ЕКОНОМІЧНІ НАСЛІДКИ ПОСТУПОВОЇ ВІДМОВИ ВІД ВИКОРИСТАННЯ ВУГІЛЛЯ В УКРАЇНІ ДО 2030 РОКУ

AURORA ENERGY RESEARCH

HEINRICH BÖLL STIFTUNG
КИЇВ
Україна

УДК 338.27:620.9

Автори та авторки від компанії «Аврора Енерджі Рісьоч» (Aurora Energy Research):

Марен Пройс (Maren Preuß, maren.preuss@auroraer.com);

Олексій Михайленко (oleksii.mykhailenko@gmail.com);

Івана Сабака (Ivana Sabaka, ivana.sabaka@protonmail.com);

Бенедикт Пробст (Benedict Probst, benedict.probst@auroraer.com).

За редакцією:

Пітера Баума (Peter Baum, peter.baum@auroraer.com),
«Аврора Енерджі Рісьоч»;

Оксани Алієвої (oksana.aliieva@ua.boell.org),
Фонд ім. Гайнріха Бьолля, Бюро Київ — Україна.

Е40 **Економічні наслідки поступової відмови від використання вугілля в Україні до 2030 року** / М. Пройс, О. В. Михайленко, І. Сабака, Б. Пробст; за заг. ред. П. Баума та О. Р. Алієвої. — К.: 7БЦ, 2021. — 140 с.

ISBN 978–617–549–004–4

Дослідження «Економічні наслідки поступової відмови від використання вугілля в Україні до 2030 року» було проведено в жовтні 2020 — квітні 2021 року компанією «Аврора Енерджі Рісьоч» (Aurora Energy Research) за підтримки Фонду ім. Гайнріха Бьолля, Бюро Київ — Україна. Ідея дослідження полягає в порівнянні економічних наслідків двох різних сценаріїв розвитку енергетичного сектору, один із яких передбачає поступову відмову від використання вугілля для виробництва електроенергії до 2030 року. Цей звіт узагальнює використану методологію, основні припущення та ключові результати, зокрема описує гіпотетичний енергомікс за обома сценаріями та відповідні економічні наслідки: вплив на кількість робочих місць, податки, макроекономічні параметри тощо.

УДК 338.27:620.9

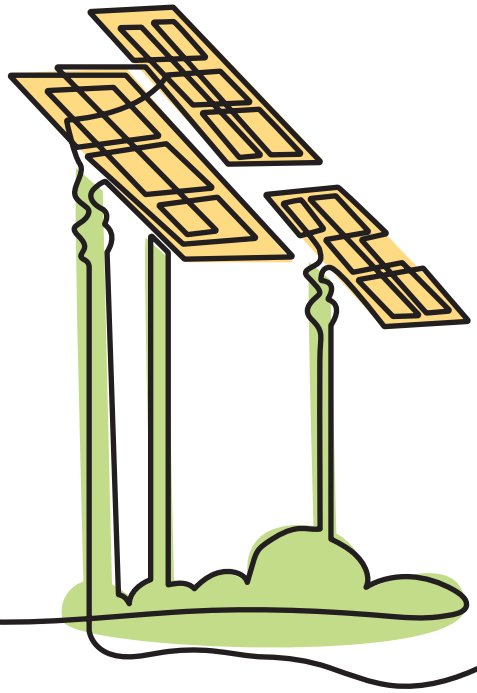
© Представництво Фонду ім. Гайнріха Бьолля в Україні, 2021

© Aurora Energy Research, 2021

© Олена Марчишина, ілюстрації, 2021

ISBN 978–617–549–004–4

ЕКОНОМІЧНІ НАСЛІДКИ ПОСТУПОВОЇ ВІДМОВИ ВІД ВИКОРИСТАННЯ ВУГІЛЛЯ В УКРАЇНІ ДО 2030 РОКУ



AURORA ENERGY RESEARCH

HEINRICH BÖLL STIFTUNG
КИЇВ
Україна

Дослідження «Економічні наслідки поступової відмови від використання вугілля в Україні до 2030 року» засновано на інтенсивних консультаціях з українськими зацікавленими сторонами, які взяли участь в онлайнових обговореннях методології, припущень і ключових результатів.

Фонд ім. Гайнріха Бьолля, Бюро Київ — Україна, висловлює подяку:

екодія
ecoaction.org.ua

Громадській організації «Екодія» за величезну підтримку у формулюванні загального запиту про те, що було б корисно дослідити задля підтримки справедливого енергетичного переходу в Україні, а також за сприяння в організації консультацій та розповсюдженні результатів дослідження;

Світлані Романко, колишній керуючій директорці «350.org — EECCA», за підтримку на ранній стадії планування дослідження.

Дякуємо за приділений час і обмін знаннями фахівцям і фахівчиням, які брали участь у консультаціях:

Бабаєв Максим, платформа «GetMarket»

Гелетуха Георгій,
Біоенергетична асоціація України

Дроботенко Світлана,
громадська організація «GoLOCAL»

Дячук Олександр,
Інститут економіки та прогнозування НАН України

Євтушок Сергій, «Dixi Group»

Желєзний Андрій,
незалежний експерт

Законь Михайло,
Міністерство енергетики України

Зоркін Антон, «BRDO»

Конеченков Андрій,
Українська вітроенергетична асоціація

Криницький Костянтин,
громадська організація «Екодія»

Кужель Павло,
Міністерство енергетики України

Ленська Олена,
Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України

Литвин Наталія,
коаліція «Енергетичний перехід»

Максаков Владислав,
Міністерство енергетики України

Мартинюк Андрій,
громадська організація «Екоклуб»

Москаленко Валентина,
радниця Прем'єр-міністра України з питань регіональної політики

Ніцович Роман, «Dixi Group»

Полуніна Ольга, «Dixi Group»

Савицький Олег,
громадська організація «Екодія»

Семенишин Артем,
Асоціація сонячної енергетики України

Семенюк Андрій,
Інститут економіки та прогнозування НАН України

Трипольська Галина,
Інститут економіки та прогнозування НАН України

Шоломицький Юрій,
Центр макроекономічних досліджень Київської школи економіки

ЗМІСТ

Основні результати: Економічні наслідки поступової відмови від використання вугілля в Україні до 2030 року 10

Peer-review результатів дослідження 23

Вступ 26

1. Короткий опис енергетичного сектору України 30

2. Методологія дослідження 36

2.1 Загальний методологічний підхід 38

2.1.1 Моделювання електроенергетичного сектору 39

2.1.2 Макроекономічне моделювання 43

2.2 Два сценарії: інерційний сценарій та сценарій переходу 43

2.2.1 Інерційний сценарій 44

2.2.2 Сценарій переходу 45

2.3 Вхідні дані та припущення щодо електроенергетичного сектору 45

2.3.1 Попит на електроенергію 45

2.3.2 Енергоємність 46

2.3.3 Ціни на ресурси 47

2.3.4 Вартість технологій відновлюваної енергетики 48

2.3.5 Розвиток потужностей з виробництва електроенергії 49

2.4 Макроекономічні вхідні дані та припущення 54

2.4.1 Зростання ВВП 54

2.4.2 Першочергові макроекономічні наслідки — інструмент Excel 55

2.4.3 Другорядні наслідки — обчислювана модель загальної рівноваги (CGE) 63

3. Вплив на електроенергетичний сектор 70
3.1 Встановлена потужність 73
3.2 Генерація електроенергії 75
3.3 Викиди CO_2 84
3.4 Потреби в інвестиціях 85
3.5 Загальна вартість системи 86

4. Макроекономічні наслідки 88
4.1 Аналіз першочергових макроекономічних наслідків 89
4.1.1 Як енергетичний перехід може полегшити економічне відновлення після кризи COVID? 89
4.1.2 Інерційний сценарій 91
4.1.3 Сценарій переходу 91
4.1.4 Наслідки для зайнятості та бюджетних коштів 92
4.2 Прямі наслідки для зайнятості 93
4.2.1 Закриття вугільних електростанцій 93
4.2.2 Закриття шахт 94
4.2.3 Створення робочих місць у галузі ВДЕ 96
4.2.4 Порівняння сценаріїв ІС та СП 99
4.3 Економічні наслідки закриття шахт 100
4.3.1 Експлуатаційні витрати 100
4.3.2 Витрати на виведення з експлуатації 102
4.3.3 Висновки щодо шахт 102
4.4 Виплати соціальної допомоги звільненим працівникам 103
4.5 Податки 105
4.5.1 Податок на викиди вуглецю 106
4.5.2 ПДВ на електроенергію 107
4.5.3 Податок на доходи фізичних осіб та військовий збір 107
4.5.4 Єдиний соціальний внесок 107
4.5.5 Чисті наслідки 107
4.6 Другорядні макроекономічні наслідки 108
4.6.1 Валовий внутрішній продукт 109
4.6.2 Випуск продукції за галузями 111

5. Рекомендації щодо подальших політичних кроків 114

Додатки 119

ПЕРЕЛІК РИСУНКІВ

Рисунок 1. Викиди парникових газів в Україні за секторами, 1990–2018 роки 32

Рисунок 2. Виробництво електроенергії в Україні, 1990–2020 роки 33

Рисунок 3. Структура виробництва електричної енергії в Україні, 1990–2020 роки 34

Рисунок 4. Споживання електричної енергії за секторами в Україні, 2016–2020 роки 35

Рисунок 5. Підхід, який застосовано в дослідженні 39

Рисунок 6. Порівняння підходів з моделювання електроенергетики .. 40

Рисунок 7. Структура вихідних даних і результатів моделі ринку електроенергії 42

Рисунок 8. Припущення щодо цін на викиди вуглецю за ІС та СП 48

Рисунок 9. Встановлена потужність вугільної електроенергетики за ІС та СП 50

Рисунок 10. Встановлені потужності, однакові за ІС та СП 51

Рисунок 11. Встановлена потужність ВДЕ за ІС та СП 52

Рисунок 12. Встановлена потужність гнучких технологій виробництва електроенергії за ІС та СП 53

Рисунок 13. Схематичне зображення статичної моделі загальної рівноваги 64

Рисунок 14. Встановлена потужність виробництва електроенергії за ІС та СП 74

Рисунок 15. Нові та виведені з експлуатації потужності за ІС та СП 75

Рисунок 16. Частка викопних та відновлюваних джерел енергії за ІС та СП 75
Рисунок 17. Структура генерації електроенергії за ІС 76
Рисунок 18. Встановлена потужність виробництва електроенергії на основі вугілля за СП 77
Рисунок 19. Структура генерації електроенергії за СП 78
Рисунок 20. Робота атомних електростанцій за СП 79
Рисунок 21. Погодинна генерація електроенергії у літній тиждень 2030 року в порівнянні ІС та СП 80
Рисунок 22. Погодинна генерація електроенергії у зимовий тиждень 2030 року в порівнянні ІС та СП 81
Рисунок 23. Загальний обсяг виробництва електроенергії у порівнянні ІС та СП 83
Рисунок 24. Викиди електроенергетичного сектору в період 2020–2030 років за двома сценаріями 85
Рисунок 25. Потреби в інвестиціях у засоби виробництва електроенергії за двома сценаріями 86
Рисунок 26. Вартість функціонування електроенергетичної системи за ІС та СП 87
Рисунок 27. Бюджетні надходження і витрати за ІС та СП 91
Рисунок 28. Різниця у створенні робочих місць за секторами між ІС та СП 93
Рисунок 29. Скорочення робочих місць через закриття вугільних ТЕС 94
Рисунок 30. Втрачені робочі місця через закриття шахт 95
Рисунок 31. Загальна кількість створених робочих місць у секторі ВДЕ у СП 97
Рисунок 32. Створення постійних робочих місць за двома сценаріями 98
Рисунок 33. Створення тимчасових робочих місць за двома сценаріями 98
Рисунок 34. Чистий вплив на ринок праці за ІС та СП 99
Рисунок 35. Валовий прибуток на тонну вугілля державних вуглевидобувних підприємств 101
Рисунок 36. Валовий прибуток вуглевидобувних підприємств у 2015–2019 роках 101
Рисунок 37. Вартість експлуатації та закриття шахт (сумарно) за ІС та СП 103

Рисунок 38. Чиста приведена вартість витрат на шахти за ІС та СП 104
Рисунок 39. Витрати на соціальну допомогу в СП за консервативним і прогресивним підходами 105
Рисунок 40. Чиста приведена вартість податкових надходжень за ІС та СП 106
Рисунок 41. Податкові надходження в ІС та СП за роками 108
Рисунок 42. Вплив першочергових наслідків (ПН) та другорядних наслідків (ДН) на ВВП в ІС та СП за роками 110
Рисунок 43. Наслідки для ВВП (у т.ч. ДН) за основними сценаріями та додатковими сценаріями ЦЕ (ціноутворення на електроенергію), ЦЕП (цільове електропостачання) та ЦЕП + ЦНВ (обмеження видобутку вугілля) 110
Рисунок 44. Частки галузей у попиті на інвестиції 111
Рисунок 45. Обсяги виробництва за галузями за ІС ЦЕ та СП ЦЕ у 2030 році 112

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ:

ЕКОНОМІЧНІ НАСЛІДКИ ПОСТУПОВОЇ ВІДМОВИ ВІД ВИКОРИСТАННЯ ВУГІЛЛЯ В УКРАЇНІ ДО 2030 РОКУ

Протягом декількох десятиліть вугільний сектор є невід'ємною частиною української електроенергетичної системи. Але термін технічної експлуатації інфраструктури та станцій наближається до кінця, тому необхідні інвестиції в електроенергетичний сектор незалежно від того, чи планується кардинальна зміна енергоміксу, чи ні.

У цьому дослідженні розглядається, як це вікно можливостей може бути застосоване для поступової відмови від використання вугілля в Україні та переходу до чистіших джерел енергії. У звіті запропоновано потенційну поступову відмову від використання вугілля в електроенергетиці до 2030 року за умови скорочення вугільної генерації протягом десятиліття та інвестування у виробництво електроенергії з відновлюваних джерел. Загалом дослідження демонструє таке.

Оскільки за прогнозами наявна вугільна промисловість України накопичить збитки у розмірі понад мільярд євро протягом наступного десятиліття, поступове припинення використання вугілля може зменшити навантаження на державний бюджет, створюючи водночас нові робочі місця у галузі відновлюваної енергетики.

Дослідження покликане окреслити простір можливих рішень шляхом оцінки економічних наслідків амбітного плану з поступової відмови від використання вугілля — на противагу збереженню поточного стану справ.

ПОСТУПОВА ВІДМОВА ВІД ВИКОРИСТАННЯ ВУГІЛЛЯ НЕ ЛИШЕ ТЕХНІЧНО ЗДІЙСНЕННА, А Й СТВОРЮЄ ЕКОНОМІЧНІ МОЖЛИВОСТІ ТА НОВІ РОБОЧІ МІСЦЯ, ОДНОЧАСНО ЗМЕНШУЮЧИ ПОТРЕБУ В СУБСИДІЯХ НА ПІДТРИМКУ ВУГІЛЬНОЇ ГАЛУЗІ.

Відповідно до своїх кліматичних цілей, багато країн оголосили про припинення електрогенерації на основі вугілля з метою декарбонізації своїх електроенергетичних систем. На сьогодні 20 із 27 країн — членів ЄС оголосили про відмову від використання вугілля як джерела електроенергії або вже не використовують його. Окрім того, країни, які раніше були вуглезалежними, зокрема Канада, Чилі та Сполучене Королівство, вжили конкретних заходів із закриття своїх вугільних підприємств.

Такі кроки обумовлені не лише проблемою зміни клімату. Поступова відмова від використання вугілля дає змогу зменшити забруднення повітря NO_2, SO_2 та твердими частками, що негативно впливають на здоров'я людей. Окрім того, економічні витрати, пов'язані з поточним видобутком вугілля, у багатьох випадках виявилися вищими порівняно з витратами на будівництво нових потужностей виробництва електроенергії з відновлюваних джерел. Загалом рішення про поступову відмову від використання вугілля в електроенергетиці є частиною трансформації всієї енергетичної системи, яка зараз триває в у низці країн.

ОЦІНКА МОЖЛИВОСТІ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПЕРЕХОДУ В УКРАЇНІ ВІДПОВІДАЄ СВІТОВИМ ТЕНДЕНЦІЯМ.

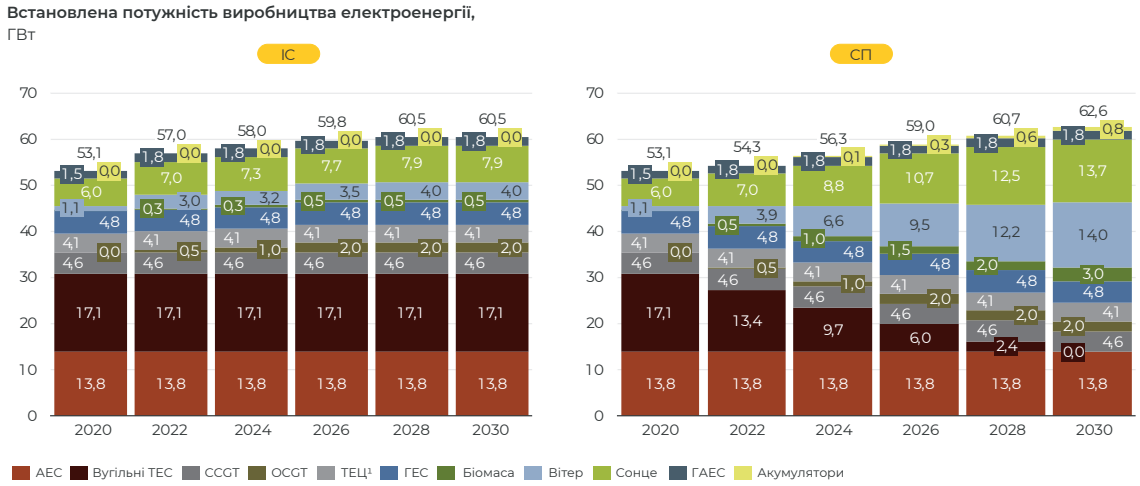
Застаріла, централізована генерація замінюється децентралізованими й екологічно чистими джерелами енергії, які працюють гнучкіше. Ці тенденції, що спостерігаються у всьому світі, також відображаються в українському дискурсі, адже держава зобов'язалась дотримуватися Паризької кліматичної угоди і досягти вуглецевої нейтральності до 2060 року. І, як і в багатьох інших країнах, український енергетичний сектор потребує модернізації.

Інші дослідження також продемонстрували, що поступова відмова від використання вугілля в Україні є технічно можливою. Уже з нині доступними технологіями існує достатній потенціал для задоволення попиту на електроенергію в будь-який момент часу. Це дослідження доповнює попередні роботи та надає не тільки детальне моделювання електроенергетичного сектору, а також оцінку економічних наслідків. У звіті проаналізовано, як може виглядати практично здійсненний шлях енергетичного переходу та який вплив він матиме на бюджетні кошти й економіку загалом. Разом із поступовою відмовою від використання вугілля до 2030 року в дослідженні розглядається вартість виведення з експлуатації вугільних шахт, а також пов'язані з цим соціальні виплати для працівників шахт задля забезпечення справедливого енергетичного переходу.

Було змодельовано **сценарій переходу (СП)**, який передбачає лінійне закриття усіх 17 ГВт вугільних потужностей в Україні у період 2021–2030 років. Паралельно встановлена потужність виробництва електроенергії з відновлюваних джерел за цим сценарієм майже потроюється та досягає 35 ГВт потужності вітрової, сонячної, гідро- та біоенергетики до 2030 року. Інші потужності, як-от атомна генерація, залишаються незмінними або змінюються відповідно до поточних заяв/планів щодо закриття або введення в експлуатацію. Сценарій переходу порівнюється у цій роботі з **інерційним сценарієм (ІС)**. Цей сценарій не передбачає відмови від вугільної генерації, а лише враховує останні заяви/плани щодо розвитку різних видів генерації в країні, а також збільшення частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) згідно з анонсованими планами. Таке нарощування збільшить поточну встановлену потужність ВДЕ лише в 1,5 разу (див. Рисунок І).

Другим етапом у дослідженні аналізуються макроекономічні наслідки цих двох сценаріїв розвитку, а саме оцінено прямі витрати на експлуатацію та закриття шахт і вугільних електростанцій, непрямі витрати на компенсацію постраждалим працівникам, вплив на створення робочих місць у галузях енергетики, що розвиваються. У дослідженні також розглядаються зміни надходжень до бюджету (Рисунок ІІ). На третьому етапі дослідження за допомогою обчислюваної моделі загальної рівноваги (CGE) розглядаються макроекономічні побічні наслідки від енергетичного переходу, зокрема вплив на ВВП та окремі сектори.

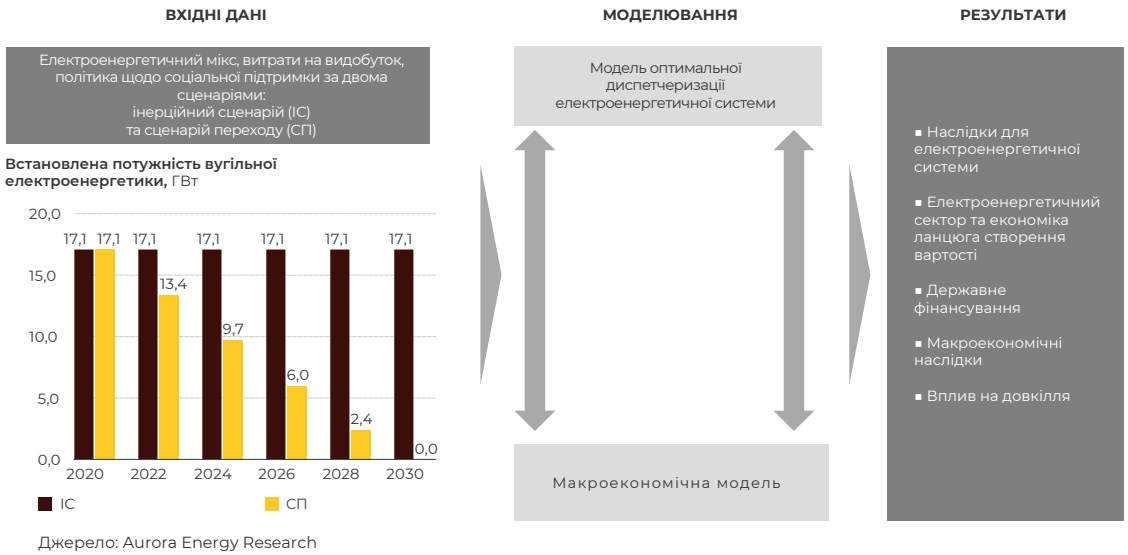
У межах такого підходу дослідження має на меті продемонструвати потенційні переваги та рішення, а також проінформувати органи, відповідальні за ухвалення



¹У СП ТЕЦ, що працюють на вугіллі, поступово замінюються на ТЕЦ, що працюють на біомасі.

Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок І. Встановлена потужність виробництва електроенергії за ІС та СП



Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок ІІ. Підхід, який застосовано в дослідженні

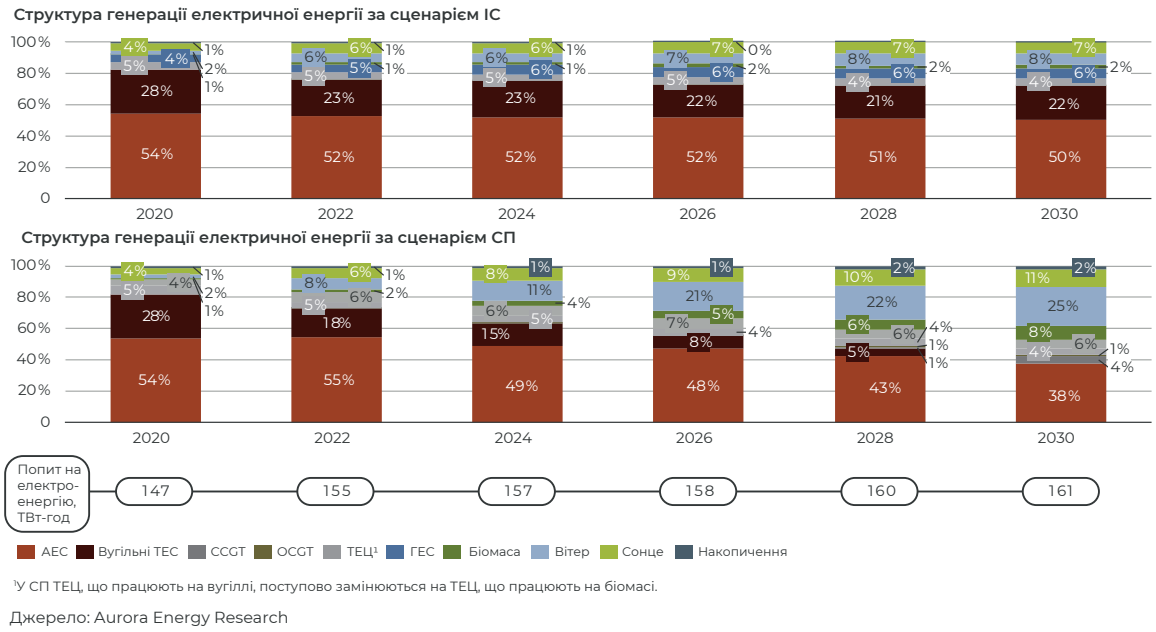
управлінських рішень, про аспекти, які потрібно враховувати під час планування подальшого розвитку енергетичного сектору. Помітними стають фактори, на які слід зважати під час поступової відмови від використання вугілля, а також чинники витрат і потенційні джерела надходжень.

Основні висновки моделювання енергосистеми такі.

МОЖНА ЗАБЕЗПЕЧИТИ СТАБІЛЬНЕ ПОСТАЧАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ДОСЯГНУВШИ ЧАСТКИ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ У ПОНАД 50 % ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У 2030 РОЦІ.

Дослідження демонструє, що можна гарантувати безпеку електропостачання за умови поступової відмови від використання вугілля. Погодинне моделювання виробництва електроенергії показує, що відновлювані джерела енергії можуть займати дедалі більшу частку у виробництві електроенергії (див. Рисунок III).

У сценарії переходу виробництво електроенергії за рахунок вугілля зменшується з 28 % (або 40 ТВт-год) до менш ніж 20 ТВт-год у середині 2020-х років і поступової відмови від нього в 2030 році, а відновлювані джерела енергії займають дедалі більшу частку в структурі електроенергетики. У 2030 році вони виробляють понад 83 ТВт-год, забезпечуючи більше половини генерації електроенергії. На виробництво електроенергії на вітрових станціях припадає найбільша частка електрогенерації з усіх відновлюваних джерел енергії. Із 3,3 ТВт-год у 2020 році таке виробництво збільшується до 29 ТВт-год у 2026 році та до 42 ТВт-год у 2030 році, що становить 25 % від усієї генерації. Виробництво електроенергії фотоелектричними установками майже втричі збільшує свою частку, з 4 % до 11 % у 2030 році. Це відповідає збільшенню в понад 12 ТВт-год: з 6,2 ТВт-год у 2020 році до 18,6 ТВт-год у 2030 році. До 2030 року за допомогою біомаси виробляється майже 14 ТВт-год електроенергії, що становить збільшення з 1 ТВт-год у 2020 році до приблизно 7 ТВт-год у середині десятиліття. У сценарії переходу ми також спостерігаємо, що газові потужності використовуються значно більшою мірою, щоб забезпечити необхідну гнучкість. Загалом у 2030 році газові потужності виробляють майже



¹У СП ТЕЦ, що працюють на вугіллі, поступово замінюються на ТЕЦ, що працюють на біомасі.

Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок ІІІ. Структура генерації електричної енергії за ІС та СП

9 ТВт-год. Наявні газові турбіни комбінованого циклу (CCGT) замінюють вугільну генерацію під час напівпікового навантаження, а також до системи додаються нові газотурбінні установки відкритого циклу (OCGT). З вищезазначеного можна зробити другий основний висновок моделювання системи електроенергетики:

ГОЛОВНИМ ВИКЛИКОМ ДЛЯ УКРАЇНСЬКОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ Є ГНУЧКІСТЬ, А НЕ НЕСТАЧА ВСТАНОВЛЕНОЇ ПОТУЖНОСТІ.

Нині в Україні встановлено більше генеруючих потужностей, аніж фактично потрібно для задоволення попиту на електроенергію. На сьогодні протягом жодної години не використовується 70 % і більше потужності вугільних електростанцій, а також існують газові станції. Це означає, що використання понад 30 % вугільних електростанцій (або більше 5 ГВт) може бути припинене без будь-яких наслідків для надійності постачання.

Це моделювання продемонструвало, що важливими є потужності, які можуть балансувати нестабільне вироблення електроенергії з відновлюваних джерел. Атомних електростанцій, зважаючи на їхні технічні обмеження та застарілість, здебільшого недостатньо для забезпечення такої гнучкості, тому біоенергетика, гідроакумулюючі системи та електрохімічні акумулятори повинні відігравати дедалі більшу роль у системі з високим рівнем використання відновлюваних джерел енергії. Отож необхідно дослідити питання, яким чином таку гнучкість можна забезпечити в майбутньому в найбільш економічно вигідний спосіб.

Розглядаючи сценарій переходу в розрізі його наслідків для української економіки, варто зауважити п’ять аспектів.

По-перше, під час аналізу було виявлено, що нинішня робота вугільних шахт надзвичайно збиткова.

