

Міністерство освіти і науки України  
Національний університет «Києво-Могилянська академія»  
Факультет економічних наук  
Кафедра фінансів

**Магістерська робота**  
ОСВІТНІЙ СТУПІНЬ - МАГІСТР

на тему: **«ФАКТОРИ ФОРМУВАННЯ ЦІНИ НА СВІТОВОМУ  
РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ»**

Виконала: студентка 2-го року навчання,  
Спеціальності  
072 «Фінанси, банківська справа,  
страхування та фондовий ринок»  
Шелест Анастасія Богданівна  
Керівник Фарина О. І.,  
кандидат економічних наук,  
старший викладач  
Резидент \_\_\_\_\_  
Магістерська робота захищена  
з оцінкою \_\_\_\_\_  
Секретар ЕК \_\_\_\_\_  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Київ - 2025

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП</b> .....	4
<b>РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИЧНІ ЗАСАДИ ФОРМУВАННЯ ЦІНИ НА ПРИРОДНИЙ ГАЗ</b> .....	7
1.1 Світовий ринок природного газу: структура, особливості та ключові гравці .....	7
1.2 Основні економічні, геополітичні та сезонні чинники ціноутворення .....	10
1.3 Підходи до визначення ціни на газ: моделі, біржові індикатори, контрактні формули.....	13
1.4 Теоретичний огляд наукових джерел з проблематики формування цін на природний газ.....	20
Висновки до розділу 1.....	23
<b>РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ СВІТОВОГО РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА ДИНАМІКИ ЦІН У 2020–2025 РОКАХ</b> .....	25
2.1 Динаміка середньосвітових цін на газ за основними індикаторами (Henry Hub, TTF, LNG Asia).....	25
2.2 Аналіз обсягів виробництва, споживання та торгівлі газом у провідних країнах.....	28
2.3 Визначення ключових факторів, що впливають на коливання цін у 2020–2025 роках .....	33
2.4 Економетричне моделювання цін на природний газ.....	35
2.5 Прогнозування на основі побудованої моделі.....	42
Висновки до розділу 2.....	45
<b>РОЗДІЛ 3. ПРАКТИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ОПТИМІЗАЦІЇ ПОЛІТИКИ ЦІНОУТВОРЕННЯ НА ПРИРОДНИЙ ГАЗ</b> .....	48
3.1 Проблеми поточної моделі формування цін та виклики для країн-імпортерів .....	48

3.2 Напрями зниження цінової волатильності та зміцнення енергетичної безпеки .....	51
3.3 Пропозиції щодо державної політики: хеджування, створення резервів, контрактні інструменти .....	55
3.4. Розрахунок ефективності впровадження запропонованих заходів.....	59
Висновки до розділу 3.....	63
<b>ВИСНОВКИ.....</b>	<b>65</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....</b>	<b>67</b>

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Світовий ринок природного газу є одним із ключових сегментів глобального енергетичного простору. Його динаміка безпосередньо впливає на розвиток національних економік, формування бюджетної політики, конкурентоспроможність промисловості та соціально-економічну стабільність країн. У світлі останніх подій, зокрема повномасштабної війни в Україні, енергетичної кризи в Європі та порушення стабільних ланцюгів постачання, формування ціни на природний газ стало однією з найактуальніших тем економічного та політичного дискурсу. Значні коливання цін на природний газ у 2021–2023 роках, зростання обсягів торгівлі скрапленим природним газом (LNG), зміни у структурі експорту та імпорту, нові підходи до ціноутворення на хабах (TTF, Henry Hub) вимагають поглибленого наукового аналізу. Встановлення закономірностей формування цін на світовому ринку природного газу є критично важливим як для виробників та споживачів, так і для урядів країн, що здійснюють регуляторну політику в енергетичній сфері.

**Мета і завдання дослідження.** Метою магістерської роботи є дослідження ключових факторів, що формують ціну на світовому ринку природного газу, з урахуванням їхнього економічного, геополітичного та сезонного впливу, а також побудова економетричної моделі для оцінки впливу зазначених чинників.

Для досягнення мети в роботі поставлені такі завдання:

- дослідити структуру світового ринку природного газу та виявити основних постачальників і споживачів;
- класифікувати основні фактори, що впливають на формування ціни;
- здійснити аналіз динаміки цін на природний газ у 2020–2025 роках;
- побудувати регресійну модель залежності ціни від обраних змінних;

- запропонувати заходи для стабілізації цін та зниження волатильності на ринку.

**Об'єкт і предмет дослідження.** Об'єктом дослідження є світовий ринок природного газу, зокрема механізми функціонування та ціноутворення. Предметом дослідження є економічні, геополітичні, сезонні та інституційні фактори, що визначають формування ціни на природний газ.

**Методи дослідження.** У роботі використано комплекс загальнонаукових та спеціальних методів економічного дослідження: аналізу і синтезу, порівняльного аналізу, статистичного методу, індукції та дедукції, а також методи економетричного моделювання. Регресійний аналіз дозволив кількісно оцінити ступінь впливу ключових чинників на зміну цін на природний газ.

**Інформаційна база дослідження.** Джерелами інформації для аналізу стали офіційні звіти та дані Міжнародного енергетичного агентства (IEA), Управління енергетичної інформації США (EIA), BP Statistical Review, дані міжнародних бірж (ICE, CME), аналітичні огляди компаній Bloomberg, Deloitte, а також наукові статті українських і зарубіжних дослідників.

**Наукова новизна** одержаних результатів полягає у комплексному підході до аналізу впливу факторів формування ціни природного газу. Запропонована типологія чинників, що охоплює геополітичні ризики, кліматичні умови, поведінку споживачів та глобальні тренди енергопереходу, є сучасною відповіддю на запит дослідження в умовах енергетичної трансформації.

**Практичне значення** одержаних результатів полягає у можливості використання моделі для прогнозування ціни природного газу при формуванні енергетичних стратегій, підготовці контрактів на постачання, а також у системах державного регулювання імпорту природного газу. Результати дослідження можуть бути корисними для аналітичних центрів, державних органів енергетичної політики, компаній-імпортерів та трейдерів.

Таким чином, дослідження факторів, що формують ціни на природний газ, є не лише теоретично значущим, а й практично орієнтованим завданням, що

відповідає вимогам сучасної економічної науки та викликам глобального енергетичного ринку.

**Структура роботи.** Робота складається з трьох розділів, чотирнадцяти підрозділів, висновків та списку використаних джерел. Загальний обсяг роботи – 71 сторінка.

# РОЗДІЛ 1

## ТЕОРЕТИЧНІ ЗАСАДИ ФОРМУВАННЯ ЦІНИ НА ПРИРОДНИЙ ГАЗ

### 1.1 Світовий ринок природного газу: структура, особливості та ключові гравці

Світовий ринок природного газу є складною та багаторівневою системою, що охоплює видобуток, транспортування, зберігання, переробку та споживання енергоносія. Він складається з двох основних сегментів: трубопровідного газу (pipeline gas) і скрапленого природного газу (LNG), кожен з яких має свою специфіку функціонування та логістику.

До ключових експортерів природного газу належать: Росія, Катар, США, Канада, Австралія, Алжир. У той же час основними імпортерами виступають: Китай, Японія, Південна Корея, країни ЄС, зокрема Німеччина, Італія, Франція. Структура світового ринку за останнє десятиліття зазнала суттєвих змін: зростає частка LNG, розширюються інфраструктури для зберігання та регазифікації, укладаються гнучкі короткострокові контракти на противагу традиційним довгостроковим.

Наразі спостерігається довгострокова тенденція до більшої інтеграції та взаємозв'язку глобального ринку природного газу, що зумовлено зростанням доступності та здешевленням скрапленого природного газу (LNG). По суті, поява нових джерел постачання природного газу в поєднанні з розвитком індустрії LNG трансформують ринок, сприяючи його зростанню, диверсифікації, створенню нових торговельних маршрутів і залученню нових імпортерів.

Природний газ торгується як у трубопровідній, так і у скрапленій формі — на спотовій, короткостроковій, середньостроковій і довгостроковій основі. Основу газової торгівлі становить наявна та запланована інфраструктура транспортування й зберігання. У Європі, Північній, Центральній і Південній Америці вже існують розвинені міжнародні мережі трубопроводів. Через географічні обмеження азійський ринок здебільшого орієнтований на морське транспортування. Також глобальний ринок природного газу складається з кількох регіональних сегментів, які не пов'язані між собою трубопроводами.

Основні чотири регіональні газові ринки — це азійський, європейський, північноамериканський та центрально- і південноамериканський. Існують суттєві економічні бар'єри для вільного обігу газу між цими регіонами через високі граничні витрати на транспортування скрапленого газу між регіональними трубопровідними системами.

Історично єдиним способом визначення ціни на експорт природного газу були довгострокові двосторонні контракти на умовах take-or-pay між виробником і споживачем, які індексувалися до цін на нафту та нафтопродукти. Це забезпечувало окупність складної та капіталомісткої інфраструктури транспортування і зберігання. На національному рівні більшість урядів регулюють ціни на газ (тарифи) залежно від способу використання, типу споживача та регіону.

З розвитком LNG-торгівлі зростає кількість виробників і споживачів, як на національному, так і на міжнародному рівнях. У зв'язку з цим з'явилися нові форми торгівлі, контракування і ціноутворення.

У США газ торгується на спотовій основі через хаб Henry Hub, тоді як у Європі — переважно через віртуальні хаби, такі як National Balancing Point (NBP) у Великій Британії та Title Transfer Facility (TTF) у Нідерландах, який є основним хабом Європи, де зосереджено понад дві третини торгівлі.

### **Основні механізми формування цін на природний газ:**

- Індексунання до нафти — ціна газу прив'язується до ціни сирової нафти або нафтопродуктів з визначенням базової ціни та умов її перегляду. Такий підхід найбільш поширений у міжнародній торгівлі, особливо LNG.
- Конкуренція «газ-газ» (gas-on-gas) — ціна визначається динамікою попиту та пропозиції в межах конкретного ринку, зазвичай — віртуального газового хабу.
- Регульоване ціноутворення — встановлюється уповноваженим державним органом за неринковим принципом (наприклад, «витрати + прибуток»). Широко використовується у внутрішніх ринках. Часто поділяється за типом споживача (промисловість, населення) з метою підтримки конкурентоспроможності чи соціальної стабільності.
- Netback ціноутворення — ціна визначається залежно від кінцевої продукції, яку виробляє покупець. Використовується здебільшого там, де газ є сировиною, наприклад, у виробництві добрив.
- Гібридне ціноутворення — застосування складних формул із використанням декількох компонентів, таких як ціни на нафту, вугілля, електроенергію, а також індекси хабів (наприклад, HH або TTF). Забезпечує гнучкість у міжнародній торгівлі газом.

Важливою особливістю ринку природного газу є обмежена довгострокова ємність сховищ. Найрозвиненіша інфраструктура використовується переважно для згладжування сезонного попиту. У поєднанні з низькою ліквідністю це робить спотові ринки газу вразливими до різких коливань цін, які можуть бути пом'якшені лише завдяки стабільному постачанню з боку експортерів.

#### **Основні сфери використання природного газу:**

- Виробництво електроенергії;
- Опалення та нагрів води у житловому та комерційному секторах, включно з приготуванням їжі;
- Як паливо для печей і котлів у енергоємних та промислових галузях;
- Як сировина для виробництва хімікатів, добрив, продукції нафтохімії;

- Генерація «блакитного» водню — новий напрям попиту на газ у зв'язку з декарбонізацією;
- Наземний та морський транспорт: використання CNG і LNG як пального, включаючи суднове паливо.

## **1.2 Основні економічні, геополітичні та сезонні чинники ціноутворення**

Ціни на природний газ залежать від ринкової пропозиції та попиту.

Загалом, збільшення пропозиції природного газу веде до зниження цін, а її скорочення — до зростання. Водночас зростання попиту, як правило, спричиняє підвищення цін, а зниження попиту — їхнє падіння. Вищі ціни, своєю чергою, стримують або зменшують попит і стимулюють виробництво, тоді як нижчі — мають протилежний ефект.

**Тож, три основні фактори з боку пропозиції, що впливають на ціни:**

- Обсяг видобутку природного газу
- Обсяг природного газу в сховищах
- Обсяги імпорту та експорту природного газу

Три основні фактори з боку попиту, що впливають на ціни:

- Коливання температури взимку та влітку
- Економічне зростання
- Наявність та ціни альтернативних видів палива

У короткостроковій перспективі підвищення попиту або скорочення пропозиції може викликати різке зростання цін, особливо в зимовий період, коли інфраструктура перевантажена або споживачі не можуть швидко перейти на інші види палива.

До прикладу, видобуток природного газу в США значно зріс останніми роками.

У період з 1986 по 2016 рік щорічне споживання природного газу в США перевищувало обсяги видобутку. Але з 2006 року видобуток почав суттєво зростати, і вже у 2017 році він перевищив споживання. З того часу обсяги щорічного видобутку залишаються вищими за обсяги споживання (до 2022 року включно).

Середні спотові та роздрібні ціни на природний газ у США знижувались у 2009 році і переважно до 2018 року, після чого почали зростати з 2019-го. Причинами стали зростання споживання в більшості секторів економіки та збільшення експорту, зокрема скрапленого природного газу (LNG).

Не можна заперечувати, що економічне зростання впливає на попит і ціни.

Стан економіки має значний вплив на ринок природного газу. У періоди зростання економіки підвищується попит на товари та послуги з боку комерційного й промислового секторів, що веде до зростання споживання газу. Особливо це помітно у промисловості, де газ використовується і як паливо, і як сировина (наприклад, для виробництва добрив, ліків тощо).

Також, сильні шторми можуть порушити поставки. Це природний чинник, який не можна передбачити, або повністю запобігти його наслідкам.

Урагани та інші природні катаклізми можуть обмежити видобуток газу. Наприклад, урагани Катріна та Рита у 2005 році призвели до значного зростання цін через перебої в роботі родовищ у Мексиканській затоці. Хоча частка цього регіону у загальному видобутку газу в США знизилася з 25% у 2001 році до 2% у 2022-му, дуже холодна погода все ще здатна порушити процес видобутку. Якщо такі збої відбуваються на фоні високого попиту, ціни можуть зрости значно більше, ніж очікувалося.

Ще один природний чинник, який варто згадати - зимова погода. Вона впливає на попит з боку домогосподарств і бізнесу.

У холодні місяці попит на газ для опалення в житловому та комерційному секторах значно зростає. Якщо зима настає раптово або

супроводжується сильними морозами, ціни можуть зростати ще різкіше, адже інфраструктура постачання часто не здатна оперативно задовольнити попит. У таких випадках газ у сховищах відіграє критичну роль для пом'якшення дефіциту.

Якщо мінусова температура має вплив, то спека так само не «лишається осторонь». Спека збільшує попит на газ в енергетиці.

