Петрусевич Геннадій. Інституційні моделі залучення довгострокових ресурсів до енергетичної трансформації в Європейському Союзі. *Інститут бухгалтерського обліку, контроль та аналіз в умовах глобалізації*. 2026. Випуск 2. С. 200-211.
DOI: https://doi.org/10.35774/ibo2026.02.200

УДК 330.322:620.9(4-6ЄС)
JEL Classification: G23, G28, O13, Q42, Q48

Петрусевич Геннадій
аспірант ДННУ «Академія фінансового управління»
м. Київ, Україна
E-mail: gennadii.petrusevych@gmail.com
ORCID: 0000-0003-1002-0841

ІНСТИТУЦІЙНІ МОДЕЛІ ЗАЛУЧЕННЯ ДОВГОСТРОКОВИХ РЕСУРСІВ ДО ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ТРАНСФОРМАЦІЇ В ЄВРОПЕЙСЬКОМУ СОЮЗІ

Анотація

Вступ. *Енергетична трансформація Європейського Союзу в умовах воєнних та геополітичних потрясінь перестала бути виключно завданням декарбонізації: вона визначає стійкість енергопостачання, промислову конкурентоспроможність і спроможність фінансової системи забезпечувати тривалі інвестиційні цикли. Особливого значення набуває інституційне узгодження строків фінансових зобов'язань, доходів проєктів та розподілу ризиків.*

Методи. *Використано порівняльно-інституційний і структурно-динамічний аналіз, дані Eurostat за 2021–2025 рр., матеріали Європейської комісії та ЄІБ. Вплив умов кредитування оцінено за ануїтетними платежами на основі офіційних параметрів програм фінансування відновлюваної енергетики Польщі та Литви.*

Результати. *Установлено зростання частки відновлюваної енергії у валовому кінцевому енергоспоживанні ЄС із 21,9 до 26,2%, а у валовому споживанні електроенергії – із 37,8 до 49,9%. Виокремлено п'ять інституційних моделей залучення довгострокових ресурсів: бюджетно-програмну, інвестиційно-банківську, контрактно-гарантійну, ринково-боргову й мережево-регуляторну. Розрахунки за офіційними умовами польської програми Pożyczka na OZE засвідчили, що ставка 1% замість 5,30% зменшує щорічний ануїтетний платіж за стандартизованим дванадцятирічним кредитом на 22,6%. Для литовської програми ILTE підвищення ставки з 2 до 4% збільшує платіж за двадцятирічним кредитом на 20,3%. Показано відмінність впливу війни в Україні та конфлікту в Перській затоці на імпортні й цінові ризики ЄС.*

Перспективи. *Обґрунтовано необхідність оцінювання інституційних моделей за додатково мобілізованим приватним капіталом, вартістю фінансування, бюджетною ціною підтримки й стійкістю проєктних грошових потоків до геополітичних потрясінь.*

Ключові слова: *енергетична трансформація; довгострокове фінансування; Європейський Союз; інституційні інвестори; енергетична безпека; геополітичний ризик; державно-приватне партнерство.*

© Петрусевич Геннадій, 2026

Вступ.

Енергетична трансформація Європейського Союзу загострює суперечність між тривалим строком окупності інфраструктурних активів і значно коротшим горизонтом приватних фінансових рішень. Будівництво відновлюваної генерації, мереж, накопичувачів та модернізація будівель потребують великих первинних вкладень, тоді як майбутні доходи залежать від тарифів, регулювання й надійності контрагентів. Отже, головна інституційна проблема полягає не лише у збільшенні обсягу капіталу, а в розподілі ризиків між державою, фінансовими посередниками та учасниками енергетичного ринку.

Вторгнення країни-агресора в Україну 2022 р. прискорило відмову ЄС від російського трубопровідного газу, проте збільшило вплив світових цін на зріджений природний газ (СПГ). Конфлікт у Перській затоці, що розпочався наприкінці лютого 2026 р., і порушення руху через Ормузьку протоку виявили нову вразливість диверсифікованої системи. Перший шок був зосереджений на постачальнику й трубопровідній мережі, другий – на морській логістиці та конкуренції за глобальні обсяги СПГ.

Зростання інвестиційних потреб енергетичного сектору Європейського Союзу зумовлює необхідність перегляду традиційних підходів до формування та використання довгострокових фінансових ресурсів. За оцінками Європейської комісії, у 2026–2030 рр. щорічний обсяг необхідних інвестицій становитиме близько 660 млрд євро порівняно із середньорічними 240 млрд євро у 2011–2021 рр. [13]. Така динаміка відображає зростання капіталомісткості енергетичної трансформації та посилює значення інституційних механізмів, спроможних забезпечувати акумулювання фінансових ресурсів, їх довгострокове інвестування та розподіл ризиків між державою, фінансовими установами й приватними інвесторами. Особливого значення набуває узгодження строків залучення капіталу з тривалими періодами окупності енергетичних проєктів, оскільки саме ця невідповідність нерідко обмежує інвестиційну активність навіть за наявності достатнього сукупного обсягу фінансових ресурсів.

Аналіз останніх досліджень та публікацій.

Енергетична трансформація Європейського Союзу супроводжується структурними змінами не лише у виробництві та споживанні енергії, а й у системі фінансового забезпечення енергетичного сектору. Висока капіталомісткість відновлюваної генерації, модернізації електромереж і розвитку енергетичної інфраструктури посилює потребу в довгострокових інвестиційних ресурсах та ефективних механізмах розподілу ризиків. Водночас війна в Україні й загострення геополітичної нестабільності в Перській затоці актуалізували питання енергетичної безпеки, цінової волатильності та інвестиційної передбачуваності. У науковій літературі ці процеси розглядаються переважно через взаємозв'язок енергетичної політики, державного регулювання та інвестиційної діяльності.

Вагомий внесок у дослідження економічних і безпекових передумов енергетичної трансформації зробили О. Длугопольський, В. Рудан, Ю. Гайда та В. Гуриш [1], які аналізують політику розвитку відновлюваної енергетики ЄС у взаємозв'язку з енергетичною безпекою, цінами та державним стимулюванням.