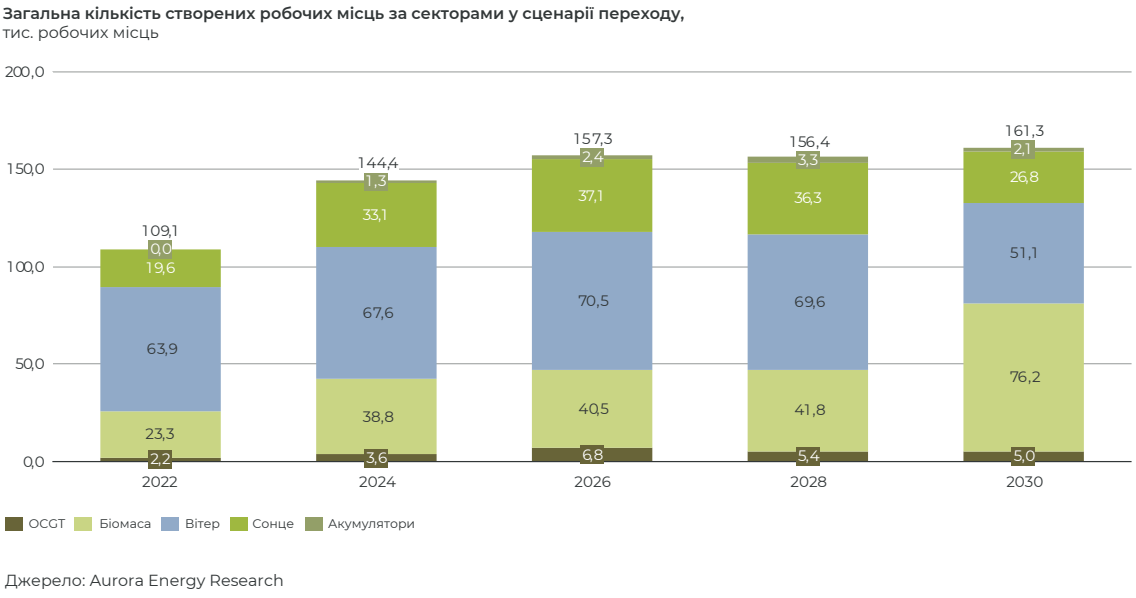
НА УТРИМАННЯ ДЕРЖАВНИХ ВУГІЛЬНИХ ШАХТ У НАЙБЛИЖЧІ 10 РОКІВ ЗНАДОБИТЬСЯ ПОНАД МІЛЬЯРД ЄВРО.

Державні вугільні шахти фіксують збитки в розмірі 230 євро на тонну видобутого вугілля. Закриття цих шахт зменшить витрати держави на 35 %, навіть якщо враховувати витрати на виведення шахт з експлуатації та компенсацію для працівників.

На основі даних відповідних підприємств підраховано, що буде втрачено близько 55 000 робочих місць у гірничодобувній та електроенергетичній галузях.

ХОЧА 55 000 РОБОЧИХ МІСЦЬ БУДЕ ВТРАЧЕНО ВНАСЛІДОК ПОСТУПОВОЇ ВІДМОВИ ВІД ВИКОРИСТАННЯ ВУГІЛЛЯ, ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ПЕРЕХІД ВІДКРИВАЄ МОЖЛИВІСТЬ ДЛЯ СТВОРЕННЯ ДО 160 000 НОВИХ РОБОЧИХ МІСЦЬ.

В Україні, наприклад, можливе виготовлення обладнання для фотоелектричних, вітрових і біомасових установок з виробництва електроенергії. Це створить нові робочі місця (див. Рисунок IV).

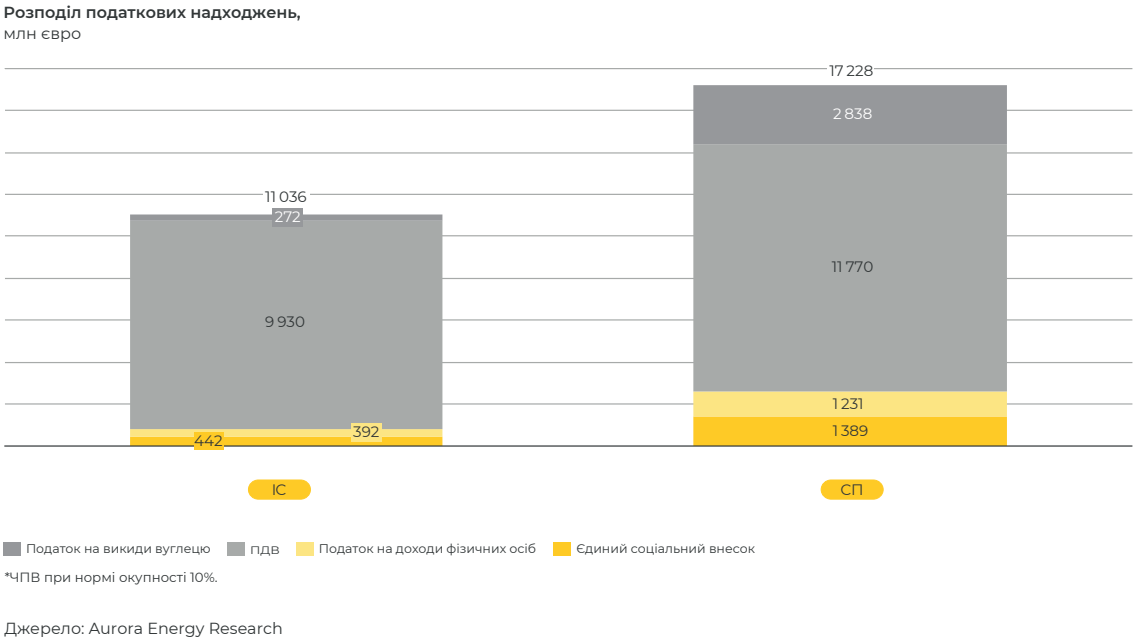


Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок IV. Створення робочих місць у СП

Зміни у сфері зайнятості мають наслідки для бюджету: створення нових робочих місць впливає на бюджетні надходження завдяки податку з доходів фізичних осіб. Загалом були проаналізовані чотири компоненти бюджетних надходжень: податок з доходів фізичних осіб (ПДФО), єдиний соціальний внесок, податок на додану вартість (ПДВ) та податок на викиди вуглецю.

СЦЕНАРІЙ ПЕРЕХОДУ ПОЗИТИВНО ВПЛИВАЄ НА ДОХІДНУ ЧАСТИНУ БЮДЖЕТУ, ЗАБЕЗПЕЧУЮЧИ НА 50 % ВИЩІ ПОДАТКОВІ НАДХОДЖЕННЯ ВПРОДОВЖ НАСТУПНИХ 10 РОКІВ.

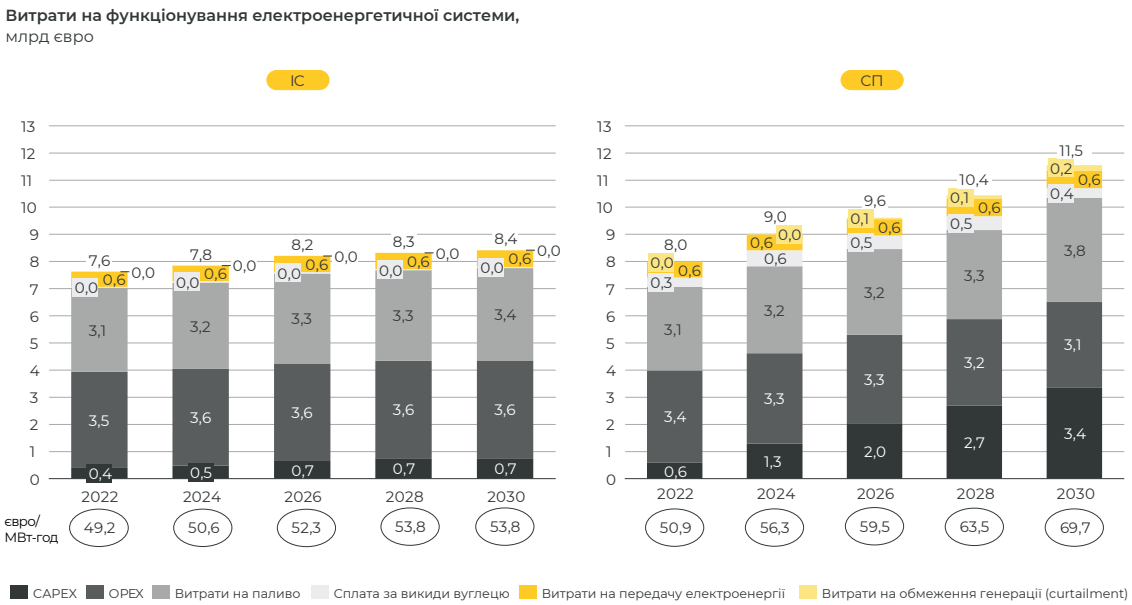


Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок V. Податкові надходження за ІС та СП

Енергетичний перехід і нарощування нових засобів виробництва електроенергії вимагає інвестицій та створює додаткові витрати. З аналізу загальної вартості функціонування системи протягом наступного десятиліття випливає таке (див. Рисунок VI):

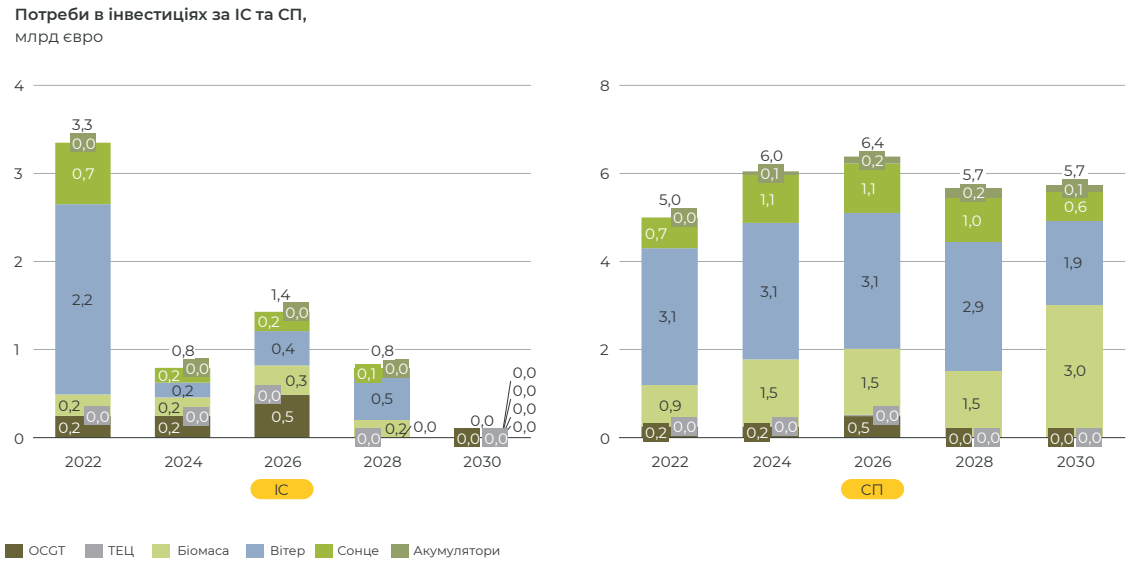
ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ПЕРЕХІД МОЖЕ СПРИЧИНИТИ ЗРОСТАННЯ ВАРТОСТІ РОБОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОГО СЕКТОРУ В СЕРЕДНЬОМУ НА 1,6 МЛРД ЄВРО.



Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок VI. Загальна вартість функціонування енергосистеми за ІС та СП

У цьому контексті варто зазначити, що за будь-яких обставин в Україні потрібні нові інвестиції в сектор електроенергетики у середньостроковій перспективі через його зношеність, і прискорений енергетичний перехід може сприяти досягненню цієї цілі. Додаткові інвестиції мають потенціал до створення робочих місць і стимулювання економічного зростання (див. Рисунок VII).



[1] У СП ТЕЦ, що працюють на вугіллі, поступово замінюються на ТЕЦ, що працюють на біомасі. Вартість такої трансформації складає в середньому менше 0,03 млрд євро, тому на графіку праворуч не представлена, але врахована у загальній цифрі інвестиційних витрат.

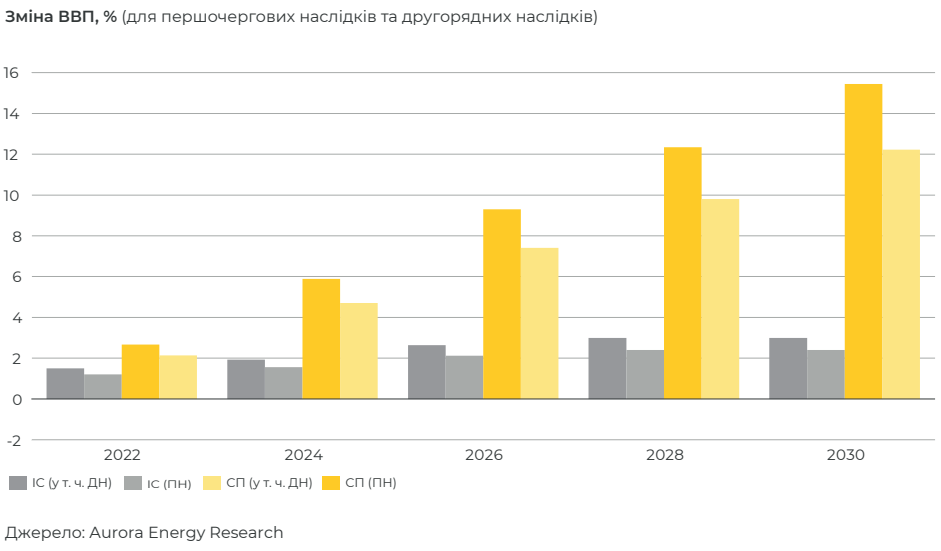
Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок VII. Потреби в інвестиціях за ІС та СП

Зрештою дослідження оцінює й ширші макроекономічні наслідки у сценарії переходу (за допомогою моделі CGE).

Ці висновки свідчать, що позитивні прямі наслідки можуть спричинити подальші позитивні другорядні наслідки в інших секторах економіки (див. Рисунок VIII). Оцінка наслідків в окремих секторах демонструє, що певні сектори отримують переваги, а інші зазнають негативного впливу.

ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ПЕРЕХІД МОЖЕ ПОЗИТИВНО ВПЛИНУТИ НА ВАЛОВИЙ ВНУТРІШНІЙ ПРОДУКТ (ВВП) ЗА РАХУНОК ЗАЛУЧЕННЯ ІНВЕСТИЦІЙ. ПОРІВНЯНО З РІВНОВАГОЮ У 2018 РОЦІ, ЗА СЦЕНАРІЮ ПЕРЕХОДУ ПРЯМІ ІНВЕСТИЦІЇ СТАНОВЛЯТЬ +12 % ВВП У 2030 РОЦІ ТА СПРИЧИНЯЮТЬ ЗАГАЛЬНЕ ЗБІЛЬШЕННЯ ВВП НА 15 % (ДРУГОРЯДНІ НАСЛІДКИ — НА 3 %). ДЛЯ ПОРІВНЯННЯ, ПРЯМІ ІНВЕСТИЦІЇ В ІНЕРЦІЙНОМУ СЦЕНАРІЇ СТАНОВЛЯТЬ +2 % ВВП, ЩО ПРИВОДИТЬ ДО ЗБІЛЬШЕННЯ ВВП НА 3 % (ДРУГОРЯДНІ НАСЛІДКИ — НА 1 %).



Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок VIII. Вплив першочергових наслідків (ПН) та другорядних наслідків (ДН) на ВВП в ІС та СП за роками

Необхідність інвестицій в електроенергетичний сектор України відкриває вікно можливостей для декарбонізації енергетичного сектору, стимулювання економічного зростання та створення нових робочих місць. Існує **шість ключових напрямів політик**, які потрібно враховувати, щоб вищезазначене стало можливим.

1. Яким повинен бути **декарбонізований енергетичний сектор** України? Яким чином можна забезпечити гнучкість генерації?
2. У який спосіб можна залучити **інвестиції** у відновлювані джерела енергії та у підвищення гнучкості електроенергетичної системи?
3. Якою є політична складова економіки енергетичного переходу? Хто є **ключовими суб'єктами** процесу, які можуть сприяти полегшенню і прискоренню енергетичного переходу?
4. Які **процеси** можуть полегшити і прискорити енергетичний перехід? Які формати (наприклад, експертні комісії, консультації із зацікавленими сторонами тощо) потрібні для цього переходу?
5. Яким чином можна забезпечити **справедливу трансформацію**? У який спосіб можна найкраще підтримати регіони, залежні від викопного палива, та постраждалих працівників? Як можна захистити вразливі домогосподарства від підвищення цін на електроенергію?
6. Яка **промислова політика** може стати доповненням до енергетичного переходу? На які наявні сектори негативно вплине процес переходу, та які можуть потребувати підтримки, а які галузі можна залучити та розвивати у перспективі?

PEER-REVIEW РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ

Центр макроекономічного моделювання Київської школи економіки — відома українська організація в галузі економічних досліджень — був запрошений для рецензування дослідження «Економічні наслідки поступової відмови від використання вугілля в Україні до 2030 року». Було оцінено методологію дослідження, верифікацію вхідних даних, припущень і результатів. Нижче наведений висновок рецензента.

Дослідження «Економічні наслідки поступової відмови від використання вугілля в Україні до 2030 року» має надзвичайно важливе значення, оскільки воно заповнює прогалину в оцінці необхідних змін в енергетичному секторі та вугледобуванні з метою значного підвищення ефективності цих секторів. У ньому застосовується значний рівень деталізації даних та найсучасніші підходи (зокрема обчислювана модель загальної рівноваги), що створює обґрунтовану фактичну картину змін на економічному рівні. Дослідження дійсно підтверджує, що поступова відмова від використання вугілля є можливою і необхідною. Цінність дослідження посилюється у зв'язку з нещодавніми економічними подіями. Економіка України ускладнюється присутністю хронічних проблем, і нещодавно вона зіштовхнулася з кризою, викликаною COVID. Потреби в державних інвестиціях насправді є досить високими. Водночас держава повинна підтримувати велику кількість своїх збиткових підприємств, серед яких і вугільні шахти, які мають найгірші показники ефективності.

Варто високо оцінити зусилля, докладені до збору даних, із врахуванням їх обсягу та якості. Вхідні дані складаються з декількох детальних наборів даних, що дає змогу досягти високої точності оцінки. Незважаючи на те, що українська статистика зазвичай характеризується високим рівнем агрегованості, мікродані є

вкрай важливими для забезпечення якості дослідження. Також варто відзначити зібрані набори даних щодо гірничої промисловості, що забезпечують можливість показати окремі наслідки для кожного року в процесі закриття шахт.

Дослідження є збалансованим щодо аргументів та способів оцінки економічних наслідків шляхом застосування підходів висхідного аналізу та загальної рівноваги. Перший дає змогу чітко продемонструвати потенційні збитки та прибутки для ринку праці, державного бюджету, а другий дає змогу зрозуміти загальний економічний вплив з точки зору валового внутрішнього продукту, а також показати наслідки для кожного сектору. Рівень деталізації є достатнім і створює чітку картину кроків, які необхідні у сценарії переходу. Сценарії також відображають витрати уряду у двох випадках закриття шахт — консервативному та прогресивному, а це дає розуміння того, що саме повинен робити уряд, аби забезпечити баланс між необхідністю проведення реформ та рівнем соціальної напруженості. Історична перспектива демонструє зменшення кількості шахтарів майже в 7 разів з 2002 по 2020 рік. Багато працівників змогли отримати нову кваліфікацію і, відповідно, роботу. Це дає надію на цивілізоване вирішення проблем зі скороченням персоналу, а отже, оживити економічно відсталі регіони. Соціальні наслідки є важливими, адже це одна з основних політичних причин утримання шахт в експлуатації.

Хоча припущення щодо збільшення ПДВ можна розглядати як дуже ймовірне, існує невизначеність щодо фактичного результату від ПДФО та соціальних відрахувань. Це не надає жодного серйозного аргументу проти результатів, оскільки ці наслідки не можна безпосередньо оцінити на основі даних, і більшість альтернативних припущень можуть підлягати критиці. Проте у звіті можна чітко вказати, що розраховане підвищення зазначених податків є дійсним переважно за умови залучення вільних ресурсів ринку праці (безробітних тощо), оскільки перерозподіл робочої сили між секторами може вплинути на результати. В останньому випадку підвищення податків буде дещо меншим і значною мірою пояснюватиметься різницею у заробітній платі. Під час розробки згаданих вище припущень щодо робочої сили у дослідженні припускається, що втрата чи нарощування робочої сили або заново відбуваються, або припиняються. Все ще існує велика ймовірність того, що відбуватиметься комплекс змін, зокрема через те, що лише частина шахтарів та працівників теплових електростанцій вийде на пенсію після закриття шахт, проте між сценаріями і далі будуть спостерігатися відмінності.

У звіті демонструється, що для виконання сценарію переходу необхідно інвестувати приблизно 14,2 млрд євро, що становить близько 1,5 млрд євро щорічно за умови лінійно розподілених платежів. Прямі іноземні інвестиції за останні декілька років зросли до 4–5 млрд доларів США на рік, що робить це припущення цілком реалістичним. Важливим результатом є те, що, хоча інвестиції в сценарій переходу в чотири рази перевищують інвестиції в інерцій-

ному сценарії, загальні витрати вищі лише на одну чверть. Потік інвестицій є головною рушійною силою зростання ВВП у сценарії переходу, на який слід звернути увагу при комунікації результатів роботи іншим зацікавленим сторонам, особливо представникам державних установ.

У дослідженні застосовано моделювання з використанням обчислюваної моделі загальної рівноваги (CGE), що спрямована на підвищення достовірності результатів. Розроблена модель CGE містить особливості, що відображають енергетичну реформу. Виробничими факторами є робоча сила, капітал та викопні ресурси: останній фактор має важливе значення для змін у вугледобуванні, хоча в інших випадках є абсолютно типовим. Модель ґрунтується на таблиці «витрати — випуск» за 2018 рік для української економіки та інших даних національних звітів. Важливою та нестандартною особливістю моделі, доданою спеціально для моделювання, є розкладання сектору виробництва електроенергії за типом виробництва (вугільна енергетика, відновлювані джерела енергії та інші), що істотно підвищує точність моделювання. Іншою цінною особливістю моделювання є обмеження використання вугілля, а також одночасне зменшення робочої сили у гірничій промисловості та власне вуглевидобуванні. Хоча, мабуть, це правильно в короткостроковій перспективі, але у довшій перспективі працевлаштування частини колишніх шахтарів усе ж таки може відбуватися. І, врешті, ціни на електроенергію можуть бути фіксованими, що допомагає оцінити побічні наслідки. Моделювання зможе продемонструвати значні зміни у робочій силі в різних секторах (окрім вуглевидобувного), переважно спричинені інвестиційним шоком. Очевидно, існує низка припущень, які є теоретично правильними, але не повністю охоплюють «стилізовані» факти економіки. Наприклад, мобільність робочої сили у різних секторах України наразі є досить обмеженою.

Результати моделювання демонструють віддання значної переваги сценарію переходу, який сприяє підвищенню ВВП на приблизно 12 %. У нашому власному моделюванні з використанням моделі CGE, яке було призначене для відтворення результатів, із припущенням цілеспрямованого зменшення пропозиції вугілля та заданим потоком інвестицій, отримані трохи нижчі, але близькі значення. Проте ми припускаємо дещо іншу специфікацію моделі, що може пояснити різницю в результатах.

Загалом дослідження забезпечує глибокий аналіз технічних специфікацій виробництва електроенергії в Україні, а також припускає поступову відмову від вугілля і дає високонадійну та перспективну оцінку економічних ефектів. Це підтверджує не лише можливість, а й необхідність переходу від виробництва електроенергії на основі вугілля до відновлюваних джерел енергії.

Юрій Шоломицький (ysholomytskyi@kse.org.ua),
керівник Центру макроекономічних досліджень Київської школи економіки

ВСТУП

2020 рік ознаменувався пандемією COVID-19 та економічним спадом, який вона спричинила. Хоча економічний спад призвів до раптового зменшення викидів, імовірно, воно буде тимчасовим на глобальному рівні. Споживання енергії в Україні скоротилось, що викликало зниження попиту на вугілля на внутрішньому ринку. Споживання вугілля та значна неефективність енергетичного сектору загалом є причиною того, що Україна належить до країн з найвищим рівнем викидів у регіоні на одиницю ВВП[1]. Хоча відповідно до Паризької угоди Україна зобов'язалася зменшити викиди вуглецю на 40 % порівняно з базовим рівнем 1990 року, викиди вже зменшились майже на 64 % між 1990 і 2020 роками. Найстрімкіше зменшення на 48 %[2] відбулося внаслідок економічного спаду після розпаду Радянського Союзу на початку 1990-х років. Енергетичний сектор зумовлює значну частку викидів вуглецю в Україні (58 Мт CO_2[3] у 2019 році без урахування теплових станцій).

У 2019 році на відновлювані джерела енергії припадало 13,5 %[4] (включно з великими гідроелектростанціями) від загальної встановленої потужності. У межах Енергетичної стратегії до 2035 року[5] український уряд має на меті до 2030 року збільшити частку енергії, отриманої з відновлюваних джерел, до 13 % від загального виробництва (включно з гідрогенеруючими потужностями). Проте Україна вже зараз досягла рівня 7,3 %[6] (вітрова, сонячна енергія, біомаса), і тому така мета є фактично проєкцією поточного стану справ.

---

1 Дані Світового банку: викиди CO_2 (кг на ВВП за ППЗ у доларах США у 2017 році) — Україна, Європейський Союз, члени ОЕСР, Німеччина, Російська Федерація.

2 Дані Світового банку: викиди CO_2 — Україна.

3 Рамкова конвенція ООН про зміну клімату, травень 2020 року.

4 Дані Міжнародного енергетичного агентства; дані щодо гідроенергетики не включено.

5 Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність».

6 Укренерго; дані щодо гідроенергетики не включено.

Під час першого локдауну в квітні 2020 року попит на електроенергію в Україні зменшився на 5,9 %[7]. В результаті три з 15 атомних блоків припинили виробництво на більше ніж два місяці — відповідно до прогнозованого зменшення попиту на електроенергію. Різкі падіння в березні та квітні змусили інші атомні реактори також зменшити виробництво електроенергії. Таке скорочення призвело до зменшення на 8,6 %[8] від початково прогнозованої частки атомної енергії у виробництві енергії в 2020 році.

Вугільний сектор також переживав складні часи під час пандемії COVID-19. Заробітна плата шахтарям залишалася невиплаченою протягом декількох місяців, і, відповідно, працівники деяких шахт відмовлялися працювати[9]. Водночас державне підприємство «Центренерго» звинуватили у закупівлі вугілля у Російської Федерації замість вітчизняних постачальників[10]. Міністерство енергетики втрутилося задля вирішення ситуації в червні 2020 року.

Окрім того, гірникам обіцяли погасити борги, що виникли до та під час пандемії, а також всебічне обговорення майбутнього шахтарських регіонів і так званих мономіст (які в економічному відношенні покладаються виключно на видобуток вугілля). Проте виплату заробітної плати було відстрочено ще до листопада 2020 року. Наразі кризова ситуація здається врегульованою завдяки спеціальній допомозі в розмірі приблизно 0,5 млрд євро[11], призначеній для виплати заборгованості із заробітної плати в гірничодобувній галузі. Ця ситуація ще раз доводить, що вугільнодобувна галузь залишається тягарем для державного бюджету України. Водночас дослідження демонструють[12] неефективне використання державних коштів, що витрачаються на підтримку та реструктуризацію вугільної галузі.

З іншого боку, Україна зобов'язалася на найвищому рівні дотримуватися принципів Європейського зеленого курсу. Це означає, що декарбонізація повинна стати ключовим принципом у її загальному економічному розвитку. Це вже було відображено в останніх заявах на високому рівні. Наприклад, уряд України розробляє Концепцію та відповідну Державну програму трансформації вугільних регіонів України та Концепцію реформування вугільної галузі на період до 2030 року. Очікується, що ці документи передбачатимуть закриття деяких вугільних шахт і зменшення частки вугілля в енергетичному балансі. У цей же час компанія «ДТЕК» — найбільша українська приватна вуглевидобувна та вугільна елек-

7 «Українська енергетика», липень 2020 року.

8 Всесвітня ядерна асоціація, лютий 2021 року.

9 Міністерство енергетики України, червень 2020 року.

10 Міністерство енергетики України, липень 2020 року.

11 Міністерство енергетики України, листопад 2020 року.

12 «DixiGroup», 2020.

трогенеруюча компанія — у 2020 році заявила[13] про свою мету декарбонізації до 2040 року, зокрема шляхом закриття своїх вугільних потужностей до того часу.

