники інвестиційної привабливості проектів виробництва електроенергії з відновлювальних джерел. BAKER TILLY, 2015. – 13 с.
132. Етапи реалізації проектів будівництва об'єктів енергетики, які виробляють електричну енергію з енергії вітру. – Київ: УВЕА, 2013. – 303 с.
133. Техніко-економічні характеристики середньостатистичної вітроелектростанції загальною встановленою потужністю 1 МВт: інформаційний лист Вітроенергетичної асоціації України № 34 від 28.04.2016 р. – Київ, 2015. – 1 с.
134. Техніко-економічні характеристики середньостатистичної сонячної електростанції загальною встановленою потужністю 1 МВт: інформаційний лист інжинірингової компанії «Рентехно» № 11/04-2 від 11.05.2016 р. – Київ, 2015. – 1 с.
135. Кількість об'єктів відновлювальної енергетики: інформаційний лист Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 128/12.1/14-16 від 14.03.2016 р. – Київ, 2016. – 1 с.
136. Програми фінансування альтернативної енергетики в Україні: посібник для девелоперів. – Київ: USELF, 2014. – 244 с.

137. Шидловський А.К. Енергоефективність та відновлювані джерела енергії / А.К. Шидловський. – Київ: Українські енциклопедичні знання, 2007. – 559 с.
138. Денис О.Б. Будинок «нуль енергії», тому що Земля і Сонце не виставляють рахунків / О.Б. Денис. – Львів: Екоінформ, 2008. – 336 с.
139. Про упорядкування структури заробітної плати, особливості проведення індексації та внесення змін до деяких нормативно-правових актів: постанова Кабінету Міністрів України № 1013 від 09.12.2015 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.kmu.gov.ua/control/ru/cardnpd?docid=248703836>.
140. Завіновська Г.Т. Економіка праці: навчальний посібник / Г.Т. Завіновська. – Київ: КНЕУ, 2003. – 300 с.
141. Про регулювання грошово-кредитного ринку: постанова Правління Національного банку України № 40 від 28.01.2016 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/PB16005.html.
142. Рейтинг самых надежных банков Украины в 2016 году // Фориншурер. – 2016. – № 1. – С. 1–3.
143. Офіційний курс гривні щодо іноземних валют [Електронний ресурс] // Національний банк України, 2016. – Режим доступу: <http://www.bank.gov.ua/control/uk/curmetal/detail/currency?period=daily>.
144. Аналіз цін, що склалися в ОРЕ з 1 по 10 лютого 2016 року [Електронний ресурс] / ДП «Енергоринок», 2016. – Режим доступу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?f=3190>.
145. Енергетичний баланс України за 2014 рік [Електронний ресурс] / Державна служба статистики України, 2014. – Режим доступу: <http://www.ukrstat.gov.ua/>.
146. Про затвердження Звіту про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики: постанова

- Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг у 2013 році № 348 від 27.03.2014 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www3.nerc.gov.ua/?id=11196>.
147. Про встановлення тарифів на електроенергію, що відпускається населенню: постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 220 від 26.02.2015 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua/?id=14359>.
148. Мельниченко А. Почему в Украине не развивается альтернативная энергетика? [Електронний ресурс] / А. Мельниченко // Hyser, 2015. – Режим доступу: http://hyser.com.ua/business_and_finance/pochemu-v-ukraine-ne-razvivaetsya-alternativnaya-energetika-41236.
149. Lavallee S. The eco-label and sustainable development / S. Lavallee, S. Plouffe // *International Journal of Life Cycle Assessment*. – 2004. – V. 9. – P. 349–354.
150. Niels I.M. European schemes for promoting renewables in liberalized markets / I. M. Niels. // *Energy Policy*. – 2003. – № 31. – P. 665–676.
151. Evaluating corporate social responsibility/sustainable development [Electronic resource] // The Institute of Internal Auditors, 2010. – Mode of access: http://www.iisd.org/pdf/2007/csr_guide.pdf.
152. Курбатова Т.О. Економічний потенціал розвитку «зеленої» енергетики / Т.О. Курбатова // *Економіка енергетики: підручник / за ред. д.е.н., проф. Л.Г. Мельника, д.е.н., проф. І.М. Сотник*. – Суми : ВТД «Університетська книга», 2015. – 378 с.
153. Kyoto protocol to the united nations framework convention on climate change: United Nations Convention № 1/CP.1 from 1998 [Electronic resource]. – Mode of access: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>.
154. Курбатова Т.О. Економічні результати імплементації гнучких механізмів Кіотського протоколу в Україні / Т.О. Курбатова // *Детермінанти сучасного розвитку соціально-економічних систем в умовах глобальної нестабільності: матеріали III міжнародної науково-практичної конференції*