Надзвичайно висока температура також впливає на ціни на газ, оскільки зростає споживання електроенергії для кондиціонування повітря. Це збільшує попит на природний газ у секторі електроенергетики. У періоди пікового попиту, коли запаси газу обмежені, ціни на спотовому ринку можуть зростати стрімко. Також через активне використання газу влітку обсяги закачування газу в сховища можуть бути нижчими за норму, що посилює ризики дефіциту взимку.

Потреба в зберіганні газу, також є гострою проблематикою. Сховища природного газу критично важливі для покриття пікового попиту.

Підземні сховища відіграють ключову роль у формуванні загальної пропозиції. Вони дозволяють покривати сезонні та раптові сплески попиту, які не можуть бути оперативно забезпечені внутрішнім видобутком або імпортом. У періоди низького попиту сховища поглинають надлишок газу. Традиційно закачування триває з квітня до жовтня, а з листопада по березень — відбуваються вилучення, головню для опалення.

І звісно, що конкуренція з іншими видами палива впливає на ціни.

Деякі великі споживачі палива — електростанції, металургійні й паперові комбінати — здатні перемикатися між природним газом, вугіллям і нафтою залежно від цін. Якщо ціни на альтернативне паливо падають, попит на газ зменшується — і ціни падають. Якщо ж інші види палива дорожчають, попит на газ зростає. Водночас гнучкість виробництва в США щодо зміни палива знизилася за останні десятиліття. Низькі ціни на газ останніми роками сприяли його активному використанню в електроенергетиці.

### 1.3 Підходи до визначення ціни на газ: моделі, біржові індикатори, контрактні формули

Формування цін на природний газ є складним багатофакторним процесом, що залежить як від ринкових механізмів, так і від інституційних особливостей функціонування енергетичних ринків. У світовій практиці застосовується декілька основних моделей ціноутворення, які формуються в межах довгострокових контрактів, спотової торгівлі, хабових індикаторів і гібридних підходів. Правильне розуміння принципів формування цін є критично важливим для як виробників, так і імпортерів газу, оскільки воно визначає рівень економічної ефективності угод, стійкість до коливань ринку та енергетичну безпеку держав. [52]

Історично домінуючою моделлю у міжнародній торгівлі природним газом є ціноутворення за принципом індексації до цін на нафту (Oil indexation) або нафтопродукти [52]. Така модель передбачає прив'язку ціни газу до певної формули, у якій ключовим змінним є середня ціна нафти за визначений період. Зазвичай така формула має вигляд:

$$P_{gas} = A + B \cdot P_{oil}$$

де:

- $P_{gas}$  — ціна газу,
- $P_{oil}$  — середня ціна нафти (наприклад, Brent або JCC),
- $A, B$  — контрактно визначені коефіцієнти.

Цей підхід забезпечує довгострокову стабільність поставок та окупність інвестицій у складну інфраструктуру транспортування газу (зокрема, трубопроводи та LNG-термінали). Проте він не завжди відображає реальну ситуацію попиту і пропозиції на газовому ринку, особливо в умовах відриву нафтових і газових ринків. [51]

Інший широко поширений підхід — це формування цін на основі газоцентричної конкуренції (Gas-on-Gas Competition), коли ціна визначається попитом і пропозицією безпосередньо на ринку природного газу. Такий механізм

використовується, зокрема, на хабах, таких як Henry Hub у США, Title Transfer Facility (TTF) у Нідерландах, та National Balancing Point (NBP) у Великій Британії. [50]

У межах цього підходу ціна на газ вільно коливається залежно від ринкових умов, що забезпечує більшу гнучкість, але підвищує волатильність. Така модель є типовою для спотових і короткострокових контрактів.

У ряді країн, особливо з великим державним втручанням в енергетичний сектор, ціни на газ встановлюються регуляторними органами. Це може бути здійснено через метод "витрати плюс" (cost-plus pricing), коли ціна включає фактичні витрати виробника плюс допустиму норму прибутку. Такий підхід характерний для внутрішнього споживання (населення, соціальні об'єкти) і спрямований на забезпечення доступності ресурсу, хоча часто призводить до цінових дисбалансів та неефективного використання ресурсів. [51]

Ще однією доступною моделлю, є модель netback pricing (зворотного розрахунку). [52]

Ця модель передбачає визначення ціни на газ, виходячи з вартості кінцевого продукту, виробленого за його участі (наприклад, аміаку, добрив, електроенергії). Використовується переважно у випадках, коли газ є сировиною, а не виключно енергоносієм. Формула виглядає приблизно так:

$$P_{gas} = P_{product} - C_{processing} - M$$

де:

- $P_{product}$  — ціна кінцевого продукту,
- $C_{processing}$  — вартість переробки,
- $M$  — маржа або прибуток.

Цей метод дозволяє адаптувати ціну газу під економічні умови кінцевого споживача, що особливо актуально для промислових галузей.

Також у сучасних умовах дедалі частіше застосовуються гібридні механізми, які поєднують кілька підходів. Наприклад, контракти можуть базуватись одночасно на спотових цінах (TTF або Henry Hub) та індексації до

нафти, з певними коригуваннями на сезонність або обсяги. Гібридна модель дозволяє балансувати між стабільністю довгострокових контрактів та чутливістю до ринкових змін. [50]

Таким чином, глобальна практика ціноутворення на природний газ демонструє поступовий перехід від жорстко контрактної моделі до гнучких, ринково-орієнтованих підходів [51]. Особливо це проявляється на розвинених ринках, де домінують біржові індикатори та спотові угоди. Водночас для нових або менш лібералізованих ринків індексація до нафти й досі залишається актуальним механізмом довгострокового ціноутворення. [50]

Європейський ринок природного газу є одним із найбільш лібералізованих та інституційно організованих у світі. Основною особливістю цього ринку є функціонування віртуальних торгових хабів (gas hubs), які забезпечують прозоре формування цін, ліквідність торгівлі та вільну конкуренцію між постачальниками.

Одним з ключових центрів ціноутворення на європейському ринку є Title Transfer Facility (TTF) — голландський віртуальний газовий хаб, який в останні роки став провідним індикатором для контрактів на поставку природного газу в Європі. Також важливу роль відіграють National Balancing Point (NBP) у Великій Британії, PEG у Франції, PSV в Італії та інші регіональні хаби. Ринки організовані таким чином, що дозволяють вільно торгувати газом як на добових, так і на місячних, кварталних та річних інтервалах. [50]

#### **Основні характеристики європейських хабів:**

- Віртуальний характер: фізичне постачання не обов'язково прив'язане до конкретного місця, операції здійснюються в рамках балансуючої зони оператора.
- Ф'ючерсні та спотові ціни: TTF та інші хаби слугують базою для розрахунку ф'ючерсних контрактів, що дозволяє трейдерам і споживачам хеджувати цінові ризики. [34, 50]

- Ринкове ціноутворення: ціна формується відповідно до співвідношення попиту та пропозиції, без індексації до нафти (як це характерно для старих контрактів з країнами-експортерами).
- Прозорість та ліквідність: завдяки біржовим майданчикам на кшталт ICE Endex, PEGAS, Powernext, біржова інформація регулярно публікується, забезпечуючи високу прозорість.

Європейські газові біржі функціонують на основі стандартів, установлених такими організаціями, як European Energy Exchange (EEX) та ACER (Агентство з співробітництва енергетичних регуляторів). Регулювання торгівлі та механізми балансування реалізуються відповідно до правил Gas Target Model, затвердженої ENTSOG (Європейська мережа операторів газотранспортних систем). [54]

У 2020–2024 роках TTF зміцнив свої позиції як основний орієнтир для контрактних формул у Європі [53]. Саме через цей хаб реалізується понад 70% усіх позабіржових угод з природного газу в ЄС. Ціна на TTF часто виступає бенчмарком навіть для LNG-постачальників до Європи, витісняючи класичні індексації до Brent або JCC. Зростаюча ліквідність TTF підтверджується збільшенням обсягів торгів та кількістю учасників на ринку. [50]

#### **Основні переваги європейської моделі:**

- Високий рівень конкуренції
- Механізми цінового хеджування
- Прозорість біржових котирувань
- Надійна інфраструктура збереження та транспортування

Водночас виклики залишаються: ціни залишаються вразливими до глобальної волатильності LNG-ринку, геополітичних подій (зокрема, припинення транзиту через окремі країни), а також кліматичних факторів, які впливають на споживання. [53]

Цінові індекси відіграють центральну роль у сучасному механізмі формування цін на природний газ, особливо в умовах лібералізованих енергетичних ринків. Індекси відображають спотові або ф'ючерсні котирування природного газу на певному хабі або в конкретному регіоні й використовуються

як базис (бенчмарк) для укладення контрактів, визначення ціни постачання, оцінки волатильності ринку та здійснення хеджування. [14, 21]

#### **Основні види індексів:**

1. Henry Hub (НН) — головний індекс для ринку США, розраховується на основі цін фізичних поставок газу в Луїзіані (штат США). Вважається одним із найліквідніших хабів у світі. Всі ф'ючерсні контракти на NYMEX (New York Mercantile Exchange) базуються саме на цьому індексі. Henry Hub використовується також у формульних контрактах LNG, зокрема, для постачання до Азії. [33]
2. Title Transfer Facility (ТТФ) — найбільш активний віртуальний хаб у Європі, який функціонує у Нідерландах. Цей індекс став головним європейським орієнтиром з 2020 року, витіснивши індексацію до нафти. Ціни на ТТФ відображають попит та пропозицію у Європейському Союзі, і широко використовуються для встановлення ціни у контрактах на LNG, які поставляються до Європи. [34]
3. Japan-Korea Marker (JKM) — головний спотовий індикатор для Азійського ринку зрідженого природного газу. Він розраховується агентством Platts на основі угод між трейдерами LNG, які постачають до Японії, Південної Кореї, Китаю та Тайваню. [55]
4. National Balancing Point (NBP) — британський аналог ТТФ, який втратив частину свого значення після Brexit, але все ще використовується для внутрішніх контрактів та частини LNG-постачань.

#### **Індекси цін виконують кілька критичних функцій [33]:**

- Базова ціна для укладення контрактів купівлі-продажу;
- Орієнтир для хеджування: учасники ринку використовують ф'ючерсні контракти, засновані на індексах (особливо НН та ТТФ), для захисту від цінових коливань;
- Механізм ринкової сигналізації: індекси в режимі реального часу відображають інформацію про дисбаланси між попитом і пропозицією;

- Інструмент для довгострокового прогнозування: на основі динаміки індексів будуються аналітичні моделі для оцінки майбутніх трендів.

У багатьох сучасних контрактах використовується індексація ціни на газ до біржового індексу з додаванням фіксованої премії, що покриває транспорт, ризику й маржу постачальника [14]:

$$P_{contract} = P_{index} + M$$

де:

- $P_{contract}$  — ціна контракту,
- $P_{index}$  — ринкова ціна (наприклад, TTF або HH),
- $M$  — премія (в доларах за млн. BTU або €/MWh).

Цей підхід дає змогу гнучко адаптуватися до змін ринку та водночас забезпечити базовий рівень передбачуваності для обох сторін контракту. [34]

Індекси, особливо TTF, HH та ЖКМ, стають все важливішими для торгівлі LNG. У період з 2021 по 2023 рік близько 70% усіх нових LNG-контрактів були укладені з індексацією саме до цих індикаторів, а не до Brent, що було типовим у 2000-х роках. Це свідчить про поступову інтеграцію регіональних ринків газу в єдину глобальну систему торгівлі. [54]

Цінова волатильність на ринку природного газу створює значні ризики для постачальників, споживачів, трейдерів та урядів. Для зменшення впливу коливань цін на операційну стабільність та прибутковість, учасники ринку застосовують широкий спектр фінансових інструментів хеджування.

Серед основних інструментів хеджування вирізняються:

1. **Ф'ючерсні контракти (futures):**  
Стандартизовані біржові контракти на купівлю або продаж певного обсягу газу в майбутньому за зафіксованою ціною. Наприклад, NYMEX пропонує контракти на Henry Hub, що широко використовуються в США.
2. **Форвардні контракти (forwards):**  
Небіржові (OTC) угоди між двома сторонами, що дають змогу адаптувати

умови контракту під індивідуальні потреби. Вони є більш гнучкими, але мають вищий кредитний ризик.

### 3. Опціони (options):

Дають право, але не зобов'язання, купити або продати газ за визначеною ціною. Вони використовуються для страхування від різких цінових стрибків, даючи змогу зберігати вигоду у разі сприятливого руху цін.

### 4. Свопи (swaps):

Інструменти, які дозволяють фіксувати змінну ринкову ціну в обмін на фіксовану ставку. Наприклад, покупець газу може обміняти спотову ціну на фіксовану для уникнення волатильності.

### 5. Контракти з плаваючими формулами:

Використовуються у довгострокових угодах і передбачають індексацію до кількох індикаторів, наприклад TTF + Brent + сезонний коефіцієнт. Такі формули забезпечують баланс між ринковою адаптивністю та передбачуваністю цін.

Хеджування є особливо важливим у періоди нестабільності, таких як енергетична криза 2022 року, коли учасники ринку активно використовували деривативи на TTF для страхування цінових ризиків. Зростання популярності біржових платформ, таких як ICE та CME, забезпечило високу ліквідність для укладення контрактів.

Застосування стратегій хеджування дозволяє:

- зменшити фінансову невизначеність;
- планувати витрати та доходи;
- уникати втрат у випадку несприятливих змін на ринку.

Водночас хеджування потребує глибокого розуміння ринку, аналітичних моделей та стратегії ризик-менеджменту, щоб уникнути спекулятивних втрат або оверхеджингу.

## 1.4. Теоретичний огляд наукових джерел з проблематики формування цін на природний газ

Структура ціноутворення на природний газ є багатокомпонентною системою, яка поєднує у собі економічні, технічні та контрактні механізми формування ціни. Розуміння цієї структури є ключовим для як державної енергетичної політики, так і для діяльності трейдерів, промислових споживачів і виробників енергії. На відміну від нафти, яка є переважно глобальним товаром, природний газ історично залишався регіоналізованим ресурсом через високу вартість транспортування, особливо у формі LNG. [21]

**Ціна на природний газ складається з таких основних елементів [29]:**

1. Базова ціна (бенчмарк)

Формується на основі ринкового індексу:

- TTF — у континентальній Європі
- Henry Hub — у США
- JKM — на LNG-ринках Азії

2. Премії та знижки (Margin/Premium)

Визначаються з урахуванням:

- вартості транспортування,
- ступеня ризику,
- націнки постачальника,
- довжини контракту.

3. Вартість транспортування

Включає тариф на використання трубопроводів або LNG-терміналів, залежно від форми поставки.

4. Вартість зберігання та балансування

Залежить від необхідності сезонного накопичення газу та здатності системи швидко реагувати на пікові навантаження.

5. Регуляторні платежі, податки та мита

Наприклад, податки на викиди CO<sub>2</sub> або транзитні збори

**У сучасній практиці застосовуються три основні підходи до ціноутворення:**

- Oil-indexed pricing (індексація до нафти або мазуту). Використовується переважно в довгострокових контрактах LNG.
- Gas-on-Gas Competition: ціна визначається ринком (біржовий індекс) без прив'язки до інших енергоносіїв. Приклад: TTF та HH. [21]
- Hybrid pricing: поєднання ринкової ціни та індексації до нафти або інших факторів, характерне для перехідних ринків.