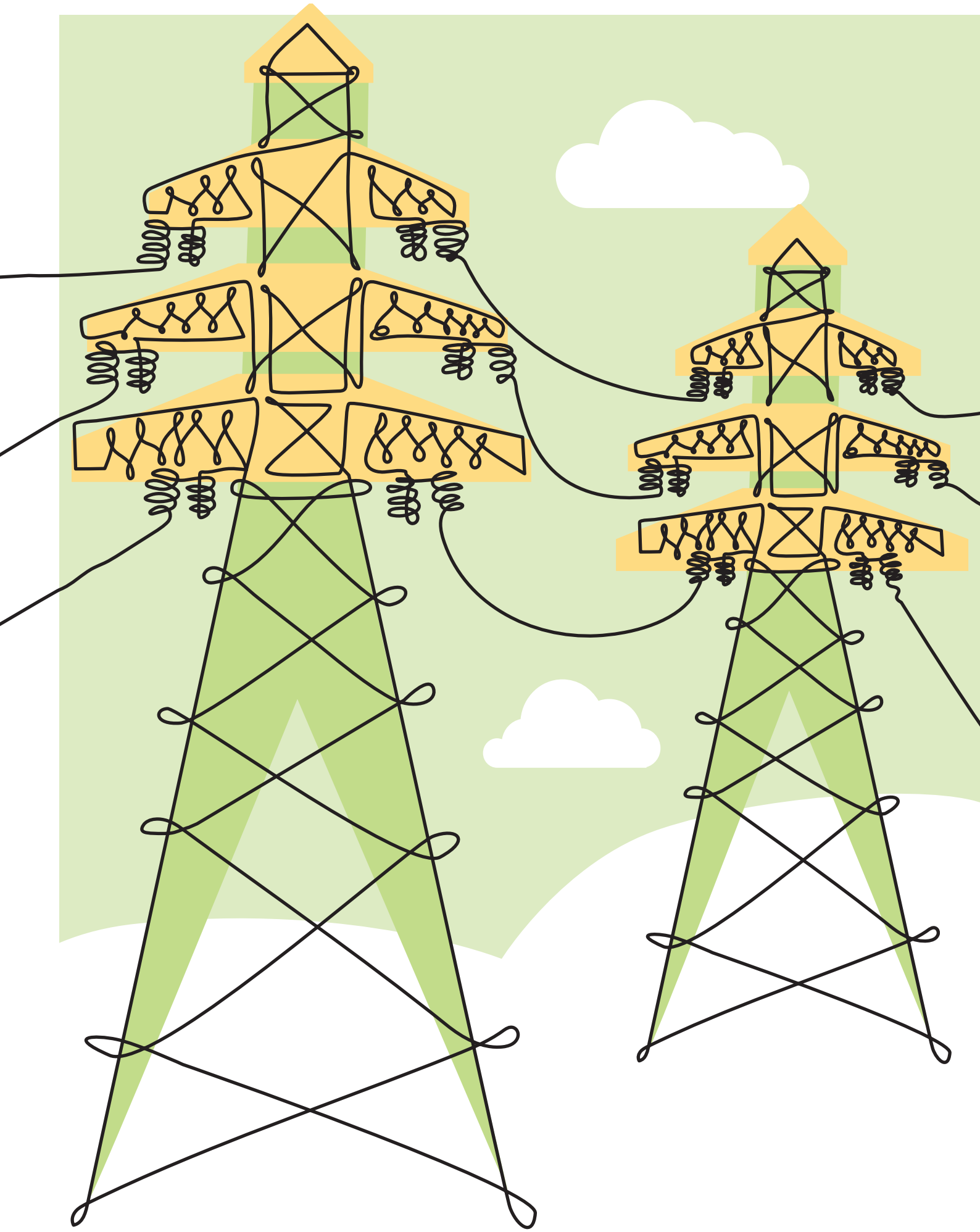
Незалежно від цих планів та заяв український енергетичний сектор залишається сектором економіки з найбільшими вуглецевими викидами. Тому цей звіт зосереджується на електроенергетичному секторі та можливостях його декарбонізації. Зазвичай цей сектор є найпростішим для здійснення декарбонізації завдяки наявності економічно конкурентоспроможних і технічно можливих низьковуглецевих рішень. Окрім того, він вважається важливим у контексті електрифікації та декарбонізації інших секторів. Науковці з Міжурядової групи експертів з питань змін клімату (МГЕЗК) погоджуються[14], що задля уникнення катастрофічних наслідків зміни клімату на глобальному рівні викиди парникових газів потрібно різко скоротити не пізніше 2030 року.

У ЦЬОМУ ЗВІТІ ОЦІНЕНО МОЖЛИВОСТІ ЗАМІЩЕННЯ ВУГІЛЬНОЇ ЕЛЕКТРОГЕНЕРАЦІЇ ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ ДО 2030 РОКУ. У ЗВІТІ РОЗГЛЯНУТО ПИТАННЯ, ЯКИМ ЧИНОМ ТАКИЙ ПЕРЕХІД МОЖЕ ЗАДОВОЛЬНИТИ МАЙБУТНІЙ ПОПИТ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЮ ТА ЯК ЦЕ ВПЛИНЕ НА ВИКИДИ CO_2. ОКРІМ ТОГО, У ЗВІТІ ОЦІНЕНО ЕКОНОМІЧНІ ВИТРАТИ НА ПРОДОВЖЕННЯ ВИДОБУТКУ ВУГІЛЛЯ ТА ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ З ВУГІЛЛЯ ПОРІВНЯНО З ЕКОНОМІКОЮ НОВОЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ, ЩО БАЗУЄТЬСЯ НА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛАХ ЕНЕРГІЇ.

[13] ДТЕК, листопад 2020 року.

[14] Міжурядова група експертів з питань змін клімату, березень 2014 року.

Отже, звіт зосереджується на розгляді енергетичного сектору та можливості поступової відмови від використання вугілля у поєднанні зі значними інвестиціями у відновлювані джерела енергії та їхнім подальшим впливом на економіку загалом порівняно з інерційним сценарієм.



1

КОРОТКИЙ ОПИС ЕНЕРГЕТИЧНОГО СЕКТОРУ УКРАЇНИ

Енергетичний сектор є надзвичайно важливим у контексті декарбонізації української економіки, адже, як видно з Рисунка 1, на нього припадає дві третини викидів парникових газів в Україні.

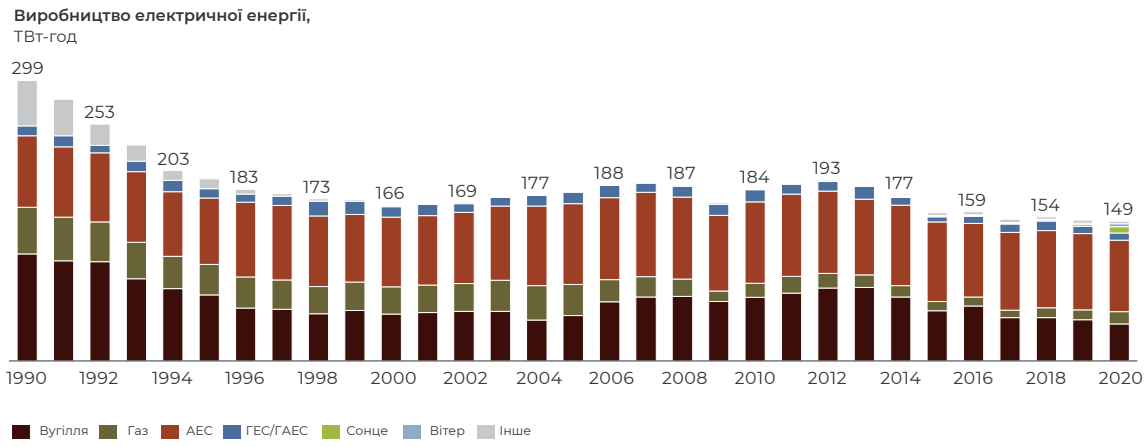
[1] Енергетика включає енергетичні галузі, виробничі галузі та будівництво, транспорт, втрати від твердих, рідких, газоподібних палив та ін.

Джерело: кадастр викидів за Рамковою конвенцією ООН про зміну клімату, 2019

Рисунок 1. Викиди парникових газів в Україні за секторами, 1990–2018 роки

При цьому на сектор електроенергетики припадає приблизно третина всіх викидів. Протягом історії своєї незалежності Україна задовольняла потреби в електроенергії за допомогою атомних, вугільних, газових та гідроелектростанцій. За останні 10 років такі відновлювані джерела енергії, як сонячна, вітрова та енергія біомаси, почали займати більшу частку у виробництві електроенергії.

У 1990 році обсяг виробництва електроенергії становив майже 299 ТВт-год[15]. Упродовж наступних десятиліть спостерігався поступовий спад у виробництві електроенергії, з незначним зростанням у період 2000–2012 років. У 2020 році було вироблено майже 150 ТВт-год електроенергії (див. Рисунок 2). Причини змін в обсягах виробництва відрізнялися з огляду на зміни економічних та політичних умов.



Джерела: Державна служба статистики України, НЕК «Укренерго», Міністерство енергетики України

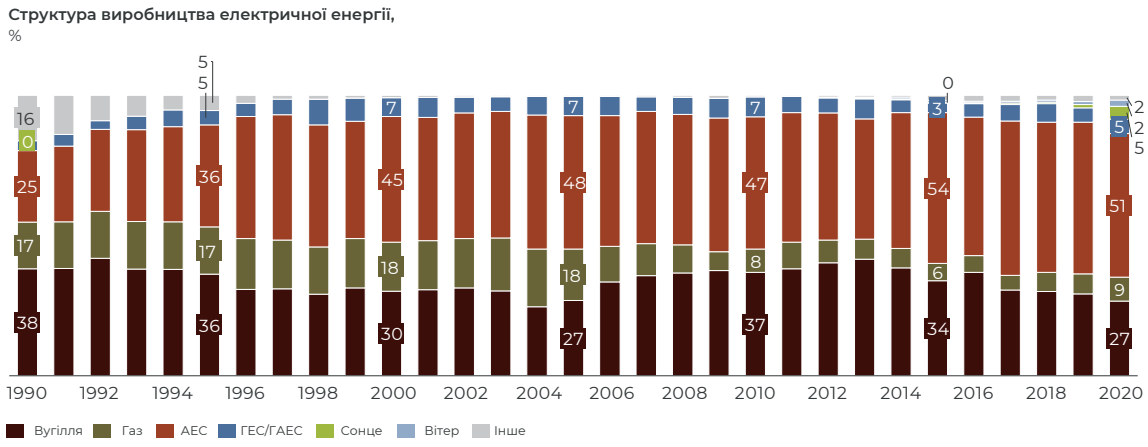
Рисунок 2. Виробництво електроенергії в Україні, 1990–2020 роки

За даними Міністерства енергетики[16], у 2020 році 51,2 % електроенергії в Україні вироблялося на атомних електростанціях, 35,2 % — на теплових електростанціях (ТЕС і ТЕЦ), 5,1 % — на гідро- та гідроакумулюючих електростанціях. Така структура виробництва відповідає попереднім рокам із загальними відхиленнями близько 1-2 %. Відновлювані джерела енергії (сонячні, вітрові електростанції та станції на біомасі) становили 7,3 %, тобто частка зросла більш ніж удвічі порівняно з 2019 роком (3,6 %).

[15] Дані Міжнародного енергетичного агентства.

[16] Міністерство енергетики України, 2020.

З детальнішою інформацією про структуру виробництва електричної енергії окремо за роками, а також зі структурою споживання електричної енергії у 1990–2020 роках можна ознайомитися на Рисунку 3[17] та Рисунку 4[18].



Джерела: Державна служба статистики України, НЕК «Укренерго», Міністерство енергетики України

Рисунок 3. Структура виробництва електричної енергії в Україні, 1990–2020 роки

Щодо споживання електроенергії за секторами, за інформацією Міністерства енергетики[19], на промисловість у 2020 році припало 41,8 %. Населення посідає друге місце — 31 %, а частка комунально-побутових споживачів становить 12 %. На інших непромислових споживачів припало 6,3 %, на транспорт — 4,8 %, на сільськогосподарських споживачів — 3,2 %, на будівництво — 0,8 %.

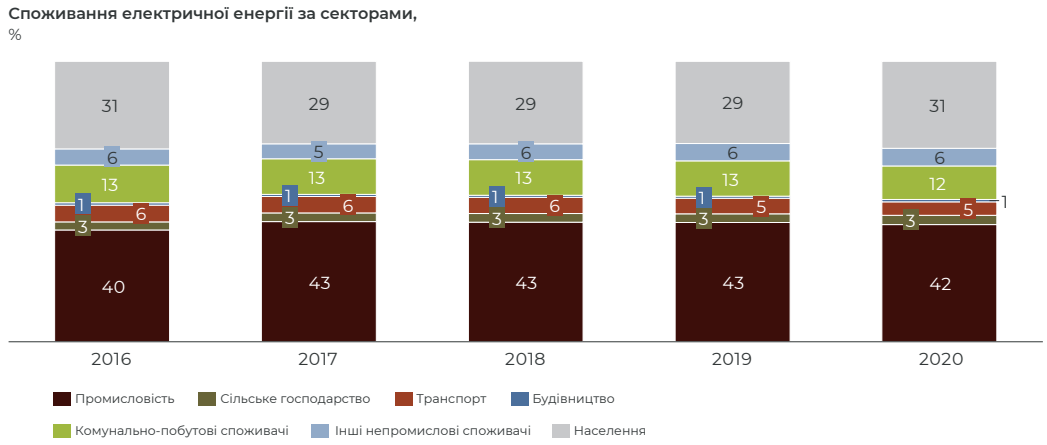
Незважаючи на велику частку виробництва електроенергії на АЕС, електроенергетичний сектор України все ж спричиняє значні викиди вуглецю. У період 2012–2015 років CO_2-коефіцієнт електроенергетичної системи оцінювався в межах 0,74 т CO_2[20] на МВт-год. Високі втрати під час передачі електроенергії додають ще 0,02–0,13 т CO_2 на МВт-год до викидів, пов'язаних із виробництвом електроенергії. Викиди виникають переважно внаслідок спалювання викопного палива, насамперед вугілля. Міжурядова група експертів з питань змін клімату підрахувала, що

[17] Державна служба статистики України, НЕК «Укренерго», Міністерство енергетики України.

[18] Державна служба статистики України, Міністерство енергетики України.

[19] Міністерство енергетики України, 2021.

[20] Європейський інвестиційний банк, липень 2020 року.



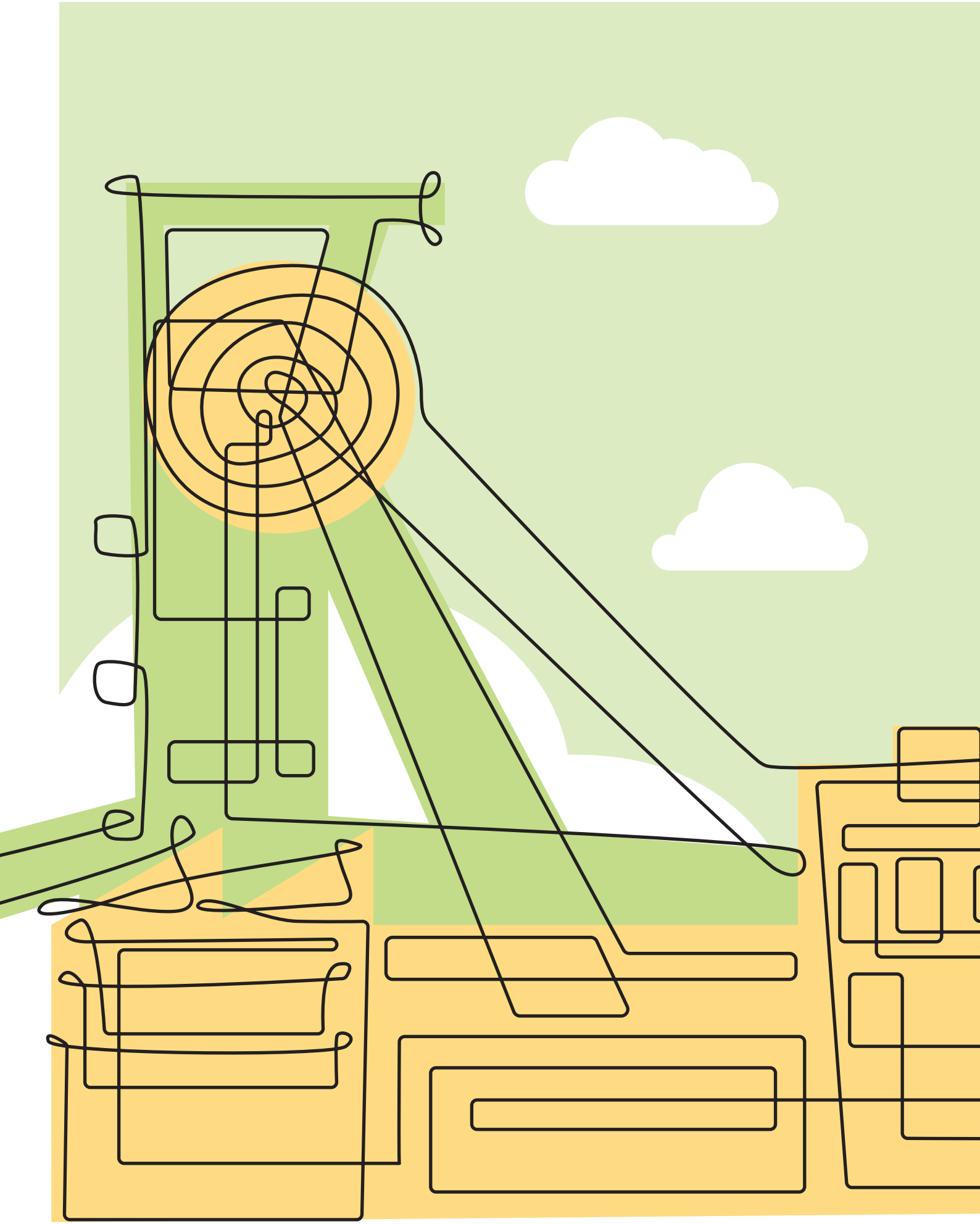
Джерела: Державна служба статистики України, Міністерство енергетики України

Рисунок 4. Споживання електричної енергії за секторами в Україні, 2016–2020 роки

CO_2-коефіцієнт кам'яного вугілля становить 0,8 т CO_2 на МВт-год. Через старіння станцій з низькими показниками ефективності в Україні коефіцієнт викидів для вугільної генерації коливається в межах 0,9–1,6 т CO_2 на МВт-год[21]. Енергетичний сектор України має декілька інших технологій з меншим рівнем викидів. За оцінками, виробництво електроенергії за рахунок природного газу зумовлює близько 0,5 т CO_2-екв на МВт-год (залежно від станції), тоді як показник гідро-, вітрової та сонячної енергії значно нижчий за 0,01 т CO_2-екв на МВт виробленої електроенергії[22] (інтенсивність викидів від гідроенергетики залежить від особливостей водосховища).

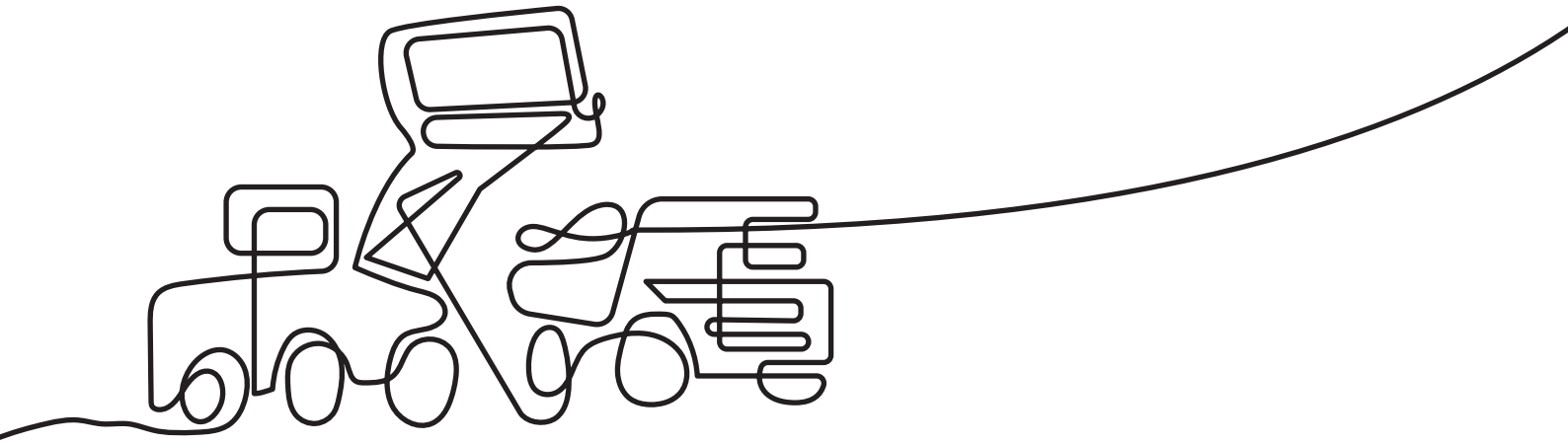
[21] ТОВ «КТ-Енергія», Микола Шлапак, 2017.

[22] Міжурядова група експертів з питань змін клімату, 2014.



2

МЕТОДОЛОГІЯ ДОСЛІДЖЕННЯ



Основною метою цього звіту є оцінка впливу потенційної поступової відмови від використання вугілля до 2030 року на енергетичну систему та економіку в цілому. Відповідно, у звіті порівнюються загальні системні витрати, рішення з диспетчеризації, структура виробництва електроенергії, викиди CO_2, а також ширші економічні наслідки за двома сценаріями.

2.1 Загальний методологічний підхід

В аналізі використовуються дві окремі моделі для моделювання розвитку енергетичної системи та економіки: модель оптимізації електроенергетичної системи та макроекономічна модель.

Спочатку модель оптимальної диспетчеризації електроенергетичної системи симулює розподілення генерації в електроенергетичній системі у період 2021–2030 років на основі визначених вхідних даних для обох сценаріїв (див. Розділ 2.3. Вхідні дані та припущення щодо електроенергетичного сектору). На цьому етапі розглядаються потужності, необхідні для забезпечення стабільного електропостачання, а також загальна структура виробництва електроенергії та відповідні витрати за обома сценаріями. З детальнішою інформацією про модель можна ознайомитися у Розділі 2.1.1.

Після цього результати моделювання сектору електроенергетики використовуються у макроекономічній моделі для моделювання загальноекономічних впливів на основі макроекономічних припущень (див. Розділ 2.1.2). Взаємодія вхідних даних, моделювання та результатів представлена на Рисунку 5.

Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 5. Підхід, який застосовано в дослідженні

2.1.1 Моделювання електроенергетичного сектору

Модель аналізує оптимальну за вартістю диспетчеризацію електроенергетичної системи України щодо кожної години року, щоб встановити, які типи станцій та/або потужності електропередачі потрібно використовувати і в яких регіонах країни. Це дає змогу визначити труднощі — недостатню потужність виробництва або передачі — та розрахувати витрати на паливну складову та викиди системи. Доцільним часовим періодом аналізу є п'ять-сорок років, у контексті цього дослідження виконано моделювання на період 2022–2030 років. Порівняння моделі оптимальної диспетчеризації електроенергетичної системи з іншими моделями наведене на Рисунку 6.

Модель оптимальної диспетчеризації електроенергетичної системи класифікує станції за їхніми короткостроковими граничними витратами з виробництва електричної енергії. Спочатку включаються найдешевші, потім додаються наступні потужності за зростанням граничних витрат, доки попит на електроенергію буде задоволено в повному обсязі (на кожну годину).

Джерела: Aurora Energy Research, Berlin Economics

Рисунок 6. Порівняння підходів з моделювання електроенергетики

Короткострокові граничні витрати електростанцій — це витрати на паливо, експлуатацію та технічне обслуговування та інші зокрема сплата за викиди CO_2. Зміни у виробничій потужності визначаються «поза рамками» моделі («зовні») на основі обґрунтованих сценаріїв розвитку енергосистеми (див. Розділ 2.2).

У наведених нижче пунктах коротко узагальнено основні функціональні можливості моделі.

- **Оптимальність диспетчеризації «на добу наперед».** Модель оптимізує диспетчеризацію на добу наперед, поетапно визначаючи виробництво електроенергії різними типами встановленої потужності на наступні години залежно від попиту і погодних умов.
- **Період часу та часова роздільна здатність.** Моделювання виконується з погодинною деталізацією протягом усього року (8760 годин). Для цього звіту було змодельовано п’ять окремих років за період 2020–2030 років (2022, 2024, 2026, 2028 та 2030).
- **Технології.** Модель враховує традиційні енергетичні потужності, як-от атомна енергетика (АЕС), різні типи теплових електростанцій (ТЕС), а також відновлювані джерела енергії (вітрова та сонячна енергія, біомаса та

гідроенергія) і накопичувальні потужності, як-от електрохімічні акумулятори та гідроакумулюючі електростанції.

- **Електростанції та блоки.** Наявні атомні, вугільні та газові теплові електростанції розглядаються детально на рівні окремих енергоблоків, кожний з яких має свої технологічні параметри. Теплові електростанції описуються на рівні блоків та графіків навантаження енергоблоків. Інші технології, як і нові установки, розглядаються як сукупні електростанції із загальними параметрами та різним географічним розташуванням.
- **Технологічні особливості та витрати.** Для кожного типу виробництва електроенергії враховуються (різні) технологічні параметри, зокрема встановлена потужність, коефіцієнти потужності, обмеження лінійних змін, ефективність енергоблоку, паливо, витрати на паливо та/або мінімальні міжремонтні періоди, вартість пуску.
- **Топологія енергосистеми.** Модель передбачає об'єднану енергосистему України включно з Бурштинським енергоостровом без додаткових обмежень на передачу електроенергії.
- **Обмеження передачі електроенергії.** Модель враховує вісім регіонів оператора системи передачі (ОСП) України (енергетичні системи, що описуються як вузли). Кожні два вузли з'єднані максимум однією лінією передачі. Враховується максимальна потужність електропередачі між двома вузлами та правило балансу на вузлах. Також враховуються закони Кірхгофа. Виробництво кожного типу співвідноситься з кожним вузлом (регіоном), щоб продемонструвати обмеження передачі.
- **Транскордонні перетоки.** Модель може моделювати імпорт і експорт електроенергії. Якщо немає чіткого опису сусідніх країн, імпорт і експорт електроенергії можна охарактеризувати як типи виробництва електроенергії для тих регіонів, які під'єднані до іноземних країн. У рамках цього звіту транскордонні перетоки не включені до моделювання задля демонстрації самодостатності енергетичної системи України.
- **Попит.** Нестабільність попиту визначається за допомогою ретроспективного аналізу погодинного попиту на електроенергію для кожного регіону та екстраполюється на наступні роки.
- **ВДЕ.** Виробництво електроенергії з відновлюваних джерел (вітрова та сонячна енергія) обмежується факторами потужності, що залежать від погоди, на основі ретроспективних супутникових даних, які враховуються для кожного регіону.
- **Резерви та гнучкість.** Забезпеченість резервами та гнучкість (що представляє внутрішньодобову торгівлю, не проілюстровану в моделі «на добу наперед») можуть розглядатися як за допомогою фіксованих резервних вимог, так і на основі невизначеностей, що виникають внаслідок викори-

стання ВДЕ та коливань попиту. Для цього звіту сформульовано вимогу щодо фіксованих резервів (завантаження — 2199 МВт, розвантаження — 1040 МВт) відповідно до українських Кодексів електричних мереж.

- **Обмеження генерації.** Модель розглядає скорочення генерації з ВДЕ як різницю між максимальним можливим виробництвом та оптимізованим розподіленням навантаження.
- **Впровадження та обчислення.** Модель обчислюється у програмному пакеті «Pyomo», що моделює оптимізацію на основі відкритих джерел на базі Python (www.pyomo.org). «Pyomo» дає змогу використовувати різні інструменти пошуку рішень з відкритих джерел (наприклад, CBC, GLPK), а також комерційні інструменти, такі як MOSEK, GUROBI, CPLEX тощо. Моделювання для цього звіту виконано за допомогою інструменту MOSEK.

Джерела: Aurora Energy Research, Berlin Economics

Рисунок 7. Структура вихідних даних і результатів моделі ринку електроенергії

2.1.2 Макроекономічне моделювання

Макроекономічне моделювання аналізує вплив змін у електроенергетичному секторі на економіку в цілому. Дослідження зосереджується на аналізі макроекономічних і податкових наслідків.

Макроекономічні та податкові наслідки

- Зайнятість і чистий вплив на робочі місця в аналізованих ланцюжках створення вартості. *Оцінка впливу на робочі місця змін у вугільному секторі та секторі відновлюваних джерел енергії.*
- Соціальна підтримка, яку держава виплачує звільненим працівникам у вугільному секторі. *На основі оцінок поточного доходу та необхідних виплат.*
- Заощадження та додаткові витрати (наприклад, за рахунок скорочення державних субсидій для збиткових вугільних шахт), що потрібні як для нових потужностей, так і на виведення з експлуатації (вугільних ТЕС і шахт окремо). *На основі необхідних інвестицій в енергетичний сектор і оцінок витрат на виведення з експлуатації.*
- Чистий вплив на податки (ПДВ, ПДФО, податок на викиди CO_2, соціальні відрахування). *Зміни у створенні внутрішньої вартості, показники робочих місць у країні, викиди CO_2 та витрати на соціальну допомогу працівникам вугільного сектору.*
- Загальний вплив на ВВП, включно із впливом на чистий експорт. *Розрахунок загальної вартості та впливу від створення внутрішньої вартості.*

Зазвичай розрізняють першочергові та другорядні економічні наслідки поступової відмови від використання вугілля, які детально описуються у Розділі 2.4.

2.2 Два сценарії: інерційний сценарій та сценарій переходу

Аналіз сценаріїв широко застосовується в економічних та інших науках для оцінки впливу різних шляхів розвитку в майбутньому. Сценарії в цьому дослідженні пропонують органам, відповідальним за розробку політик і ухвалення управлінських рішень, та іншим важливим зацікавленим сторонам бачення наслідків різних шляхів розвитку електроенергетичної системи. У цьому звіті описані два сценарії, які детально розглядаються у розділах 2.2.1 та 2.2.2.

- **Інерційний сценарій (ІС)**, що відображає продовження поточних тенденцій та передбачуваних політик.
- **Сценарій переходу (СП)**, що містить оптимістичну, однак реалістичну поступову відмову від виробництва енергії на основі вугілля до 2030 року та максимально швидкий перехід до відновлюваної енергії (енергії сонця, вітру, біомаси).

ВАРТО ЗАЗНАЧИТИ, ЩО ІНЕРЦІЙНИЙ СЦЕНАРІЙ ТА СЦЕНАРІЙ ПЕРЕХОДУ НЕ Є ПРОГНОЗАМИ МАЙБУТНЬОГО РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ. ВОНИ РАДШЕ ОПИСУЮТЬ І АНАЛІЗУЮТЬ ДВА МОЖЛИВІ ВАРІАНТИ «МАЙБУТНЬОГО» З-ПОМІЖ НИЗКИ ЙМОВІРНИХ.

Звіт ґрунтується на цих двох сценаріях, щоб представити два кардинально різні бачення майбутнього: одне, сформоване на основі продовження виробництва електроенергії з вугілля (інерційний сценарій), а друге — на основі поступової відмови від вугілля та переходу на відновлювані джерела енергії (сценарій переходу). Аналіз має на меті відкрити широкий *простір можливостей*, в якому може бути багато ймовірних сценаріїв.

У наступних двох розділах сценарії розглядаються більш детально.