- студентів та аспірантів (24-26 квітня 2014 року, м. Чернівці). – Чернівці, 2014. – № 3. – С. 118–122.
155. Результати 18-ої Конференції Сторін Рамкової Конвенції ООН зі зміни клімату та аналіз наслідків для України // Матеріали 18-ої Конференції Сторін Рамкової Конвенції ООН зі зміни клімату (Доха, 26 листопада – 7 грудня 2013 р.). – Доха, 2013. – С. 1–7.
156. Kurbatova T. GHG emissions and economic measures for low carbon growth in Ukraine / T. Kurbatova, H. Khlyap // Carbon Management. – 2015. – V. 6. – P. 7–17.
157. Approved consolidated baseline and monitoring methodology ACM0002: United Nations framework convention on climate change from 17.09.2010, № EB 66 [Electronic resource]. – Mode of access: <http://cdm.unfccc.int/filestorage>.
158. Biogas utilization for generating of electricity and heat at the farms of Ukrainian Dairy Company Ltd [Electronic resource] // National Environmental Investment Agency of Ukraine, 2011. – Mode of access: <http://www.seia.gov.ua/seia/doccatalog/document?id=130314>.
159. Про затвердження Звіту про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики у 2015 році: постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 515 від 31.03.2016 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_2015.pdf.
160. Про затвердження показників питомих викидів двоокису вуглецю у 2011 році: наказ Державного агентства екологічних інвестицій № 75 від 12.05.2011 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://document.ua/pro-zatverdzhennja-pokaznikiv-pitomih-vikidiv-dvookisu-vugle-doc65115.html>.
161. Point Carbon [Electronic resource] // Thomson Reuters, 2014. – Mode of access: <http://financial.thomsonreuters.com/en/resources/articles/point-carbon.html>.

162. Викиди забруднювальних речовин в атмосферне повітря в Україні у 2014 році (без урахування тимчасово окупованої території Автономної Республіки Крим та частини зони проведення антитерористичної операції) [Електронний ресурс] / Державна служба статистики України, 2015. – Режим доступу : <http://www.ukrstat.gov.ua>.
163. Теліженко О.М. Напрями вдосконалення бюджетної системи України / О.М. Теліженко, Є.В. Лапін, Є.В. Берфман, О.Ф. Балацький // Вісник Сумського державного університету. Серія «Економіка». – 2014. – № 3. – С. 41–60.

**Акти впровадження
результатів дисертаційного дослідження**



ВЕРХОВНА РАДА УКРАЇНИ

Комітет з питань паливно-енергетичного комплексу,
ядерної політики та ядерної безпеки

01008, м. Київ-8, вул. М. Грушевського, 5, тел.: 255-26-62, факс: 255-24-01

№ РЧ-26/24-291

" 16 " 05 2016 р.

ДОВІДКА

про впровадження результатів дисертаційного дослідження у кандидатській дисертації на тему: «Наукові засади організаційно-економічного механізму управління розвитком відновлювальної енергетики» аспірантки Сумського державного університету
Курбатової Тетяни Олександрівни

Комітет Верховної Ради України з питань паливно-енергетичного комплексу, ядерної політики та ядерної безпеки підтверджує, що окремі результати дисертаційного дослідження у кандидатській дисертації на тему: «Наукові засади організаційно-економічного механізму управління розвитком відновлювальної енергетики» демонструють необхідний теоретичний і методологічний рівень і будуть використанні при подальшому вдосконаленні норм чинного законодавства у сфері відновлюваної енергетики, зокрема при роботі з положеннями законопроекту про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення механізму стимулювання виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії, реєстр. №3447 від 10.11.2015 р.

В.о. Голови Комітету

О.ДОМБРОВСЬКИЙ



**ДЕРЖАВНЕ АГЕНТСТВО З ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ
ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ УКРАЇНИ
(Держенергоефективності)**

пров. Музейний, 12, м. Київ, 01001, тел. 590-59-60, 590-59-74, факс 590-59-61, 590-59-75

**Сумський державний
університет**

вул. Римського-Корсакова 2,
м. Суми, 40007

Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України розглянуло в межах компетенції дисертаційне дослідження Курбатової Тетяни Олександрівни на тему «Наукові засади організаційно-економічного механізму управління розвитком відновлюваної енергетики», надіслане листом Сумського державного університету від 30.05.2016 №15.01-06/2214, і надає довідку про впровадження відповідного дисертаційного дослідження у сфері діяльності Держенергоефективності.