Після 2020 року зросла роль гнучких контрактів з можливістю переадресації поставок, перегляду цінових формул і включення коригуючих коефіцієнтів. Це стало особливо актуальним на фоні геополітичної нестабільності, зміни потоків LNG і цінових шоків у 2021–2022 роках. [4]

Таким чином, структура ціноутворення на природний газ є багаторівневою системою, що враховує ринкові індикатори, тип контракту, інфраструктурні витрати та регуляторні чинники. Для країн-імпортерів особливо важливим є вибір типу формули та можливість її адаптації до динаміки глобального ринку. Від прозорості та адаптивності ціноутворення залежить як стійкість енергетичних систем, так і загальна конкурентоспроможність економіки.

Ціни на природний газ чутливо реагують на макроекономічну невизначеність, яка є важливим джерелом волатильності на глобальних енергетичних ринках. Під макроекономічною невизначеністю розуміють сукупність факторів, пов'язаних з нестабільністю у глобальній економіці, зокрема інфляційними ризиками, монетарною політикою, геополітичними напруженнями та загальним рівнем довіри до ринків. Для енергетичного сектору, й особливо для ринку природного газу, така невизначеність має як безпосередній, так і опосередкований вплив.

У періоди економічного спаду або стагнації знижується попит на енергоносії, зокрема з боку промислового та комерційного секторів. Як наслідок, це тисне на спотові та ф'ючерсні ціни на природний газ. Зокрема:

- Падіння ВВП у великих економіках, як-от ЄС, Китай чи США, веде до зменшення попиту на газ, особливо з боку енергоємних галузей. [17]

- Стримана інвестиційна активність зменшує обсяг нових проектів з імпорту/експорту LNG, знижуючи обсяг контрактних закупівель.
- Послаблення валют країн-імпортерів (наприклад, Туреччини чи країн Південної Азії) збільшує номінальну вартість імпорту газу та спричиняє локальний попитовий шок. [17]

Макроекономічна невизначеність також впливає на поведінку трейдерів і хедж-фондів, що формує цінові очікування.

Як от наприклад, підвищення ставок центральними банками (як-от ФРС США чи ЄЦБ) робить газові ф'ючерси менш привабливими активами, сприяючи коротким позиціям і ціновим зниженням. [14]

Або уникнення ризиків (risk-off attitude) веде до масового виходу інвесторів з товарних ринків — як це відбулося в середині 2022 року на фоні зростання геополітичної напруги. І ще валютна волатильність безпосередньо впливає на індексацію контрактів, які базуються на доларах США. [14]

#### **Приклади впливу у 2020–2024 роках:**

- 2020 рік (COVID-19): глобальна рецесія спричинила рекордне падіння попиту, і ціни на TTF та Henry Hub знизилися до рівнів нижче \$2/MMBtu.
- 2022 рік (енергетична криза в Європі): очікування рецесії в ЄС сприяли різкій волатильності, коли ціни в серпні сягнули понад \$90/MMBtu, але вже восени впали майже втричі.
- 2023 рік (поступове відновлення): завдяки стабілізації світової економіки, попит зростав, але побоювання щодо рецесії в Китаї стримували довгострокове зростання цін.

Дослідники використовують такі показники, як Global Economic Policy Uncertainty Index (EPU) або Citi Economic Surprise Index, які корелюють із рівнем волатильності цін на газ. Доведено, що зростання EPU на 100 пунктів супроводжується підвищенням волатильності на європейському газовому ринку на 10–15%.

Макроекономічна невизначеність є суттєвим фактором ризику для ринку природного газу, що впливає як на короткострокові, так і на довгострокові ціни.

З метою зниження цього впливу країни-імпортери повинні впроваджувати політику контрактної гнучкості, стратегічних запасів та макрофінансового хеджування. Також рекомендовано використання інтегрованих макроенергетичних моделей для прогнозування сценаріїв поведінки ринку в умовах глобальної економічної нестабільності. [36]

### **Висновки до розділу 1**

У першому розділі дослідження було розглянуто теоретичні засади формування цін на природний газ у контексті глобального та європейського енергетичного ринку. Ринок природного газу, незважаючи на зростаючу інтеграцію, залишається регіоналізованим із властивою йому складною інфраструктурною та контрактною архітектурою. Основними механізмами ціноутворення виступають індексація до нафти, конкуренція «газ-газ», регульовані та гібридні підходи, що відображають різноманітність умов торгівлі у різних країнах та регіонах.

Особливу увагу приділено ролі хабів (TTF, NH, JKM) та біржових індексів як основи для встановлення спотових і контрактних цін. Європейський ринок, зокрема, вирізняється високим рівнем лібералізації, прозорості та ліквідності. Розвиток таких хабів, як TTF, забезпечив перехід від нафтової індексації до ринково-орієнтованих моделей, що базуються на балансі попиту та пропозиції.

Крім того, було проаналізовано вплив ключових економічних, геополітичних та природних факторів на динаміку цін. Виявлено, що макроекономічна невизначеність (інфляція, монетарна політика, глобальні кризи) істотно посилює волатильність ринку природного газу. Це актуалізує необхідність у розвитку стратегій хеджування та гнучких контрактних механізмів.

Загалом, розділ заклав теоретичну базу для подальшого емпіричного аналізу моделей ціноутворення. Визначення структури та чинників, що

формують ринкову ціну, дозволяє перейти до побудови регресійної моделі, що є предметом наступного розділу дослідження.

## РОЗДІЛ 2

### АНАЛІЗ СВІТОВОГО РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА ДИНАМІКИ ЦІН У 2020–2025 РОКАХ

#### 2.1 Динаміка середньосвітових цін на газ за основними індикаторами (Henry Hub, TTF, LNG Asia)

Одним із ключових аспектів дослідження динаміки ціноутворення на світовому ринку природного газу є аналіз спотових та ф'ючерсних котирувань на основних торгівельних хабах – Henry Hub у США та Title Transfer Facility (TTF) у Європі.

Індекс Henry Hub вважається еталонним показником для американського ринку природного газу. Станом на 19 травня 2025 року спотова ціна на цьому хабі склала \$2.96/MMBtu. Водночас ф'ючерсні котирування демонструють поступове зростання з \$3.314/MMBtu у червні до \$3.842/MMBtu у жовтні 2025 року. Даний індикатор торгується на біржі CME Group, що забезпечує йому високу ліквідність і прозорість (джерело: CME Group, EIA).

Європейський газовий хаб ТТФ, розташований у Нідерландах, є ключовим індикатором ціни природного газу для ЄС. Спотова ціна на ТТФ у травні 2025 року становила €36.687/MWh. Прогнозні ф'ючерсні ціни також демонструють зростаючий тренд: липень – €37.015/MWh, серпень – €37.935/MWh, жовтень – €37.660/MWh. Висока волатильність на цьому ринку обумовлена як сезонними факторами, так і політичними ризиками та геополітичними подіями (джерело: Investing.com, Trading Economics).

Порівняльний аналіз Henry Hub та ТТФ свідчить про розбіжності у рівнях цін, які виникають через транспортні обмеження, різну структуру попиту та пропозиції, а також регіональні кліматичні умови. Однак спостерігається і зростаюча взаємозалежність між ринками, зокрема через

розвиток LNG-поставок, що частково вирівнює глобальні цінові диспропорції. Таким чином, моніторинг спотових і ф'ючерсних котирувань на Henry Hub та TTF дозволяє не лише відслідковувати поточну ситуацію на ринку, а й прогнозувати середньострокові коливання цін з урахуванням очікувань учасників ринку. [27, 33]

У сучасному світовому енергетичному ринку ціноутворення на природний газ визначається взаємодією багатьох факторів, серед яких ключову роль відіграють біржові індикатори — Henry Hub (США), Title Transfer Facility (TTF, Нідерланди) та LNG Asia (регіональний показник для Японії та Південної Кореї). Аналіз їх динаміки впродовж 2020–2024 років дозволяє виявити глобальні тренди, що визначають ринкові очікування, рівень споживання, сезонну волатильність та геополітичний контекст.

Індекс Henry Hub, що вважається бенчмарком для американського ринку природного газу, демонстрував значні коливання протягом 2020–2024 років. У 2020 році середня спотова ціна на Henry Hub становила близько \$2/ММВtu, однак в умовах післяпандемічного відновлення та обмежень на виробництво ціна зросла до понад \$5/ММВtu у 2022 році. За останні наявні дані, у травні 2025 року середня спотова ціна склала \$2.96/ММВtu, з очікуванням подальшого зростання у ф'ючерсних контрактах до понад \$3.7/ММВtu (CME Group, EIA, 2025).

У Європі ключовим ціновим індикатором є хаб ТТФ. Через енергетичну кризу 2022 року, спричинену скороченням поставок із РФ, ціни сягали рекордних рівнів — понад €300/MWh. Протягом 2023–2024 років відбулось відносно стабілізування, зокрема, у травні 2025 року спотова ціна становила €6.69/MWh, а ф'ючерсні контракти демонстрували поступове зростання до рівня €37.9/MWh на серпень 2025 року (Investing.com, Trading Economics, 2025).

Щодо азійського ринку, який представлений індексом LNG Asia (Platts JKM), спостерігалася висока волатильність цін на фоні зростаючого попиту з боку Китаю, Південної Кореї та Японії. За даними Федерального резервного банку Сент-Луїса (FRED), у квітні 2025 року середня ціна LNG в Азії становила

\$11.57/MMBtu, тоді як на початку року вона сягала \$14.13/MMBtu. Інші джерела, зокрема Investing.com та JOGMEC, підтверджують ці тренди та підкреслюють значний вплив сезонного попиту, обсягів запасів та динаміки цін на нафту.

У цілому, аналіз трьох основних цінових індикаторів — Henry Hub, TTF і LNG Asia — свідчить про дедалі тіснішу інтеграцію регіональних ринків, зростаючий вплив ф'ючерсного сегмента, а також збереження високої чутливості до геополітичних ризиків і погодних аномалій.

Загалом, ціни на природний газ упродовж 2020–2024 років зазнали значних коливань у всіх ключових регіонах світу. Такі коливання стали наслідком взаємодії геополітичних факторів, змін у глобальній торгівлі, сезонного попиту, розвитку інфраструктури LNG, а також зростаючої ролі біржових індикаторів. Глобальні тенденції ціноутворення свідчать про поступовий перехід від довгострокових контрактів до більш гнучких ринкових моделей.

У Північній Америці ціноутворення формувалося навколо хабу Henry Hub. У 2020 році середня спотова ціна становила приблизно \$2/MMBtu, однак після зниження в період пандемії у 2021–2022 роках вона почала стрімко зростати — до понад \$6/MMBtu в серпні 2022 року. Причинами цього були високі температури, зростання експорту LNG та скорочення внутрішніх запасів. Протягом 2023–2024 років ціни стабілізувалися на рівні \$2.5–\$4.5/MMBtu залежно від сезонних факторів (EIA, CME Group).

Європейський ринок, що орієнтується на TTF, зазнав найбільших цінових шоків унаслідок енергетичної кризи 2022 року. Після різкого зростання до понад €300/MWh у серпні 2022 року ціни почали знижуватися завдяки насиченню ринку LNG, зниженню попиту через м'яку зиму та активному заповненню газосховищ. У 2023–2024 роках ціни коливалися в межах €30–€60/MWh (Trading Economics, Investing.com).

На азійському ринку, де ціни на LNG визначаються за індексом Platts JKM, попит залишався стабільно високим через відсутність альтернатив для

генерації електроенергії в багатьох країнах. У 2021 році ціни досягали \$30/MMBtu, що було найвищим рівнем за останнє десятиріччя. У наступні роки відбувалося зниження до рівня \$11–\$15/MMBtu, з сезонними сплесками восени та взимку. Серед найбільших імпортерів LNG в регіоні залишаються Японія, Південна Корея та Китай (FRED, JOGMEC, Investing.com).

У Латинській Америці, Африці та Близькому Сході природний газ частіше продається за контрактними цінами, прив'язаними до нафти або індексів європейського та азійського LNG. У цих регіонах менша ліквідність біржових ринків, але активний розвиток LNG-експорту з Катару, Алжиру та Мозамбіку зумовив інтеграцію в глобальні цінові тренди.

Таким чином, глобальні ціни на природний газ залишаються нестабільними та чутливими до змін у пропозиції, попиті та геополітичному контексті. У середньостроковій перспективі прогнозується збереження високої волатильності з можливістю короткострокових піків у зимові періоди або під час надзвичайних подій.

## **2.2 Аналіз обсягів виробництва, споживання та торгівлі газом у провідних країнах**

Одним з ключових напрямів у дослідженні світового ринку природного газу є аналіз обсягів видобутку в різних країнах. У 2023 році світове виробництво природного газу склало приблизно 4,05 трлн м<sup>3</sup>, що на 0,3% більше порівняно з попереднім роком. Ці дані відображають стабільне зростання глобального попиту на газ та поступову адаптацію ринку до нових геополітичних умов.

Лідером за обсягами видобутку залишаються Сполучені Штати Америки з показником 1 350 млрд м<sup>3</sup>, що становить близько 25% від загальносвітового виробництва. Такий результат досягнуто завдяки технологічним досягненням у сфері горизонтального буріння та фрекінгу, що забезпечують гнучкість виробництва та ефективне використання нетрадиційних родовищ.

Росія займає друге місце із обсягом 638,5 млрд м<sup>3</sup>. Проте у 2023 році відбулося зниження видобутку на 5,2%, що зумовлено обмеженням експорту до Європи у зв'язку з геополітичними напруженнями та переорієнтацією логістичних маршрутів. Іран та Китай посідають наступні позиції з відповідними обсягами 250,8 та 234,3 млрд м<sup>3</sup>. Китай демонструє стабільне зростання видобутку, зумовлене переходом до чистіших джерел енергії та зменшенням залежності від імпорту.

До першої десятки також входять Катар (171,3 млрд м<sup>3</sup>), Канада (165,2 млрд м<sup>3</sup>), Австралія (142,5 млрд м<sup>3</sup>), Саудівська Аравія (112,1 млрд м<sup>3</sup>), Норвегія (111,5 млрд м<sup>3</sup>) та Алжир (81,5 млрд м<sup>3</sup>). Усі ці країни активно беруть участь у глобальній торгівлі, зокрема у постачанні скрапленого природного газу (LNG), що стає ключовим елементом світової енергетичної стратегії.

В Україні у 2023 році обсяг видобутку природного газу склав понад 18,7 млрд м<sup>3</sup>, що на 0,9% більше, ніж у 2022 році. Основним виробником виступає державна компанія “Укргазвидобування”, яка забезпечує більшу частину внутрішнього споживання, попри складні умови воєнного стану.

Регіональний аналіз свідчить про зростання виробництва у країнах Азії, зокрема в Китаї та Індії, що компенсує спад у європейських країнах. Європейський видобуток зменшився на 9,3%, зумовлений, зокрема, виведенням з експлуатації родовища Гронінген у Нідерландах та зниженням активності в Норвегії.