2.2.1 Інерційний сценарій

Цей сценарій полягає в продовженні поточної політики та поточної структури енергетичної системи. У ньому припускається, що ціни на викиди вуглецю залишаються низькими, амбіції кліматичної політики в Україні залишаються на рівні Національно визначеного внеску (НВВ1) 2015 року, а виробництво електроенергії з вугілля залишається значною складовою електроенергетичної системи.

2.2.2 Сценарій переходу

У сценарії розглядається можливий розвиток електроенергетичного сектору, в якому комплекс застарілих та неефективних вугільних електростанцій послідовно виводиться з експлуатації до 2030 року і замінюється виробництвом вітрової та сонячної енергії з додаванням гнучкості системи. Сценарій ґрунтується на масштабніших політичних амбіціях щодо скорочення викидів CO_2 та їх тарифікації. Відповідно до цього сценарію, вугільні ТЕЦ підлягають заміщенню на ТЕЦ, що працюють на біомасі.

У сценарії переходу передбачається поступове створення ланцюга виробництва та встановлення обладнання для ВДЕ-станцій в Україні, тобто внаслідок збільшення попиту імпорт з часом зменшується і заміщується місцевим виробництвом. Це створює нові можливості працевлаштування у ланцюзі створення вартості на внутрішньому ринку.

Поряд із цим розвивається новий економічно вигідний механізм балансування на основі невикопних джерел енергії (окрім 2 ГВт високоманеврових газових потужностей), а також створюються резервні потужності, щоб забезпечити достатню гнучкість для інтеграції додаткової ВДЕ-генерації. Наявні невугільні потужності продовжують використовуватися для забезпечення балансування та резервів. Сценарій переходу має на меті суттєво скоротити загальний обсяг викидів парникових газів (ПГ) системи.

2.3 Вхідні дані та припущення щодо електроенергетичного сектору

У наступному розділі розглядаються припущення, які визначають попит і пропозицію на електроенергію, а також інші показники.

З погляду енергетики, у контексті попиту на електроенергію найважливішими факторами впливу є зростання населення та зростання ВВП (зростання попиту), а також покращення показників енергоефективності (зменшення попиту).

2.3.1 Попит на електроенергію

Відповідно до Звіту[23] з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей Укренерго, передбачається, що валовий попит на електроенергію зросте в обох

[23] Укренерго, 2020.

сценаріях із 147 ТВт-год у 2020 році до 160 ТВт-год у 2030 році. Показники попиту не включають попит на окупованих територіях Криму, Донецької та Луганської областей.

Таблиця 1. Припущення щодо попиту на електроенергію за ІС та СП

Рік	2020	2022	2024	2026	2028	2030
Попит, ТВт-год	147	154	156	157	159	160

Наприкінці 2020 року встановлена потужність некомерційних («домашніх») сонячних установок досягла 780 МВт, а їхня генерація становила 759 ГВт-год, або 0,5 % від загального виробництва електроенергії. З погляду системи та моделювання, вплив такого розподіленого виробництва полягає в тому, що воно зменшує валовий попит, адже домогосподарства та підприємства споживають більше електроенергії на місці й менше — з електромережі. Ми припускаємо, що поточна частка розподіленого виробництва електроенергії залишиться незмінною у період 2020–2030 років. Профіль загального валового попиту до пандемії коронавірусу, який включає вплив частки розподіленого виробництва енергії, пропорційно збільшується відповідно до цілей моделювання.

Попит на електроенергію тісно пов'язаний із заходами з енергоефективності, електрифікації транспорту, опалювальних та промислових процесів, а також із загальним розвитком промислового сектору. Контекстуальний розгляд цього аспекту наведено у Розділі 2.3.2.

2.3.2 Енергоємність

Хоча зростання ВВП і населення викликає збільшення попиту на електроенергію, покращення показників енергоефективності приводить до зниження попиту, адже технології та будівництво стають більш ефективними з погляду енергоспоживання. Хоча існує незліченна кількість досліджень, що демонструють циклічну залежність, коли використання ефективніших технологій призводять до зниження попиту на електроенергію, що, зі свого боку, сприяє зниженню ціни на електроенергію, а зниження ціни, відповідно, знову приводить до збільшення попиту на електроенергію, такий ефект зазвичай не повністю нівелює підвищення ефективності. Наприклад, за оцінками Інституту економіки та прогнозування НАНУ і Фонду ім. Гайнріха Бьолля (2017)[24], передба-

[24] Перехід України на відновлювану енергетику до 2050 року, 2017.

чається зниження енергоємності української економіки на 40 % до 2030 року (з 0,28 т.н.е./1000 $ США (2010 ПКС) на рік у 2020 році до 0,17 у 2030 році). Саме тому енергоефективність часто розглядається для країн з високою енергоємністю економіки як додаткове «відновлюване» джерело енергії. Хоча у цьому дослідженні заходи щодо енергоефективності не були детально проаналізовані, існують дослідження та досвід інших країн, які демонструють, що заходи з енергоефективності можуть не тільки технічно спростити енергетичний перехід, а й сприяти розвитку будівельної та інших галузей, водночас створюючи робочі місця та надаючи економічні переваги.

2.3.3 Ціни на ресурси

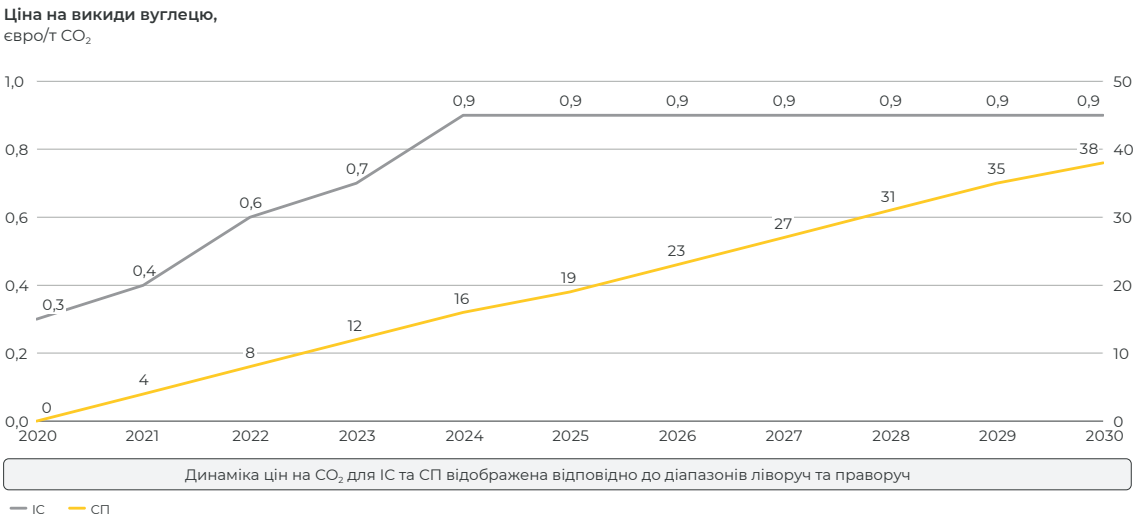
Ціни на паливні ресурси та за викиди вуглецю значною мірою впливають на граничні витрати електростанцій і, відповідно, на їх диспетчеризацію на ринку електроенергії. Наприклад нещодавнє зниження цін на газ у світі призвело до збільшення частки виробництва електроенергії з природного газу в багатьох європейських країнах (зокрема в Німеччині, Греції). Аналогічно зміна ціни вуглецю (наприклад, різке підвищення цін у межах Системи торгівлі викидами у Європейському Союзі (СТВ ЄС)) призвела до поступового зниження конкурентоспроможності електростанцій з інтенсивними викидами CO_2 (як-от вугільні ТЕС) у країнах, на які розповсюджується дія СТВ ЄС.

Таблиця 2. Припущення щодо цін на ресурси за ІС та СП

	2022	2024	2026	2028	2030
Вугілля (євро/т)	71	74	76	78	79
Газ (євро/МВт-год)	20	22	25	26	27
Атомна енергія (євро/МВт-год)	5	5	5	5	5
Біомаса (євро/МВт-год)	20	20	20	20	20

2.3.3.1 Зміни в оподаткуванні викидів CO_2

Інерційний сценарій. На підставі законопроєкту № 4101-д, який станом на квітень 2021 року обговорюється у Верховній Раді, припускається, що ціна на викиди вуглецю зросте з поточного рівня у 0,3 євро/т CO_2 (10 грн/т) до 0,9 євро/т CO_2 (30 грн/т) у 2024 році, а далі залишатиметься стабільною до 2030 року.



Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 8. Припущення щодо цін на викиди вуглецю за ІС та СП

Сценарій переходу. Завдяки поступовому зростанню вартість викидів вуглецю в Україні наближається до рівня прогнозованих цін за Системою торгівлі викидами Європейського Союзу (до рівня 38 євро/т[25]) у 2030 році. Загалом це відповідає іншим прогнозам (наприклад, E3M[26], REKK[27]).

2.3.4 Вартість технологій відновлюваної енергетики

Вартість інвестицій у технології ВДЕ є вкрай важливою для розуміння загальної вартості енергосистеми.

Для моделювання використані поточні значення капітальних витрат (CAPEX) та експлуатаційних витрат (OPEX) в Україні (надані Асоціацією сонячної енергетики України та Українською вітроенергетичною асоціацією) щодо обох технологій, а також «Аврора Енерджі Рісьоч» використала глобальні прогнозні показники щодо розвитку технологій. З детальнішими припущеннями щодо вартості додаткових технологій можна ознайомитися у Додатку.

[25] На основі прогнозування цін у межах СТВ ЄС, здійсненого Aurora Energy Research.

[26] E3Modelling — E3MLab, березень 2020 року.

[27] RAP (Проєкт допомоги у нормативному регулюванні), травень 2020 року.

Таблиця 3. Вартість технологій вітроенергетики за ІС та СП

	2020	2022	2024	2026	2028	2030
CAPEX (євро/кВт)	1150	1137	1100	1087	1071	1054
OPEX (євро/кВт)	25	29	30	31	32	33

Таблиця 4. Вартість технологій сонячної енергетики за ІС та СП

	2020	2022	2024	2026	2028	2030
CAPEX (євро/кВт)	750	710	641	583	534	492
OPEX (євро/кВт)	22	18	15	13	12	10

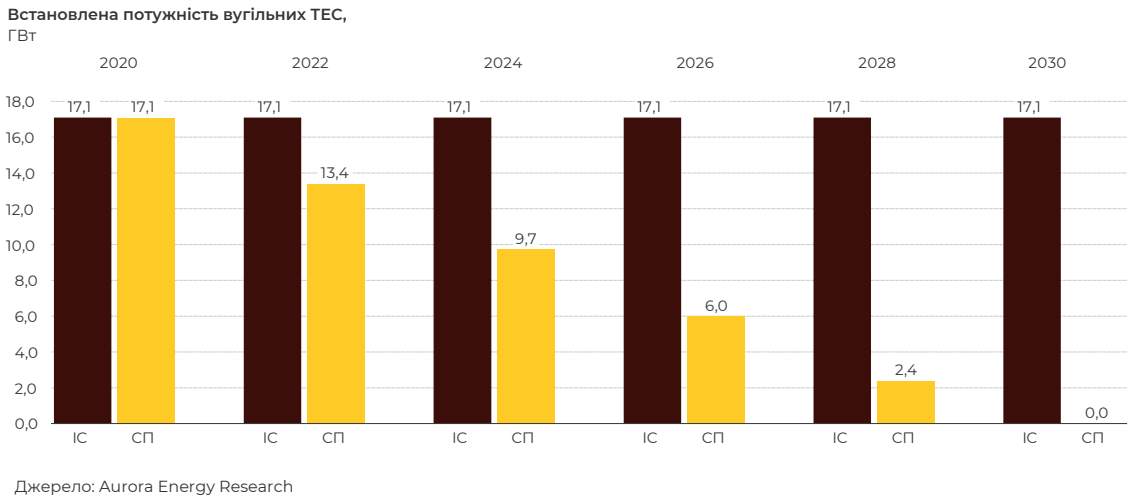
2.3.5 Розвиток потужностей з виробництва електроенергії

2.3.5.1 Вугільні електростанції

Сценарій ІС не передбачає жодних змін обсягу встановлених потужностей з виробництва електроенергії на основі вугілля в Україні. Натомість СП передбачає лінійне поступове скорочення встановлених потужностей з вугільної електрогенерації до 2030 року з урахуванням віку генеруючих блоків (детальний перелік див. у Додатку). Оскільки витрат, які виникають внаслідок виведення з експлуатації цих блоків, не можна уникнути за обома сценаріями у середньостроковій перспективі (в СП вони виникають до 2030 року, проте в ІС вони також виникнуть, але пізніше), різниця щодо цієї частини витрат між ними не враховується у цьому дослідженні.

2.3.5.2 Газові електростанції

Наявні газові паротурбінні установки загальною потужністю 4,6 ГВт продовжують використовуватися в обох сценаріях. Хоча наявні установки сприяють заміні вугілля та уникненню будівництва додаткових пікових потужностей у ІС ближче до 2030 року, все ж ці застарілі установки мають обмежену гнучкість. Тому інвестиції у 2 ГВт нових електрогенеруючих потужностей, розрахованих на пікові навантаження, у вигляді газотурбінних установок відкритого циклу (OCGT) передбачаються в обох сценаріях.



Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 9. Встановлена потужність вугільної електроенергетики за ІС та СП

OCGT будуть введені в енергосистему України протягом 2021–2026 років. Такі припущення базуються на Звіті щодо достатності (відповідності) генеруючих потужностей Укренерго (проєкт, доступний на дату підготовки звіту)[28], відповідно до якого додавання таких потужностей вважається першочерговим для забезпечення необхідної гнучкості системи та безпеки постачання. Газотурбінні установки відкритого циклу — єдина нова інвестиція в традиційну викопну енергетику у сценарії переходу.

2.3.5.3 Теплоелектроцентралі

Український комплекс ТЕЦ, що становить приблизно 4 ГВт, включає у себе сукупність теплових електростанцій, що працюють на вугіллі та газі. У цьому звіті не враховується вплив заходів з енергоефективності або інших змін у попиті на тепло, тому виробництво електроенергії ТЕЦ залишається незмінним в обох сценаріях. В ІС ми припускаємо, що наявні установки ніяк не будуть замінюватися. У сценарії переходу для зменшення викидів парникових газів всі старі вугільні ТЕЦ замінюються установками на біомасі з однаковою енергетичною потужністю. Це також відображається у потребах додаткових інвестицій, що дорівнюють 150 євро/кВт[29] потужності ТЕЦ. Також варто зазначити, що існують значні потужності невеликих ТЕЦ, які не підключені до системи електропередачі та забезпечують тепло й елек-

[28] Укренерго, 2020.

[29] На основі порівнюваних проєктів у європейських країнах.

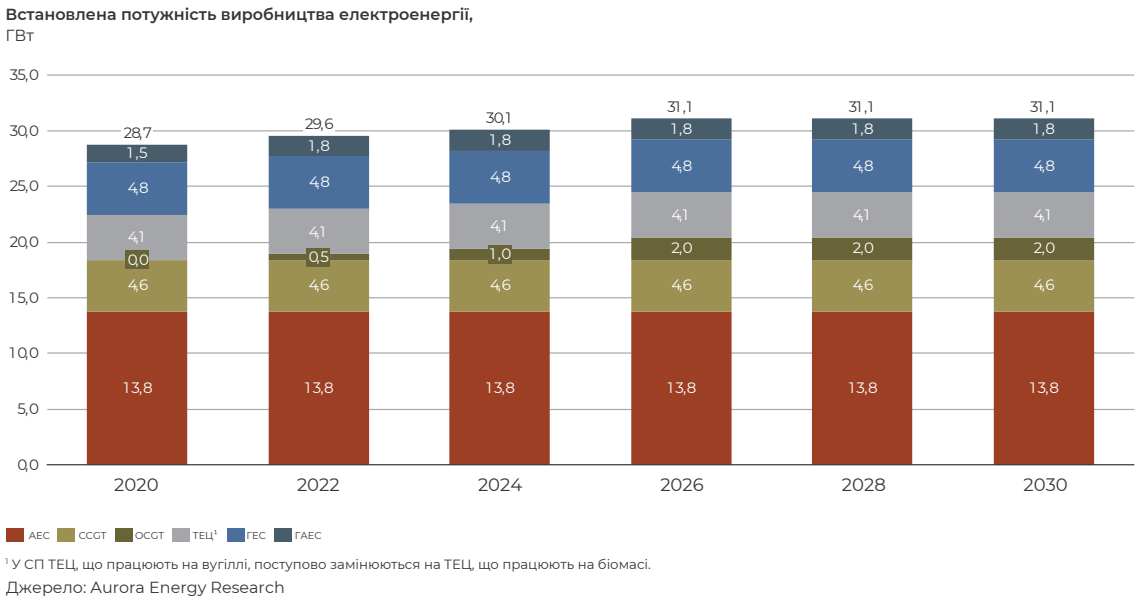
троенергію на місці. Вони виключені з моделювання енергосистеми, оскільки не мають безпосереднього впливу на загальне розподілення навантаження та, як правило, віднімаються від попиту.

2.3.5.4 Атомні електростанції

Ми припускаємо, що за обома сценаріями встановлені потужності комплексу АЕС України до 2030 року не змінюватимуться.

2.3.5.5 Гідро- та гідроакумулюючі електростанції

В обох сценаріях встановлені потужності гідроелектростанцій та гідроакумулюючих електростанцій залишаються незмінними до 2030 року. Єдиним винятком є четвертий блок Дністровської ГАЕС, комерційна експлуатація якого планується на кінець 2021 року[30], він включений у модель з 2022 року і далі. За цим звітом інші плановані проєкти Укргідроенерго та Енергоатому, які знаходяться на різних етапах розвитку, не враховані, тому що немає впевненості щодо їхньої шкідливості для довкілля. Встановлена потужність різних типів виробництва електроенергії, за винятком ВДЕ та вугільних ТЕС, представлена на Рисунку 10.



[1] У СП ТЕЦ, що працюють на вугіллі, поступово замінюються на ТЕЦ, що працюють на біомасі.

Джерело: Aurora Energy Research

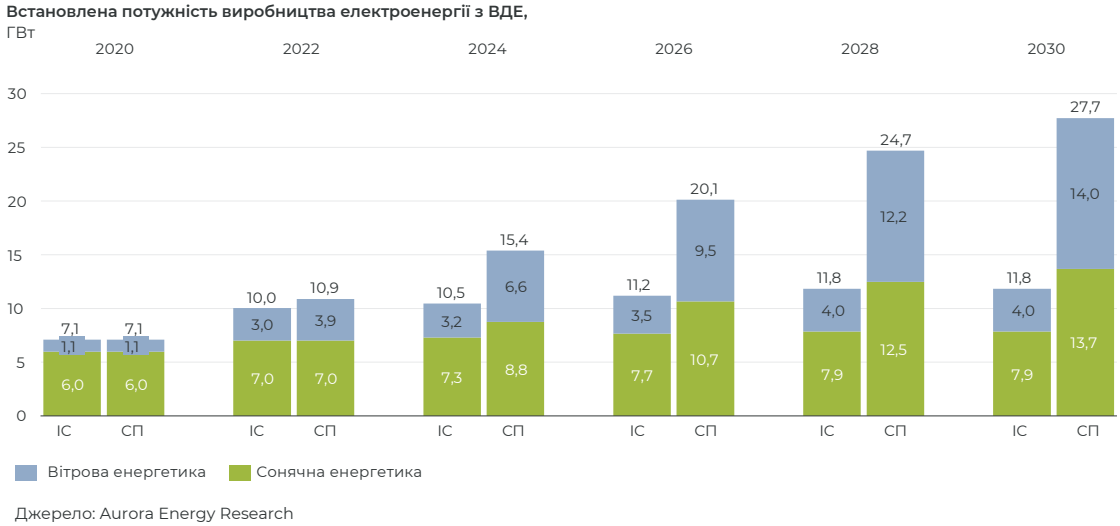
Рисунок 10. Встановлені потужності, однакові за ІС та СП

[30] Укргідроенерго, березень 2021 року.

2.3.5.6 Виробництво електроенергії на основі ВДЕ

У сценарії ІС застосований консервативний підхід, який дасть змогу досягти цілей щодо виробництва електроенергії на основі відновлюваних джерел енергії відповідно до Національної енергетичної стратегії до 2035 року. Додаткові потужності до 2030 року розраховані на основі: а) оцінок потужностей, які були попередньо заплановані (підписані Pre-PPA) та, ймовірно, будуть встановлюватися у період 2021–2022 років за механізмом «зеленого тарифу»; б) пресрелізу Міністерства енергетики з розрахунковими квотами на аукціони на 2021–2026[31] роки (об'єкти вводяться в експлуатацію у 2023–2028 роках).

У сценарії переходу виробництво електроенергії на основі вугілля поступово припиняється та замінюється головним чином на електроенергію з відновлюваних джерел. У цьому сценарії не передбачається цільове значення частки енергії з відновлюваних джерел, вона розраховується згідно з моделюванням. Розвиток технологій ВДЕ ґрунтується на оптимальному підході. Задля максимального зменшення загальних системних витрат і вимог до гнучкості нові потужності сонячної та вітрової енергетики впроваджуються у співвідношенні 60/40 відповідно щорічно. Це приводить до майже однакової встановленої потужності у 14 ГВт сонячних та вітрових електростанцій у 2030 році. Сонячні та вітрові установки однаково розподіляються на території країни, щоб уникнути надмірної кількості установок



Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 11. Встановлена потужність ВДЕ за ІС та СП

[31] Міністерство енергетики України, грудень 2020 року.

у південному регіоні України, багатому на ВДЕ. Установки з виробництва електроенергії, що працюють на біомасі, впроваджуються зі збільшенням потужності на 500 МВт кожні два роки, доки не буде досягнуто 3 ГВт у 2030 році.

2.3.5.7 Гнучкість системи

Задля додаткового виробництва електроенергії з ВДЕ без інвестування у технології, що продукують викиди CO_2, у сценарії переходу пропонується розвиток систем накопичення з використанням хімічних акумуляторів та використання поточного потенціалу гнучкості.

Обмеження генерації (curtailment) сонячної та вітрової енергії використовується як захід із забезпечення гнучкості в обох сценаріях. Вартість обмеження генерації оцінюється за середньозваженою вартістю «зеленого тарифу» для наявних установок і за приведеною вартістю виробництва електроенергії (LCOE) для нових.

Рисунок 12. Встановлена потужність гнучких технологій виробництва електроенергії за ІС та СП

У сценарії переходу виробництво електроенергії на основі біомаси та вітру моделюється з можливістю гнучкої експлуатації, починаючи з 2022 року. Це означає, що електрогенеруючі установки на основі біомаси тепер можуть працювати у режимі додаткового, а не базового навантаження — на відміну від

поточного підходу, який продовжує використовуватися в інерційному сценарії. Генерація вітрової енергії моделюється як здатна до розвантаження енергетичної системи в разі потреби.

Обидва вищезазначені заходи допомагають значно знизити потребу в нових інвестиціях у заходи щодо забезпечення гнучкості та, відповідно, зменшити загальну вартість системи.

У сценарії переходу вводиться технологія накопичення енергії з використанням літій-іонних акумуляторів із коефіцієнтом співвідношення power-to-energy (P/E) 4 (наприклад, вихідна потужність — 1 МВт, обсяг накопичення енергії — 4 МВт-год). У поєднанні з обмеженням генерації ВДЕ та гнучким виробництвом електроенергії на основі біомаси та вітру, оптимальним за вартістю рішенням є встановлення нової системи накопичення енергії з використанням акумуляторних батарей у 800 МВт/3600 МВт-год до 2030 року.

2.4 Макроекономічні вхідні дані та припущення

2.4.1 Зростання ВВП

ВВП та попит на електроенергію значною мірою взаємозалежні, оскільки потреби у сировині та матеріалах для виробництва, підвищення споживання та інші фактори збільшують попит на електроенергію. У цій роботі використаний нещодавній прогноз МВФ (2020)[32] щодо зростання ВВП, у якому також враховується вплив COVID-19 на зростання попиту. У прогнозі припускається фактичне зниження ВВП на 7,2 % (–4,0 % у 2020 році в Україні за даними Державної служби статистики) у 2020 році та повернення до попереднього вектору розвитку. У 2025 році темп зростання досягає 4 %. Ми припускаємо, що фактичні темпи зростання залишатимуться незмінними до 2030 року.

Таблиця 5. ВВП за роками

Рік	2020	2021	2024	Після 2025 року
Щорічне зростання ВВП, %	-4,0	3,0	3,8	4,0

[32] Міжнародний валютний фонд.

2.4.2 Першочергові макроекономічні наслідки — інструмент Excel

Оскільки використовується обчислювана модель загальної рівноваги (CGE) (див. Розділ 2.4.3), у частині аналізу оцінюються прямі наслідки сценарію переходу за допомогою розрахунків кількості робочих місць, вартості закриття шахт, витрат на соціальні виплати, економії за рахунок субсидій та впливу на податкові надходження у Excel.

З метою забезпечення прозорих результатів ми використовуємо інструмент Excel для обчислення макроекономічних та податкових наслідків за сценаріями, проаналізованими у цьому дослідженні. Модель в Excel обчислює прямі наслідки для зайнятості на основі емпіричних оцінок із публікації Рутовіца (Rutovitz) та ін. (2015)[33], що є прозорим та широко використовуваним підходом у наукових колах і процесі розробки політик (детальніше див. 2.4.2.1). Емпіричні оцінки з публікації Рутовіца звіряються з місцевими показниками зайнятості, наданими українськими асоціаціями: Біоенергетичною асоціацією України, Українською вітроенергетичною асоціацією, Асоціацією сонячної енергетики України. Окрім того, компенсація та соціальні виплати шахтарям, звільненим без збереження заробітної плати, обчислюються на основі даних українських вугільних шахт (див. Таблицю 10). Сценарій переходу передбачає закриття вугільних шахт на основі їхньої прибутковості (наприклад, найбільш збиткові шахти з розрахунку на одного працівника пропонуються першими до закриття), тоді як у сценарії ІС шахти, щодо яких не було оголошень про плани виведення з експлуатації (Уряд оголосив про плани виведення з експлуатації шахти «5/6», шахти «Великомостівська», шахти «Надія» у 2021–2022 роках), продовжують працювати. У плані закриття шахт також враховуються важливі регіональні фактори. Наприклад, закриття шахт має бути регіонально збалансованим, щоб запобігти одночасному закриттю всіх шахт в одному регіоні (див. 2.4.2.2).

2.4.2.1 Робочі місця

Існує ціла низка різних методик для оцінки створення робочих місць у різних сценаріях енергетичного переходу[34]. Дві найпоширеніші методики — це висхідний та низхідний підходи. Тоді як низхідні підходи зазвичай використовують моделі «витрати — випуск»[35], у висхідному аналізі використовуються аналітичний підхід,

[33] Інститут сталого майбутнього (Institute for Sustainable Futures), 2015.

[34] Маніш Рем (Manish Ram), Арман Аґахоссейні (Arman Aghahosseini), Крістіан Бреєр (Christian Breyer), Технологічний університет Лаппеенранта, лютий 2020 року.

[35] Світовий банк, 2011.

підхід у масштабах всього ланцюга виробництва та підхід у масштабах всього життєвого циклу[36].

У контексті цього дослідження ми покладаємося на висхідні оцінки робочих місць Міжнародного агентства з відновлюваних джерел енергії (IRENA) (2013)[37] та публікації Рутовіца та ін. (2015)[38], що є широко використовуваним підходом для оцінки створення робочих місць на одну одиницю додатково встановленої потужності (так звані коефіцієнти зайнятості — КЗ). Принцип висхідного аналізу забезпечує більший рівень прозорості, аніж низхідні підходи, які переважно використовуються в моделях «витрати — випуск». Підхід з використанням КЗ включає не лише оцінку додавання нових потужностей, але також робочі місця, створені під час виведення з експлуатації наявних енергетичних об'єктів.

Таблиця 6. Очікувана кількість створених робочих місць на технологію ВДЕ[39]

Технологія	Будівництво/ монтаж (людино-роки/ МВт)	Виробництво (людино-роки/МВт)	Експлуатація та технічне обслуговування (робочі місця/МВт)
Сонячні електростанції	13,0	6,7	0,7
Наземні вітроелектростанції	3,2	4,7	0,3
Електростанції на біомасі	14,0	2,9	1,5

Показники у публікації Рутовіца та ін. (2015) базуються на низці досліджень, проведених у промислово розвинених країнах (через відсутність досліджень у промислово нерозвинених країнах), і тому їх потрібно коригувати з урахуванням місцевих умов. Оскільки у багатьох країнах, що розвиваються, та країнах з перехідною економікою вартість робочої сили набагато нижча, ніж у промислово розвинених країнах, для виробництва тієї самої одиниці готової продукції може наймати ся (або доведеться наймати) більше робітників. Через те, що робоча сила дешевша (ніж механізовані засоби) і в середньому менш продуктивна, наймається більша кількість людей. Саме тому оцінки зайнятості потрібно помножити на регіональні коефіцієнти ко-

[36] Forecasting job creation from renewable energy deployment through a value-chain approach (Прогнозування створення робочих місць завдяки впровадженню відновлюваних джерел енергії за допомогою підходу в масштабах всього ланцюга виробництва), «Renew. Sust. Energ.», 21 (2013), С. 262–271, 10.1016/j.rser.2012.12.053.

[37] Міжнародне агентство з відновлюваних джерел енергії (IRENA), грудень 2013 року.

[38] Інститут сталого майбутнього (Institute for Sustainable Futures), UTS, 2015.

[39] Рутовіц та ін., 2015.