Геополітичний вимір цих процесів розкривають А. Голдтау та Р. Янгс [2], наголошуючи на посиленні взаємозалежності кліматичних пріоритетів і зовнішньополітичних ризиків після 2022 р. Водночас зазначені дослідження залишають простір для поглибленого аналізу інституційних механізмів залучення довгострокового капіталу та розподілу фінансових ризиків.

Фінансові аспекти низьковуглецевого розвитку висвітлено у працях Ф. Польціна [3], який систематизує бар'єри приватного інвестування, та М. Маццукато і Г. Семенюк [4], які обґрунтовують значення інституційних особливостей інвесторів для технологічної спрямованості капіталовкладень.

А. Ґеддес, Т. Шмідт і Б. Штеффен [5], а також П. Вайделіх і Б. Штеффен [6] досліджують участь державних інвестиційних банків у фінансуванні енергетичних проєктів і зниженні ризиків приватного капіталу. Їхні результати свідчать, що ефективність публічних фінансових інституцій визначається не стільки обсягами наданих ресурсів, скільки здатністю формувати сприятливі умови

для довгострокового інвестування.

Окремий напрям досліджень стосується контрактних і регуляторних механізмів забезпечення інвестиційної передбачуваності.

М. Віллемс [7] аналізує еволюцію європейської політики зниження інвестиційних ризиків, І. Шлехт, К. Маурер і Л. Гірт [8] розкривають особливості контрактів на різницю та проблеми узгодження економічних інтересів їхніх учасників, тоді як Х. Помбо-Ромеро та співавтори [9] досліджують ризики покупців електроенергії за довгостроковими договорами PPA. Сукупність цих праць засвідчує важливість стабільності майбутніх грошових потоків для залучення капіталу, проте не дає вичерпного уявлення про взаємодію фінансових інституцій і контрактних механізмів за умов геополітичної нестабільності.

Отже, попри значні напрацювання у сфері фінансування енергетичної трансформації, недостатньо дослідженим залишається питання порівняльної результативності інституційних моделей залучення довгострокових ресурсів з урахуванням строковості капіталу, розподілу ризиків і здатності мобілізувати приватні інвестиції. Особливого значення набуває оцінювання їхньої стійкості до енергетичних потрясінь, спричинених війною в Україні та конфліктом у Перській затоці, що визначає необхідність поглибленого аналізу інституційних засад фінансового забезпечення енергетичної трансформації ЄС.

Мета.

Мета дослідження полягала в обґрунтуванні та порівняльному оцінюванні інституційних моделей залучення довгострокових фінансових ресурсів для забезпечення енергетичної трансформації Європейського Союзу з урахуванням вартості й строковості капіталу, особливостей розподілу інвестиційних ризиків та впливу геополітичної нестабільності на стійкість фінансування енергетичних проєктів.

Для досягнення поставленої мети визначено такі завдання: дослідити динаміку енергетичної трансформації ЄС та її фінансового забезпечення у 2021–2025 рр.; систематизувати інституційні моделі мобілізації довгострокового капіталу й охарактеризувати механізми їх функціонування; визначити канали впливу війни в Україні та конфлікту в Перській затоці на інвестиційні ризики, вартість капіталу й умови фінансування енергетичного сектору; здійснити порівняльне оцінювання інституційних моделей за критеріями строковості ресурсів, розподілу ризиків, залучення приватного капіталу та стійкості інвестиційного фінансування; обґрунтувати напрями вдосконалення інституційного забезпечення довгострокових інвестицій в енергетичну трансформацію ЄС.

Методологія дослідження.

Методологічну основу дослідження становить поєднання порівняльно-інституційного та структурно-динамічного аналізу з методами оцінювання вартості проєктного фінансування. Інституційна модель залучення довгострокових ресурсів розглядається як стійка система взаємодії фінансових установ, інвесторів і державних інституцій, що охоплює джерела капіталу, контрактні механізми та принципи розподілу ризиків. На відміну від окремих фінансових інструментів, така модель визначає умови забезпечення строкової відповідності залучених ресурсів інвестиційному циклу енергетичних проєктів, а також розподіл фінансових зобов'язань між учасниками інвестиційного процесу.

Емпіричну основу дослідження сформовано за статистичними даними Eurostat щодо розвитку відновлюваної енергетики [10], Європейської комісії стосовно газового імпорту [11], Eurostat щодо вартості імпорту енергоресурсів [12] та Європейського інвестиційного банку про обсяги фінансування [14] за 2021–2025 рр. Геополітичні події 2026 р. розглянуто окремо для визначення додаткових ризиків довгострокового інвестування. Для розрахунків боргового навантаження використано оприлюднені ставки та строки кредитних програм Польщі й Литви [24; 25]. При цьому розмежовано фактичні статистичні показники, нормативні умови кредитування,

попередні оцінки, цільові орієнтири та результати розрахунків.

Для оцінювання чутливості вартості довгострокового фінансування до зміни процентної ставки використано ануїтетний коефіцієнт, який характеризує величину періодичного платежу на одиницю залученого капіталу за умови рівномірного погашення заборгованості:

$$a(r,T) = \frac{r}{1-(1+r)^{-T}}$$

де $a(r,T)$ – ануїтетний коефіцієнт; r – процентна ставка за один розрахунковий період у десятковому вираженні; T – кількість періодів погашення заборгованості.

Розрахунок здійснюється за припущення незмінності процентної ставки та рівних платежів наприкінці кожного року. Процентні ставки й строки погашення відповідають офіційним умовам програм [24; 25], натомість розміри кредитів і графіки погашення стандартизовано для порівняння. Тому отримані результати характеризують розрахункове боргове навантаження, а не фактичні умови окремих кредитних договорів.

Результати.

У 2021–2025 рр. частка відновлюваної енергії у валовому кінцевому споживанні ЄС зросла з 21,9% до попередніх 26,2%, тобто на 4,3 відсоткового пункта; у споживанні електроенергії – з 37,8% до 49,9%, або на 12,1 пункта [10]. Випереджальний розвиток відновлюваної електрогенерації означає, що подальша трансформація дедалі більше залежатиме від інвестицій у мережі, накопичення, тепло- й електропостачання та електрифікацію промисловості.