Додаток: довідка про впровадження дисертаційного дослідження, на 1 арк., в 1 прим.

Голова

С. Савчук

Ільков В.А.
590-54-09

02 Держенергоефективність
№457-01/174-16 от 02.06.2016
12.12.16



ДОВІДКА
про впровадження результатів дисертаційного дослідження
Курбатової Тетяни Олександрівни
на здобуття наукового ступеня кандидата економічних наук
за спеціальністю 08.00.06 – економіка природокористування та охорони
навколишнього середовища

Окремі результати дисертаційної роботи Курбатової Тетяни Олександрівни були використані Державним агентством з енергоефективності та енергозбереження України для імплементації певних положень Директиви Європейського Парламенту та Ради 2009/28/ЄС від 23 квітня 2009 р. про заохочення до використання енергії, виробленої з відновлюваних джерел, зокрема, стосовно розробки проекту Дорожніх карт розвитку відновлюваної енергетики до 2020 року для забезпечення реалізації Національного плану дій з відновлюваної енергетики до 2020 року, затвердженого розпорядженням Кабінету Міністрів України від 01.10.2014 № 902-р. Окрім того, деякі розробки і рекомендації, наведені у дисертаційному дослідженні, будуть використані Державним агентством з енергоефективності та енергозбереження України при формуванні подальших пропозицій щодо вдосконалення чинного законодавства у сфері відновлювальної енергетики, зокрема:

– науково-методичний підхід до формування організаційно-економічного механізму управління еколого-орієнтованим розвитком відновлювальної енергетики на основі системи торгівлі «зеленими» сертифікатами, що полягає у запровадженні на національному рівні обов'язкових квот на споживання електроенергії з відновлювальних джерел енергії та імплементації інструменту компенсації додаткових витрат на генерацію такої електроенергії у формі «зеленого» сертифіката;

– науково-методичний підхід до двостадійного ціноутворення на електроенергію, який на відміну від існуючих передбачає визначення ціни електроенергії з відновлювальних джерел енергії за різними технологіями «зеленої» енергетики на першій стадії та встановлення ціни електроенергії для кінцевих споживачів з урахуванням обов'язкової квоти на споживання «зеленої» електроенергії на другій стадії;

– науково-методичний підхід до регулювання географії інсталяції об'єктів «зеленої» енергетики, що ґрунтується на оцінці обсягів викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря та структури відновлювальних джерел енергії із врахуванням вартості генерації електроенергії на основі різних технологій відновлювальної енергетики.

Голова
Державного агентства з енергоефективності
та енергозбереження України

31.05.2016 р.

Тетяна Савчук С.Д.
заєвізую

Начальник
Відділу роботи
з персоналом

О. Мельченко



Савчук

ТОВ «Рентехно», пр. Оболонський, 34, кв. 172, Київ, Україна, 04214
тел.: +380 (44) 332-81-90
e-mail: sales@rentechno.com, web: www.rentechno.com

АКТ ПРО ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЙНОГО ДОСЛІДЖЕННЯ

Курбатової Тетяни Олександрівни
на здобуття наукового ступеня кандидата економічних наук
за спеціальністю 08.00.06 – економіка природокористування та охорони навколишнього
середовища

№ 10/15-01

« 12 » 05 2016 р.

Цим актом підтверджується впровадження у діяльність інжинірингової компанії «Рентехно» результатів дисертаційної роботи Курбатової Тетяни Олександрівни на тему: «Наукові засади організаційно-економічного механізму управління розвитком відновлювальної енергетики», зокрема:

- рекомендацій щодо формування груп техніко-економічних даних для розрахунку собівартості електроенергії з відновлювальних джерел;
- методичного підходу до оцінки собівартості електроенергії з відновлювальних джерел енергії, який базується на використанні методики Levelized Cost of Electricity, яка широко застосовується низкою авторитетних організацій у галузі енергетики для порівняльного аналізу витрат на виробництво електроенергії на основі різних технологій генерації.

Посада

(підпис)

Виконавчий директор, к.т.н.



П.І.П.

Лукомський Д.В.

ЗАТВЕРДЖУЮ
Перший проректор

В.Д. Карпуша

« ___ » _____ 2016 р.



АКТ

про впровадження результатів дисертаційного дослідження
Курбатової Тетяни Олександрівни
на тему: «Наукові засади організаційно-економічного механізму управління
розвитком відновлювальної енергетики»
у навчальний процес Навчально-наукового інституту фінансів, економіки та
менеджменту імені Олега Балацького

« 16 » травня 2016 р.