ригування, як-от середня продуктивність праці (обчислюється як ВВП/працівники). Оскільки продуктивність праці з часом змінюється, у публікації Рутовіца та ін. (2015) використовується щорічний Всесвітній енергетичний прогноз (World Energy Outlook) для обчислення регіональних мультиплікаторів створення робочих місць. Скориговані показники на регіональному рівні звірялися з показниками зайнятості, наданими представниками українського сектору ВДЕ. Зважаючи, що час будівництва сонячної станції становить у середньому один рік порівняно з двома роками у випадку з вітроелектростанціями, кількість тимчасових робочих місць на сонячній електростанції зменшується удвічі для обрахунку річних показників.

У таблиці нижче наведені регіональні мультиплікатори розрахунку створення робочих місць у країнах ОЕСР та Східної Європи / Євразії на період 2015–2030 років.

Таблиця 7. Регіональні мультиплікатори розрахунку робочих місць для коригування коефіцієнтів зайнятості (Рутовіц та ін., 2015)

	2015	2020	2030
ОЕСР	1	1	1
Східна Європа / Євразія	6,0	5,0	3,6

У міру того як технології стають все більш розвиненими, для виробництва, будівництва, експлуатації та технічного обслуговування потрібна менша кількість працівників. Тому оцінки в Таблиці 6 вже скориговані відносно очікуваного зниження інтенсивності зайнятості для кожної технології (див. Таблицю 8). Із розвитком технології спостерігатиметься зниження інтенсивності зайнятості на сонячних станціях на 41 % у період з 2015 по 2030 рік, наземних вітроелектростанціях — на 5 %, станціях на біомасі — на 3 %. Проте сонячна енергетика вже має найвищі коефіцієнти зайнятості на встановлену потужність у МВт, тому зниження зайнятості все ще робить технологію надзвичайно привабливою з погляду створення робочих місць (порівняно з наземними вітроелектростанціями та біомасовими електростанціями).

Таблиця 8. Зниження коефіцієнта зайнятості у період 2015–2030 років за технологіями

	Сонячні електростанції	Наземні вітроелектростанції	Електростанції на біомасі
ОЕСР	23 %	5 %	5 %
Східна Європа / Євразія	41 %	5 %	3 %

Джерело: Рутовіц та ін., 2015

2.4.2.2 Вартість експлуатації/закриття вугільних шахт

Для оцінки витрат на продовження експлуатації державних шахт використані 5-річні середньостатистичні дані, що містяться у балансових звітах компаній. Обсяг виробництва 2018 року в поєднанні із середнім значенням за 5 років використаний як приблизна оцінка для визначення майбутніх збитків або прибутку. Це враховує той факт, що значення 2020 року, ймовірно, будуть вирізнятися внаслідок впливу пандемії COVID-19. Щоб визначити порядок закриття шахт (див. Таблицю 9), ми припускаємо, що спочатку закриваються вугільні шахти з найбільшими витратами на одного працевлаштованого робітника. Інше правило, яке застосовується для балансування втрат у сфері зайнятості в одному регіоні, — закриття не більше однієї компанії за один рік. Для ДП «Львіввугілля», де працює найбільша кількість працівників, пропонується припинити роботу у два етапи, щоб забезпечити регіонально збалансований розподіл скорочення робочих місць.

Таблиця 9. Графік закриття вугільних шахт і компаній за ІС та СП

Рік закриття	ІС	СП
2021	Шахта «5/6»	Шахта «5/6»
	Шахта «Великомостівська»	Шахта «Великомостівська»
2022		«Селидіввугілля»
		«Волиньвугілля»
2023	Шахта «Надія»	Шахта «Надія»
		«Мирноградвугілля»
2024		«Львіввугілля»
2025		«Торецьквугілля»
2026		«Лисичанськвугілля»
		«Південнодонбаська № 1»
2027		«Первомайськвугілля»
2028		«Шахта ім. М. С. Сургая»
2029		«Львіввугілля»
2030		«Краснолиманська»

Із закриттям шахт виникають додаткові витрати на виведення з експлуатації. Вони включають планування та виконання процесів, що забезпечують стабільність підземних виробок та убезпечують від просідань ґрунту або потенційного забруд-

нення, що створює ризик для здоров'я та безпеки. Для оцінки цих витрат у дослідженні використовуються дані, отримані в результаті закриття інших шахт[40]. Через відсутність інформації стосовно вартості закриття діючих шахт оцінка спрощується до середнього арифметичного вартості минулих закриттів і становить 6,5 млн євро на шахту. Цей підхід є теоретичним та скоригованим відповідно до наявних даних. У цій частині дослідження прагне оцінити загальні економічні наслідки енергетичного переходу, а не надати детальний аналіз наявних вугільних шахт України.

Таблиця 10. Фінансові показники вугледобувних підприємств України

Вугільна компанія	Середнє значення валового доходу за 5 років (євро/т)	Загальний прибуток (млн євро; 2018)	Кількість працівників (2020)	Чистий прибуток/ робоче місце (євро)
«Селидіввугілля»	–300	–60	6164	–9688
«Мирноградвугілля»	–82	–26	2865	–9001
«Волиньвугілля»	–160	–12	1358	–8704
«Торецьквугілля»	–88	–19	2497	–7805
«Лисичанськвугілля»	–206	–31	4248	–7409
«Південнодонбаська № 1»	–34	–13	2207	–5874
«Первомайськвугілля»	–126	–19	4285	–4405
«Шахта ім. М. С. Сургая»	–24	–6	2434	–2439
Шахта «Надія»	–4	–1	663	–920
«Львіввугілля»	–17	–4	6361	–646
«Краснолиманська»	–7	–0,2	1074	–0,3

Джерело: фінансові звіти відповідних компаній

2.4.2.3 Компенсація та соціальні виплати

Хоча потенційно може бути створена велика кількість робочих місць завдяки розвитку галузі ВДЕ в рамках сценарію СП, робочі місця в традиційному гірничому секторі будуть втрачені. Втрата робочих місць особливо буде відчутна

[40] Міністерство енергетики України, 2021.

в містах України, де більшість жителів працюють на вугільній шахті, а їхні сім'ї часто залежать від цих доходів (так звані «мономіста»). Деякі інші країни з аналогічними умовами вирішили виплачувати компенсацію постраждалим працівникам задля уникнення економічних труднощів та сприяння справедливій трансформації. Оскільки це дослідження розглядає насамперед економічні наслідки поступової відмови від використання вугілля до 2030 року, ми зосередимось на оцінці витрат. Більше інформації щодо конкретних заходів та їх справедливого розподілу між регіонами та соціальними групами можна знайти у даних наприклад, Світового банку або Європейської комісії[41] та інших зацікавлених сторін, які беруть участь у дискусіях про справедливий енергетичний перехід.

У межах цього дослідження оцінка надається широкому діапазону рішень, тому припускаються два різні підходи з погляду вартості:

- консервативний: передбачає виключно законодавчо необхідні виплати (наприклад, одноразові виплати, виплата допомоги по безробіттю за 6 місяців;
- прогресивний: пропонує спеціальні виплати за повернення на роботу протягом 1 року та структурну підтримку, що ґрунтується на дискусії щодо справедливої трансформації та досвіду інших країн, як-от Німеччина та Канада.

Таблиця 11. Порівняння двох підходів щодо соціальних виплат

	Консервативний	Прогресивний
Щомісячні пенсійні виплати	3 роки	3 роки
Одноразова грошова допомога в разі виходу на пенсію	Ні	Так
Виплати допомоги по безробіттю	6 місяців	12 місяців
Одноразова грошова допомога при звільненні	Ні	Так
Підвищення кваліфікації	Ні	Так

[41] Європейська комісія, листопад 2020 року; Група Світового банку, жовтень 2020 року.

Звільнені працівники можуть отримувати допомогу по безробіттю впродовж двох років після звільнення, якщо Державна служба зайнятості не забезпечує роботою. В Україні така допомога становить 50 % попередньої зарплати. Підвищення кваліфікації означає перекваліфікацію звільнених працівників. За прогресивного підходу припускається, що всім працівникам у сфері видобутку вугілля буде запропоновано перекваліфікацію. Оскільки видобуток вугілля зазвичай зосереджується у так званих мономістах та монорегіонах, інших можливостей для працевлаштування, окрім гірничої сфери, дуже мало. Шахтарі, як правило, не мають необхідної кваліфікації для працевлаштування в інших галузях енергетичного сектору та не готові переходити на іншу роботу. Тому в цьому звіті вважається, що перекваліфікація необхідна. Оцінка вартості перекваліфікації одного працівника дорівнює середньорічній зарплаті в Україні. На відміну від працівників шахт, вважається, що навички працівників традиційних електростанцій легше застосувати у сфері ВДЕ чи інших секторах[42].

Консервативний підхід передбачає нижчий рівень компенсації у разі скорочення робочих місць без додаткового навчання.

Прогресивний підхід пропонує більш досконалі схеми з надання підтримки. На додачу до виплати допомоги по безробіттю протягом довшого періоду часу, припускається, що курси перекваліфікації та підвищення кваліфікації є доступними для працівників вугільної галузі. Всі працівники віком до 50 років отримують соціальні виплати протягом 1 року та проходять перекваліфікацію, витрати на яку, за оцінками, становлять 4350 євро на особу. Для працівників у віці 50–55 років ми припускаємо, що вони отримують одноразову соціальну допомогу, а потім пенсію у розмірі 3980 євро на рік. Звільнення з роботи у їхньому випадку вважається передчасним із середньою тривалістю пенсійних виплат 3 роки (для розрахунку у цілях цього дослідження), тоді як звільнення працівників, яким виповнилося 56 років, вважається плановим. Планові звільнення не враховуються у витратах на енергетичний перехід, оскільки ці витрати матимуть місце навіть у разі продовження роботи шахти. Суми одноразового платежу відрізняються залежно від вікової групи. Пенсіонери отримують вихідну допомогу та одноразову виплату, що дорівнює попередньому рівню заробітної плати, помножену на три, а звільнені працівники отримують вихідну допомогу, що дорівнює сумі однієї зарплати, яка виплачувалася раніше.

[42] Retraining Investment for U.S. Transition from Coal to Solar Photovoltaic Employment (Інвестиції у перекваліфікацію для забезпечення переходу від зайнятості у вугільній промисловості до сфери сонячної енергетики у США); Едвард П. Луї (Edward P. Louie) та Джошуа М. Пірс (Joshua M. Pearce); «Energy Economics», 2016.

2.4.2.4 Вплив на податкові надходження

Для розрахунку впливу ІС та сценарію переходу на податкові надходження враховуються такі податки:

1. Податок на додану вартість на енергоносії (відповідно до загальної вартості електроенергії).
2. Податок на доходи фізичних осіб ((Новий_дохід — Втрачений_дохід) × ПДФО).
3. Єдиний соціальний внесок ((Новий_дохід — Втрачений_дохід) × ЄСВ).
4. Податок на викиди CO_2 (Виробництво електроенергії × Інтенсивність викидів CO_2 × Податок на викиди CO_2).

Таблиця 12. Податки, які враховуються у дослідженні

Податок	Ставка	Мета	Відраховується з
Податок на додану вартість (ПДВ)	20,0 %	Податок на споживання	Придбання електроенергії кінцевим споживачем
Податок на доходи фізичних осіб	18 %	Внесок фізичної особи до бюджету	Валовий дохід від виробництва електроенергії/видобутку вугілля
Військовий збір	1,5 %	Внесок фізичної особи до державного бюджету на військові потреби	Валовий дохід від виробництва електроенергії/видобутку вугілля
Єдиний соціальний внесок	22,0 %	Внесок роботодавця на соціальне страхування	Валовий дохід від виробництва електроенергії/видобутку вугілля
Податок на викиди CO_2 у 2030 році (детальніше див. 2.3.3)	0,9 євро/т (ІС) 38 євро/т (СП)	Врахування витрат, пов'язаних зі зміною клімату	Викиди, наприклад, від виробництва електроенергії

Податок на додану вартість (ПДВ)

В аналізі податок на додану вартість вираховується з кінцевої вартості електроенергії. Ця оцінка припускає, що ПДВ на виробництво електроенергії сплачується або в процесі виробництва, або кінцевим споживачем у вигляді капітальних та

експлуатаційних витрат, включаючи витрати на паливо, сплату за викиди вуглецю та передачу електроенергії.

Податок на доходи фізичних осіб, військовий збір та єдиний соціальний внесок

Податок на доходи фізичних осіб та військовий збір, а також єдиний соціальний внесок обчислюються шляхом множення поточної ставки податку на дохід та чистої зміни розрахункової заробітної плати працівникам постраждалих секторів (ВДЕ-станції, вугільні шахти та електростанції). Припускається, що середня заробітна плата становить 415[43] євро/місяць у вуглевидобувній галузі , 553[44] євро/місяць — у галузі електроенергетики.

Податок на викиди вуглецю

Податок на викиди вуглецю стягується із суб'єктів, що є джерелом вуглецевих викидів, відповідно до кількості вуглецю, який вони викидають в процесі виробництва електроенергії. Ставка податку відрізняється залежно від сценарію. Сценарій переходу передбачає, що Україна узгодить ціноутворення на викиди вуглецю із Системою торгівлі викидами Європейського Союзу. Щоб дізнатися показники за конкретний рік, див. Рисунок 8.

2.4.2.5 Ставка дисконтування

Для оцінки чистої приведеної вартості різних опцій та можливості порівняння результатів у часі застосовується ставка дисконтування у розмірі 10 %.

2.4.3 Другорядні наслідки — обчислювана модель загальної рівноваги (CGE)

Щоб зафіксувати подальший вплив на макроекономічні параметри (включаючи ВВП та вплив на інші сектори економіки), використовується обчислювана модель загальної рівноваги.

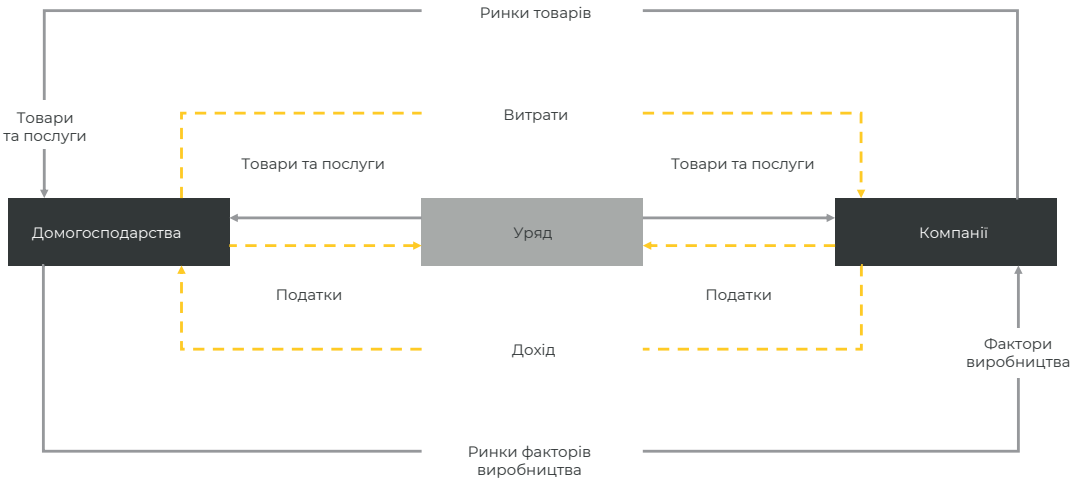
[43] Округлене середнє значення рівня зарплати, опубліковане у фінансовій звітності державних компаній.

[44] Укргідроенерго, квітень 2019 року.

Існують різні стратегії моделювання, які використовуються для дослідження впливу змін в економічній системі (наприклад, впливу поступової відмови від вугілля) на її стан рівноваги у макроекономічному контексті. Два найбільш відомі підходи — це обчислювана модель загальної рівноваги (CGE) та динамічна стохастична модель загальної рівноваги (DSGE). Моделі CGE давно використовуються в макроекономіці та працюють шляхом порівняння різних станів статичної рівноваги. На такі стани рівноваги розповсюджуються певні обмеження — наприклад, негайне очищення ринків. CGE-моделі співвідносяться з реальною економікою, вибираючи певні параметри відповідно до стану економіки, який раніше спостерігався, або до фактичного стану економіки.

Для цілей цього дослідження використовується CGE-модель для оцінки наслідків енергетичного переходу у 2030 році. CGE-моделі в минулому використовувались в українському контексті, що також дає змогу виконати порівняння з попередніми дослідженнями.

Відповідною відправною точкою для концептуалізації CGE є Рисунок 13. На рисунку демонструється круговий обіг сировини в економіці. Двома ключовими учасниками CGE є домогосподарства та компанії. Домогосподарства володіють виробничими факторами та споживають продукти, які продають компанії. Компанії, зі свого боку, «орендують» фактори виробництва, щоб запропонувати товари та послуги, які купують домогосподарства. Багато CGE-моделей також включають уряд, хоча його функція здебільшого обмежується збором податків і наданням субсидій.



Джерела: Aurora Energy Research, Wing 2009

Рисунок 13. Схематичне зображення статичної моделі загальної рівноваги

Обчислювана модель загальної рівноваги дотримується простого правила: повинен існувати баланс (тобто рівновага) між, наприклад, факторами виробництва домогосподарств, які мають повністю поглинатися компаніями в економіці. Аналогічно усі товари та послуги, які компанії продають, повністю повинні купувати домогосподарства. Отже, жоден показник в економіці не може отримуватися ні з чого та не може просто зникнути. Такі принципи бухгалтерського обліку лежать в основі CGE-моделей, їх зазвичай називають «ринковою рівновагою». Окрім того, у CGE-моделі, як правило, припускається досконала конкуренція (що приводить до «нульового прибутку»), постійне повернення до масштабів в умовах виробничої функції та балансу доходів (тобто весь дохід домогосподарств повинен використовуватися для купівлі товарів, які також можуть бути товарами для цілей заощадження).

Ці припущення застосовуються для спрощення обчислень та дозволяють моделі одночасно визначати сукупність цін і розподіл товарів. Як правило, модель реалізується за допомогою «бартерної економіки», що складається з кругових потоків товарів і факторів, без необхідності відстеження «фінансових трансфертів». Отже, CGE-моделі зазвичай не відображають чітко фінансові трансферти. Проте вартість товарів і факторів деномінується за допомогою загальної облікової одиниці (що називається «розрахункова одиниця», ціна якої є фіксованою, а вартість усіх інших товарів виражається як вартість відносно неї).

Детальний опис моделі

У дослідженні використана стандартна статична багатосекторна CGE-модель для однієї країни. Модель дотримується традиційного представлення загальної рівноваги економічної діяльності, поєднуючи припущення щодо оптимізації поведінки суб'єктів економічної діяльності з аналізом умов рівноваги. Рішення щодо розподілу ресурсів децентралізуються, а поведінка виробників та споживачів у моделі відповідає стандартній мікроекономічній парадигмі: виробники використовують первинні фактори виробництва та проміжні вхідні дані, принаймні витрати, на які розповсюджуються технологічні обмеження; споживачі із заданими уподобаннями максимально підвищують ступінь корисності за умови бюджетних обмежень.

Первинні фактори виробництва

Основними факторами виробництва є робоча сила, капітал та викопні ресурси. Прийнято вважати, що робоча сила та капітал є рухомими в різних секторах, але нерухомими на міжнародному рівні. Викопні ресурси (газ, сира нафта та вугілля) вважаються секторальним капіталом у секторах викопного палива. Ринки факторів виробництва є цілком конкурентоспроможними.

Кінцеве споживання

Кінцеве споживання представлене репрезентативним агентом, який отримує дохід від внесків у первинний фактор та максимально підвищує ступінь корисності за умови обмеження бюджету. Корисність представлена закладеною функцією постійної еластичності заміщення (CES). Державний попит фіксується на дійсних контрольних показниках. Інвестиції оплачуються за рахунок заощаджень репрезентативного агента, тоді як податки сплачуються за надання суспільних благ і послуг.

Виробництво

Виробництво товарів, що не є викопними ресурсами, представлене закладеною функцією CES, яка структурована таким чином. На верхньому рівні поєднання доданої вартості та енергії узгоджується з проміжними матеріальними ресурсами. На другому рівні описуються можливості заміщення між доданою вартістю та енергією, а також між різними проміжними матеріальними ресурсами. На третьому рівні робоча сила та капітал утворюють сукупність доданої вартості, а різні енергоносії (електроенергія, газ, нафта та вугілля) утворюють сукупність енергії. При видобутку викопних ресурсів питомий капітал (ресурс) узгоджується із сукупністю усіх інших ресурсів при постійній еластичності заміщення за Леонтьєвим. Продукція кожного виробничого сектору розподіляється або на внутрішній ринок, або на ринок експорту відповідно до функції постійної еластичності трансформації.

Міжнародна торгівля

Міжнародна торгівля моделюється за підходом диференційованих товарів Армінгтона, відповідно до якого товари розрізняються за походженням. Комбінований показник Армінгтона для товарів, що реалізуються, — це CES-функція вітчизняного виробництва та імпортованої сукупності. Трактування міжнародної торгівлі за Армінгтоном найчастіше використовується у застосованому CGE-аналізі, оскільки воно враховує будь-яку спостережувану модель торгівлі (зокрема перехресні перевезення). Обмеження платіжного балансу включає дефіцит або профіцит торгівлі за базовий рік. У цій роботі використані параметри невеликої відкритої економіки, де єдиний регіон — Україна — розглядається як невеликий порівняно зі світовим ринком. Тому припускається, що зміни обсягів імпорту та експорту регіону не впливають на міжнародні ціни; іншими словами, ціни на експорт та імпорт в іноземній валюті є фіксованими.

Дані

Для калібрування моделі використані актуальні українські дані щодо «витрат — випуску» за базовий 2018 рік (Державна служба статистики України, 2018), що скла-

даються з міжгалузевої матриці для 39 секторів, а також даних щодо оплати праці, капітальних надходжень, галузевого імпорту та експорту і кінцевого споживання. Модель представляє всі сектори, доступні в даних, які потім агрегуються для звітування щодо результатів.

Модель налаштовується відповідно до даних щодо «витрат — випуску» за базовий рік, тобто визначаються параметри функціональних форм, щоб економічні потоки, представлені в даних, відповідали оптимальній поведінці суб'єктів економічної діяльності. Після цього реакції суб'єктів на зміни цін визначаються шляхом вибору CES-функцій для економічної діяльності, базових даних та набору зумовлених зовнішніми чинниками показників еластичності, отриманих з економетричної літератури. У видобуванні викопного палива еластичність заміщення між ресурсом та всіма іншими вхідними матеріалами коригується відповідно до зумовлених зовнішніми чинниками оцінок еластичності постачання викопного палива. Більш детальну інформацію про агрегування за галузями див. у Додатку.

Сценарії та фактори чутливості

У цій роботі досліджуються інерційний сценарій і сценарій переходу до 2030 року. Головною відмінною рисою двох сценаріїв є різні рівні інвестицій, що визначаються як прямі наслідки. У моделі це реалізовано у вигляді зумовленого зовнішніми факторами збільшення попиту на інвестиційні товари у відповідній кількості.

Вплив таких інвестицій включає прямі, непрямі та індуковані наслідки. Прямі наслідки створюються безпосередньо в галузі, в яку вкладають інвестиції. Непрямі наслідки стосуються змін у ланцюзі поставок, що виникають в результаті прямих наслідків: якщо сектор розвивається через позитивний вплив з боку попиту, він потребуватиме більше ресурсів від своїх постачальників, що приведе до збільшення потреби в продуктивності у секторах постачання. Індуковані наслідки стосуються підвищення заробітної плати, яка сплачується у безпосередньо та опосередковано постраждалих галузях.[45] Аналогічно наявні сектори можуть постраждати, якщо вони будуть конкурувати за економічні ресурси, як-от робоча сила, рухомий капітал та проміжні продукти, з секторами, що розвиваються. Отже, CGE-аналіз не оцінює коригування політики, а кількісно визначає наслідки другорядних (непрямих та індукованих) наслідків, що виникають у результаті вже визначених першочергових наслідків.

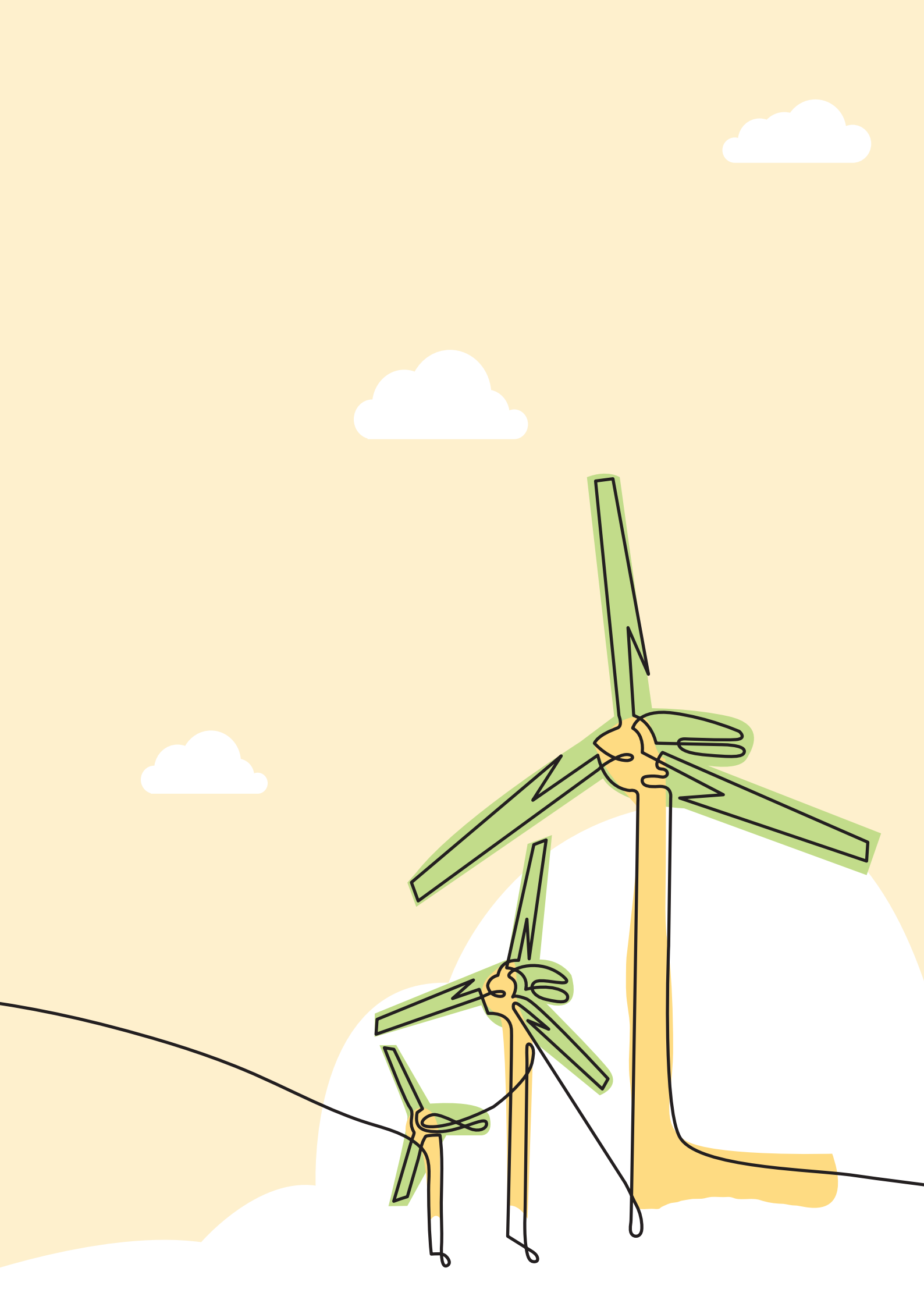
На додачу до основних сценаріїв було проведене моделювання з додатковою детальною інформацією, що дає змогу перевірити надійність загальних резуль-

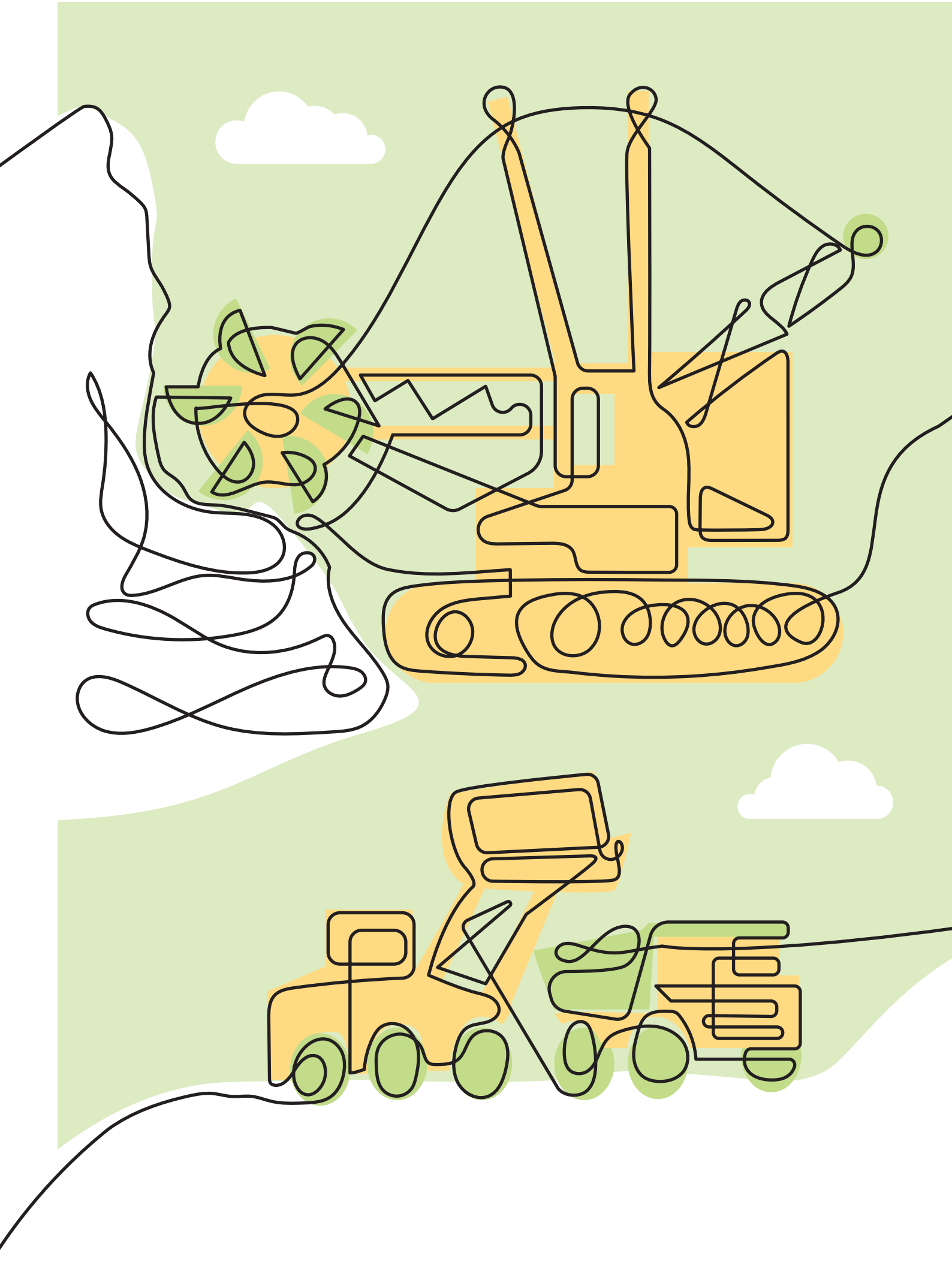
[45] У моделюванні «витрат — випуску» це зазвичай називають ефектом мультиплікатора. Підхід CGE, використаний у цій моделі, дуже схожий на аналіз «витрат — випуску», орієнтований на попит, але додатково допускаються відносні зміни цін відповідно до еластичності та суб'єктів, які реагують на зміну цін.