Таблиця 1. Динаміка частки відновлюваної енергії у споживанні ЄС у 2021–2025 роках, %

Показник	2021	2022	2023	2024	2025*
У валовому кінцевому енергоспоживанні	21,9	23,0	24,6	25,2	26,2
У валовому споживанні електроенергії	37,8	41,2	45,4	47,5	49,9
Розрив між електроенергією та всією енергією, в. п.	15,9	18,2	20,8	22,3	23,7

Джерело: складено за даними [10].

** Дані за 2025 р. попередні; розрив розраховано автором.*

Динаміка розвитку відновлюваної енергетики в Європейському Союзі характеризується суттєвими відмінностями між електроенергетикою та загальним кінцевим енергоспоживанням. Упродовж 2021–2025 рр. частка відновлюваних джерел у валовому споживанні електроенергії зросла з 37,8 до 49,9%, тоді як у валовому кінцевому енергоспоживанні – з 21,9 до 26,2%. Відповідно, розрив між показниками збільшився з 15,9 до 23,7 відсоткового пункта, відображаючи випереджальні темпи розвитку відновлюваної електроенергетики порівняно зі змінами загальної структури енергоспоживання. Така нерівномірність пов'язана з відмінностями технологічних можливостей і капіталомісткості декарбонізації окремих секторів, насамперед промисловості, транспорту та теплопостачання. Динаміку зазначених показників відображено на рис. 1.

Нерівномірність розвитку відновлюваної енергетики зумовлює необхідність диференціації механізмів довгострокового фінансування відповідно до капіталомісткості, строків окупності та особливостей формування доходів енергетичних активів. Якщо повернення інвестицій у генерувальні потужності переважно забезпечується реалізацією електроенергії, то фінансування мережевої інфраструктури залежить від тарифного регулювання, а систем накопичення енергії – від доходів на ринках балансування, допоміжних послуг та інших джерел. Значення інституційного забезпечення інвестицій посилюється з огляду на встановлену ЄС ціль досягнення щонайменше 42,5% відновлюваної енергії у валовому кінцевому енергоспоживанні до 2030 р. [21]. Порівняно з попереднім показником 2025 р. це передбачає збільшення частки на 16,3 відсоткового пункта, або в середньому на 3,26 пункта щорічно, тоді як у 2021–2025 рр. середньорічний приріст становив близько 1,08 пункта. Така відмінність засвідчує необхідність прискорення інвестиційних процесів і

розширення можливостей мобілізації довгострокового капіталу.

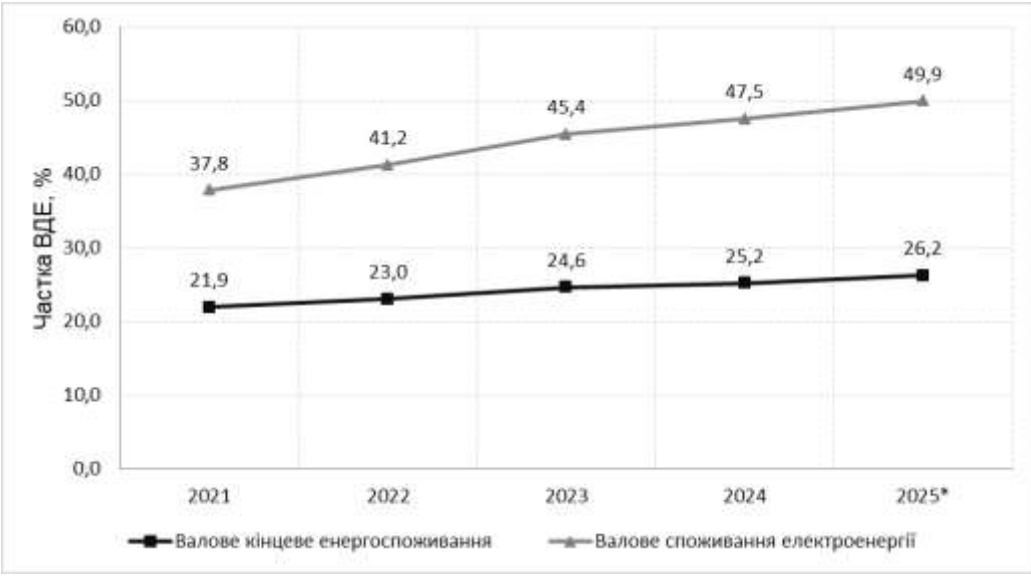


Рис. 1. Зміна частки відновлюваних джерел енергії у споживанні ЄС у 2021–2025 роках
Джерело: побудовано за даними Eurostat [10]; 2025 р. – попередні дані.

Додатковим чинником трансформації інвестиційних пріоритетів стала зміна структури енергетичного імпорту ЄС під впливом війни в Україні. За даними Європейської комісії, частка російського газу в імпорті скоротилася приблизно з 45% у 2021 р. до 12–13% у 2025 р., натомість частка скрапленого природного газу (СПГ) зросла з 20 до 45%, а обсяг його імпорту у 2025 р. досяг 131 млрд куб. м [11]. Одночасно вартість імпорту енергопродуктів зменшилася з 693,4 млрд євро у 2022 р. до 336,7 млрд євро у 2025 р. [12]. Попри зниження імпортних витрат, переорієнтація газопостачання супроводжується зміною структури зовнішніх ризиків: послаблення залежності від окремого постачальника поєднується зі збереженням чутливості до кон'юнктури світового ринку СПГ, що набуває особливого значення за умов геополітичної нестабільності в Перській затоці.

За таких обставин зростає роль наднаціональних фінансових інституцій у забезпеченні інвестиційної стійкості енергетичного сектору. У 2025 р. група Європейського інвестиційного банку спрямувала близько 33 млрд євро на фінансування енергетичної безпеки, підтримавши інвестиції загальним обсягом майже 108 млрд євро, з яких 11 млрд євро фінансування припало на відновлювану енергетику [14]. Співвідношення власного фінансування ЄІБ та загального обсягу підтриманих інвестицій характеризує його роль у мобілізації капіталу, хоча не є безпосереднім показником залучення виключно приватних ресурсів.