Отже, аналіз статистики видобутку природного газу вказує на переформатування енергетичного ландшафту, де роль Азії та США зростає, тоді як Європа стикається з викликами енергетичної безпеки.

У 2023 році глобальна торгівля природним газом зазнала суттєвих трансформацій, викликаних змінами у геополітичному середовищі, адаптацією країн до нової енергетичної реальності, а також модернізацією інфраструктури з транспортування та зберігання газу. Ці процеси безпосередньо вплинули на обсяги та географію імпорту й експорту природного газу в різних регіонах світу.

У сфері експорту скрапленого природного газу (СПГ) у 2023 році лідируючі позиції зайняли Австралія та США. Згідно з даними World Integrated Trade Solution, Австралія експортувала 80,97 млн тонн СПГ на суму \$49,5 млрд, утримуючи першість на глобальному ринку. США, завдяки масштабному розвитку LNG-інфраструктури, поставили на зовнішній ринок 48,91 млн тонн СПГ вартістю \$34,3 млрд, демонструючи ріст експорту на 10,2% порівняно з попереднім роком. До інших значних експортерів також увійшли Малайзія (\$13,1 млрд), Оман (\$6,7 млрд) та Індонезія (\$6,6 млрд), що відображає зростаючу роль Азійсько-Тихоокеанського регіону в глобальних енергетичних потоках.

З боку імпорту лідерами залишаються високорозвинені країни з обмеженим власним видобутком природного газу, проте з високим рівнем промислового споживання. У 2023 році найбільшим імпортером СПГ залишалась Японія з обсягом закупівель на рівні \$46 млрд, що забезпечувало потреби енергетичного та комунального секторів. Китай (\$44 млрд) продовжив активно нарощувати обсяги імпорту газу з метою диверсифікації постачань та заміщення вугілля в енергетиці. Європейські країни, такі як Нідерланди (\$18,4 млрд) і Франція (\$14,1 млрд), наростили закупівлі СПГ для зменшення залежності від трубопровідного російського газу. Індія, з імпортом на \$13,2 млрд, також посилила свою роль як зростаючого азійського споживача LNG.

Розглянемо регіональні тенденції торгівлі. У Європі ситуація склалась так, що внаслідок зменшення постачання з Російської Федерації, країни Європейського Союзу активно переорієнтувались на альтернативні джерела СПГ. У 2023 році основними постачальниками для ЄС стали США, Катар та Алжир. Загальний обсяг імпорту газу до ЄС, тим не менш, скоротився на 13% — що пояснюється як зменшенням попиту через енергоефективні заходи, так і стабілізацією ринку після енергетичної кризи 2022 року.

Регіон Азії продовжив демонструвати зростання імпорту газу, зокрема в Китаї та Індії, які задовольняють розширення промисловості та міської

інфраструктури. Це зумовлює сталий попит на СПГ навіть у контексті мінливих цін.

А от США стали ключовим глобальним експортером СПГ, демонструючи стабільне нарощування потужностей зжиження та транспортної інфраструктури. Збільшення експортних обсягів дозволило США утвердитися як стратегічного постачальника для Європи та Азії.

Отже, світовий ринок торгівлі природним газом у 2023 році перебував у фазі динамічної адаптації до нових умов: геополітичної нестабільності, зростаючої ролі СПГ, а також потреби у диверсифікації постачань. Водночас спостерігається чіткий тренд на посилення взаємозв'язків між регіонами, що свідчить про поступову глобалізацію ринку газу. Зростання експорту зі США та Австралії, а також зміни у логістиці імпорту до Європи та Азії відображають глибокі структурні зрушення, що формують нову конфігурацію глобального енергетичного порядку.

У 2024 році світове споживання природного газу досягло приблизно 4 239 млрд м<sup>3</sup>, що на 1,3% більше порівняно з попереднім роком. Це зростання відбулося на фоні відновлення після пандемії COVID-19 та адаптації до нових геополітичних умов.

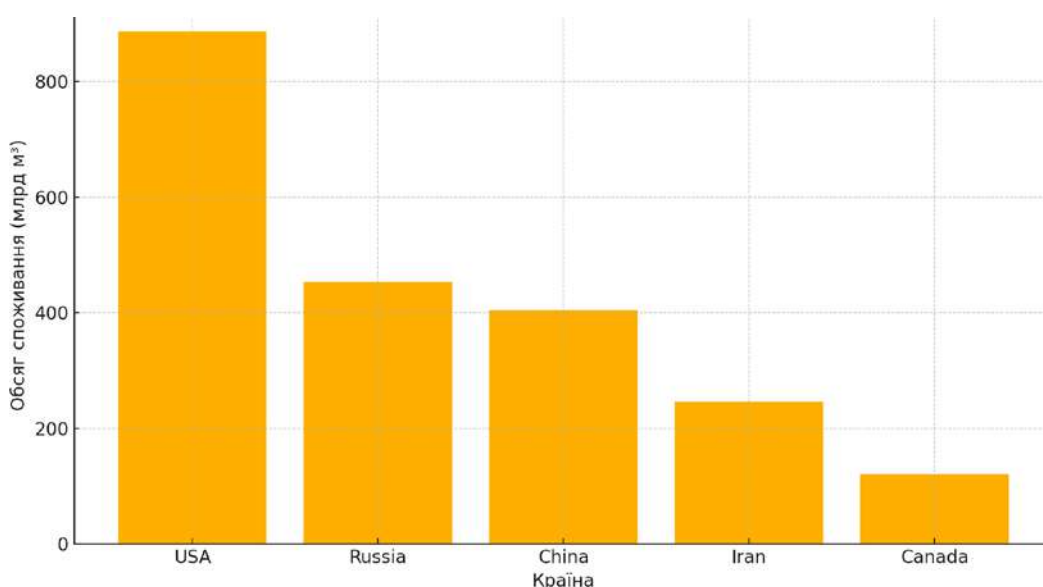


Рисунок 1.1. Споживання природного газу у 2024 році (млрд м<sup>3</sup>)

Складено автором на основі даних з Enerdata та World Population Review.

За даними World Population Review, найбільшими споживачами природного газу у 2024 році були:

- США: 886 млрд м<sup>3</sup>
- Росія: 453 млрд м<sup>3</sup>
- Китай: 405 млрд м<sup>3</sup>
- Іран: 246 млрд м<sup>3</sup>
- Канада: 121 млрд м<sup>3</sup>

Ці п'ять країн разом спожили понад 50% світового обсягу природного газу.

**Регіональні тенденції були такі:**

- Азія: Китай та Індія продемонстрували значне зростання споживання природного газу, зокрема Китай — на 7,1%, Індія — на 11%. Це зумовлено переходом від вугілля до більш чистих джерел енергії та зростанням попиту на електроенергію.
- Європа: Споживання природного газу в Європі зменшилося через теплу зиму та зусилля щодо енергозбереження. Наприклад, у Німеччині імпорту природного газу знизився на 32,6% у 2023 році.
- Північна Америка: У США споживання природного газу зросло на 0,9% у 2023 році, досягнувши 29,4 трлн куб. футів. Зростання відбулося переважно в електроенергетичному секторі, де споживання збільшилося на 6,9%.

Фактори, що впливали на споживання у кожному з регіонів повторюються, а іноді мають різну силу впливу. Наприклад, тепла зима в Північній півкулі сприяла зниженню попиту на опалення, що вплинуло на загальне споживання газу.

Багато країн впроваджують політики енергозбереження та переходу до відновлюваних джерел енергії, що також впливає на споживання природного газу.

У країнах з високими темпами економічного зростання, таких як Китай та Індія, спостерігається збільшення споживання природного газу.

Глобальне споживання природного газу у 2024 році демонструє різноспрямовані тенденції залежно від регіону. У той час як деякі країни збільшують споживання через економічне зростання та енергетичні потреби, інші зменшують його завдяки політикам енергозбереження та переходу до відновлюваних джерел енергії. Ці тенденції свідчать про трансформацію світового енергетичного ландшафту та необхідність адаптації до нових умов.

### **2.3 Визначення ключових факторів, що впливають на коливання цін у 2020–2025 роках**

У 2025 році світовий ринок природного газу демонструє змішані тенденції, зумовлені різними факторами, такими як погодні умови, геополітичні події, попит на енергію та інфраструктурні обмеження. Прогнози щодо цін на природний газ у короткостроковій перспективі відображають цю складність.

За даними Управління енергетичної інформації США (EIA), середня спотова ціна на природний газ на хабі Henry Hub у 2025 році очікується на рівні близько \$4,20 за мільйон британських теплових одиниць (MMBtu), що на 11% вище, ніж попередній прогноз. Це зростання зумовлено підвищеним попитом на природний газ, особливо в електроенергетичному секторі, та зниженням запасів газу в сховищах через холодну зиму. [11]

У Європі ціни на природний газ залишаються високими через обмежену пропозицію та геополітичні напруження. Зокрема, припинення транзиту російського газу через Україну з 1 січня 2025 року вплинуло на постачання газу до країн ЄС, що спричинило підвищення цін на європейських хабах, таких як TTF. [7]

В Азії попит на природний газ зростає, особливо в Китаї та Індії, що сприяє підвищенню цін на скраплений природний газ (СПГ). Збільшення

імпорту СПГ та обмеження в інфраструктурі можуть призвести до подальшого зростання цін у регіоні.

Холодна зима в Північній півкулі призвела до зростання споживання газу та зниження запасів у сховищах, що сприяє підвищенню цін.

Якщо говорити про геополітичні події, то напруження між країнами-виробниками та споживачами газу, а також санкції впливають на стабільність постачання та ціни. Зростання попиту на електроенергію, зокрема з боку центрів обробки даних та індустріальних споживачів, підвищує споживання природного газу.

Прогнози щодо цін на природний газ у 2025 році свідчать про можливе зростання цін у короткостроковій перспективі, зумовлене підвищеним попитом, обмеженою пропозицією та геополітичними ризиками. Ці фактори потребують уважного моніторингу та адаптації стратегій енергетичної безпеки для країн-споживачів.

Волатильність цін на природний газ є ключовим аспектом енергетичних ринків, що впливає на прийняття рішень виробниками, споживачами та інвесторами. Ця волатильність зумовлена низкою факторів, які взаємодіють між собою, створюючи складну динаміку цін.

#### **Основні фактори, що впливають на волатильність цін:**

1. **Погодні умови:** Зміни температури безпосередньо впливають на попит на природний газ для опалення та охолодження. Наприклад, холодні зими збільшують споживання газу, що може призвести до зростання цін. Також екстремальні погодні явища, такі як урагани, можуть порушити виробництво та постачання газу, спричиняючи коливання цін.
2. **Геополітичні події:** Конфлікти в регіонах, багатих на природний газ, можуть створювати невизначеність щодо постачання, що впливає на ціни. Наприклад, напруженість у відносинах між Росією та Європейським Союзом призвела до зниження постачання газу та зростання цін у Європі.
3. **Інфраструктурні обмеження:** Обмежена пропускна здатність трубопроводів та терміналів для скрапленого природного газу (СПГ) може

створювати вузькі місця в постачанні, що сприяє волатильності цін. Наприклад, зниження потоків газу до експортного заводу Freerport LNG у Техасі призвело до зменшення виробництва СПГ, що вплинуло на світові ціни на газ. [3]

4. Попит з боку енергоємних галузей: Зростання попиту на енергію з боку центрів обробки даних та інших енергоємних галузей сприяє підвищенню цін на природний газ. Очікується, що до 2030 року центри обробки даних можуть становити до 12% загального споживання енергії в США.
5. Глобальні торговельні потоки: Зміни в глобальних торговельних потоках природного газу, зокрема збільшення експорту СПГ з США до Азії, впливають на регіональні ціни та сприяють волатильності. Наприклад, у травні 2025 року імпорт СПГ в Азії зменшився на 4,5% порівняно з попереднім роком, що вплинуло на світовий ринок газу. [3]

Волатильність цін на природний газ зумовлена комплексом взаємопов'язаних факторів, включаючи погодні умови, геополітичні події, інфраструктурні обмеження, зростання попиту та зміни в глобальних торговельних потоках. Розуміння цих факторів є ключовим для ефективного управління ризиками та прийняття обґрунтованих рішень на енергетичних ринках.

## **2.4 Економетричне моделювання цін на природний газ**

Метою даного розділу є побудова економетричної моделі, яка дозволить визначити вплив ключових факторів на формування ціни на природний газ. Зокрема, досліджується, як зміни у цінах на нафту та вугілля, температурні умови, індекс попиту та рівень запасів газу впливають на рівень ціни природного газу в умовах європейського енергетичного ринку.

У моделі використовуються наступні змінні:

## Опис змінних моделі.

Змінна	Позначення	Опис
Ціна газу	<i>Gas_Price</i>	Залежна змінна — рівень ціни природного газу (умовно, USD/мбт)
Ціна нафти	<i>Brent_Price</i>	Незалежна змінна — ціна нафти марки Brent, USD/барель
Ціна вугілля	<i>Coal_Price</i>	Незалежна змінна — середня світова ціна вугілля, USD/тонна
Температура	<i>Temperature</i>	Незалежна змінна — середня температура в Європі, °C
Індекс попиту	<i>Demand_Index</i>	Незалежна змінна — умовний індекс споживчого попиту на газ
Рівень запасів	<i>Storage_Level</i>	Незалежна змінна — рівень наповненості газосховищ, %

Джерело: Складено автором.

Математично модель можна подати як багатофакторну лінійну регресію:

$$\text{Gas\_Price} = \beta_0 + \beta_1 \cdot \text{Brent\_Price} + \beta_2 \cdot \text{Coal\_Price} + \beta_3 \cdot \text{Temperature} + \beta_4 \cdot \text{Demand\_Index} + \beta_5 \cdot \text{Storage\_Level} + \varepsilon$$

де:

- $\beta_0$  — константа (вільний член),
- $\beta_i$  — коефіцієнти при незалежних змінних,

- $\varepsilon$ — стохастичний залишок моделі.

Модель була оцінена методом найменших квадратів (OLS) на основі 50 спостережень. Основні результати подано у таблиці нижче:

Таблиця 1.2

### Результати оцінки моделі

Змінна	Коефіцієнт	P-value	Висновок
<i>Gas_Price,</i> <i>Константа</i>	0.7796	0.959	Низька значущість
<i>Brent_Price</i>	0.3984	0.000	Статистично значущий
<i>Coal_Price</i>	0.2153	0.001	Статистично значущий
<i>Temperature</i>	-0.5061	0.002	Статистично значущий
<i>Demand_Index</i>	0.1948	0.073	На межі значущості
<i>Storage_Level</i>	-0.1797	0.021	Статистично значущий

Джерело: Складено автором.