татів за трьома важливими аспектами. По-перше, було представлено невелике висхідне відображення електроенергетичного сектору, де відокремлені вугільна енергетика, відновлювані джерела енергії та інші технології виробництва електроенергії (насамперед атомні). Це включає примусове встановлення цільових показників електропостачання за допомогою технології виробництва електроенергії відповідно до оціненого прямого впливу. По-друге, були введені обмеження на внутрішнє постачання вугілля, в рамках яких гарантується, що ціни на вугілля залишаються незмінними у разі зменшення обсягів виробництва електроенергії на основі вугілля. Водночас загальна пропозиція робочої сили на внутрішньому ринку зменшується відповідно до внутрішньої пропозиції вугілля, що відображає те, як працівники вугільної галузі не можуть легко працевлаштуватися в інших галузях. Це гарантує, що зменшення обсягів споживання вугілля в процесі виробництва електроенергії не призведе до збільшення обсягів споживання вугілля в інших секторах. Масштабування вугільних ресурсів відбувається лише у поєднанні зі встановленням цільових показників у постачанні електроенергії. По-третє, були встановлені цільові показники цін на електроенергію за допомогою масштабування постачання відповідно до розрахунку загальних витрат системи, зумовленого зовнішніми факторами. Це важливо для оцінки побічних наслідків для інших секторів.

Фактично різні деталізованішіспецифікації викликають додатковий (позитивний чи негативний) вплив з боку забезпеченості — як для характерного для певного сектору капіталу в електроенергетиці (потужності), так і для викопних ресурсів (вугілля) або робочої сили.

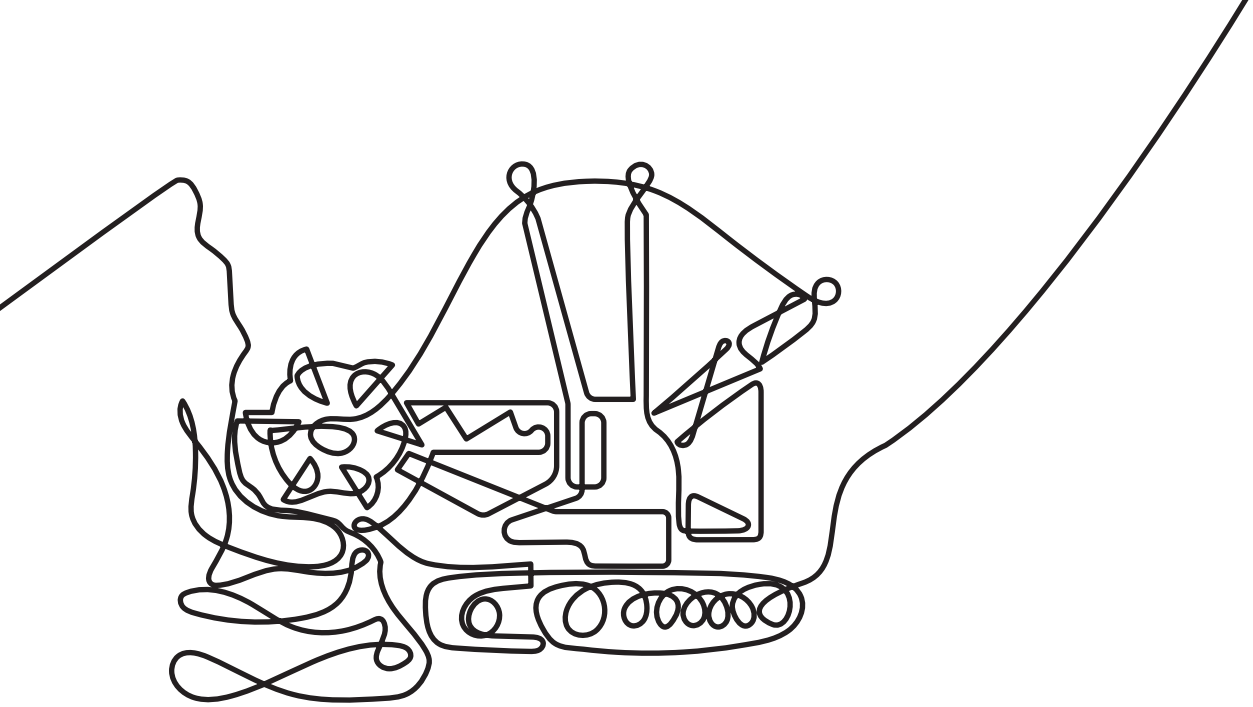
У роботі вказані умови без додаткової деталізації за трьома аспектами — як наші основні сценарії. Сценарії позначені як ЦЕП у частині цільового електропостачання, ЦНВ у частині обмеження видобутку вугілля, ЦЕ у частині ціноутворення на електричну енергію. Наприклад, ми називаємо сценарії як «ІС основний» або «СП ЦЕП+ЦНВ».





3

ВПЛИВ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИЙ СЕКТОР



У цьому розділі представлено вплив інерційного сценарію та сценарію переходу на критичні показники електроенергетичного сектору, як-от генерація, викиди CO_2 та інвестиційні потреби.

Ключові результати та висновки

1. Поступова відмова від використання вугілля до 2030 року не загрожує стабільності електропостачання та є технічно досяжною.
2. Структура електроенергетики, що виникає внаслідок прискореного енергетичного переходу, передбачає зменшення базової генерації (наприклад, атомної енергетики) та вимагає додаткової гнучкості для системи при збільшенні частки виробництва електроенергії на основі ВДЕ.
3. Для поступової відмови від використання вугілля до 2030 року достатньо поєднання таких доступних та комерціалізованих технологій, як газотурбінні установки відкритого циклу, газові пікери та технології електрохімічного накопичення, а також розумного управління мережами (smart grid).
4. За сценарієм переходу викиди CO_2 від сектору електроенергетики можуть зменшитися до рівня 9 Мт у 2030 році (порівняно з 55 Мт за сценарієм ІС). Сукупні викиди до 2030 року становитимуть на 50 %, або на 247 Мт менше за сценарієм переходу порівняно з ІС.
5. За сценарієм переходу потреба у загальних інвестиціях в нові потужності становитиме 14 млрд євро до 2030 року (на 11 млрд євро більше, ніж у сценарії ІС). Хоча ці витрати виникають як додаткові у СП порівняно з ІС, український енергетичний сектор потребуватиме нових інвестицій у середньостроковій перспективі в будь-якому разі — для модернізації або заміни застарілих потужностей.

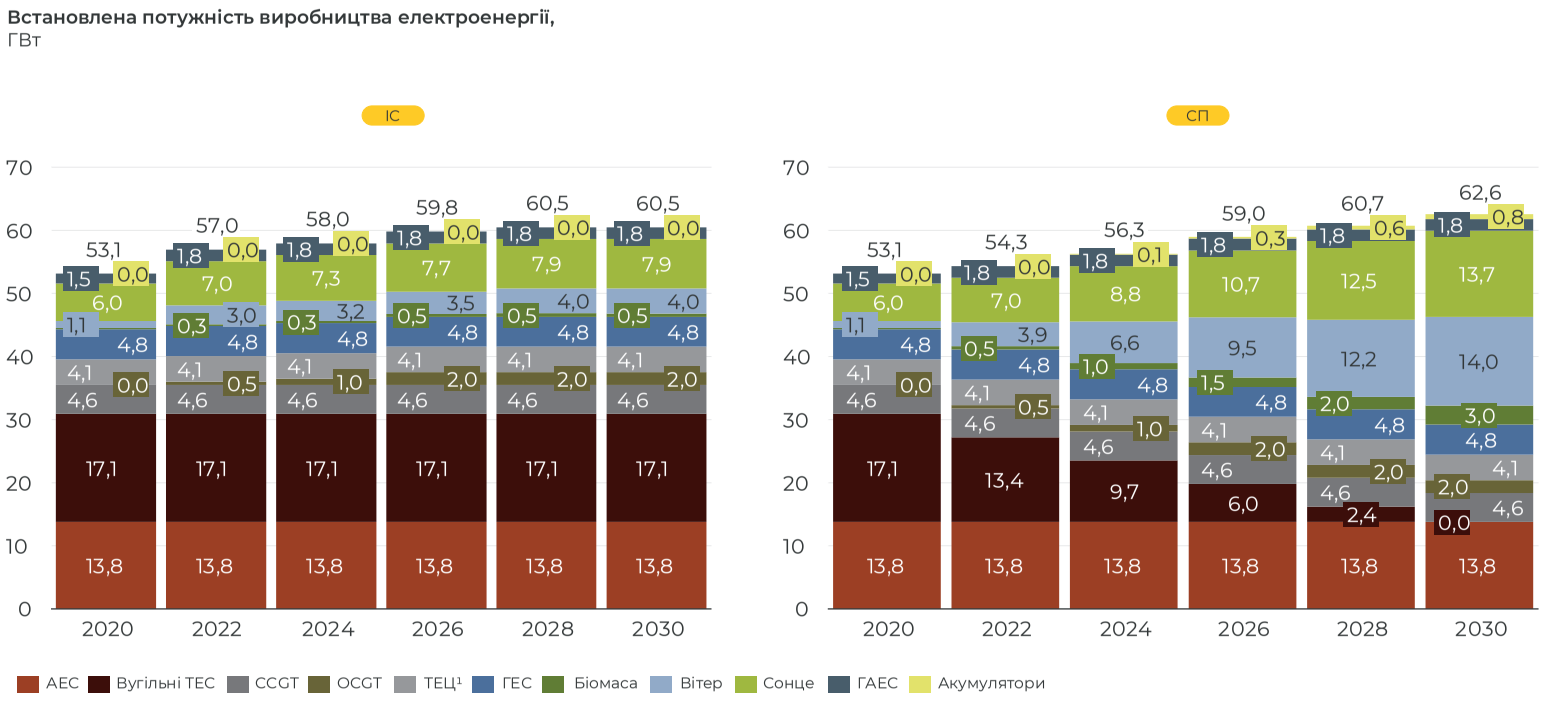
3.1 Встановлена потужність

У сценарії ІС потужності залишаються в основному незмінними у період з 2020 по 2030 рік. Незважаючи на незначне збільшення попиту на електроенергію, наявний комплекс з виробництва електроенергії має достатній потенціал для його задоволення за умови регулярного технічного обслуговування та забезпечення стабільної експлуатації старого комплексу потужностей з виробництва електроенергії. Оскільки, за оцінками, проєктні та фінансові витрати на ВДЕ в Україні не дозволять досягти мережевого паритету з наявними технологіями, нові потужності ВДЕ будуть значною мірою залежати від наявності політик з підтримки. Консервативна мета Енергетичної стратегії 2035, найімовірніше, буде перевиконана до 2030 року за рахунок наявних і запланованих проєктів за «зеленим тарифом», а також анонсованих помірних квот на аукціонах. Результатом стане збільшення встановленої потужності фотоелектричних установок, вітроелектростанцій та біоенергетичних систем з 7,3 ГВт у 2020 році до 12,3 ГВт у 2030 році.

Сценарій переходу передбачає повну поступову відмову від наявних вугільних потужностей до 2030 року зі зменшенням в середньому на 1,7 ГВт на рік. Щоб задовольнити попит, встановлена потужність відновлюваних джерел енергії значно зросте — до 30,7 ГВт сонячної, вітрової та енергії з біомаси. Одночасно вводяться системи накопичення енергії з використанням акумуляторних батарей з метою забезпечення додаткової гнучкості та для уникнення потенційних екологічних ризиків, пов'язаних із будівництвом нових гідроакумулюючих потужностей.

Загалом сценарій ІС передбачає 7 ГВт нових потужностей (2 ГВт OCGT та 5 ГВт ВДЕ) до кінця десятиліття, у той час як СП вимагає чистого збільшення на 9,1 ГВт (26,2 ГВт нових потужностей, з них 2 ГВт OCGT, 23,4 ГВт ВДЕ та 0,8 ГВт акумуляторів, разом із 17,1 ГВт виведених з експлуатації вугільних ТЕС). Інформація щодо встановленої потужності за двома сценаріями наведена на Рисунку 14 та Рисунку 15. Хоча доступність вітрової та сонячної енергії нижча, ніж маневреної теплової генерації, ця різниця майже нівелюється великим обсягом надлишкових потужностей, які наразі встановлені в українській енергетичній системі.

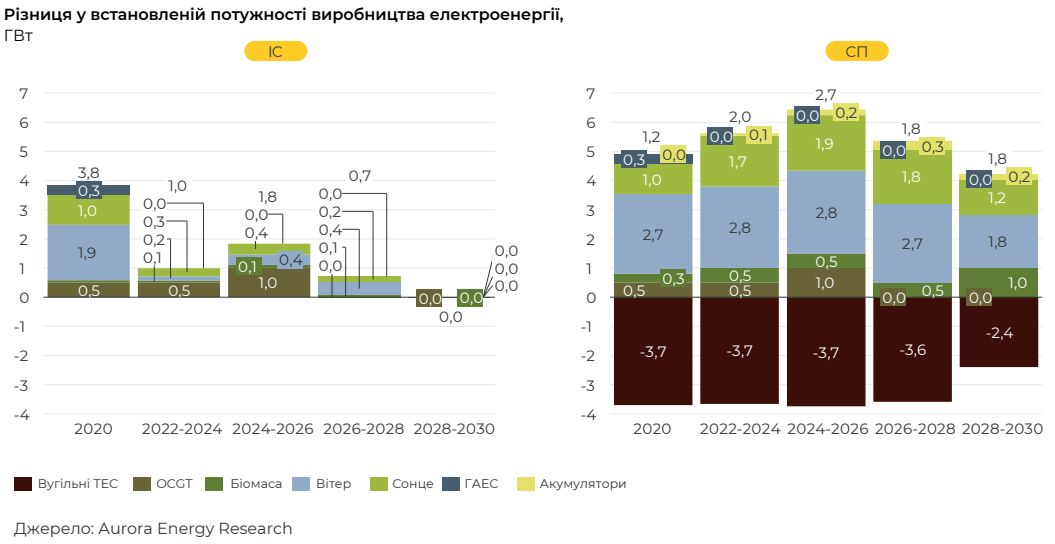
Більш детальна інформація щодо електрогенеруючих потужностей за обома сценаріями наведена у Розділі 2.3.5.



¹ У СП ТЕЦ, що працюють на вугіллі, поступово замінюються на ТЕЦ, що працюють на біомасі.

Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 14. Встановлена потужність виробництва електроенергії за ІС та СП



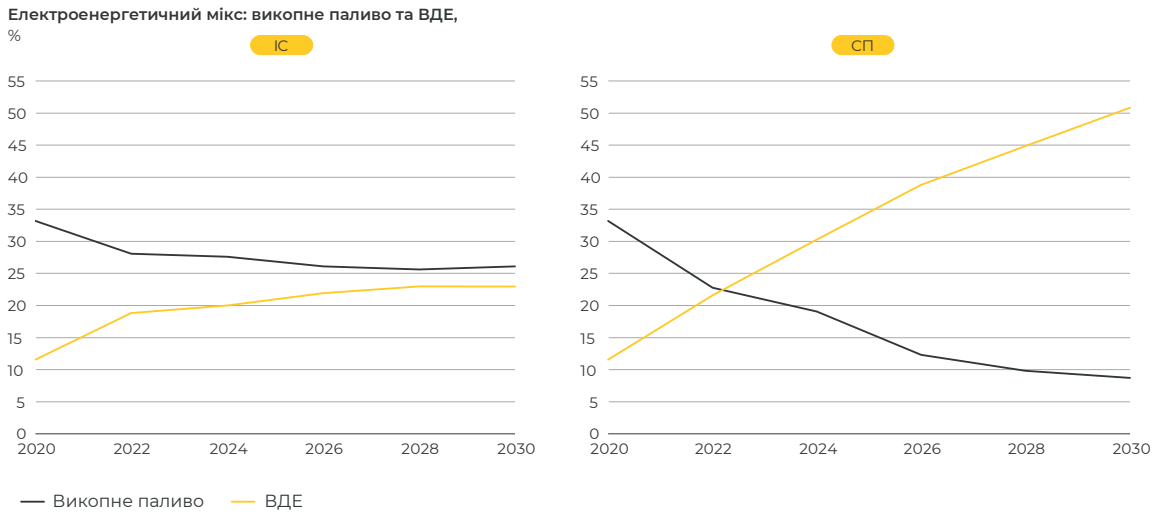
Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 15. Нові та виведені з експлуатації потужності за ІС та СП

3.2 Генерація електроенергії

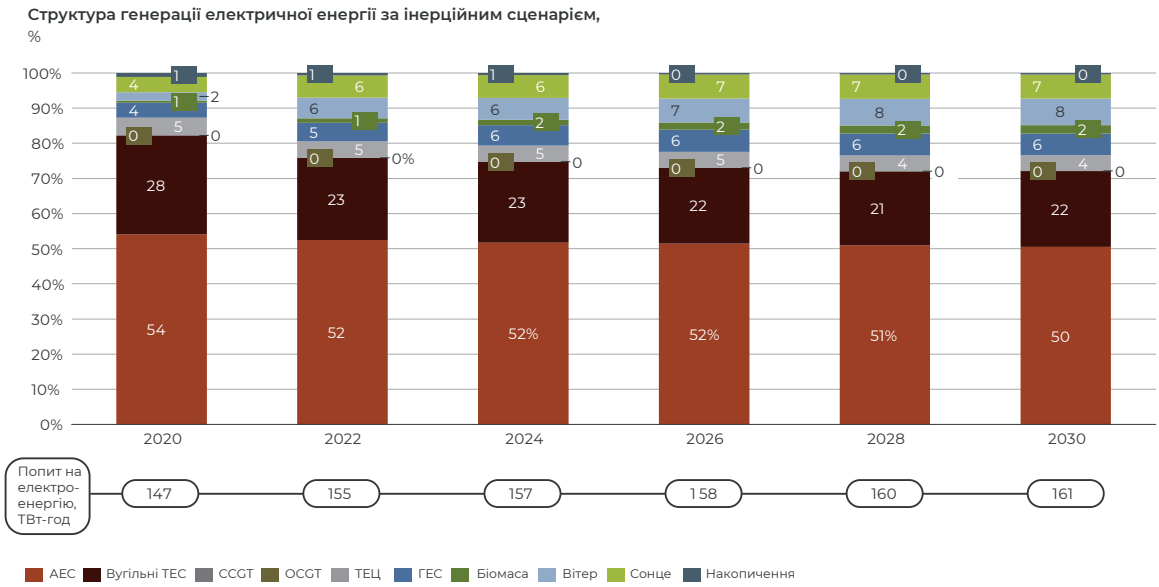
У разі зміни складу системи змінюється і саме виробництво електроенергії. Сценарій переходу дає змогу скоротити частку виробництва електроенергії на основі викопного палива до лише 5 % від загального обсягу, порівняно з 23 % за сценарієм ІС (див. Рисунок 16). Завдяки зміні електроенергетичного міксу та збільшенню частки нестабільної ВДЕ-генерації змінюється час роботи маневрених електростанцій. Щоб забезпечити збільшення частки відновлюваних джерел енергії, потрібно зменшити обсяги базової генерації електроенергії та збільшити гнучкість системи. Завдяки цьому сценарій переходу стає технічно та економічно досяжним. У цьому розділі звіту описані ключові відмінності у виробництві електроенергії за двома сценаріями.

Рисунок 17 демонструє електроенергетичний мікс за сценарієм ІС. Протягом десятиліття атомні електростанції продовжують забезпечувати приблизно половину генерації електроенергії. Близько чверті електроенергії виробляється на вугільних електростанціях. Решта виробляється на гідроелектростанціях, вітро- та сонячних електростанціях і електростанціях що працюють на біомасі. У цьому відносно стабільному енергобалансі у сценарії ІС дві тенденції практично врівноважують одна одну. Виробництво з ВДЕ збільшується у міру впроваджен-



Джерело: Aurora Energy Research

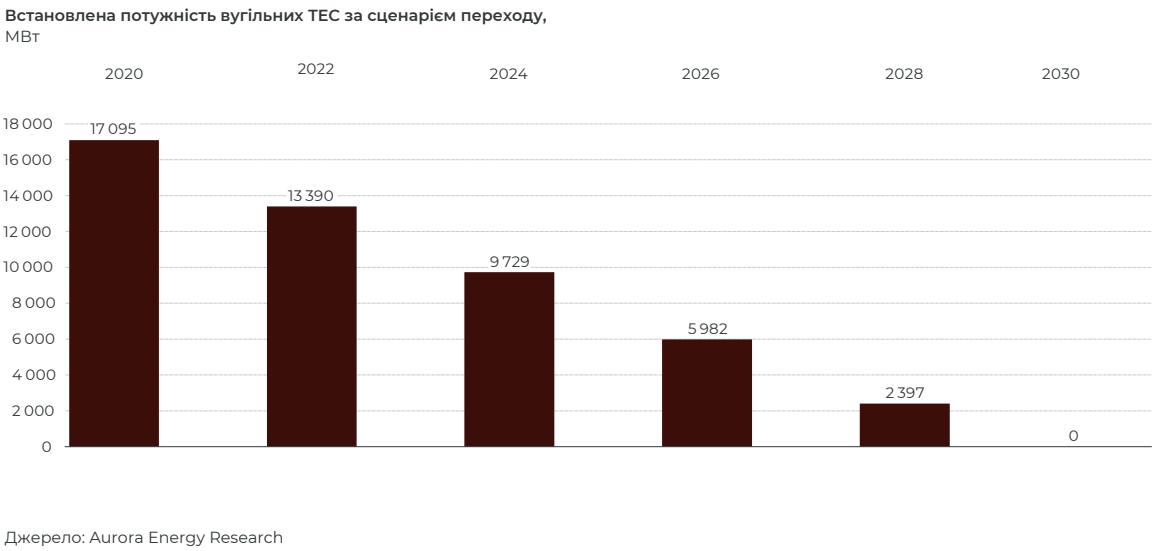
Рисунок 16. Частка викопних та відновлюваних джерел енергії за ІС та СП



Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 17. Структура генерації електроенергії за ІС

ня нових потужностей протягом десятиліття, проте їхня частка зростає лише на 10 % — із 13 % до 23 %. Це можна пояснити зростанням попиту. Як уже зазначалося у Розділі 2.3.1, очікується, що попит на електроенергію в Україні зросте майже на 10 % і сягне понад 160 ТВт-год на рік. У результаті, розвиток відновлюваних джерел енергії за сценарієм ІС приводить до помірних успіхів у декарбонізації, при цьому зростаючий попит на електроенергію продовжує потребувати виробництва вугільної електроенергії зі значними викидами вуглецю.



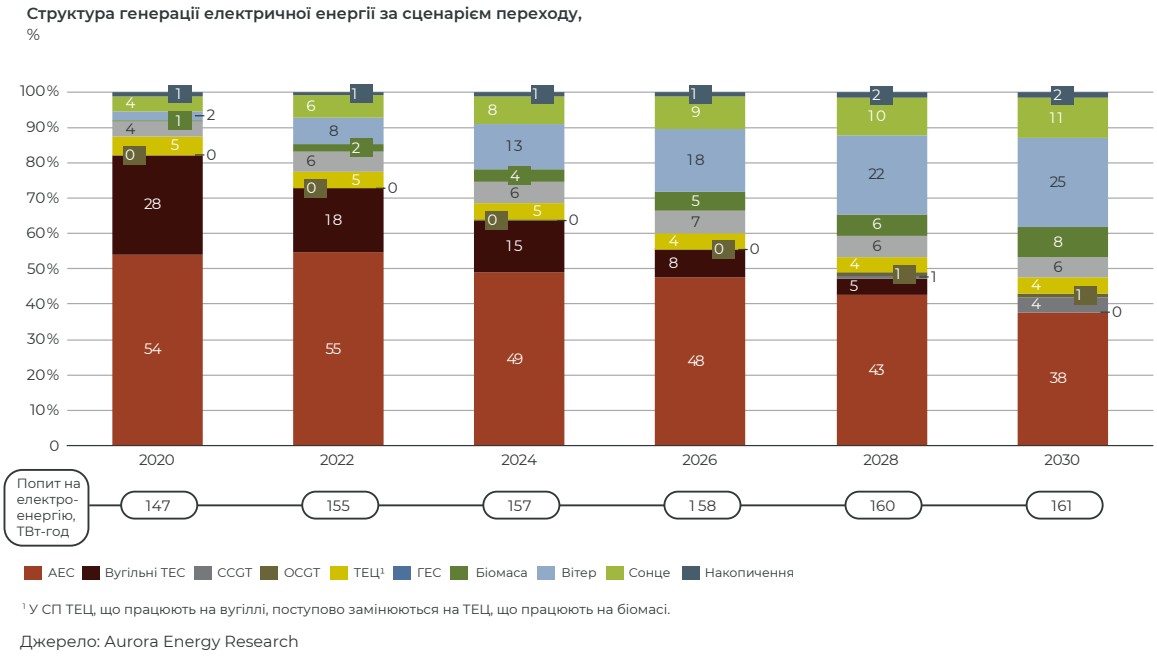
Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 18. Встановлена потужність виробництва електроенергії на основі вугілля за СП

Варто зазначити, що навіть за сценарієм ІС наявні вугільні потужності не використовуються повною мірою з високим коефіцієнтом використання встановленої потужності (КВВП). Середній коефіцієнт навантаження (load factor) вугільних електростанцій становить лише 24 % у час пікового навантаження (у 2022 році). Найвищий КВВП (під час пікового попиту) у цей рік становить 69 % із подальшим зниженням у наступні роки. Це означає, що — з урахуванням наявних гнучких резервних потужностей у вигляді наявних газових електростанцій та доданих газотурбінних установок відкритого циклу — приблизно третина, або понад 5 ГВт вугільних електростанцій можна закрити без будь-якого істотного впливу на склад системи за сценарієм ІС. Закриття найзастаріліших, найменш ефективних та найбільш забруднюючих блоків електростанцій у межах цих 5Гвт може сприяти екологічній та

економічній сталості системи навіть в умовах «статусу-кво» без амбітних політик відмови від вугілля, водночас не створюючи ризиків стабільності постачання.

Натомість структура виробництва електроенергії за сценарієм СП зазнає кардинальних змін. Це зображено на Рисунку 19. Виробництво електроенергії на основі вугілля зменшується з 28 % (або 40 ТВт-год) до менш ніж 20 ТВт-год у середині 2020-х років до поступової відмови від нього в 2030 році.



¹ У СП ТЕЦ, що працюють на вугіллі, поступово замінюються на ТЕЦ, що працюють на біомасі.

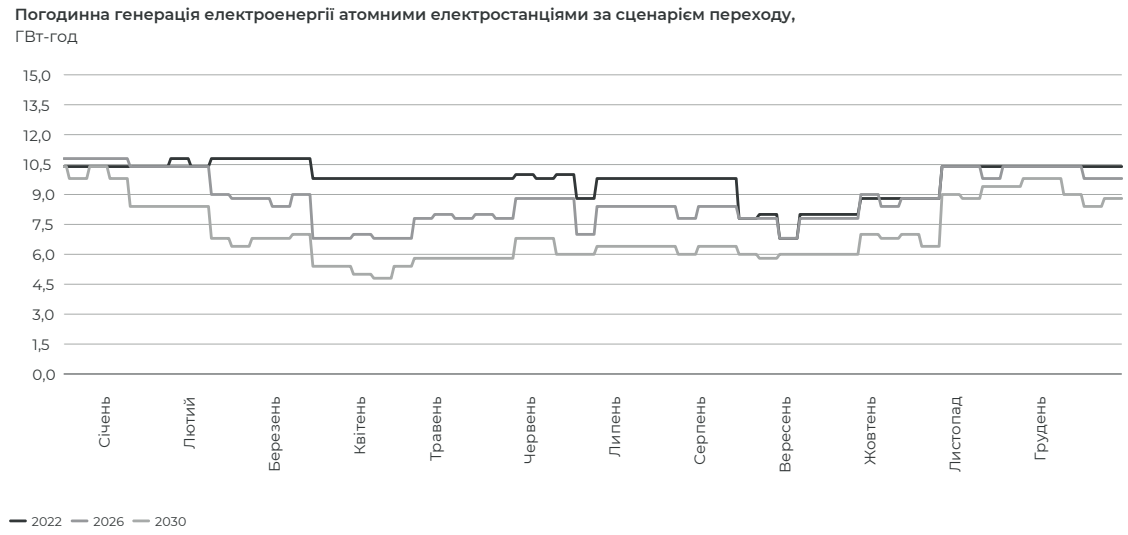
Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 19. Структура генерації електроенергії за СП

Відновлювані джерела енергії займають все більшу частку у структурі електроенергетики. У 2030 році вони виробляють понад 83 ТВт-год, що становить більше половини електроенергії у всій структурі електроенергетики. На виробництво електроенергії на вітрових електростанціях припадає найбільша частка електрогенерації з усіх відновлюваних джерел енергії. Із 3,3 ТВт-год у 2020 році таке виробництво збільшується до 29 ТВт-год у 2026 році та до 42 ТВт-год до 2030 року, що становить 25 % від генерації всієї електроенергії. Виробництво електроенергії сонячними установками збільшується майже втричі: з 4 % до 11 % у 2030 році. Це відповідає збільшенню у понад 12 ТВт-год: з 6,2 ТВт-год в 2020 році до 18,6 ТВт-год в 2030 році.