Відмінності в джерелах фінансування, механізмах повернення капіталу та розподілі інвестиційних ризиків дають підстави виокремити п'ять інституційних моделей залучення довгострокових ресурсів: бюджетно-програмну, інвестиційно-банківську, контрактно-гарантійну, ринково-боргову та мережево-регуляторну. Їхні особливості визначаються характером участі держави й фінансових посередників, умовами формування інвестиційних доходів та здатністю забезпечувати фінансування активів із тривалим періодом окупності. Порівняльну характеристику зазначених моделей наведено в табл. 2.

Таблиця 2. Інституційні моделі мобілізації довгострокових ресурсів для енергетичної трансформації ЄС

Модель та головні учасники	Фінансовий механізм	Ключовий ризик і спосіб його розподілу
Бюджетно-програмна: Єврокомісія, уряди, регіони	Гранти, субсидовані позики, RRF, CEF, фонди згуртованості	Суспільна віддача без повної комерційної окупності; бюджетні кошти покривають незворотні витрати
Інвестиційно-банківська: ЄІБ, національні банки розвитку, комерційні банки	Синдиковані кредити, гарантії, спільне фінансування, субординований капітал	Кредитний, технологічний та строковий ризики; публічний посередник частково їх поглинає
Контрактно-гарантійна: держава, виробники, промислові покупці	Аукціони, двосторонні CfD, довгострокові PPA, гарантії платежу	Невизначеність ціни та доходу; контракт стабілізує грошовий потік
Ринково-боргова: емітенти, фонди, страховики, пенсійні інвестори	Зелені облігації, інфраструктурні фонди, сек'юритизація, капітал	Ліквідність, верифікація цільового використання, ринкова переоцінка
Мережево-регуляторна: оператори мереж, регулятори, міждержавні структури	Регульована база активів, тарифне відшкодування, CEF/PCI, залучення капіталу	Регуляторний ризик і тривалість окупності; правила тарифоутворення знижують невизначеність

Джерело: розроблено автором на основі [3–9; 13; 16; 17; 22].

CfD – контракт на різницю; PPA – договір купівлі-продажу електроенергії; CEF – Connecting Europe Facility; PCI – проєкт спільного інтересу.

Запропонований поділ є функціональним. Один проєкт може одночасно отримувати грант, кредит ЄІБ, приватне фінансування і дохід за PPA. Однак кожен інструмент повинен усувати конкретну фінансову перешкоду: множинність програм без чіткого розподілу ризику може лише збільшувати транзакційні витрати.

Бюджетно-програмна модель доцільна для об'єктів із високою суспільною віддачею та недостатньою комерційною окупністю: енергоефективності будівель, транскордонних мереж і вразливих громад. На 2021–2027 рр. у політиці згуртованості ЄС на енергетичні пріоритети передбачено близько 43,7 млрд євро, а на енергетичний компонент Connecting Europe Facility – 5,8 млрд євро [16]. Це багаторічні бюджетні асигнування, а не щорічні інвестиції.

ЄІБ та національні банки розвитку завдяки довгому горизонту зобов'язань можуть кредитувати проєкти, для яких приватне фінансування є надто дорогим або коротким. За інвестиційною стратегією 2026 р. ЄІБ планує понад 75 млрд євро фінансування протягом трьох років [13]. Це оголошений намір, а не здійснені вкладення; на відміну від грантової підтримки, кредитні кошти повертаються, проте частина ризику залишається публічною.

А. Ґеддес та співавтори [5] і П. Вайделіх та Б. Штеффен [6] показують, що додана цінність державного інвестиційного банку охоплює стандарти оцінювання ризиків, демонстраційні проєкти та залучення нових кредиторів. Тому ефект мобілізації слід відокремлювати від співфінансування, яке існувало б і без публічної участі.

Контрактно-гарантійна модель забезпечує передбачуваність доходів відновлюваної генерації. Реформа ринку електроенергії ЄС, чинна з липня 2024 р., розширила можливості довгострокових PPA та двосторонніх контрактів на різницю (CfD) [17]. Водночас банківська прийнятність договору залежить не лише від зафіксованої ціни, а й від платоспроможності покупця, індексації та гарантій виконання.

І. Шлехт, К. Маурер і Л. Гірт [8] застерігають, що CfD, прив'язані до фактичного виробітку, можуть послаблювати стимули реагувати на низькі та від'ємні ринкові ціни. Дослідження Х. Помбо-Ромеро та співавторів [9] виявляє значущість кредитного ризику покупця за PPA. Отже, довгостроковість контракту сама по собі не гарантує низької ризиковості: вирішальними залишаються його дизайн і надійність контрагента.

Ринково-боргова модель спирається на довгострокові заощадження пенсійних, страхових та інфраструктурних фондів. Частка зелених облігацій у випусках державних і корпоративних паперів ЄС зросла з 5,3% у 2023 р. до 6,9% у 2024 р. [15]. Однак «зелене» маркування може супроводжувати рефінансування наявних активів; отже, необхідно відрізняти валовий випуск

паперів від додаткового фінансування нових енергетичних об'єктів.

На кінець 2025 р. обсяг непогашених NextGenerationEU Green Bonds сягнув 78,5 млрд євро [23]. Такі запозичення розподіляють бюджетне навантаження в часі, але потребують незалежної перевірки цільового використання коштів, готовності проєктів і відповідності строків боргу фактичному отриманню енергетичного ефекту.

Мережево-регуляторна модель залучення довгострокового капіталу ґрунтується на забезпеченні повернення інвестицій через регульовані тарифи та дозволену дохідність інвестиційної бази. Передбачуваність відповідних грошових потоків створює сприятливі умови для довгострокового кредитування, проте водночас посилює залежність фінансової стійкості проєктів від регуляторної політики. Зокрема, затримки технологічного приєднання, обмеження генерації та недостатня пропускна спроможність електромереж можуть знижувати результативність інвестицій навіть за порівняно низької вартості капіталу. За таких обставин інструменти Connecting Europe Facility та ініціативи Європейської комісії щодо розвитку інфраструктурного фінансування за участю ЄІБ [13; 16] набувають значення для узгодження інвестицій у генерувальні потужності з модернізацією енергетичних мереж.