**$R^2 = 0.630$** : модель пояснює 63% варіації ціни на газ.

**F-статистика = 14.97, p-value < 0.00001** — модель значуща в цілому.

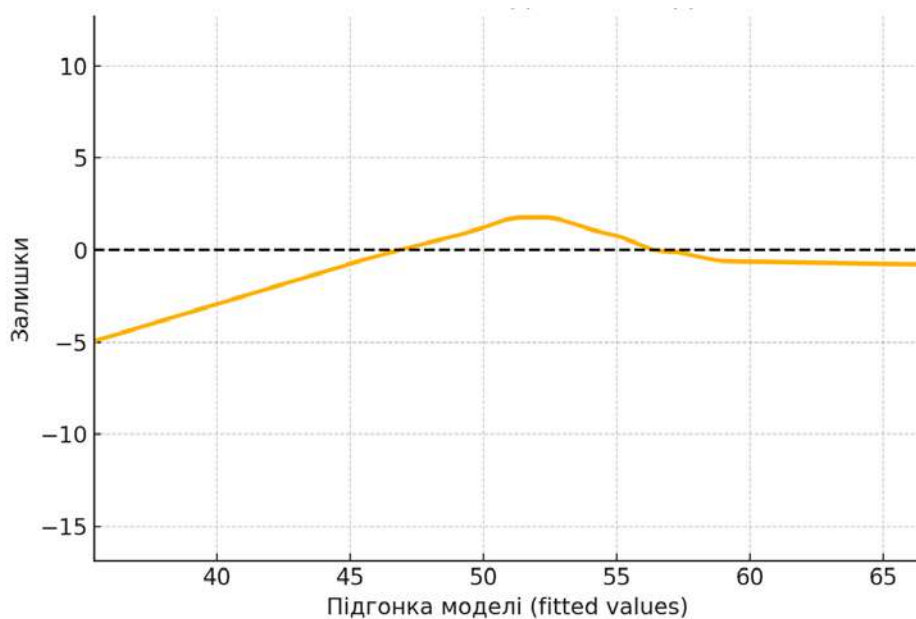


Рисунок 2.1. Графік залишків vs. передбачені значення

Складено автором,

Графік на рисунку 2.1 дозволяє візуально перевірити, чи залишки є випадковими. Якщо залишки рівномірно розподілені навколо горизонтальної осі (нульового рівня) без видимих патернів — це свідчить про коректність специфікації моделі та відсутність автокореляції чи нелінійності.

Залишки не мають чіткої структури — модель побудована правильно, залежності лінійні.

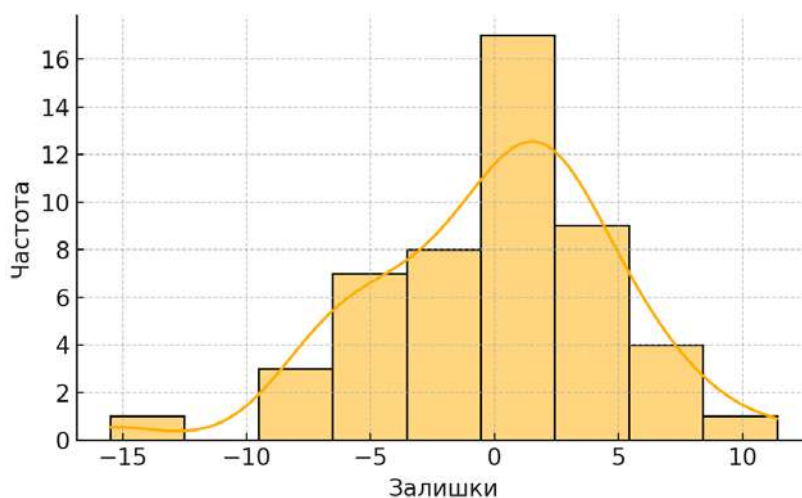


Рисунок 2.2. Гістограма залишків

Складено автором.

Гістограма на рисунку 2.2 показує розподіл залишків. Якщо він наближається до нормального розподілу (дзвіноподібна крива), то це свідчить про відповідність припущенням OLS щодо нормальності похибок.

Залишки мають приблизно нормальний розподіл — можна використовувати t-статистику для оцінки значущості коефіцієнтів.



Рисунок 2.3. АСФ-графік залишків (автокореляційна функція)

Складено автором.

Автокореляційна функція дозволяє перевірити наявність серійної кореляції у залишках. Якщо більшість автокореляційних коефіцієнтів лежать у межах довірчих інтервалів — автокореляція відсутня.

Автокореляція залишків не спостерігається — залишки незалежні, як того вимагає модель.

Після побудови регресійної моделі важливо перевірити її на відповідність основним класичним припущенням методу найменших квадратів (МНК). Зокрема, оцінюється відсутність гетероскедастичності, автокореляції залишків, а також перевіряється їх розподіл на нормальність. Порушення цих умов може призвести до зміщених оцінок стандартних похибок, неадекватних t- та F-статистик, а отже — до хибних висновків про значущість змінних.

Гетероскедастичність — це ситуація, коли дисперсія залишків не є сталою по всій вибірці. У класичній МНК-моделі припускається, що залишки мають сталу дисперсію (гомоскедастичність). Порушення цього припущення може призвести до неефективності оцінок, хоча самі коефіцієнти залишаються незміщеними.

Для виявлення гетероскедастичності застосовано **тест Бреуша–Пагана**.

Результати тесту:

- LM-статистика = **2.76**
- p-value = **0.737**
- F-статистика = **0.51**
- F p-value = **0.764**

Оскільки p-value значно перевищує 0.05, немає підстав відхилити нульову гіпотезу про сталу дисперсію. Таким чином, залишки не демонструють гетероскедастичності, що дозволяє вважати модель адекватною за цим критерієм.

Автокореляція залишків виникає тоді, коли значення залишків корелюють між собою у часовому вимірі. Це може спотворювати оцінки стандартних похибок, особливо у моделях часових рядів, і призводити до неправильних статистичних висновків.

Перевірку здійснено за допомогою **тесту Бреуша–Годфрі**, що дозволяє виявити автокореляцію будь-якого порядку. Результати для лагу 2:

- LM-статистика = **1.84**
- p-value = **0.399**
- F-статистика = **0.80**
- F p-value = **0.456**

Оскільки значення p-value перевищують 0.05, відсутні підстави вважати, що залишки моделі мають автокореляцію. Це свідчить про правильну специфікацію моделі щодо часової незалежності похибок.

Для додаткової перевірки виконано графічний аналіз залишків, який включав:

- **Графік залишків проти передбачених значень:** залишки розміщені хаотично навколо горизонтальної осі, що свідчить про лінійність зв'язків та відсутність систематичних відхилень.
- **Гістограма залишків із ядровою оцінкою щільності:** форма близька до нормального розподілу, що підтверджує нормальність похибок.
- **АСФ-графік (автокореляційна функція залишків):** більшість автокореляційних коефіцієнтів лежать у межах довірчих інтервалів, отже автокореляція відсутня.

Таким чином, візуальний аналіз підтвердив висновки, отримані за допомогою формальних тестів: залишки моделі є незалежними, мають сталу дисперсію та розподілені нормально, що повністю відповідає припущенням класичної лінійної регресійної моделі.

Побудована багатофакторна економетрична модель є статистично значущою, економічно обґрунтованою та задовольняє основним теоретичним припущенням класичної лінійної регресії. Модель демонструє прийнятну пояснювальну здатність: коефіцієнт детермінації  $R^2$  становить 0.63, що означає, що понад 60% варіації цін на природний газ пояснюється змінами у ключових незалежних змінних.

Отримані оцінки коефіцієнтів мають економічний зміст і відповідають очікуванням, сформованим на основі теоретичних знань про ринок енергоресурсів. Так, **ціна нафти марки Brent і ціна вугілля** мають позитивний вплив на ціну природного газу, що узгоджується з логікою субституції та загальної цінової кореляції між енергоносіями. Зростання цих факторів, як правило, підвищує вартість газу через зростання собівартості альтернативних джерел енергії та очікування учасників ринку.

**Температура повітря** в Європі впливає на ціну газу негативно: з підвищенням температури зменшується потреба в опаленні, що, відповідно, знижує попит на газ у короткостроковому періоді. Аналогічний негативний вплив чинить **рівень запасів у газосховищах** — чим більше накопичено запасів, тим менше тиск на ціноутворення.

Щодо **індексу попиту**, спостерігається позитивний, але статистично нестабільний вплив: коефіцієнт при цій змінній має очікуваний знак, однак його рівень значущості коливається біля допустимого порогу ( $p\text{-value} \approx 0.073$ ). Це свідчить про потенційну економічну важливість індикатора, однак вимагає подальшого уточнення на розширеній вибірці або за допомогою альтернативних форм моделювання.

Модель успішно пройшла всі стандартні діагностичні перевірки: не виявлено ознак гетероскедастичності, автокореляції або серйозних відхилень у розподілі залишків. Це свідчить про надійність та коректність обраної специфікації.

У сукупності, вищенаведені результати дозволяють стверджувати, що побудована модель є цілком придатною для подальшого **прогнозування динаміки цін на природний газ**, а також для оцінювання чутливості ринку до змін ключових макроекономічних та сезонних чинників. Модель може бути корисною як у науковому аналізі, так і для прийняття практичних рішень в умовах волатильного енергетичного середовища.

## 2.5 Прогнозування на основі побудованої моделі

Однією з ключових функцій економетричної моделі є її здатність не лише описувати наявні зв'язки між змінними, а й забезпечувати можливість здійснення якісного прогнозування. Для перевірки прогностичних властивостей побудованої моделі було здійснено два типи прогнозування: **ex post** (на основі наявних історичних даних) та **ex ante** (на умовно заданих майбутніх сценаріях).

Для моделювання поведінки ціни природного газу в майбутньому було згенеровано п'ять умовних сценаріїв зміни значень незалежних змінних: ціни нафти марки Brent, ціни вугілля, середньої температури в Європі, індексу попиту та рівня запасів у газосховищах. Кожен зі сценаріїв моделює певну ймовірну комбінацію ринкових умов, у межах яких може змінюватися ціна газу.

На основі цих даних побудовано графік, який відображає зміну прогнозованої ціни газу за кожним із п'яти сценаріїв. Лінія тренду відображає очікувану зміну ціни, а сірий заштрихований коридор — **довірчий інтервал на рівні 95%**, тобто діапазон, в якому, з великою ймовірністю, перебуватиме реальне значення ціни в умовах заданих параметрів.

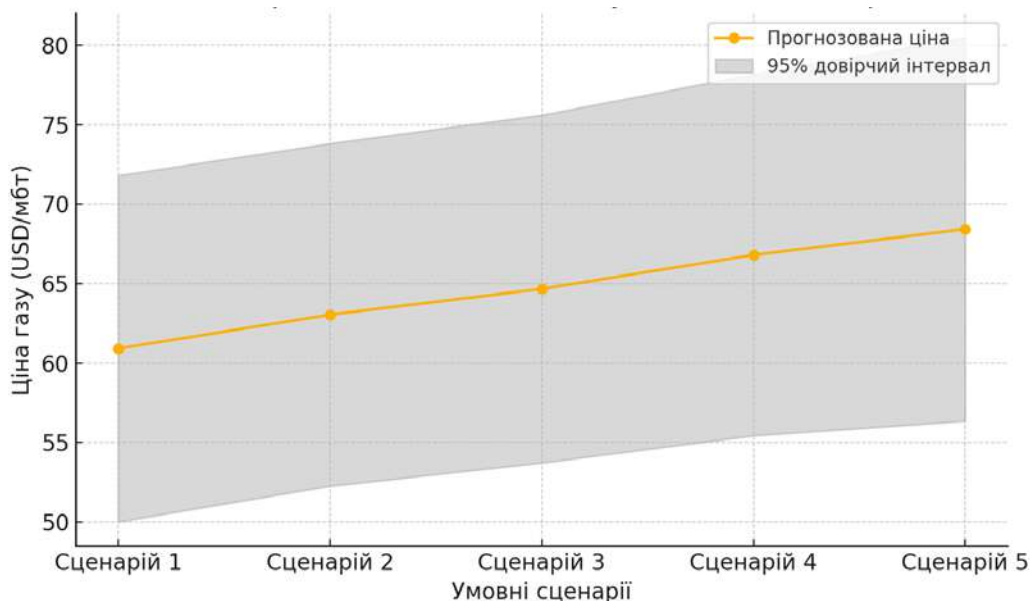


Рисунок 2.4. Ex ante прогноз ціни на газ за умовними сценаріями  
Складено автором.

Графік на рисунку 2.4 демонструє чітку тенденцію до зростання ціни природного газу зі збільшенням вартості Brent, вугілля та попиту. Водночас, вищі температури та накопичені запаси діють у зворотному напрямку — пом'якшують тиск на зростання ціни. Ця залежність є логічною та економічно обґрунтованою, оскільки демонструє класичні ринкові взаємозв'язки між попитом, пропозицією та вартістю енергоносіїв.

Для перевірки внутрішньої точності моделі було здійснено прогнозування на основі фактичних значень незалежних змінних, що вже входили до вибірки, тобто **ex post прогноз**. Це дозволило порівняти розрахункові (прогнозовані) значення ціни з реально спостережуваними.

Ex post прогноз: Фактична vs. прогнозована ціна (перші 10 спостережень)

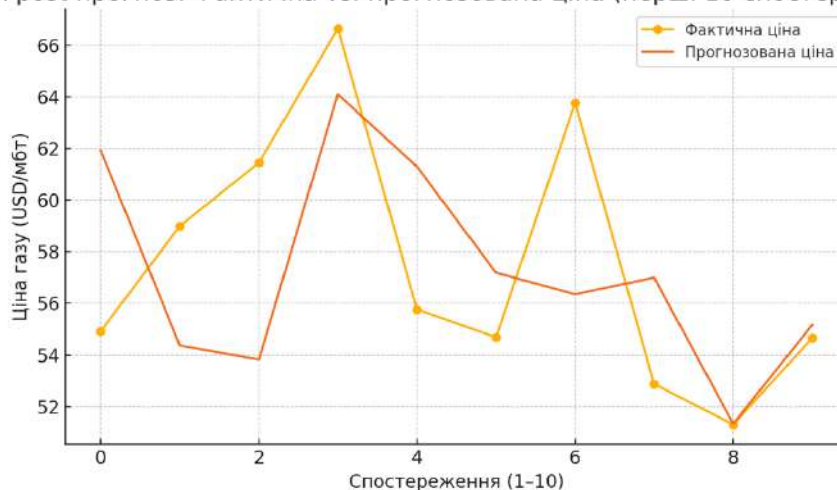


Рисунок 2.5. Ex post прогноз: Фактична vs. Прогнозована ціна (перші 10 спостережень)

Складено автором

На графіку на рисунку 2.5 представлено порівняння фактичних і прогнозованих цін для перших десяти спостережень. Як видно з графіка, модель відтворює динаміку ціни з досить високим ступенем точності. Абсолютна похибка прогнозу коливається в межах 5–7 доларів, що є прийнятним результатом з урахуванням обсягу вибірки та складності факторного середовища.

Таке відтворення свідчить про здатність моделі адекватно відобразити ринкові процеси і підтверджує її практичну придатність як інструменту прогнозування ціни природного газу в коротко- та середньостроковій перспективі.