У 2030 році за рахунок біомаси виробляється майже 14 ТВт-год електроенергії, що становить збільшення з 1 ТВт-год у 2020 році до приблизно 7 ТВт-год у середині десятиліття. У сценарії переходу також спостерігається, що газові потужності використовуються значно більшою мірою для забезпечення необхідної гнучкості. Загалом у 2030 році газові потужності виробляють майже 9 ТВт-год. Варто зазначити, що старі парові газотурбінні установки замінюють вугілля у разі напівпікового навантаження.

ІС також впливає на роботу атомних електростанцій в бік зменшення генерації. За цим сценарієм атомна енергія зменшить свою частку з 54 % до 38 % протягом десятиліття. Атомні електростанції України у 2030 році генерують приблизно на 19 ТВт-год менше за сценарієм переходу порівняно з ІС. Це пов'язано з тим, що відновлювані джерела енергії не тільки замінюють виробництво електроенергії на основі вугілля, але й мають можливість виробляти більше за вугільні ТЕС. У цьому сценарії висока частка відновлюваних джерел енергії витісняє менш гнучку базову генерацію, а саме атомну. Атомні електростанції змушені коригувати свою структуру виробництва електроенергії відповідно до ВДЕ-генерації, як показано на Рисунку 20. Отже, електроенергетичний мікс у СП вимагає меншої максимальної потужності від атомних електростанцій, але більшої гнучкості протягом дня та тижня. Середнє навантаження атомних електростанцій зменшується з 8,7 ГВт у 2020 році до 7,1 ГВт у 2030 році. Це потенційно може дозволити почати виве-



Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 20. Робота атомних електростанцій за СП

дення з експлуатації найбільш застарілих атомних енергоблоків уже впродовж наступного десятиліття без ризиків незадоволення попиту на електроенергію.

Атомні електростанції мають обмежену гнучкість у нарощуванні та скороченні генерації у зв'язку із застарілістю та характером технології. Це допомагає відповісти на запитання щодо можливості виведення з експлуатації атомних електростанцій у майбутньому та щодо потреби додання нових реакторів. У системі з великою часткою відновлюваних джерел енергії, описаній у сценарії переходу, використовується менше атомних блоків, і таким чином виведення їх з експлуатації є більш технічно можливим. Окрім того, це свідчить про те, що майбутня енергетична система України не потребує додаткового виробництва електроенергії з базовим навантаженням. Як вже зазначалося вище, електроенергетичні системи з інтенсивним використанням ВДЕ вимагають гнучкості, щоб збалансувати нестабільність виробництва сонячними та вітровими установками (погодинне представлення даних щодо взаємодії технологій упродовж типового літнього та зимового тижня див. на Рисунку 21 та Рисунку 22).

У моделюванні сценарію переходу гнучкість системи забезпечується поєднанням установок з виробництва електроенергії на основі біомаси, акумуляторів та газових електростанцій з боку генерації та обмеженням ВДЕ-генерації, а також участю вітрових станцій у балансуючому ринку з боку регулювання.

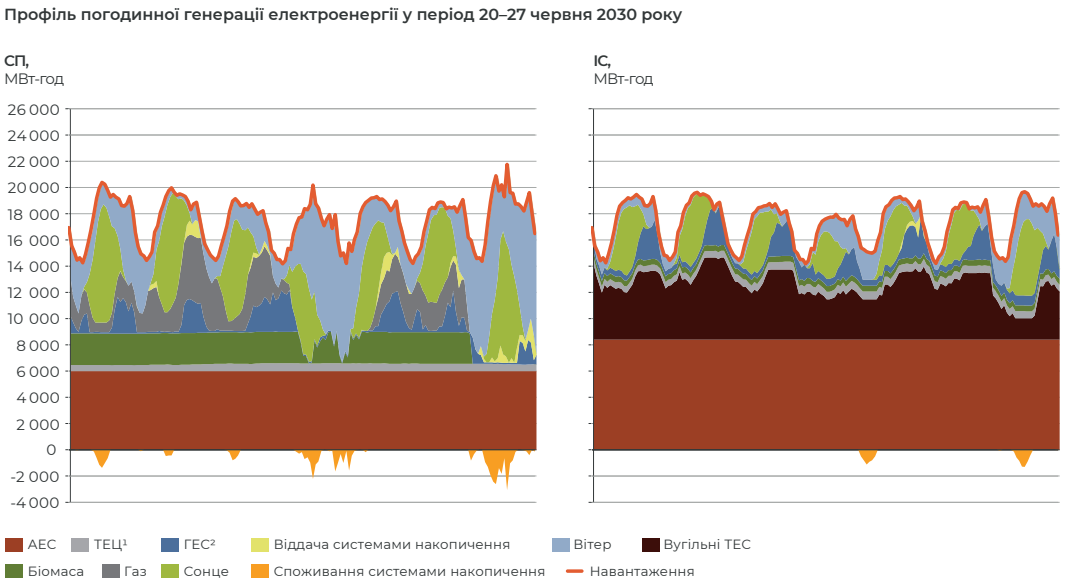


Рисунок 21. Погодинна генерація електроенергії у літній тиждень 2030 року в порівнянні ІС та СП

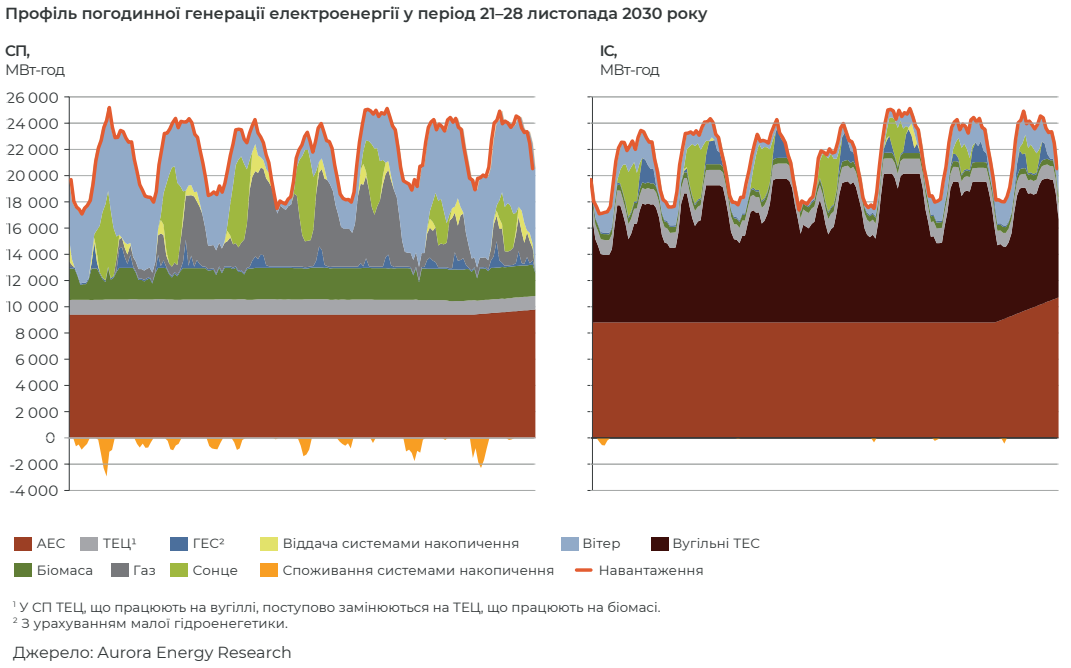


Рисунок 22. Погодинна генерація електроенергії у зимовий тиждень 2030 року в порівнянні ІС та СП

Газотурбінні установки відкритого циклу (OCGT) відіграють значну роль у сценарії переходу за використання протягом майже 1600 годин на рік у 2030 році, або 18 % часу, з коефіцієнтом використання встановленої потужності на рівні 9 %. Це вище, ніж у сценарії ІС, у якому газотурбінні установки відкритого циклу використовуються лише на рівні 0,1–0,5 %. У той час, коли максимальне навантаження OCGT в СП досягає 2 ГВт максимально доступної встановленої потужності, в ІС воно ніколи не досягає навіть 1 ГВт. Це також порушує питання про потребу у 2 ГВт OCGT-потужності в ІС, заявлену українським оператором системи передачі. Цей аналіз демонструє, що енергосистемою за сценарієм ІС можна безпечно управляти, використовуючи менше 2 ГВт нових OCGT-потужностей.

Два наведені нижче рисунки демонструють погодинну розбивку для двох тижнів, у зимовий та літній періоди, порівнюючи сценарії між собою[46]. Варто зауважити два аспекти: у сценарії ІС виробництво вугільної і атомної електроенергії продовжує відігравати вирішальну роль у 2030 році. У сценарії переходу, навпаки, насамперед сонячні та вітрові електростанції забезпечують значну частку виробництва електроенергії протягом тижнів. Улітку пікові періоди генерації сонячними елек-

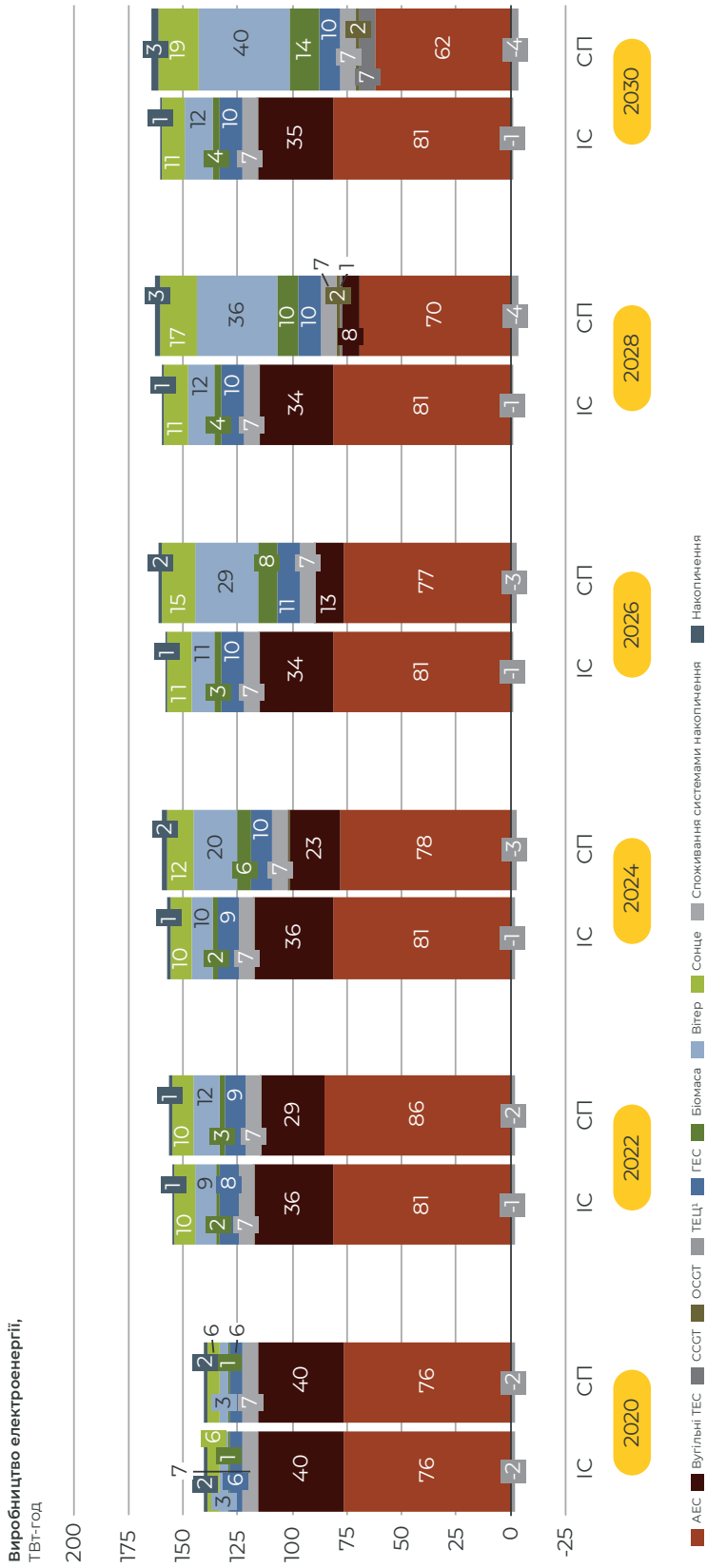
[46] Червона лінія відображає загальне навантаження, що включає енергоспоживання акумулюючими технологіями. Тому, профілі навантаження відрізняються на Рисунку 21 та Рисунку 22, але відображають однакові потреби, що виникають у системі.

тростанціями є виразнішими, ніж узимку, через більшу кількість сонячних годин. Виробництво електроенергії вітровими електростанціями, як правило, навпаки, вище у зимовий період порівняно з літом, що також представлено на рисунках нижче. У години низької вітрової та сонячної генерації насамперед задіюються електрогенеруючі установки на біомасі/газі, щоб заповнити зниження потужності виробництва електроенергії з ВДЕ.

Що також важливо відзначити, енергетична система України характеризується порівняно високим рівнем використання вугільних ТЕЦ для виробництва тепла. В обох сценаріях передбачається, що ТЕЦ виробляють однакову кількість електроенергії впродовж усіх років. Це обумовлюється тим фактом, що основною функцією цих установок є виробництво тепла. Попит на теплову енергію залежить від температури та, відповідно, змінюється протягом року та доби. Електроенергія є лише побічним продуктом когенерації, і тому пропоновані зміни у СП не впливають на обсяг виробництва електроенергії на ТЕЦ. З метою поступової відмови від використання вугілля у СП вугільні ТЕЦ замінюються на ТЕЦ, що працюють на біомасі. На Рисунку 23 порівнюється виробництво електроенергії за двома сценаріями.

По-перше, певна кількість потужностей вугільної електроенергетики може бути виведена з експлуатації без жодних наслідків для стабільності постачання. Це можна побачити на графіках погодинного виробництва енергії. Навіть у години, коли виробництво електроенергії з ВДЕ відсутнє або незначне, і при цьому наявний високий попит, тобто коли вугільна генерація найбільш потрібна, виробляється лише 11,7 ГВт (ІС на 2022 рік) або 9,8 ГВт (СП на 2022 рік) на основі вугілля. Це означає, що використовується лише близько 70 % усього комплексу вугільних електростанцій, з подальшим зменшенням цієї частки. Це свідчить про наявність надмірної встановленої потужності в нинішній електроенергетичній системі України і дозволяє припустити, що закриття вкрай застарілих та неефективних вугільних електростанцій можливе без істотного впливу на енергетичний сектор.

По-друге, безпеку постачання можна забезпечити шляхом розвитку відновлюваних і гнучких потужностей. Проте витрати, які з цим пов'язані, не слід розглядати суто як такі, що виникають внаслідок поступової відмови від використання вугілля. Оскільки український комплекс потужностей з виробництва електроенергії застарів, його заміну доведеться виконати з часом за будь-якого сценарію, що вимагатиме нових інвестицій. Оскільки витрати на виробництво електроенергії з розрахунку на МВт-год (приведена вартість виробництва електроенергії LCOE) вже нижчі та продовжують скорочуватись для відновлюваної енергетики порівняно з тепловою, розвиток ВДЕ-генерації може стати конкурентоспроможним з економічного погляду рішенням модернізації енергосистеми. Як зазначалося раніше, така система працює інакше та вимагає більшої гнучкості. У сценарії переходу ці аспекти забезпечуються новою встановленою потужністю виробництва електроенергії на основі біомаси та акумуляторними системами на додачу до наявних гідроенергетичних та запланованих газотурбінних станцій.



¹ У СП ТЕЦ, що працюють на вугіллі, поступово замінюються на ТЕЦ, що працюють на біомасі.

Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 23. Загальний обсяг виробництва електроенергії у порівнянні ІС та СП

Підвищення гнучкості системи є необхідним наступним кроком у модернізації електроенергетичного сектору зі зростанням частки ВДЕ. Для цілей цього дослідження припускається, що вся гнучкість забезпечується за рахунок встановлених усередині країни потужностей. Іншими джерелами гнучкості можуть бути регулювання попиту (наприклад, гнучкий попит з боку промислових споживачів), а також імпорт та експорт електричної енергії в разі підключення до енергетичних систем інших країн. Така інтеграція може забезпечити значне джерело гнучкості, як це спостерігається в процесі енергетичного переходу в країнах ЄС. Майбутня синхронізація ОЕС України з ENTSO-E (Європейська мережа операторів системи передачі електроенергії) може як забезпечити додаткову гнучкість, так і зменшити витрати у сценарії переходу. Розширення транскордонних потужностей та зменшення бар'єрів для транскордонної торгівлі має бути одним із пріоритетів, який може допомогти інтегрувати більше відновлюваних джерел енергії в електроенергетичну систему.

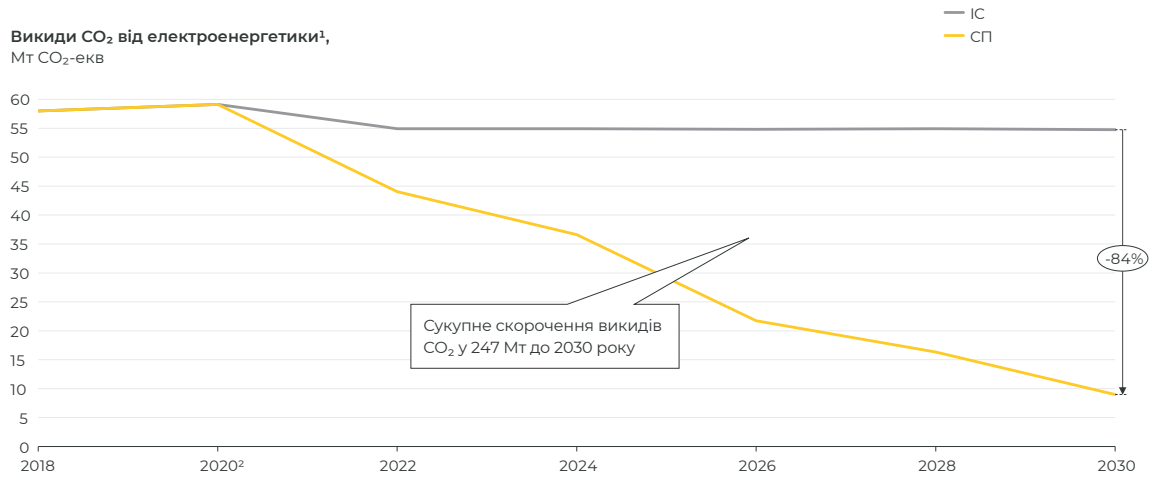
3.3 Викиди CO_2

Структура електроенергетики у різних сценаріях приводить до зовсім різних тенденцій щодо викидів CO_2. Тоді як викиди залишаються майже незмінними у період 2020–2030 років за сценарієм ІС (на рівні близько 55 Мт/рік) рівень викидів у сценарії переходу зменшується до 10 Мт/рік у 2030 році. Це на 84 % нижче порівняно з ІС.

За сценарієм переходу викиди зменшаться з 59 Мт[47] у 2020 році до 9 Мт у 2030 році. Ці викиди виникають через газову генерацію, яка використовується для задоволення попиту в години з низьким рівнем виробництва ВДЕ-електроенергії. У рамках цього звіту враховуються лише прямі викиди, що приводить до спрощеного припущення про те, що біоенергетика, атомна та гідроенергетика не генерують викидів (на практиці ці технології все ж не безвуглецеві через викиди впродовж життєвого циклу та з резервуарів). Сукупна різниця у скороченні за період 2020–2030 років між сценаріями ІС та СП становить приблизно 247 Мт. Це означає, що енергетичний сектор України може згенерувати на 50 % менше викидів CO_2 упродовж наступних 9 років у разі поступової відмови від виробництва електроенергії на основі вугілля.

Якщо припустити, що ціна на викиди вуглецю становить близько 38 євро/т (згідно з прогнозами для СТВ ЄС), це допоможе заощадити 10 млрд євро за вказаний

[47] Показник для 2020 року розрахований на основі історичних даних. Національний кадастр антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів за 1990–2018 рр. демонструє вищі показники обсягом 73 млн т CO_2-екв. у 2018 р., що включає в себе викиди ПГ, які утворюються на об'єктах електрогенерації, в тому числі, при виробництві теплової енергії. В цьому дослідженні викиди від виробництва теплової енергії в електроенергетичному секторі не враховуються.



[1] З урахуванням вугільних ТЕЦ.
[2] Показники за 2020 рік розраховані на основі історичних викидів.

Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 24. Викиди електроенергетичного сектору в період 2020–2030 років за двома сценаріями

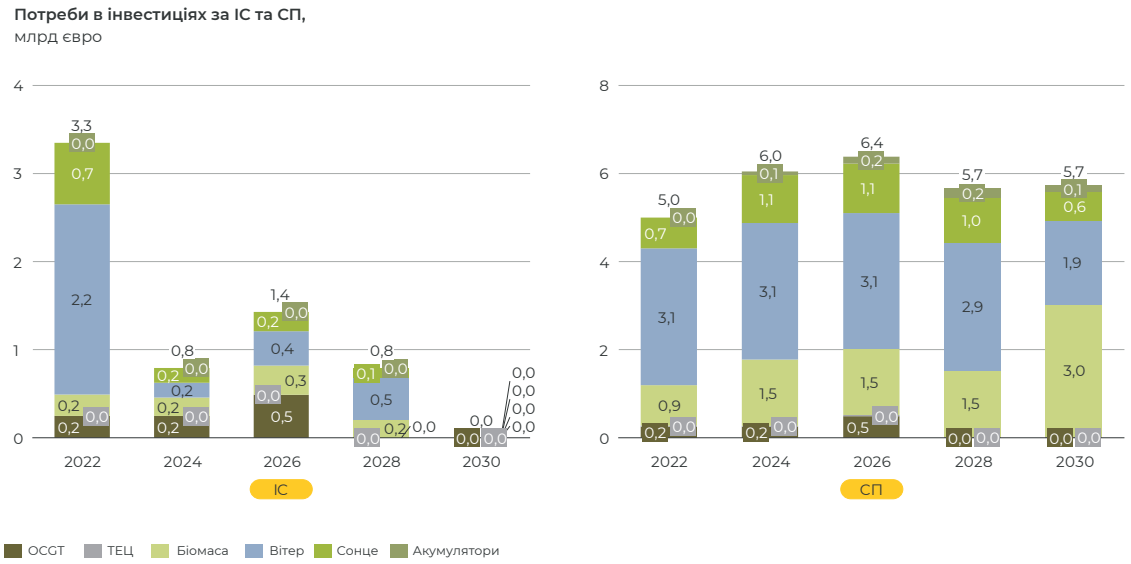
проміжок часу. При цьому кількість витрат на охорону довкілля та здоров'я, яких вдалося б уникнути, була б ще вищою, якщо врахувати інші забруднюючі речовини від вугільних електростанцій, як-от SO_x, NO_x та тверді частинки, які не будуть викинуті в атмосферу.

3.4 Потреби в інвестиціях

Енергетичний перехід вимагає інвестицій у нові засоби виробництва електроенергії на основі ВДЕ. На Рисунку 25 показані потреби в інвестиціях у сектор виробництва електроенергії до 2030 року за обома сценаріями. У сценарії переходу сукупні інвестиції становлять 28,8 млрд євро — порівняно із 6,3 млрд євро за ІС. Це головним чином зумовлено потребою в інвестиціях у нові ВДЕ-потужності. Інвестиції у вітрову та сонячну енергію у СП становлять 18,6 млрд євро — порівняно з 4,5 млрд євро за сценарієм ІС. Додаткові 8,4 млрд євро залучаються для підвищення встановленої потужності виробництва електроенергії на основі біомаси (за ІС це становить 0,9 млрд євро). Витрати на акумуляторні системи для забезпечення гнучкості та стабілізації роботи електроенергетичної системи за сценарієм переходу становлять 0,6 млрд євро та у підсумку є майже незначними.

Хоча енергетичний перехід потребує залучення значних інвестицій вже найближчим часом, важливо врахувати такі моменти.

- Вітрові та сонячні установки потребують капітальних інвестицій для спорудження, але вони не створюють витрат на пальне та не несуть значних експлуатаційних витрат. Тому картина щодо вартості виробництва електроенергії виглядає інакше.
- Внаслідок старіння вугільних та атомних електростанцій український енергетичний сектор потребуватиме великих інвестицій у засоби виробництва електроенергії в середньостроковій перспективі. Сценарій переходу враховує велику частку цих витрат, яка матиме місце впродовж наступних 20 років за будь-якого сценарію.



[1] У СП ТЕЦ, що працюють на вугіллі, поступово замінюються на ТЕЦ, що працюють на біомасі. Вартість такої трансформації складає в середньому менше 0,03 млрд євро, тому на графіку праворуч не представлена, але врахована у загальній цифрі інвестиційних витрат.

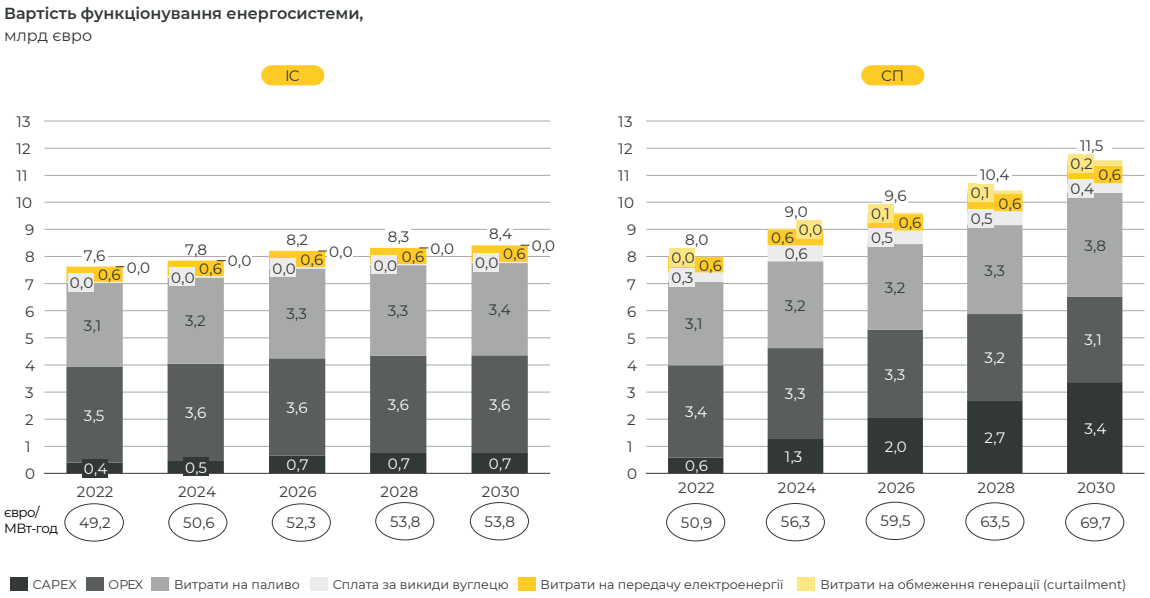
Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 25. Потреби в інвестиціях у засоби виробництва електроенергії за двома сценаріями

3.5 Загальна вартість системи

Під час порівняння загальної вартості енергетичної системи картина дещо змінюється. Хоча інвестиційні потреби за сценарієм переходу вищі в чотири рази, загальні витрати до 2030 року лише приблизно на 25 % більші, ніж за сценарієм ІС. Сукупно за період часу витрати становлять 56,2 млрд євро у сценарії СП — порівняно з 44,4 млрд євро у сценарії ІС. Важливо зазначити, що ці розрахунки обмежені суто витратами в електроенергетичному секторі, а отже, не включають

необхідні субсидії для підтримки роботи вугледобувних компаній. Більш детальна оцінка цього наводиться у Розділі 4.3. Окрім вищих інвестиційних потреб у сценарії переходу, зростання системних витрат зумовлюється витратами на біомасу, яка, наприклад, замінює вугілля як паливо для ТЕЦ, та поступово зростаючим податком на викиди вуглецю.