Практичні особливості інституційного забезпечення довгострокового фінансування простежуються на прикладі кредитних програм Польщі та Литви, які передбачають поєднання ресурсів європейських фондів із механізмами національних інституцій розвитку. У Польщі програма *Pożyczka na OZE*, що реалізується в Нижньосілезькому воєводстві через фінансових посередників за участю Bank Gospodarstwa Krajowego, передбачає кредитування проєктів відновлюваної енергетики за фіксованою ставкою 1% річних, тоді як ставка фінансування на ринкових умовах починається від 5,30%. Максимальний обсяг кредиту становить 10 млн злотих, строк погашення – до 12 років для установок потужністю понад 50 кВт із можливістю продовження до 15 років для біогазових проєктів. Додатково передбачено можливість грантового погашення частини основної суми кредиту до 30% залежно від умов інвестиційного проєкту [24].

Інший підхід застосовує литовський національний банк розвитку ILTE в межах програми кредитування підприємств централізованого теплопостачання та незалежних виробників теплової енергії. Для проєктів використання відновлюваних джерел тепла передбачено фінансування строком до 20 років за фіксованою ставкою 2% річних, яка за певних умов державної допомоги може підвищуватися до 4%. Програма допускає поєднання кредиту з грантом у розмірі до 25% прийнятних витрат проєкту за встановлених обмежень та вимагає щонайменше 20% фінансування за рахунок власних або інших приватних ресурсів [25]. На відміну від польського механізму, литовська програма передбачає обов'язкову участь інших джерел фінансування, що впливає на структуру капіталу інвестиційного проєкту.

Для порівняльного оцінювання впливу умов кредитування на боргове навантаження здійснено розрахунок ануїтетних платежів за оприлюдненими параметрами зазначених програм. У польському випадку прийнято кредит обсягом 10 млн злотих строком на 12 років, у литовському – розрахунковий кредит 10 млн євро строком на 20 років. Для кожної програми розглянуто два варіанти процентної ставки за незмінності строку й суми кредитування. Результати наведено в табл. 3.

Таблиця 3. Порівняльна оцінка вартості довгострокового кредитування за програмами енергетичної трансформації Польщі та Литви

Кредитна програма	Умови	Річний платіж, тис.	Сукупні проценти, млн
Польща, Pożyczka na OZE, пільгові умови	1% / 12 р.	888,49	0,662
Польща, Pożyczka na OZE, ринкові умови	5,30% / 12 р.	1 147,42	3,769
Литва, ILTE, базова ставка	2% / 20 р.	611,57	2,231
Литва, ILTE, підвищена ставка	4% / 20 р.	735,82	4,716

Джерело: розраховано автором за офіційними умовами програм [24; 25].

Проведені розрахунки виявляють істотний вплив інституційно визначених умов кредитування на вартість довгострокових фінансових ресурсів. За польською програмою застосування пільгової ставки 1% замість мінімальної оприлюдненої ринкової ставки 5,30% зменшує щорічний платіж за кредитом на 258,94 тис. злотих, або на 22,6%, а сукупні процентні витрати за дванадцятирічний період – приблизно на 3,11 млн злотих. У литовській програмі підвищення ставки з 2 до 4% збільшує річне боргове навантаження на 124,25 тис. євро, або на 20,3%, а загальні процентні витрати – майже на 2,49 млн євро. Водночас різна валютна номінація кредитів і тривалість їх погашення не дають підстав безпосередньо зіставляти абсолютні суми платежів між країнами.

Економічне значення отриманих результатів полягає в тому, що пільгове кредитування знижує мінімально необхідний обсяг грошових надходжень для обслуговування боргу, розширюючи можливості реалізації капіталомістких енергетичних проєктів. Проте така перевага супроводжується перерозподілом частини фінансових витрат і ризиків на публічні інституції. Тому результативність відповідних механізмів доцільно оцінювати не лише за економією процентних платежів для позичальника, а й за бюджетною вартістю підтримки, обсягом залученого приватного капіталу та здатністю забезпечувати реалізацію інвестицій, які без публічного фінансування залишалися б економічно недостатньо привабливими. Зазначені розрахунки характеризують потенційний ефект оприлюднених кредитних умов, але не є оцінкою фактичної результативності програм чи вартості державної підтримки.

Значення таких інституційних механізмів посилюється в умовах геополітичних потрясінь, які змінюють не лише структуру енергопостачання, а й умови залучення довгострокового капіталу. Повномасштабна війна проти України з 2022 р. насамперед виявила вразливість ЄС до концентрації імпорту трубопровідного газу, тоді як конфлікт у Перській затоці у 2026 р. актуалізував ризики глобальної логістики та цінової нестабільності ринку скрапленого природного газу. За даними Міжнародного енергетичного агентства, до загострення конфлікту через Ормузьку протоку транспортувалися обсяги СПГ, еквівалентні майже 20% світового постачання, а в березні–червні 2026 р. завантаження СПГ у Катарі та ОАЕ скоротилися на 35 млрд куб. м порівняно з відповідним періодом 2025 р. [18]. Для ЄС основним каналом поширення цього потрясіння стала зміна світових цін і посилення конкуренції за доступні обсяги СПГ.

Масштаби цінової нестабільності відображають зміни на європейському газовому ринку наприкінці жовтня 2026 р., коли котирування TTF короткочасно досягли близько 100 євро за МВт·год, а заповненість газосховищ ЄС становила приблизно 75% проти 83% роком раніше [20]. Ці показники характеризують короткостроковий стан ринку, однак виявляють збереження залежності енергетичної безпеки ЄС від зовнішніх постачань і світової цінової кон'юнктури. Для фінансування енергетичної трансформації така залежність має подвійні наслідки: підвищує економічну цінність інвестицій у власні джерела енергії та водночас посилює невизначеність майбутніх витрат, доходів і вартості кредитних ресурсів.