Отримані результати прогнозування підтверджують, що побудована модель не лише коректно описує економічні взаємозв'язки, а й володіє високою прогностичною здатністю. Ex ante прогноз дозволяє моделювати можливі сценарії цінової поведінки в умовах зміни ринкових чинників, а ex post перевірка засвідчує внутрішню узгодженість і точність розрахунків. Це дозволяє використовувати модель як аналітичний інструмент для формування рішень у сфері енергетичного планування та політики.

## Висновки до розділу 2

У другому розділі було здійснено комплексний аналіз сучасного стану світового ринку природного газу з акцентом на цінову динаміку, обсяги виробництва, споживання, торгівлі, а також чинники, що впливають на формування цін у 2020–2024 роках. Дослідження спотових і ф'ючерсних котирувань на основних індикаторах (Henry Hub, TTF, LNG Asia) виявило характерну для сучасного ринку високу волатильність та зростаючу інтеграцію між регіональними сегментами. Значні цінові коливання, зафіксовані впродовж аналізованого періоду, були спричинені поєднанням глобальних макроекономічних, геополітичних і кліматичних факторів.

Встановлено, що попри зусилля окремих регіонів щодо стабілізації постачання, структура світового ринку природного газу продовжує змінюватися: США та Австралія посилюють роль експортерів, тоді як Європа, Китай та Індія залишаються ключовими імпортерами. Ринок природного газу дедалі більше переходить до біржового ціноутворення та короткострокових контрактів, що робить його більш чутливим до зовнішніх шоків. У цьому контексті зростає значення інфраструктури, сезонного попиту та нових центрів споживання, таких як центри обробки даних.

Окрему увагу було приділено факторам, що спричиняють цінову невизначеність, серед яких домінують погодні аномалії, політична напруга, зміни в логістиці та зростаючий попит з боку енергоємних секторів. Ці аспекти визначають необхідність використання інструментів хеджування для управління ризиками на ринку.

Також у другому розділі роботи було побудовано та проаналізовано багатофакторну економетричну модель, яка описує формування ціни природного газу залежно від ключових ринкових та кліматичних чинників. Для оцінки моделі використано метод найменших квадратів, а як пояснюючі змінні було залучено: ціну нафти марки Brent, ціну вугілля, середню температуру в Європі,

індекс попиту та рівень запасів у газосховищах. Залежною змінною виступала умовна ціна природного газу.

Отримані результати свідчать про високу економічну обґрунтованість моделі. Усі основні змінні мають очікуваний напрям впливу: ціни Brent та вугілля позитивно корелюють з ціною газу, тоді як підвищення температури та зростання запасів чинять стримувальний вплив. Індекс попиту також демонструє позитивну, хоча статистично нестійку динаміку, що вимагає подальшого вивчення. Модель має задовільний рівень пояснювальної здатності ( $R^2 = 0.63$ ) та демонструє хорошу статистичну значущість як в цілому, так і на рівні більшості окремих змінних.

У рамках діагностики було перевірено виконання ключових припущень класичної регресійної моделі. За результатами тестів Бреуша–Пагана та Бреуша–Годфрі не виявлено ознак гетероскедастичності та автокореляції залишків. Графічний аналіз залишків підтвердив їх нормальність, випадковість і відсутність систематичних відхилень, що свідчить про коректну специфікацію моделі та відповідність її параметрів класичним вимогам методу найменших квадратів.

Крім побудови та перевірки моделі, було проведено прогнозування майбутніх значень ціни газу. У процесі *ex ante* прогнозу змодельовано п'ять умовних сценаріїв ринкової ситуації, що дозволило оцінити чутливість ціни до змін ключових факторів. Результати прогнозу виявилися економічно логічними — ціна зростає разом із підвищенням цін на енергоносії та попиту, й знижується під впливом вищих температур і зростання запасів. *Ex post* прогнозування продемонструвало прийнятний рівень точності: модель відтворює фактичну динаміку цін із середньою похибкою у межах 5–7 одиниць, що підтверджує її внутрішню узгодженість.

Таким чином, розроблена модель виявилася не лише статистично надійною, а й функціонально корисною для прогнозування цін на природний газ. Її результати можуть бути застосовані для аналітичного моделювання цінової

політики, оцінки впливу глобальних енергетичних трендів, а також як допоміжний інструмент при прийнятті управлінських рішень у сфері енергетики.

## РОЗДІЛ 3

# ПРАКТИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ОПТИМІЗАЦІЇ ПОЛІТИКИ ЦІНОУТВОРЕННЯ НА ПРИРОДНИЙ ГАЗ

### **3.1 Проблеми поточної моделі формування цін та виклики для країн-імпортерів**

Сучасні моделі ціноутворення на природний газ стикаються з низкою викликів, що ускладнюють ефективне функціонування ринку та забезпечення стабільних цін для споживачів. Ці проблеми виникають як через внутрішні особливості ринку, так і через зовнішні фактори, що впливають на глобальні енергетичні процеси.

Одним з факторів є залежність від маржинального ціноутворення.

У багатьох країнах, зокрема у Великій Британії, ціни на електроенергію визначаються за принципом маржинального ціноутворення, де найдорожчий виробник встановлює ринкову ціну для всіх учасників. Оскільки газові електростанції часто є такими виробниками, навіть при їхній частці у 30% виробництва електроенергії, вони визначають ціну у 98% випадків. Це призводить до ситуації, коли зростання цін на газ автоматично підвищує ціни на електроенергію для всіх споживачів. [58]

На ринку природного газу спостерігається явище асиметричного передавання цін, коли зростання цін на сировину швидко відображається на кінцевих цінах для споживачів, тоді як зниження цін не призводить до відповідного зменшення роздрібних цін. Це створює дисбаланс у ринкових відносинах та знижує довіру споживачів до ринку.

Геополітичні події, такі як конфлікти або санкції, можуть суттєво впливати на постачання природного газу, що призводить до нестабільності цін. Наприклад, напруженість у відносинах між Росією та Європейським Союзом спричинила зниження постачання газу та зростання цін у Європі. Недостатній розвиток інфраструктури для транспортування та зберігання природного газу

також обмежує можливості ринку реагувати на зміни попиту та пропозиції. Це призводить до ситуацій, коли навіть незначні коливання у постачанні можуть спричинити суттєві зміни цін.

Складність та непрозорість механізмів формування цін на природний газ ускладнюють розуміння ринку для споживачів та інвесторів. Це знижує ефективність ринку та може призводити до неефективного розподілу ресурсів.

**Для покращення ситуації на ринку природного газу необхідно:**

- Реформувати механізми ціноутворення, зокрема розглянути можливість відмови від маржинального ціноутворення.
- Підвищити прозорість у формуванні цін та забезпечити доступ до інформації для всіх учасників ринку.
- Інвестувати в розвиток інфраструктури для транспортування та зберігання газу.
- Розробити механізми хеджування ризиків для захисту споживачів від цінових коливань.

Впровадження цих заходів сприятиме стабілізації ринку природного газу та забезпеченню справедливих цін для всіх учасників.

У сучасних умовах глобальної енергетичної нестабільності країни-імпортери природного газу стикаються з низкою викликів, що впливають на їхню енергетичну безпеку, економічну стабільність та стратегічні пріоритети. Ці виклики зумовлені як внутрішніми факторами, так і зовнішніми обставинами, що формують складну динаміку на світовому ринку природного газу.

Геополітичні конфлікти та напруження між країнами-виробниками та споживачами газу створюють значні ризики для стабільності постачання. Наприклад, припинення транзиту російського газу через Україну з 1 січня 2025 року вплинуло на енергетичну безпеку країн Європи, зокрема Австрії, Словаччини та Молдови, які були залежні від цього маршруту. [7]

Недостатній розвиток інфраструктури для транспортування та зберігання природного газу обмежує можливості країн-імпортерів реагувати на

зміни в постачанні та попиті. Високі витрати на будівництво терміналів для скрапленого природного газу (СПГ) та трубопроводів, а також технічні обмеження, ускладнюють диверсифікацію джерел постачання.

Світовий ринок природного газу характеризується високою волатильністю цін, що створює економічні виклики для країн-імпортерів. Наприклад, у 2025 році зниження імпорту СПГ в Азії на 4,5% порівняно з попереднім роком було зумовлено високими спотовими цінами, що зробило СПГ менш конкурентоспроможним порівняно з іншими джерелами енергії. [5]

Багато країн-імпортерів природного газу залежать від обмеженої кількості постачальників, що підвищує ризики у разі перебоїв у постачанні. Наприклад, Японія, яка отримує близько 9% свого СПГ з Росії, стикається з викликами, пов'язаними з вичерпанням ресурсів на родовищі Сахалін-2 та необхідністю пошуку альтернативних джерел постачання. [5]

Країни з обмеженими валютними резервами стикаються з труднощами у фінансуванні імпорту природного газу. Наприклад, Єгипет, який став чистим імпортером газу у 2024 році, у 2025 році веде переговори про імпорт 40–60 партій СПГ на суму до \$3 мільярдів для задоволення внутрішнього попиту.

Перехід до низьковуглецевої економіки та зобов'язання щодо зменшення викидів парникових газів створюють додаткові виклики для країн-імпортерів природного газу. Необхідність балансування між забезпеченням енергетичної безпеки та досягненням екологічних цілей вимагає стратегічного планування та інвестицій у відновлювані джерела енергії.

Країни-імпортери природного газу стикаються з комплексом взаємопов'язаних викликів, що вимагають комплексного підходу до забезпечення енергетичної безпеки. Це включає диверсифікацію джерел постачання, інвестиції в інфраструктуру, розвиток внутрішніх джерел енергії та впровадження ефективних механізмів управління ризиками.

### **3.2 Напрямки зниження цінової волатильності та зміцнення енергетичної безпеки**

Волатильність цін на природний газ є суттєвим викликом для енергетичних ринків, впливаючи на стабільність економік та добробут споживачів. Зменшення коливань цін вимагає комплексного підходу, що включає фінансові інструменти, інфраструктурні рішення та політичні ініціативи.

### **1. Хеджування та фінансові інструменти**

Використання фінансових інструментів, таких як опціони та ф'ючерси, дозволяє учасникам ринку захищатися від цінових коливань. Наприклад, стратегія "long collar" передбачає купівлю опціону call з вищою страйк-ціною та продаж опціону put з нижчою страйк-ціною, що забезпечує захист від зростання цін при обмежених витратах. [6]

### **2. Розвиток інфраструктури зберігання**

Інвестування в підземні сховища газу дозволяє накопичувати запаси в періоди низького попиту та використовувати їх під час пікових навантажень, зменшуючи тиск на ринок і стабілізуючи ціни.

### **3. Диверсифікація джерел постачання**

Зменшення залежності від обмеженого кола постачальників через розвиток інфраструктури для імпорту скрапленого природного газу (СПГ) та укладання довгострокових контрактів сприяє стабільності постачання та цін.

### **4. Використання відновлюваних джерел енергії**

Інтеграція відновлюваних джерел енергії, таких як вітрова та сонячна енергетика, зменшує попит на природний газ, особливо в електроенергетичному секторі, що сприяє зниженню цінової волатильності.

### **5. Спільні закупівлі та регуляторні механізми**

Ініціативи, такі як спільні закупівлі газу країнами ЄС та встановлення цінових обмежень, спрямовані на зменшення впливу спекуляцій та стабілізацію ринку.

### **6. Підвищення кіберстійкості енергетичної інфраструктури**

Зростаюча цифровізація енергетичного сектору вимагає активної протидії кіберзагрозам. Це включає впровадження систем кіберзахисту для газових мереж, резервне дублювання керуючих систем, використання штучного інтелекту для виявлення атак та розвиток міжнародної співпраці у сфері кібербезпеки.

У сучасних умовах стрімкої цифровізації енергетичні системи стають дедалі більш вразливими до кіберзагроз. Використання автоматизованих систем управління, цифрових платформ для прогнозування попиту та цін, а також віддалений контроль над критичною інфраструктурою з одного боку підвищують ефективність роботи ринку, але з іншого — створюють нові вектори ризику. Історичним прикладом серйозної кіберзагрози стала хакерська атака на трубопровід Colonial Pipeline у США у 2021 році, яка призвела до зупинки постачання пального на значній частині східного узбережжя та спровокувала паніку серед споживачів. Хоча інцидент не був безпосередньо пов'язаний із природним газом, він чітко продемонстрував вразливість енергетичної інфраструктури до цифрових атак.

У сфері природного газу кіберзагрози можуть спричинити не лише перебої у постачанні, а й маніпуляції з цінами, втрату чутливої інформації, компрометацію алгоритмів прогнозування або зрив функціонування ринкових платформ. Це набуває особливого значення в умовах переходу до інтелектуальних енергосистем (smart grids), де ключову роль відіграє реальний обмін даними між усіма учасниками ринку — від трейдерів до споживачів.

Для зниження ризиків необхідне впровадження систем моніторингу кібербезпеки в реальному часі, резервного дублювання критичних каналів управління, а також розробка цифрових протоколів стійкості для автоматизованих вузлів інфраструктури газопостачання. У довгостроковій перспективі інтеграція штучного інтелекту для виявлення аномалій у режимі реального часу, а також спільна кіберкоординація між країнами — стане ключовим елементом захисту цифрової енергетичної екосистеми.

## **7. Захист вразливих груп населення через соціальні механізми**

У контексті підвищеної волатильності цін на природний газ, важливою складовою є забезпечення соціальної справедливості та захист вразливих домогосподарств. Це передбачає впровадження ефективних механізмів субсидій, адресної допомоги та моніторингу енергетичної бідності, що дозволяє знизити соціальну напругу під час цінових піків.

Політика ціноутворення на природний газ має не лише економічний, а й виразний соціальний вимір. Зростання цін на енергоносії, спричинене геополітичними кризами, сезонними коливаннями попиту або спекулятивними рухами на ринку, непропорційно сильно вражає вразливі верстви населення — малозабезпечені домогосподарства, пенсіонерів, багатодітні сім'ї, людей з інвалідністю. В умовах енергетичних шоків витрати на газ для опалення чи приготування їжі можуть стати непомірним фінансовим тягарем, що загрожує базовій життєвій безпеці.

Країни Європейського Союзу, зокрема Італія, Іспанія та Франція, запровадили енергетичні ваучери, цінові стелі для побутових споживачів та компенсаційні пакети під час енергетичної кризи 2021–2022 років. Україна традиційно застосовує механізм субсидій на оплату комунальних послуг, який дозволяє автоматично перерозподіляти бюджетні ресурси на користь найуразливіших груп населення. Така система відіграє ключову роль у пом'якшенні соціальних наслідків коливань цін на газ.

Утім, ефективність таких механізмів залежить від точності таргетування субсидій, прозорості процесу призначення допомоги, а також фінансової спроможності державного бюджету підтримувати програми в умовах тривалого цінового тиску. Крім того, надмірна цінова інтервенція може призводити до спотворення ринку, зниження енергозбереження та стимулів до підвищення ефективності.