м. Суми

№ 3

Комісія у складі:

Голова:

– директор Навчально-наукового інституту фінансів, економіки та менеджменту імені Олега Балацького.
д.е.н., професор *Васильєва Т.А.*

Члени комісії:

– начальник навчально-методичного відділу,
к.е.н., доцент *Скляр І.Д.*
– завідувач кафедри економіки та бізнес-адміністрування.
д.е.н., професор *Мельник Л.Г.*

У термін з 12.05. 2016 р. по 16.05.2016 р. комісія виконала роботу щодо визначення практичного впровадження результатів дисертаційного дослідження Курбатової Т.О. на тему «Наукові засади організаційно-економічного механізму управління розвитком відновлювальної енергетики» у навчальний процес Навчально-наукового інституту фінансів, економіки та менеджменту імені Олега Балацького Сумського державного університету.

Комісія розглянула такі матеріали:

1. Дисертаційну роботу Курбатової Т.О. на тему «Наукові засади організаційно-економічного механізму управління розвитком відновлювальної енергетики».

2. Робочі програми курсів дисциплін:

– «Економічні основи ресурсозбереження» (викладається для студентів спеціальності 8.18010017 «Економіка довкілля та природних ресурсів» усіх форм навчання);

– «Економіка природних ресурсів» (викладається для студентів спеціальності 8.18010017 «Економіка довкілля та природних ресурсів» усіх форм навчання);

– «Екологічна економіка» (викладається для студентів спеціальності 8.18010017 «Економіка довкілля та природних ресурсів» усіх форм навчання);

3. Видані навчально-методичні та наукові матеріали для вивчення перерахованих дисциплін.

За результатами проведеної роботи комісією встановлено, що:

1. Розроблені у дисертаційній роботі Курбатової Т.О. на тему «Наукові засади організаційно-економічного механізму управління розвитком відновлювальної енергетики» теоретичні та методичні положення впроваджені як розділи курсів наступних дисциплін:

– «Економічні основи ресурсозбереження», розділ «Еколого-економічний механізм управління ресурсозбереженням», «Механізми управління ресурсозбереженням у розвинених країнах», «Проблеми управління раціональним ресурсовикористанням в Україні»;

– «Економіка природних ресурсів», розділ «Передумови та тенденції ресурсозбереження на сучасному етапі економічного розвитку»;

– «Екологічна економіка», розділ «Еколого-економічні інструменти управління економікою».

При цьому використовувались матеріали таких наукових публікацій:

1. Kurbatova T. Ukrainian renewable energy: economic determinants of growth, barriers and opportunities / T. Kurbatova // Modern problems of regional development: Collection of scientific articles. – Plovdiv, 2014. – P.59-62.

2. Kurbatova T. Economical mechanisms for renewable energy stimulation in Ukraine / T. Kurbatova, I. Sotnyk, H. Khlyap // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2014. – № 31. – P. 486-491.

3. Kurbatova T., Khlyap H. GHG emissions and economic measures for low carbon growth in Ukraine / T. Kurbatova, H. Khlyap // Carbon Management. – 2015. –Vol. 6, Issue 1-2, 2015, pp. 7-17.

4. Kurbatova T. State and economic prospects of developing potential of non-renewable and renewable energy resources in Ukraine / T. Kurbatova, H. Khlyap // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2015. – № 52 – P. 217-226.

5. Курбатова Т. О. Економічні механізми стимулювання розвитку відновлювальної енергетики в Європейському Союзі / Т.О. Курбатова // Механізм регулювання економіки – 2015. – № 4 (66). – С. 139-48.

6. Курбатова Т. О. Система торгівлі зеленими сертифікатами: перспективи для України / Т.О. Курбатова // Економіка і держава – 2015. – № 2. – С. 131-135

7. Економіка енергетики: підручник / під ред. д.е.н., проф. Л.Г. Мельника, д.е.н., проф. І.М. Сотник, Суми: Університетська книга. – 2015. – С. 378.

2. Застосування у навчальному процесі Навчально-наукового інституту фінансів, економіки та менеджменту імені Олега Балацького Сумського державного університету матеріалів дисертаційного дослідження Курбатової Т.О. дало змогу адаптувати вказані дисципліни до умов трансформаційних процесів в освіті, поглибити їх теоретико-методичні основи та підвищити якість підготовки фахівців з економічних спеціальностей.

Голова комісії: _____ Т.А. Васильєва

Члени комісії: _____ І.Д. Скляр

_____ Л.Г. Мельник