Можливі макроекономічні наслідки тривалого порушення енергопостачання відображено у стрес-сценарії Європейської комісії, оприлюдненому в травні 2026 р. За припущення суттєвого обмеження транспортування через Ормузьку протоку ціни на нафту могли досягнути близько 180 дол. США за барель, а на природний газ – 80 євро за МВт·год. За таких умов темпи зростання ВВП ЄС були б нижчими від базового прогнозу на 0,4 відсоткового пункта у 2026 р. та на 0,7 пункта у 2027 р. [19]. Зазначені значення є результатами сценарного моделювання, а не фактично зафіксованими макроекономічними наслідками конфлікту. Водночас вони засвідчують, що енергетичні потрясіння здатні одночасно впливати на виробничі витрати, інфляційні очікування, умови кредитування та інвестиційну активність.

Відповідно, оцінювання стійкості інституційних моделей фінансування має враховувати можливість одночасного погіршення цінових умов, зростання кредитних спредів і послаблення платоспроможності покупців енергії. За наявності спільних джерел ризику диверсифікація інвестицій між окремими проєктами не забезпечує належного захисту від системних втрат. Натомість

довгострокові контракти, гарантії виконання фінансових зобов'язань і механізми страхування політичних ризиків можуть знижувати невизначеність майбутніх грошових потоків, проте потребують обґрунтованого розподілу відповідальності між державою та приватними інвесторами.

Вибір інституційної моделі фінансування доцільно узгоджувати зі стадією технологічного розвитку та характером ризиків енергетичного проєкту. На початкових етапах впровадження інновацій перевагу мають грантові інструменти та ризиковий капітал, тоді як комерційне масштабування потребує довгострокових кредитів, гарантій і контрактної стабілізації доходів. Для зрілих енергетичних активів перспективним є рефінансування через зелені облігації та інфраструктурні інвестиційні фонди. Така диференціація дає змогу обмежувати використання бюджетних ресурсів для проєктів, здатних залучати ринкове фінансування, та зосереджувати публічну підтримку на ризиках, які приватний сектор не спроможний прийняти на економічно обґрунтованих умовах.

Результативність інституційних моделей залучення довгострокового капіталу визначається їхньою здатністю забезпечувати мобілізацію додаткових приватних інвестицій, прийнятну вартість і строковість ресурсів, обмеження бюджетних зобов'язань та підвищення стійкості енергетичної системи. Відтак збільшення обсягів кредитування або встановленої генерувальної потужності не може вважатися достатнім критерієм ефективності без урахування надійності енергопостачання, розвитку мережевої інфраструктури та зниження зовнішньої енергетичної залежності.

Для України європейський досвід має особливе значення в частині поєднання довгострокових кредитів банків розвитку з грантовим фінансуванням, гарантіями політичних і воєнних ризиків та механізмами підтримки розподіленої генерації. Водночас застосування пільгових процентних ставок за умов високої ймовірності фізичного пошкодження енергетичних активів не забезпечує достатнього зниження інвестиційних ризиків. Тому формування інституційних механізмів фінансування відбудови та модернізації енергетичної системи України потребує насамперед узгодження джерел капіталу з характером ризиків, строками реалізації проєктів та перспективами інтеграції до європейського енергетичного ринку.

Висновки і перспективи.

Проведене дослідження засвідчило, що результативність енергетичної трансформації Європейського Союзу визначається не лише обсягами інвестицій, а й інституційною спроможністю забезпечувати відповідність строків фінансування періодам окупності енергетичних активів та раціональний розподіл ризиків. Упродовж 2021–2025 рр. частка відновлюваних джерел у валовому кінцевому енергоспоживанні зросла на 4,3 відсоткового пункта, тоді як в електроспоживанні – на 12,1 пункта. Виявлена нерівномірність актуалізує необхідність випереджального розвитку електромереж, систем накопичення енергії та інфраструктури електрифікації, фінансування яких потребує відмінних механізмів формування інвестиційних доходів.

Обґрунтовано виокремлення п'яти взаємопов'язаних інституційних моделей залучення довгострокового капіталу: бюджетно-програмної, інвестиційно-банківської, контрактно-гарантійної, ринково-боргової та мережево-регуляторної. Їхня результативність залежить від узгодженості фінансових інструментів із характером інвестиційних ризиків і здатності мобілізувати приватний капітал за економічно обґрунтованого рівня бюджетних зобов'язань. Порівняльні розрахунки за умовами кредитних програм Польщі та Литви підтвердили істотний вплив процентної ставки та строковості ресурсів на боргове навантаження енергетичних проєктів. Водночас зниження вартості кредитування для позичальника не є достатнім свідченням ефективності державної підтримки без оцінювання її бюджетної вартості та додатково залучених інвестицій.

Встановлено, що війна в Україні та конфлікт у Перській затоці виявили різні джерела зовнішньої вразливості енергетичного сектору ЄС: концентрацію імпортних постачань і залежність від глобальної логістики та цінової кон'юнктури СПГ. За таких умов стійкість інституційних моделей визначається їхньою здатністю обмежувати вплив взаємопов'язаних енергетичних і фінансових

ризиків на довгострокові інвестиційні зобов'язання. Для України особливе значення має поєднання кредитів банків розвитку з грантовим фінансуванням та гарантіями воєнних і політичних ризиків, які не можуть бути повністю компенсовані пільговими процентними ставками.

Перспективи подальших досліджень пов'язані з кількісним оцінюванням результативності інституційних моделей на основі проєктних даних ЄІБ, InvestEU та національних банків розвитку, зокрема щодо фактичної мобілізації приватного капіталу, вартості гарантійної підтримки та фінансової стійкості енергетичних інвестицій за умов геополітичної нестабільності.

Список використаних джерел

1. Длугопольський О., Рудан В., Гайда Ю., Гуриш В. Політика ЄС щодо розвитку відновлюваних джерел енергії: питання енергетичної безпеки. *Журнал європейської економіки*. 2025. Т. 24, № 2. С. 291–309. URL: https://jeej.wunu.edu.ua/index.php/ukjee/article/view/1868 (дата звернення: 10.09.2026).