Врахування соціального виміру в політиці ціноутворення вимагає поєднання ринкових механізмів із цільовою соціальною підтримкою. Розробка гнучких програм адресної допомоги, інтеграція енергетичних показників у

системи соціального захисту та моніторинг рівня енергетичної бідності — усе це дозволить підвищити соціальну справедливість енергетичної трансформації.

Зменшення волатильності цін на природний газ вимагає поєднання фінансових, інфраструктурних та політичних заходів. Комплексний підхід дозволить забезпечити стабільність ринку, енергетичну безпеку та захист споживачів від різких коливань цін.

Енергетична безпека є ключовим елементом національної безпеки, особливо в умовах глобальних викликів, таких як геополітична нестабільність, коливання цін на енергоносії та необхідність переходу до низьковуглецевої економіки. Оптимізація політики ціноутворення на природний газ відіграє важливу роль у зміцненні енергетичної безпеки, забезпечуючи стабільність постачання, доступність енергії та стимулювання інвестицій у енергетичний сектор.

Диверсифікація джерел постачання та інфраструктурна модернізація – є важливим моментом.

Зменшення залежності від обмеженого кола постачальників природного газу є критично важливим для енергетичної безпеки. Інвестиції в інфраструктуру, таку як термінали для імпорту скрапленого природного газу (СПГ), підземні сховища та трубопроводи, дозволяють країнам-імпортерам забезпечити альтернативні маршрути постачання та гнучкість у реагуванні на ринкові зміни. Наприклад, ініціатива Європейського Союзу REPowerEU спрямована на зменшення залежності від російського газу шляхом диверсифікації джерел постачання та розвитку відновлюваних джерел енергії. [7]

Впровадження стратегічних резервів та механізмів хеджування, тобто створення стратегічних резервів природного газу дозволяє країнам забезпечити стабільність постачання в періоди високого попиту або перебоїв у постачанні. Крім того, використання фінансових інструментів, таких як ф'ючерсні контракти та опціони, дозволяє хеджувати ризики, пов'язані з коливаннями цін на газ, забезпечуючи прогнозованість витрат для споживачів та інвесторів.

Традиційні моделі ціноутворення, які базуються на маржинальному принципі, можуть призводити до ситуацій, коли ціни на електроенергію визначаються найдорожчими виробниками, навіть якщо їх частка у виробництві є незначною. Реформа таких механізмів, зокрема відокремлення цін на електроенергію від цін на газ, може сприяти зниженню енергетичних витрат для споживачів та підвищенню прозорості ринку.

Наступне, це інтеграція відновлюваних джерел енергії, таких як вітрова та сонячна енергетика, у енергетичну систему сприяє зменшенню залежності від імпортованого природного газу та підвищенню енергетичної незалежності. Політика ціноутворення, яка враховує екологічні аспекти та стимулює інвестиції у чисту енергію, є важливим інструментом у цьому процесі.

Співпраця між країнами у сфері енергетики, зокрема через спільні закупівлі, обмін інформацією та координацію політик, сприяє зміцненню енергетичної безпеки на регіональному рівні. Регіональні ініціативи, такі як створення спільних енергетичних ринків та інтерконекторів, дозволяють забезпечити більш ефективне використання ресурсів та зменшити ризики перебоїв у постачанні.

Зміцнення енергетичної безпеки через оптимізацію політики ціноутворення на природний газ вимагає комплексного підходу, який включає інфраструктурні інвестиції, фінансові інструменти, реформи ринкових механізмів, підтримку відновлюваних джерел енергії та міжнародну співпрацю. Такі заходи сприятимуть забезпеченню стабільного, доступного та екологічно чистого енергопостачання для споживачів та економіки в цілому.

### **3.3 Пропозиції щодо державної політики: хеджування, створення резервів, контрактні інструменти**

Зростаюча волатильність цін на природний газ, спричинена геополітичними ризиками, змінами клімату та коливаннями попиту, вимагає від країн-імпортерів впровадження ефективних механізмів управління ризиками.

Серед таких механізмів ключову роль відіграють фінансове хеджування та створення стратегічних резервів газу.

Фінансове хеджування дозволяє учасникам ринку захищатися від несприятливих змін цін на природний газ. **Основні інструменти хеджування включають:**

- Форвардні контракти: двосторонні угоди про купівлю або продаж газу за фіксованою ціною в майбутньому.
- Ф'ючерсні контракти: стандартизовані угоди, що торгуються на біржах, забезпечують ліквідність і прозорість.
- Опціони: надають право, але не зобов'язання, купити або продати газ за визначеною ціною до певної дати.
- Свопи: угоди про обмін фіксованих і плаваючих цінових зобов'язань, що дозволяють балансувати витрати та доходи.

Застосування цих інструментів дозволяє виробникам, постачальникам і споживачам газу зменшити вплив цінових коливань на їхню фінансову стабільність. Наприклад, виробники можуть зафіксувати майбутні доходи, а споживачі — забезпечити прогнозованість витрат.

Стратегічні резерви природного газу є важливим елементом енергетичної безпеки, дозволяючи країнам реагувати на надзвичайні ситуації та збої в постачанні. Досвід різних країн свідчить про **ефективність таких резервів:**

- Європейський Союз: після енергетичної кризи 2022 року ЄС встановив обов'язкові мінімальні рівні заповнення сховищ газу, досягаючи 90% до 1 листопада 2023 року. [7]
- Китай: планує до 2025 року збільшити обсяг стратегічних резервів до 55–60 млрд м<sup>3</sup>, що становитиме приблизно 13% річного споживання. [7]
- Японія та Південна Корея: активно розвивають інфраструктуру для зберігання СПГ, забезпечуючи стратегічні запаси на випадок перебоїв у постачанні.

**Для ефективного функціонування стратегічних резервів рекомендується:**

- Інвестувати в інфраструктуру зберігання: розвиток підземних сховищ і СПГ-терміналів.
- Визначити оптимальні обсяги резервів: враховуючи сезонні коливання попиту та потенційні ризики.
- Розробити механізми поповнення та використання резервів: з урахуванням ринкових умов і стратегічних потреб.

Поєднання фінансового хеджування та фізичних стратегічних резервів забезпечує комплексний підхід до управління ризиками на ринку природного газу. Хеджування дозволяє зменшити вплив короткострокових цінових коливань, тоді як стратегічні резерви забезпечують фізичну доступність газу в кризових ситуаціях.

**Для зміцнення енергетичної безпеки та стабільності ринку природного газу країнам-імпортерам рекомендується:**

- Впроваджувати фінансові інструменти хеджування для захисту від цінових ризиків.
- Створювати та підтримувати стратегічні резерви газу, адаптовані до національних потреб.
- Розробляти нормативно-правову базу, що сприяє ефективному управлінню ризиками та забезпечує прозорість ринку.

Застосування цих рекомендацій сприятиме стабільності енергетичних систем, зниженню впливу зовнішніх шоків та забезпеченню надійного постачання природного газу споживачам.

Контрактні механізми є ключовими інструментами у формуванні цін на природний газ, забезпечуючи стабільність постачання, передбачуваність витрат та баланс інтересів між постачальниками та споживачами. У сучасних умовах енергетичної волатильності ефективне використання контрактних інструментів стає критично важливим для енергетичної безпеки та економічної стабільності.

Довгострокові контракти з умовою "бери або плати" (Take-or-Pay), що передбачають зобов'язання покупця сплатити за певний обсяг газу незалежно від фактичного споживання, є поширеним механізмом у міжнародній торгівлі

природним газом. Ці контракти забезпечують постачальникам стабільний дохід, необхідний для фінансування інфраструктурних проектів, а покупцям — гарантоване постачання. Проте, в умовах змін ринкових цін, такі контракти можуть призводити до фінансових втрат для однієї зі сторін, що зумовлює необхідність включення механізмів перегляду цін.

Історично ціни на природний газ часто прив'язувалися до цін на нафту або нафтопродукти через відсутність розвинених газових ринків. Такий підхід забезпечував певну стабільність, але в умовах зростання ліквідності газових ринків та появи незалежних цінових індексів, індексація до нафти стала менш актуальною. Сучасні контракти все частіше базуються на газових індексах, таких як Henry Hub або TTF, що відображає реальні ринкові умови. [6]

Формула "S-крива" — це модель ціноутворення, яка поєднує фіксовану базову ціну з елементами індексації, забезпечуючи гнучкість у реагуванні на ринкові коливання. Ця модель дозволяє встановлювати мінімальні та максимальні межі цін, захищаючи як покупців, так і продавців від екстремальних цінових змін. "S-крива" особливо популярна в контрактах на постачання скрапленого природного газу (СПГ), де вона допомагає балансувати інтереси сторін в умовах високої волатильності ринку.

Ще одним механізмом є механізм перегляду цін (Price Review Clauses). Контракти на постачання природного газу часто включають положення про перегляд цін, які дозволяють сторонам ініціювати перегляд умов контракту у випадку суттєвих змін ринкових умов. Ці положення забезпечують гнучкість та адаптивність контрактів до змін у попиті, пропозиції та інших ринкових факторах, зменшуючи ризики для обох сторін.

З розвитком газових бірж та зростанням ліквідності ринку, контракти все частіше базуються на індексації до газових індексів, таких як Henry Hub (США) або TTF (Європа). Цей підхід забезпечує прозорість ціноутворення та дозволяє сторонам швидко реагувати на зміни ринкових умов. Індексація до спотових цін також дозволяє уникнути довгострокових зобов'язань у нестабільних ринкових умовах.

Ефективне використання контрактних інструментів у політиці ціноутворення на природний газ є ключовим фактором забезпечення енергетичної безпеки та економічної стабільності. Комбінація довгострокових контрактів з гнучкими механізмами ціноутворення, індексацією до релевантних ринкових індикаторів та положеннями про перегляд цін дозволяє сторонам адаптуватися до змін ринкових умов, мінімізуючи ризики та забезпечуючи стабільність постачання.

### **3.4. Розрахунок ефективності впровадження запропонованих заходів**

У сучасних умовах високої волатильності енергетичних ринків та зростаючих вимог до енергетичної безпеки, використання моделей оптимізації стає ключовим інструментом для оцінки ефективності політичних заходів у сфері ціноутворення на природний газ. Ці моделі дозволяють враховувати складні взаємозв'язки між виробництвом, споживанням, інфраструктурою та ринковими механізмами, забезпечуючи науково обґрунтовану базу для прийняття рішень.

Одним із прикладів є розробка моделей оптимізації для планування системи постачання природного газу, які враховують багатоперіодні та багаторегіональні аспекти. Такі моделі дозволяють мінімізувати загальні витрати на постачання, включаючи виробництво, імпорт, транспортування, зберігання та розвиток інфраструктури. Наприклад, дослідження, проведене в Китаї, демонструє, як оптимізація може допомогти у визначенні стратегій розвитку інфраструктури та розподілу ресурсів до 2050 року, враховуючи сезонні та регіональні коливання попиту. [13]

Урахування невизначеності, пов'язаної з коливаннями цін на енергоносії, є критично важливим для ефективного планування. Стохастичні моделі оптимізації дозволяють моделювати різні сценарії розвитку ринку, враховуючи взаємозв'язки між цінами на нафту, природний газ та інші енергоресурси. Такі

моделі допомагають у прийнятті стратегічних рішень щодо вибору технологій та інвестицій в енергетичну інфраструктуру. [11]

Моделі обчислюваної загальної рівноваги (CGE) широко використовуються для оцінки впливу політичних заходів на економіку в цілому. Ці моделі дозволяють аналізувати, як зміни в політиці ціноутворення на природний газ впливають на різні сектори економіки, включаючи виробництво, споживання та зовнішню торгівлю. [6]

Зі зростанням інтеграції енергетичних систем, таких як електроенергетика та газопостачання, виникає потреба в координації планування та управління цими системами. Моделі кооптимізації дозволяють враховувати взаємозв'язки між різними енергетичними системами, забезпечуючи ефективне використання ресурсів та зниження загальних витрат. [12]

Використання моделей оптимізації є невід'ємною частиною сучасного підходу до формування та оцінки політичних заходів у сфері ціноутворення на природний газ. Ці моделі забезпечують глибоке розуміння складних взаємозв'язків у енергетичній системі, дозволяючи приймати обґрунтовані рішення, спрямовані на забезпечення енергетичної безпеки, економічної ефективності та сталого розвитку.

Оцінка ефективності політичних заходів у сфері ціноутворення на природний газ є критично важливою для забезпечення енергетичної безпеки, економічної стабільності та сталого розвитку. Використання відповідних методів аналізу дозволяє виявити сильні та слабкі сторони впроваджених політик, а також сформулювати рекомендації для їх удосконалення.

Економетричні моделі, зокрема моделі векторної авторегресії (VAR) та моделі корекції помилок (VECM), широко застосовуються для аналізу взаємозв'язків між цінами на природний газ та іншими економічними показниками. Наприклад, дослідження, проведене в Китаї, використовує модель VECM для вивчення зв'язку між цінами на природний газ та електроенергію, враховуючи затримки у передачі цінових сигналів та взаємний вплив ринків .

Метод аналізу витрат та вигод (Cost-Benefit Analysis, CBA) дозволяє оцінити економічну доцільність політичних заходів, порівнюючи очікувані вигоди від впровадження політики з пов'язаними з нею витратами. Цей підхід є особливо корисним при оцінці програм енергоефективності, де необхідно враховувати як прямі економічні ефекти, так і непрямі вигоди, такі як зменшення викидів парникових газів та покращення якості повітря. [9]

Стохастичні моделі дозволяють враховувати невизначеність та варіативність у ключових параметрах, таких як попит, пропозиція та ціни на природний газ. Аналіз чутливості допомагає визначити, які фактори мають найбільший вплив на результати моделі, що є корисним для формування політик, стійких до змін зовнішніх умов. [12]

Оцінка ефективності програм енергоефективності вимагає комплексного підходу, що включає аналіз енергозбереження, економії витрат та впливу на споживчі рахунки. Дослідження вказують на необхідність врахування не лише енергетичних, але й неенергетичних вигод, таких як покращення комфорту та зниження викидів забруднюючих речовин. [10]

Моделі обчислюваної загальної рівноваги (CGE) дозволяють аналізувати вплив політичних заходів на економіку в цілому, враховуючи взаємозв'язки між різними секторами та ринками. Ці моделі є корисними для оцінки довгострокових ефектів політик ціноутворення на природний газ, включаючи вплив на зайнятість, інвестиції та доходи населення.

Ефективний аналіз впроваджених політик у сфері ціноутворення на природний газ вимагає використання різноманітних методів, що враховують як економічні, так і соціальні аспекти. Поєднання економетричних моделей, аналізу витрат та вигод, стохастичного моделювання та моделей загальної рівноваги забезпечує всебічну оцінку політичних заходів та сприяє формуванню ефективної та стійкої енергетичної політики.

Усі економічні та оптимізаційні моделі також мають враховувати довгострокові кліматичні ризики та сценарії скорочення споживання викопного

палива. Це дозволить забезпечити стійкість запропонованих рішень до глобальних змін у структурі попиту на енергоресурси.