2. Goldthau A., Youngs R. The EU Energy Crisis and a New Geopolitics of Climate Transition. JCMS: *Journal of Common Market Studies.* 2023. Vol. 61, Suppl. 1. P. 115–124. DOI: https://doi.org/10.1111/jcms.13539.

3. Polzin F. Mobilizing private finance for low-carbon innovation – A systematic review of barriers and solutions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* 2017. Vol. 77. P. 525–535. DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.007.

4. Mazzucato M., Semieniuk G. Financing renewable energy: Who is financing what and why it matters. *Technological Forecasting and Social Change.* 2018. Vol. 127. P. 8–22. DOI: https://doi.org/10.1016/j.techfore.2017.05.021.

5. Geddes A., Schmidt T. S., Steffen B. The multiple roles of state investment banks in low-carbon energy finance: An analysis of Australia, the UK and Germany. *Energy Policy*. 2018. Vol. 115. P. 158–170. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.01.009.

6. Waidelich P., Steffen B. Renewable energy financing by state investment banks: Evidence from OECD countries. *Energy Economics*. 2024. Vol. 132. Art. 107455. DOI: https://doi.org/10.1016/j.eneco.2024.107455.

7. Willems M. From states to markets and back? The European Union's decades-long struggle over renewable energy derisking. *Journal of European Public Policy*. 2026. Vol. 33, No. 6. P. 1705–1733. DOI: https://doi.org/10.1080/13501763.2025.2550492.

8. Schlecht I., Maurer C., Hirth L. Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them. *Energy Policy.* 2024. Vol. 186. Art. 113981. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.113981.

9. Pombo-Romero J., Rúas-Barrosa O., Vázquez C. Assessing the value and risk of renewable PPAs. *Energy Economics.* 2024. Vol. 139. Art. 107861. DOI: https://doi.org/10.1016/j.eneco.2024.107861.

10. *Eurostat.* Share of energy from renewable sources (nrg_ind_ren). Data updated 2026. URL: https://doi.org/10.2908/NRG_IND_REN (дата звернення: 10.09.2026).

11. *European Commission*. Market analysis: Gas market reports and 2025 gas import statistics. 2026. URL: https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/market-analysis_en (дата звернення: 10.09.2026).

12. *Eurostat.* EU imports of energy products decreased again in 2025. 25 March 2026. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20260325-3 (дата звернення: 10.09.2026).

13. *European Commission.* Clean Energy Investment Strategy. COM(2026) 116 final. 10 March 2026. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/funding-and-financing/clean-energy-investment_en (дата звернення: 10.09.2026).

14. *European Investment Bank. Powering Europe*: EIB Group 2025 Activity Report. 2026. URL: https://www.eib.org/en/publications/online/all/eib-group-activity-report-2025 (дата звернення: 10.09.2026).

15. *European Environment Agency. Green bonds in Europe*. 2025. URL: https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/green-bonds-8th-eap (дата звернення: 10.09.2026).

16. *European Commission*. EU funding possibilities in the energy sector. 2026. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/funding-and-financing/eu-funding-possibilities-energy-sector_en (дата звернення: 10.09.2026).

17. *European Commission*. Electricity market design: Reform of the electricity market design. 2024–2025. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/electricity-market-design_en (дата звернення: 10.09.2026).

18. *International Energy Agency*. Gas Market Report, Q3-2026. Paris: IEA, 2026. URL: https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q3-2026 (дата звернення: 10.09.2026).

19. *European Commission*, Joint Research Centre. How a prolonged Middle East crisis would impact energy prices and the EU economy. 27 May 2026. URL: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/jrc-news-and-updates/how-prolonged-middle-east-crisis-would-impact-energy-prices-and-eu-economy-2026-05-27_en (дата звернення: 10.09.2026).

20. *Reuters*. EU energy ministers discuss soaring fuel prices as winter looms. 29 October 2026. URL: https://www.reuters.com/business/energy/eu-energy-ministers-discuss-soaring-fuel-prices-winter-looms-2026-10-29/ (дата звернення: 10.09.2026).

21. *European Commission*. Renewable Energy Directive: Rules and financing. 2026. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-rules-and-financing/renewable-energy-directive_en (дата звернення: 10.09.2026).

22. *European Commission*. Recovery and Resilience Facility. 2026. URL: https://commission.europa.eu/business-economy-euro/economic-recovery/recovery-and-resilience-facility_en (дата звернення: 10.09.2026).

23. *European Commission*. Report on borrowing, debt management and related lending operations. COM(2026) 164 final. 2026. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52026DC0164 (дата звернення: 10.09.2026).

24. *Fundusz Regionu Wałbrzyskiego*. Pożyczka na OZE. 17 sierpnia 2026 r. URL: https://frw.pl/pozyczka-na-oze-dolny-slask/ (дата звернення: 10.09.2026).

25. *ILTE*. Paskolos šilumos tiekėjams ir gamintojams. URL: https://ilte.lt/paslaugos/25/paskolos-silumos-tiekejams-ir-gamintojams-221 (дата звернення: 10.09.2026).

Статтю отримано: 11.09.2026 / Рецензування 27.10.2026 / Прийнято до друку: 30.10.2026

Gennadii Petrusevych
PhD student
State Educational and Scientific Institution “Academy of Financial Management”
Kyiv, Ukraine
E-mail: gennadii.petrusevych@gmail.com
ORCID: 0000-0003-1002-0841

INSTITUTIONAL MODELS FOR MOBILISING LONG-TERM RESOURCES FOR THE ENERGY TRANSITION IN THE EUROPEAN UNION

Abstract

Introduction. *The European Union’s energy transition increasingly depends on its capacity to transform savings and public risk-sharing commitments into long-term financing for generation, electricity grids, storage and energy efficiency. The war against Ukraine and the 2026 conflict in the Persian Gulf have revealed different vulnerabilities in the EU energy system and changed the relative importance of security, affordability and decarbonisation.*

Methods. *The study combines comparative institutional and structural analysis with Eurostat statistics for 2021–2025, European Commission and EIB data. Annuity payments are calculated using officially published terms of renewable-energy credit programmes in Poland and Lithuania; loan sizes and repayment schedules are standardised for comparison.*

Results. *Renewables increased their share of EU gross final energy consumption from 21.9% to 26.2% and of gross electricity consumption from 37.8% to 49.9%. Five institutional financing models are distinguished: budgetary and programme-based, public investment banking, contractual and guarantee-based, capital-market debt, and regulated network investment. Under the Polish Pożyczka na OZE programme, applying the published preferential rate of 1% rather than the 5.30% market-rate floor reduces the modelled annual payment for a twelve-year loan by 22.6%. Under Lithuania’s ILTE programme, raising the rate from 2% to 4% increases the modelled annual payment for a twenty-year loan by 20.3%. The analysis distinguishes supply-concentration risks related to the war in Ukraine from global LNG price and shipping risks linked to the Persian Gulf conflict.*

Discussion. *Institutional performance should be assessed through genuinely additional private investment, financing costs and maturities, the fiscal cost of support, and resilience of project cash flows under correlated geopolitical shocks.*

Keywords: *energy transition; long-term finance; European Union; institutional investors; energy security; geopolitical risk; public-private investment.*

References

1. Dluhopolskyi, O., Rudan, V., Haida, Y., & Hurysh, V. (2025). Polityka YeS shchodo rozvytku vidnovliuvanykh dzherel enerhii: pytannia enerhetychnoi bezpeky [EU policy on renewable energy development: Energy security issues]. *Journal of European Economy, 24(2),* 291–309. https://jeej.wunu.edu.ua/index.php/ukjee/article/view/1868

2. Goldthau, A., & Youngs, R. (2023). The EU energy crisis and a new geopolitics of climate transition. JCMS: *Journal of Common Market Studies, 61(S1),* 115–124. https://doi.org/10.1111/jcms.13539

3. Polzin, F. (2017). Mobilizing private finance for low-carbon innovation – A systematic review of barriers and solutions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 77*, 525–535. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.007

4. Mazzucato, M., & Semieniuk, G. (2018). Financing renewable energy: Who is financing what and why it matters. *Technological Forecasting and Social Change, 127,* 8–22. https://doi.org/10.1016/j.techfore.2017.05.021

5. Geddes, A., Schmidt, T. S., & Steffen, B. (2018). The multiple roles of state investment banks in low-carbon energy finance: An analysis of Australia, the UK and Germany. *Energy Policy, 115,* 158–170. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.01.009

6. Waidelich, P., & Steffen, B. (2024). Renewable energy financing by state investment banks: Evidence from OECD countries. *Energy Economics, 132*, 107455. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2024.107455

7. Willems, M. (2026). From states to markets and back? The European Union's decades-long struggle over renewable energy derisking. *Journal of European Public Policy, 33(6),* 1705–1733. https://doi.org/10.1080/13501763.2025.2550492

8. Schlecht, I., Maurer, C., & Hirth, L. (2024). Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them. *Energy Policy, 186*, 113981. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.113981

9. Pombo-Romero, J., Rúas-Barrosa, O., & Vázquez, C. (2024). Assessing the value and risk of renewable PPAs. *Energy Economics, 139,* 107861. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2024.107861

10. Eurostat. (2026). Share of energy from renewable sources (nrg_ind_ren) [Data set]. https://doi.org/10.2908/NRG_IND_REN

11. *European Commission*. (2026a). Market analysis: Gas market reports and gas import statistics. https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/market-analysis_en

12. *Eurostat*. (2026, March 25). EU imports of energy products decreased again in 2025. https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20260325-3

13. *European Commission*. (2026b, March 10). Clean energy investment strategy (COM(2026) 116 final). https://energy.ec.europa.eu/topics/funding-and-financing/clean-energy-investment_en

14. *European Investment Bank*. (2026). Powering Europe: EIB Group 2025 activity report. https://www.eib.org/en/publications/online/all/eib-group-activity-report-2025

15. *European Environment Agency*. (2025). Green bonds in Europe. https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/green-bonds-8th-eap

16. *European Commission. (2026c).* EU funding possibilities in the energy sector. https://energy.ec.europa.eu/topics/funding-and-financing/eu-funding-possibilities-energy-sector_en

17. *European Commission*. (2024). Electricity market design: Reform of the electricity market design. https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/electricity-market-design_en

18. *International Energy Agency*. (2026). Gas market report, Q3-2026. https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q3-2026

19. *European Commission, Joint Research Centre*. (2026, May 27). How a prolonged Middle East crisis would impact energy prices and the EU economy. https://joint-research-centre.ec.europa.eu/jrc-news-and-updates/how-prolonged-middle-east-crisis-would-impact-energy-prices-and-eu-economy-2026-05-27_en

20. *Reuters.* (2026, October 29). EU energy ministers discuss soaring fuel prices as winter looms. https://www.reuters.com/business/energy/eu-energy-ministers-discuss-soaring-fuel-prices-winter-looms-2026-10-29/

21. *European Commission*. (2026d). Renewable energy directive: Rules and financing. https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-rules-and-financing/renewable-energy-directive_en

22. *European Commission*. (2026e). Recovery and resilience facility. https://commission.europa.eu/business-economy-euro/economic-recovery/recovery-and-resilience-facility_en

23. *European Commission*. (2026f). Report on borrowing, debt management and related lending operations (COM(2026) 164 final). https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52026DC0164

24. *Fundusz Regionu Wałbrzyskiego*. (2026, August 17). Pożyczka na OZE [Loan for renewable energy sources]. https://frw.pl/pozyczka-na-oze-dolny-slask/

25. *ILTE*. (n.d.). Paskolos šilumos tiekėjams ir gamintojams [Loans for heat suppliers and producers]. https://ilte.lt/paslaugos/25/paskolos-silumos-tiekejams-ir-gamintojams-221

Received: 09.11.2026 / Review 10.27.2026 / Accepted 10.30.2026