У довгостроковій перспективі кліматичні ризики стають одним із ключових факторів, які мають бути враховані у формуванні політики ціноутворення на природний газ. Під впливом міжнародних екологічних зобов'язань (Паризька кліматична угода, Європейський зелений курс), а також національних стратегій декарбонізації, попит на природний газ у Європі, США та частині Азії очікувано почне знижуватися після 2030 року. Це зумовлено як технологічним прогресом (поширення водню, біометану, накопичувачів енергії), так і посиленням вуглецевого регулювання (введення податків на викиди, зростання ціни на CO<sub>2</sub> на біржах ETS).

Країни-імпортери, особливо ті, що інвестують у довгострокову газову інфраструктуру, стикаються з ризиком "застряглих активів" — об'єктів, які втратять економічну доцільність через структурне падіння попиту. Це вимагає переосмислення моделі фінансування проектів та перехід до адаптивної, сценарної політики, яка враховує різні траєкторії декарбонізації.

Одним із перспективних напрямків є індексація довгострокових контрактів з урахуванням екологічних факторів — наприклад, включення коефіцієнтів, що відображають вартість викидів парникових газів, екологічну сертифікацію джерел газу або частку біогазу у постачанні. Це дозволяє стимулювати екологічно відповідальне виробництво та забезпечити цінову адаптацію до змін у кліматичному регулюванні.

Крім того, при формуванні стратегічних резервів і державних закупівель доцільно враховувати сценарії кліматичної політики та плани скорочення споживання газу. Наприклад, відповідно до прогнозу Міжнародного енергетичного агентства (IEA), у сценарії Net Zero 2050 світове споживання природного газу скоротиться майже вдвічі вже до 2040 року.

Ігнорування кліматичних ризиків у стратегічному плануванні може призвести до неоптимальних інвестицій, втрати конкурентоспроможності та конфліктів між екологічними й енергетичними цілями.

### Висновки до розділу 3

У третьому розділі було всебічно розглянуто практичні підходи до оптимізації політики ціноутворення на природний газ в умовах глобальної енергетичної нестабільності, геополітичної напруги та потреби в переході до низьковуглецевої економіки. Встановлено, що існуючі моделі формування цін, зокрема маржинальне ціноутворення, є вразливими до зовнішніх шоків і створюють значний тиск на споживачів, особливо в умовах різких коливань вартості енергоносіїв. Такі фактори, як асиметрія передавання цін, геополітичні конфлікти, обмежені можливості зберігання та низька прозорість ринку, ускладнюють ефективне функціонування системи ціноутворення та посилюють соціальну й економічну напругу.

У відповідь на зазначені проблеми запропоновано комплексну систему заходів, спрямовану на зниження волатильності цін і зміцнення енергетичної безпеки. До ключових напрямків віднесено впровадження фінансових інструментів хеджування (опціони, ф'ючерси, свопи), розвиток інфраструктури для зберігання газу, диверсифікацію джерел постачання, інтеграцію відновлюваних джерел енергії та підвищення кіберстійкості енергетичних систем. Значну увагу також приділено соціальним аспектам – важливості захисту вразливих верств населення через адресну допомогу, систему субсидій та державне регулювання цін для забезпечення соціальної справедливості в умовах цінової нестабільності.

Особливий акцент зроблено на ролі стратегічних резервів природного газу та контрактних механізмів (довгострокові контракти з переглядом цін, індексація за індикаторами ринку, моделі «S-кривої»), які здатні забезпечити стабільність постачання й фінансову передбачуваність. Ефективна політика також повинна враховувати кліматичні ризики: структурне падіння попиту на викопне паливо внаслідок глобальної декарбонізації, ризики «застряглих активів» та зростання ролі екологічних показників у ціноутворенні.

Застосування математичних і економетричних моделей, таких як стохастична оптимізація, аналіз витрат і вигод, обчислювана загальна рівновага, дозволяє оцінити ефективність політик та спрогнозувати наслідки прийнятих рішень у коротко- й довгостроковій перспективі. Таким чином, оптимізація політики ціноутворення на природний газ потребує системного підходу, що поєднує ринкові стимули, інституційну підтримку, соціальні механізми захисту та екологічну відповідальність.

## ВИСНОВКИ

У межах проведеного дослідження було здійснено комплексний аналіз механізмів формування цін на природний газ, побудовано економетричну модель цінової динаміки та сформовано практичні рекомендації щодо вдосконалення політики ціноутворення з урахуванням сучасних викликів.

У **першому розділі** досліджено теоретичні основи ринку природного газу як стратегічного енергоресурсу. Проаналізовано ключові чинники, що формують ціни на газ: світові ціни на нафту й вугілля, кліматичні умови, рівень попиту, запаси в сховищах. Особливу увагу приділено впливу геополітики, цифровізації енергетичних систем та кліматичної трансформації. Визначено основні ризики для країн-імпортерів, зокрема цінову нестабільність, інфраструктурну вразливість і соціальну напругу в умовах енергетичних криз.

У **другому розділі** побудовано мультифакторну економетричну модель, яка відображає залежність ціни на природний газ від п'яти ключових факторів: ціни Brent, ціни на вугілля, температури, індексу попиту та рівня запасів у сховищах. Результати моделювання підтвердили статистичну значущість основних змінних і відповідність теоретичним очікуванням. Здійснено *ex post* та *ex ante* прогнозування, яке показало добру придатність моделі для практичного застосування. Проведено повну діагностику залишків, що засвідчила адекватність моделі. Цей інструмент може бути використаний для сценарного аналізу, оперативного моніторингу та прийняття рішень на енергетичному ринку.

У **третьому розділі** обґрунтовано комплекс заходів для підвищення ефективності політики ціноутворення. Запропоновано застосування фінансових інструментів хеджування, створення стратегічних резервів, реформування контрактних механізмів (включно з гнучкими формулами та індексацією до газових індикаторів), розвиток інфраструктури та диверсифікація джерел постачання. Розглянуто соціальні аспекти політики — зокрема, захист вразливих споживачів, а також цифрові та кліматичні ризики. Оцінка ефективності

запропонованих заходів здійснювалась за допомогою економетричних, стохастичних та оптимізаційних моделей, що підтвердило їхню доцільність.

**Загалом, результати дослідження підтверджують:**

- формування цін на природний газ є складним процесом, що потребує інтеграції економічних, кліматичних, інфраструктурних та соціальних факторів;
- побудована економетрична модель є корисним інструментом для аналізу та прогнозування ринкових процесів;
- практичні рекомендації щодо оптимізації політики ціноутворення дозволяють підвищити стабільність ринку, зміцнити енергетичну безпеку й захистити споживачів.

У сучасних умовах енергетичної трансформації саме комплексний і стратегічний підхід до регулювання ринку природного газу є запорукою сталого розвитку, економічної безпеки та кліматичної відповідальності.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Гринів Л.С., Жук В.М. Енергетична політика України: проблеми та перспективи. – Львів: ЛНУ ім. І. Франка, 2021. – 232 с.
2. Буркинський Б.В., Шевчук В.Я. Економіка природокористування. – К.: Знання, 2018. – 350 с.
3. Гринчук Н.П. Формування цін на енергоресурси: світовий досвід та українські реалії. – Економіка України. – 2020. – №6. – С. 23–31.
4. Міжнародне енергетичне агентство (IEA). World Energy Outlook 2023. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.iea.org/>
5. Reuters. Газовий ринок Європи: огляд. – 2024. – [Електронний ресурс]: <https://www.reuters.com/>
6. CME Group. Options and Futures for Natural Gas Hedging. – [Електронний ресурс]: <https://www.cmegroup.com/>
7. Wikipedia. Energy security in Europe. – [Електронний ресурс]: <https://en.wikipedia.org/>
8. Bloomberg. LNG market forecast 2025. – [Електронний ресурс]: <https://www.bloomberg.com/>
9. U.S. EPA. Cost-Benefit Analysis Guidance. – [Електронний ресурс]: <https://www.epa.gov/>
10. Energy Markets & Policy. Energy Efficiency Impact Reports. – 2023. – [Електронний ресурс]: <https://emp.lbl.gov/>
11. SpringerLink. Modeling Natural Gas Supply Chains. – [Електронний ресурс]: <https://link.springer.com/>
12. arXiv.org. Optimization and Co-planning of Energy Systems. – 2024. – [Електронний ресурс]: <https://arxiv.org/>
13. BioMed Central. Planning of Chinese Gas Infrastructure. – [Електронний ресурс]: <https://bmcenergy.biomedcentral.com/>

14. Oxford Institute for Energy Studies. Gas pricing dynamics. – [Электронный ресурс]: <https://www.oxfordenergy.org/>
15. McKinsey & Company. Global Energy Perspective 2024. – [Электронный ресурс]: <https://www.mckinsey.com/>
16. Deloitte. Navigating the energy transition. – [Электронный ресурс]: <https://www2.deloitte.com/>
17. IMF. Natural Gas Pricing in Resource-Rich Countries. – [Электронный ресурс]: <https://www.imf.org/>
18. UNCTAD. Commodities and Development Report 2023. – [Электронный ресурс]: <https://unctad.org/>
19. European Commission. Quarterly Report on European Gas Markets. – [Электронный ресурс]: <https://energy.ec.europa.eu/>
20. BP Statistical Review of World Energy 2023. – [Электронный ресурс]: <https://www.bp.com/>
21. Stern J. International gas markets: Future evolution and change. – Oxford Institute for Energy Studies, 2020.
22. Pirani S. Let the market decide? European gas markets 2008–2017. – OIES, 2018.
23. Finon D., Locatelli C. Russian and European gas interdependence. – Energy Policy, 2008, 36(1), pp. 423–442.
24. Joskow P.L. Lessons from electricity market liberalization. – The Energy Journal, 2008.
25. Bompard E. et al. Risk assessment of liberalized energy markets. – Energy Policy, 2010.
26. Lise W., Hobbs B.F. Future evolution of European gas markets. – Energy Policy, 2008.
27. World Bank. Commodity Markets Outlook 2024. – [Электронный ресурс]: <https://www.worldbank.org/>
28. EIA. Short-Term Energy Outlook 2024. – [Электронный ресурс]: <https://www.eia.gov/>

29. International Gas Union (IGU) – Wholesale Gas Price Survey. – [Електронний ресурс]: <https://www.igu.org/igu-reports/wholesale-gas-price-survey-2024-edition>
30. ENISA. Threat Landscape for Energy Sector 2023. – [Електронний ресурс]: <https://www.enisa.europa.eu/>
31. U.S. Department of Energy. Cybersecurity for Energy Delivery. – [Електронний ресурс]: <https://www.energy.gov/>
32. CSIS. Colonial Pipeline Cyberattack Case. – 2021. – [Електронний ресурс]: <https://www.csis.org/>
33. Henry Hub Natural Gas Futures – NYMEX. – [Електронний ресурс]: <https://www.cmegroup.com/>
34. TTF Gas Futures – ICE. – [Електронний ресурс]: <https://www.theice.com/>
35. REPowerEU. Diversifying gas supply. – [Електронний ресурс]: <https://commission.europa.eu/>
36. Baker, Bloom & Davis — Economic Policy Uncertainty Index. – [Електронний ресурс]: <https://www.policyuncertainty.com/>
37. Gas Infrastructure Europe (GIE). Storage Map. – [Електронний ресурс]: <https://www.gie.eu/>
38. Naftogaz of Ukraine. – [Електронний ресурс]: <https://www.naftogaz.com/>
39. Ministry of Energy of Ukraine. – [Електронний ресурс]: <https://mev.gov.ua/>
40. Нафтогазова галузь України: статистичний збірник. – К.: Держстат, 2023. – 160 с.
41. Саєнко Ю.М. Сучасні тенденції розвитку газового ринку України. – Економіка та держава. – 2022. – №7. – С. 45–50.
42. Дьяків І.В. Енергетична безпека в умовах геополітичних викликів. – Вісник НАН України. – 2022. – №9. – С. 55–62.
43. OECD. Energy Prices and Taxes Statistics. – [Електронний ресурс]: <https://stats.oecd.org/>

44. Platts. LNG Price Index Report. – [Электронный ресурс]: <https://www.spglobal.com/>
45. Gas Exporting Countries Forum. – [Электронный ресурс]: <https://www.gecf.org/>
46. ACER. Market Monitoring Report. – [Электронный ресурс]: <https://acer.europa.eu/>
47. CEER. Status Review of Renewable Energy Support Schemes. – [Электронный ресурс]: <https://www.ceer.eu/>
48. BloombergNEF. Energy Transition Investment Trends 2024. – [Электронный ресурс]: <https://about.bnef.com/>
49. Eurogas. Decarbonisation Pathways 2050. – [Электронный ресурс]: <https://www.eurogas.org/>
50. S&P Global – European Natural Gas Specs. – [Электронный ресурс]: <https://www.spglobal.com/content/dam/spglobal/ci/en/documents/platts/en/our-methodology/methodology-specifications/natural-gas/europe-natural-gas-specifications.pdf>
51. Oxford Energy – The Pricing of Internationally Traded Gas. – [Электронный ресурс]: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/Chapter%202.pdf>
52. Gas Pricing & Contracts – natgas.info. – [Электронный ресурс]: <https://www.natgas.info/gas-information/what-is-natural-gas/gas-pricing-contracts>
53. TTF and European Gas Trading – Oxford Institute for Energy Studies. – [Электронный ресурс]: <https://www.oxfordenergy.org/publications/european-traded-gas-hubs-the-supremacy-of-ttf/>
54. ACER Market Monitoring Report. – [Электронный ресурс]: <https://extranet.acer.europa.eu/Pages/PageNotFoundError.aspx?requestUrl=https://extranet.acer.europa.eu/en/Gas/Market/Pages/default.aspx>
55. Platts LNG & Gas Pricing Overview. – [Электронный ресурс]: [https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/products-solutions/lng?utm\\_source=google&utm\\_medium=cpc&utm\\_campaign=q4\\_2024\\_glo](https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/products-solutions/lng?utm_source=google&utm_medium=cpc&utm_campaign=q4_2024_glo)

[bal-inbound-website-ad-branded\\_products-services-  
ing&gad\\_source=1&gad\\_campaignid=21824151569&gbraid=0AAAAADz9Xd7fjW  
xZHgI314u6yCPQyuRuK&gclid=CjwKCAjw3f\\_BBhAPEiwAaA3K5G5vFTqHyFE  
B4ozJO-DIfFZG-VnFWx8fbOA5CeRglCrvWLEvQ5yj0BoCbI8QAvD\\_BwE](https://www.irena.org/en/about-us/our-work/energy-security/energy-security-in-transition)

56. IRENA. Energy Security in Transition. – [Электронный ресурс]:  
<https://www.irena.org/>

57. Eurostat. Energy statistics 2023. – [Электронный ресурс]:  
<https://ec.europa.eu/eurostat/>

58. The Times - Unlinking electricity prices from gas ‘would cut energy bills’.  
– [Электронный ресурс]: <https://www.thetimes.com/business-money/energy/article/unlinking-electricity-prices-from-gas-would-cut-energy-bills-wqx86jlsk>