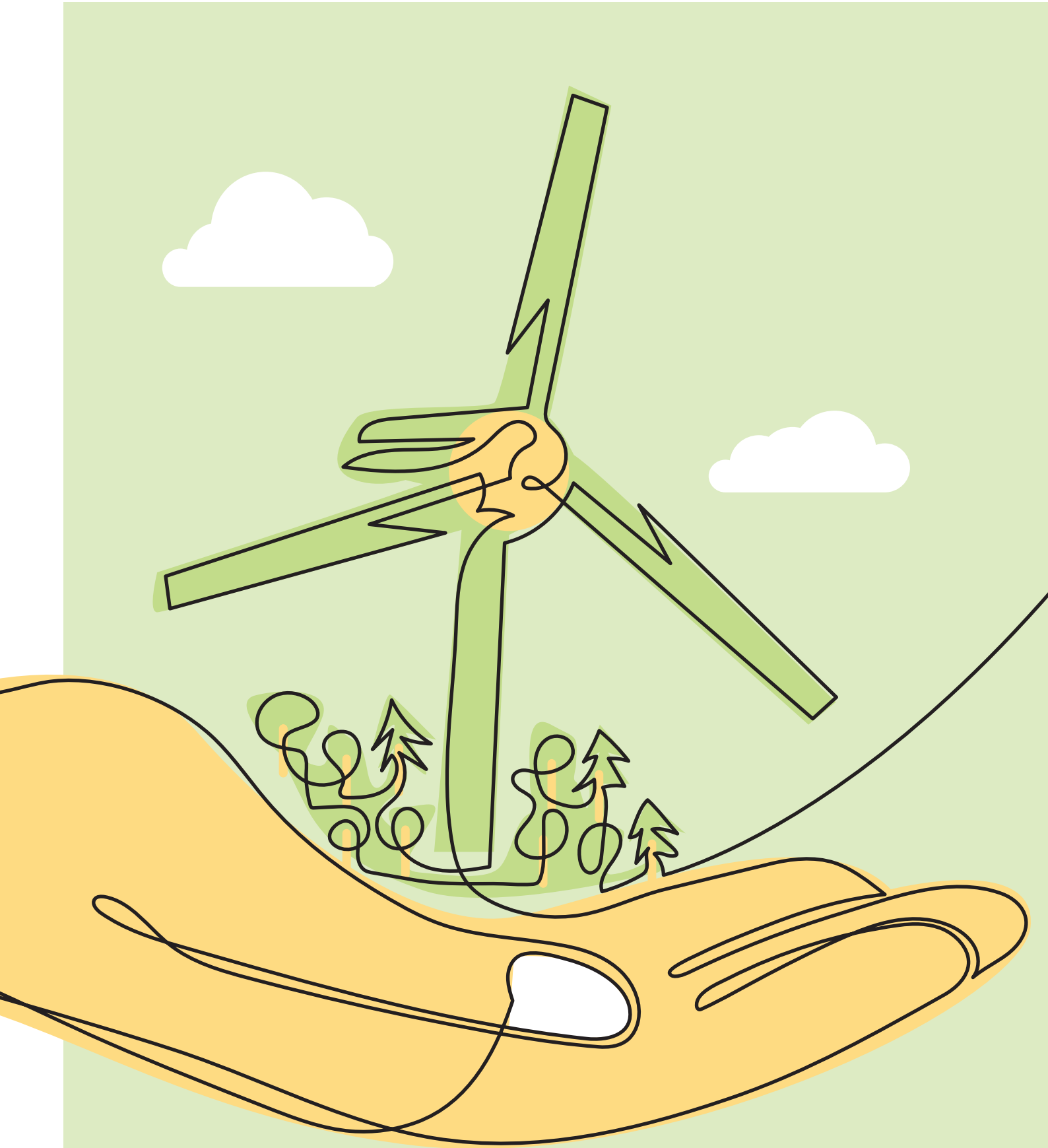


[1] Включає капітальні витрати на нові споруди, витрати на паливо та сплату за викиди CO_2.

Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 26. Вартість функціонування електроенергетичної системи за ІС та СП[48]

[48] Тут витрати на перехід становлять суму тарифів на розподілення навантаження та передачу електроенергії, визначених на 2021 рік, за винятком витрат на підтримку ВДЕ.



4

МАКРОЕКОНОМІЧНІ НАСЛІДКИ

4.1 Аналіз першочергових макроекономічних наслідків

Енергетичний перехід викликає низку складних змін із далекосяжними наслідками для економіки в цілому. На першому етапі у звіті розглядається безпосередній вплив на економіку. На другому етапі оцінюються зміни в макроекономічному та галузевому балансі. Метою цього розділу є оцінка та порівняння наслідків поступової відмови від вугілля щодо зайнятості, а також безпосередніх економічних наслідків для бюджетних надходжень. Вплив на кожен з аспектів буде розглядатися в наступних підрозділах.

4.1.1 Як енергетичний перехід може полегшити економічне відновлення після кризи COVID?

Заплановане збільшення обсягів будівництва після завершення пандемії COVID-19 пропонує можливість принципового оновлення енергетичної системи задля вирішення проблем старіння енергетичної інфраструктури виробництва та передачі електроенергії в Україні. Внаслідок низьких процентних ставок вкладені інвестиції наразі можуть швидше окупитися з одночасним стимулюванням вітчизняної економіки[49]. Частина цих інвестицій також надходитиме з-за кордону. По-перше, ЄС вже пообіцяв допомогу у розмірі 105 млн євро на зменшення соціально-економічних наслідків, спричинених COVID-19[50]. По-друге, резервні угоди з МВФ також мають на меті вирішення економічних наслідків, спричине-

[49] «Ройтерз», жовтень 2020 року.

[50] Служба Віце-прем'єр-міністра України, липень 2020 року.

них COVID-19[51]. Хоча Міжнародне енергетичне агентство (МЕА) у травні 2020 року висловлювало побоювання щодо того, що різке стримування інвестицій завадить реалізації глобального енергетичного переходу та становитиме загрозу безперебійному електропостачанню, нещодавні заяви та поточний інвестиційний клімат вказують на продовження та збільшення подальших інвестицій[52] у цей сектор. Зростання інвестиційної та будівельної діяльності також може допомогти вирішити проблему зростання безробіття внаслідок пандемії COVID-19.

4.1.2 Інерційний сценарій

Сценарій ІС може погіршити становище в електроенергетиці України у середньостроковій перспективі, адже він пропонує лише відтермінувати необхідну модернізацію. Економічні перспективи інерційного сценарію є несталими. Борг, пов'язаний зі збитковим видобутком вугілля, буде зростати й надалі, допоки сектор, якому вже не вистачає довгострокової перспективи в майбутньому, припинить свою діяльність через низький попит на глобальному рівні. Цей аналіз використовує припущення, що маржинальний прибуток на тонну видобутого вугілля не зменшиться, що є достатньо оптимістичним, якщо враховувати термін експлуатації шахт і низький рівень модернізації.

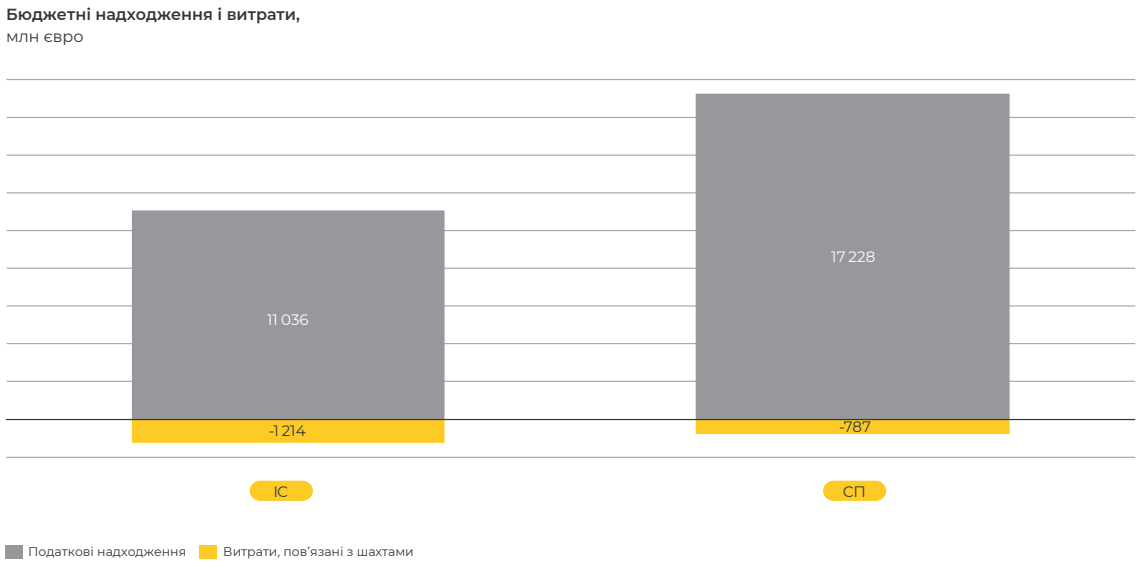


Рисунок 27. Бюджетні надходження і витрати за ІС та СП

[51] «WKO.AT», квітень 2021 року.

[52] «Ройтерз», квітень 2020 року.

4.1.3 Сценарій переходу

На противагу очікуванням, економічний прогноз в СП є дешевшим для державного бюджету та завчасно вирішує все більш актуальні потреби в модернізації системи електроенергетики та її переході на екологічніше виробництво електроенергії. Приведена вартість 10-річного переходу є вищою, аніж передбачена у сценарії ІС. Окрім того, сценарій переходу має високий потенціал для покращення економічних та екологічних умов на місцевому рівні.

4.1.4 Наслідки для зайнятості та бюджетних коштів

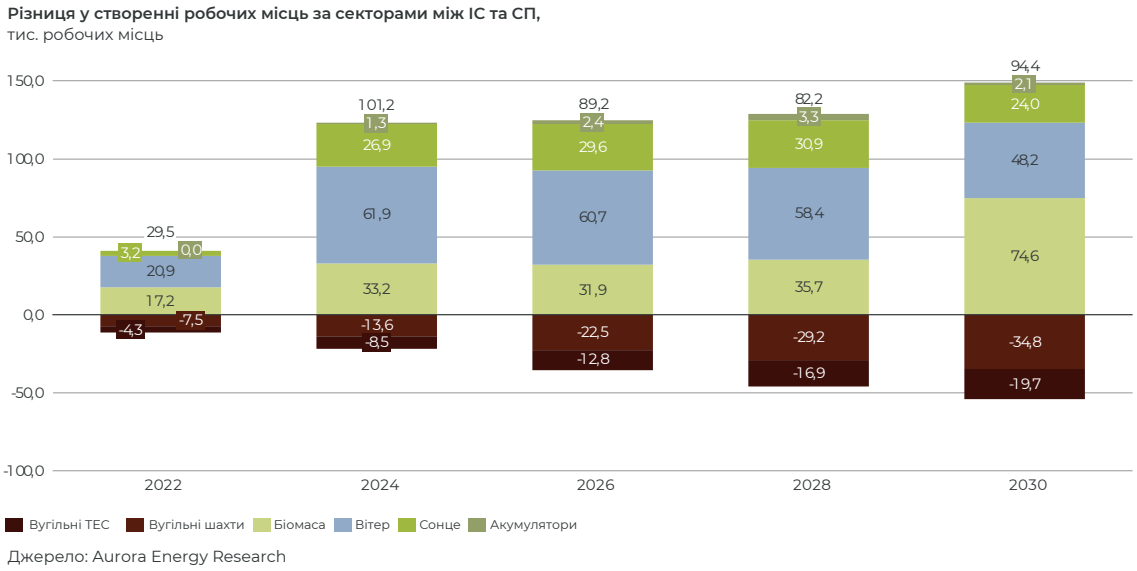
Ключові результати та висновки

Безпосередні економічні наслідки сценарію переходу загалом є позитивними. Економічне полегшення для бюджету у СП, зумовлене закриттям державних шахт і заміною вугілля на інші джерела виробництва електроенергії, буде більшим на 6,6 млрд євро чистої приведеної вартості бюджетних надходжень порівняно з ІС. Показники зайнятості значно зростуть у сценарії переходу впродовж найближчого періоду. Згідно з моделюванням, пізніше вони можуть скоротитись, якщо ВДЕ-сектор знову перестане динамічно розвиватись.

Вплив на:		ІС	СП
Зайнятість порівняно з 2020 роком	Втрачено	2 076	56 569
	Створено	12 358	44 456
	Тимчасові робочі місця (мін.)	0	98 382
	Тимчасові робочі місця (макс.)	60 238	123 792
	Всього у 2030 році	10 282	104 692
Державні витрати, пов'язані з державними вугільними шахтами — ЧПВ (млн євро)	Експлуатаційні витрати	-1 195	-484
	Виведення з експлуатації	-17	-146
	Витрати на соціальну допомогу	-3	-157
Податки — ЧПВ (млн євро)	Податок на викиди вуглецю	272	2 838
	ПДВ	9 930	11 770
	Податок на доходи фізичних осіб і військовий збір	392	1 231
	Єдиний соціальний внесок	442	1 389
Сальдо – ЧПВ (млрд євро)		9,8	16,4

4.2 Прямі наслідки для зайнятості

Енергетичний перехід супроводжується трансформацією ринку праці. Можливості щодо зайнятості будуть втрачені у секторі викопних джерел енергії, а нові робочі місця з'являться у галузі відновлюваних джерел енергії. Як вже зазначалося у Розділі 2.4.2.1, припускається створення від 5 до 10 нових робочих місць на МВт нової встановленої ВДЕ-потужності, що в сумі приведе до 160 000 нових робочих місць у сценарії переходу. Водночас спостерігається втрата понад 56 000 робочих місць у зв'язку з виведенням з експлуатації вугільних електростанцій та закриттям шахт. Шість аспектів, зображених на Рисунку 28, будуть розглядатися у наступних розділах: закриття вугільних ТЕС і шахт, а також створення робочих місць у галузі ВДЕ (сонячна, вітрова, біоенергетика й акумулятори).



Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 28. Різниця у створенні робочих місць за секторами між ІС та СП

4.2.1 Закриття вугільних електростанцій

У сценарії переходу припускається, що закриття вугільних електростанцій відбудеться до 2030 року. Наразі на них працює майже 20 000 людей. Завдяки більш рівномірному розташуванню теплових електростанцій на території країни звіль-

неним працівникам буде легше знайти нову роботу, ніж їхнім колегам, які працюють у сфері видобутку вугілля. Запропонований порядок закриття електростанцій зумовлений віком відповідних блоків електростанцій. Спочатку закриваються найбільш застарілі і т.д. Інші фактори, крім віку, не враховуються, і такий порядок слід розуміти як приблизний варіант закриття, а не як рекомендацію щодо політики закриття (оскільки дослідження зосереджується на розгляді загальних наслідків від переходу, а не точного плану закриття). На Рисунку 29 зображено розподіл 20 000 втрачених робочих місць у співвідношенні до закритих станцій.

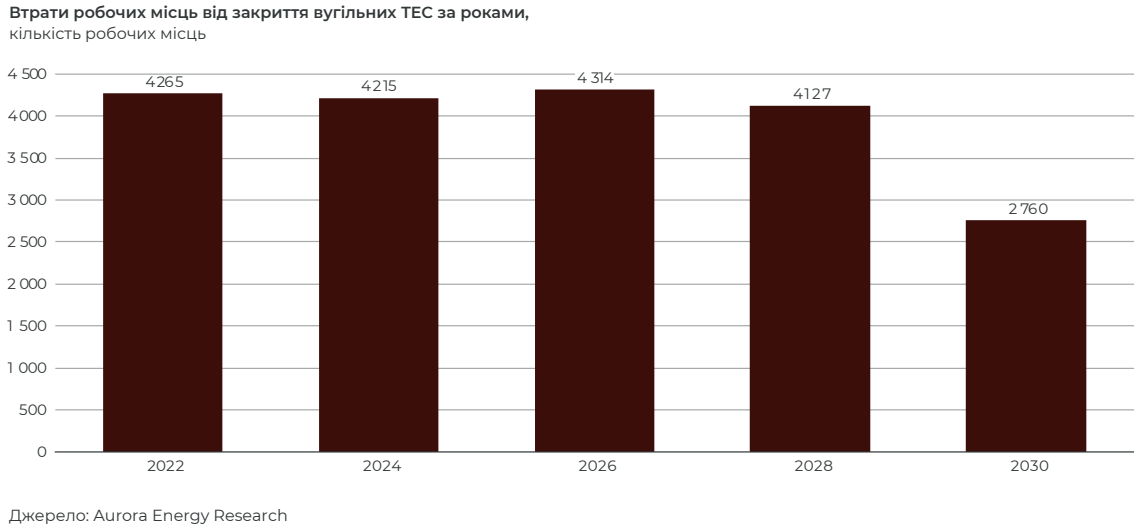
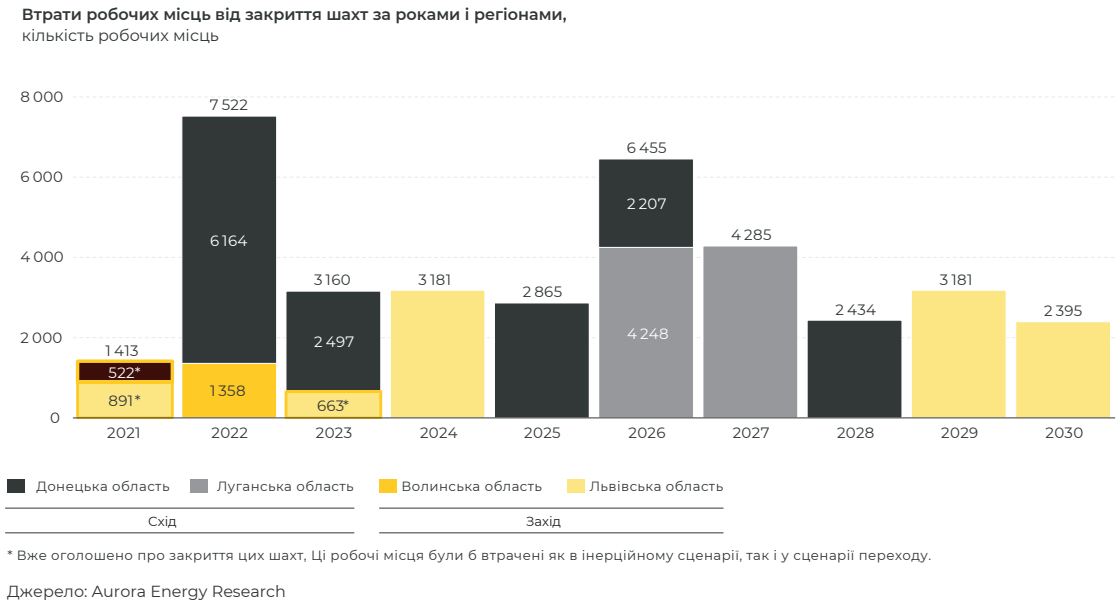


Рисунок 29. Скорочення робочих місць через закриття вугільних ТЕС

4.2.2 Закриття шахт

Як вже зазначалося у Розділі 2.4.2.2, припускається, що поступова відмова від використання вугілля в Україні також передбачає закриття державних шахт до 2030 року. Приватні шахти не розглядаються у цьому дослідженні, тому що, навіть за умови політичного рішення на державному рівні щодо відмови від вугілля для генерації електроенергії, ці шахти в разі прибутковості можуть продовжувати працювати на зовнішні ринки. У протилежному випадку витрати із закриття цих шахт має нести приватний власник. При цьому державні шахти вже є не-

прибутковими, тому припускається їх закриття у сценарії переходу. Наразі у державних шахтах працює понад 36000 людей. На Рисунку 30 зображено вплив закриття шахт на зайнятість за кількістю звільнених працівників на регіон. Показники за 2021–2023 роки для ІС та СП включають анонсовані урядом закриття шахт (шахта «5/6», шахта «Великомостівська», шахта «Надія»), адже ці закриття плануються незалежно від інших припущень сценарію переходу.



* Вже оголошено про закриття цих шахт, Ці робочі місця були б втрачені як в інерційному сценарії, так і у сценарії переходу.

Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 30. Втрачені робочі місця через закриття шахт

Вугільні шахти надають основні можливості для працевлаштування у багатьох містах чи регіонах. Втрата цих робочих місць (> 36000) вплине не тільки на національний ринок праці, але й особливо на окремі сфери економіки відповідних регіонів. Задля врахування обох аспектів, тобто і втрат робочих місць, і витрат для бюджету, пропонований у СП порядок закриття шахт відповідає показнику «рентабельність на одного працівника» (див. Розділ 2.4.2.2) із дотриманням регіонального балансу.

Оскільки жодна державна шахта не приносила прибутку в 2018 році (контрольний рік), рентабельність (використана у підході «рентабельність на одного працівника») фактично представляє собою фінансові втрати на тонну видобутого вугілля, помножену на виробничі накопичення у загальній сумі втрат компанії. Після цьо-

го загальна сума збитків ділиться на кількість працівників. Врешті державні вугільні компанії перераховуються відповідно до суми державної фінансової підтримки, необхідної для забезпечення робочих місць у компанії. З метою уникнення вкрай серйозних регіональних наслідків дотримується додаткове обмеження щодо закриття: закривати не більше однієї компанії у регіоні на рік. ДП «Селидіввугілля» — це перша компанія, яка закривається. Вона є найбільш неприбутковою з погляду отриманого прибутку на видобуту тонну, сукупного річного збитку, а також інших розрахованих показників прибутковості. Для ДП «Львіввугілля», де працює найбільша кількість працівників, пропонується припинити роботу у два етапи, а саме в 2024 та 2029 роках, щоб забезпечити регіональне збалансування скорочення робочих місць.

Закриття вугільних шахт має відчутні соціальні наслідки через, як правило, сильну взаємозалежність економік регіонів із галуззю видобутку. Закриття концентрується в обмеженій кількості регіонів, а їхня економіка часто зосереджена у гірничому секторі. Таким чином закриття шахт зазвичай створює економічний вакуум у залежних від видобутку регіонах. Значна кількість працівників зі схожими професійними навичками стикається з обмеженими можливостями на регіональному ринку праці. Тому необхідно розглянути питання щодо компенсації працівникам у вигляді соціальних виплат і професійної підготовки, а також ширшу підтримку трансформації регіональних економік. Ці питання, як правило, обговорюються у дискусії щодо «справедливої трансформації». У Розділі 4.4 звіту більш детально розглядаються потреби в компенсаціях та підвищенні кваліфікації працівників.

4.2.3 Створення робочих місць у галузі ВДЕ

Паралельно із закриттям вугільних електростанцій у СП спостерігається розвиток потужностей на основі ВДЕ, що сприяє створенню робочих місць у цьому секторі. Зі створенням значної кількості потужностей, насамперед вітрових та сонячних електростанцій, за СП у звіті припускається зростання у створенні вартості на місцевому рівні (див. Розділ 2.4.2.1). В оцінці можливостей щодо працевлаштування вирізняється тимчасова та постійна робота.

Галузь ВДЕ тимчасово збільшить попит на робочу силу у сферах, безпосередньо пов'язаних із будівництвом, і поступово — у сфері виробництва обладнання. Трансформація енергетичної системи та, відповідно, економіки створить нові можливості для працевлаштування, необхідні під час періоду буму будівництва нових потужностей. Хоча ці робочі місця передусім потребуються на етапі переходу, глобальний перехід на чисту енергетику може сприяти стійкості можливостей тимчасової зайнятості у довгостроковій перспективі.

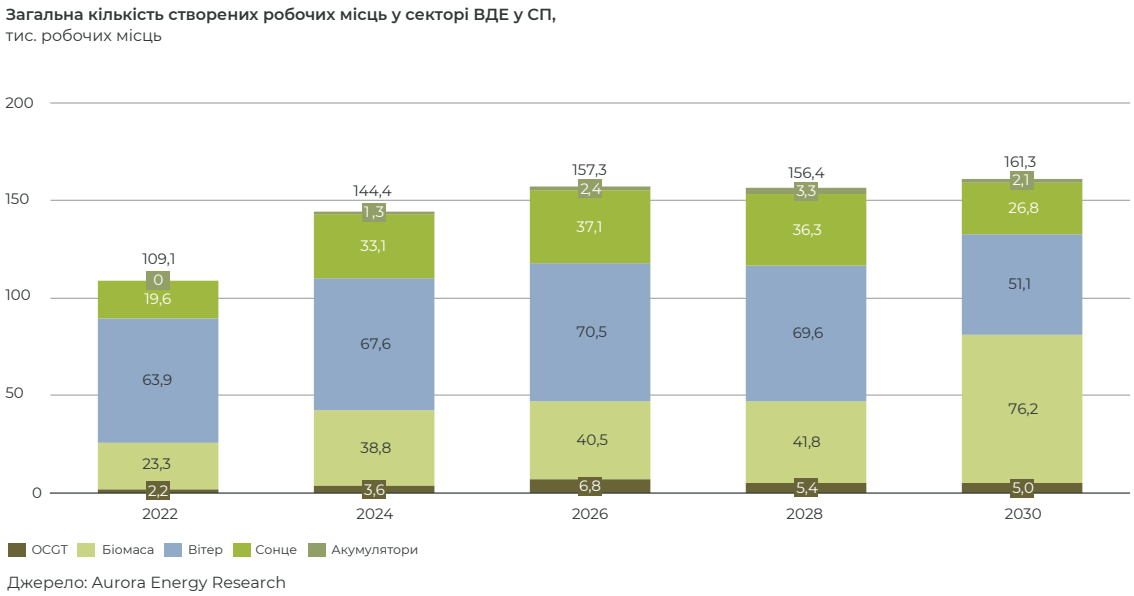
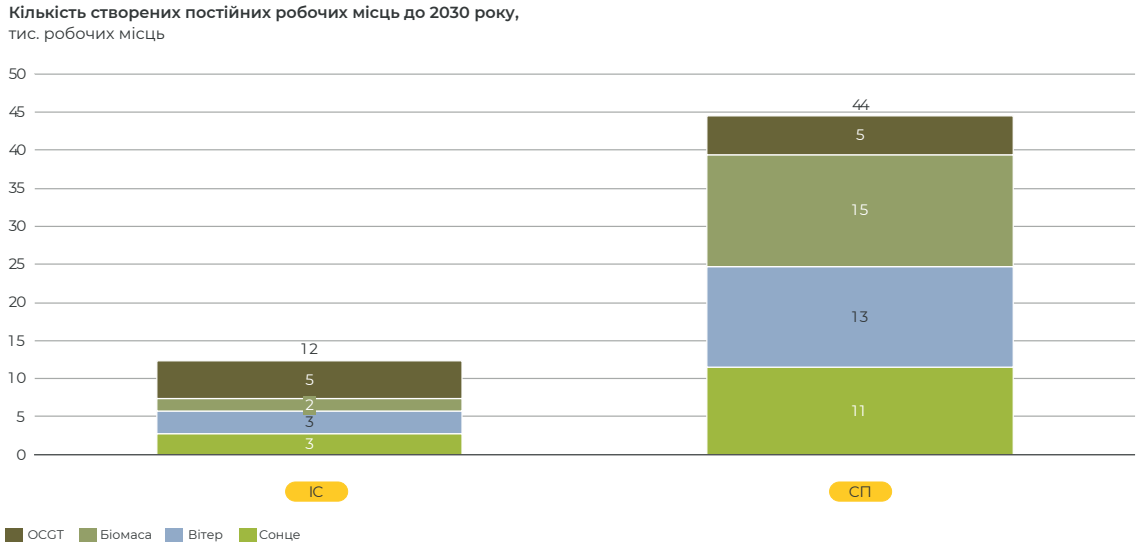


Рисунок 31. Загальна кількість створених робочих місць у секторі ВДЕ у СП

У сценарії ІС оцінка демонструє потенціал для створення 8300 постійних робочих місць на вітрових, сонячних та біомасових електростанціях. Відповідно до амбітніших планів сценарію СП, ці потужності можуть створити майже 45000 робочих місць.

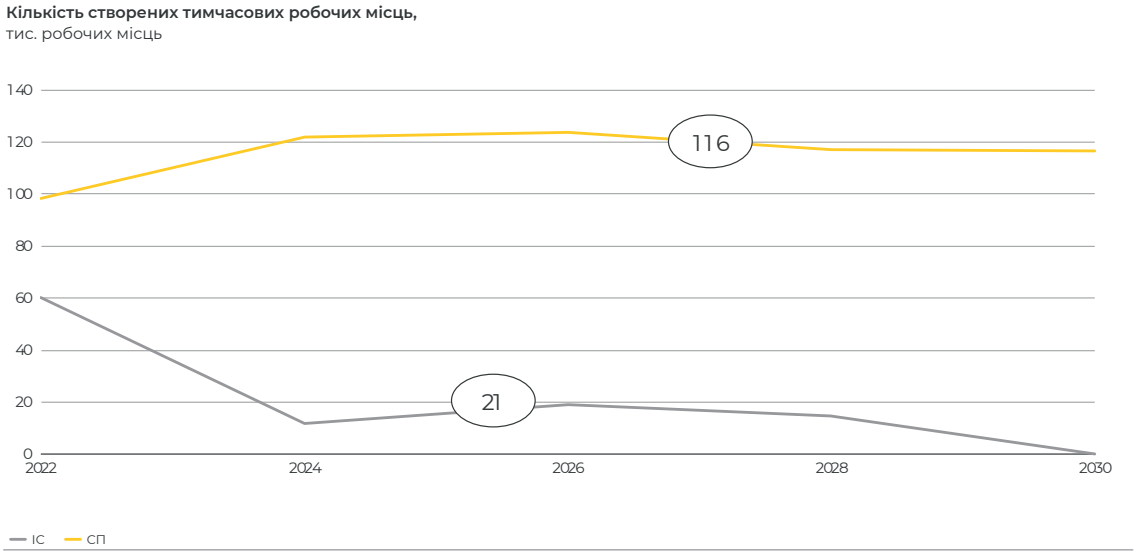
Загальна кількість робочих місць з експлуатації та технічного обслуговування ВДЕ-об'єктів менша через нижчі вимоги порівняно з традиційними джерелами енергії в Україні. За прогнозами, до 2030 року на кожен МВт ВДЕ-потужності буде припадати 0,37 працівника — порівняно з 1,3 працівника на вугільних електростанціях. Середня кількість робочих місць, яку створює сектор ВДЕ у частині виробництва обладнання, відрізняється залежно від сценарію. Зі зростанням внутрішнього попиту на ВДЕ-обладнання вітчизняне виробництво стає більш привабливим, а частка ланцюга доданої вартості та кількість нових робочих місць в Україні зростають. Це насамперед стосується вітрових і сонячних електростанцій (див. Розділ 2.4.2.1).

Отже, у сценарії переходу втрачається 56000 робочих місць, тоді як протягом десятиліття створюється 45000 постійних та в середньому 116000 тимчасових робочих місць. За сценарієм ІС також спостерігається втрата 2000 робочих місць та створення близько 21000 тимчасових, як це показано на Рисунку 33.



Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 32. Створення постійних робочих місць за двома сценаріями

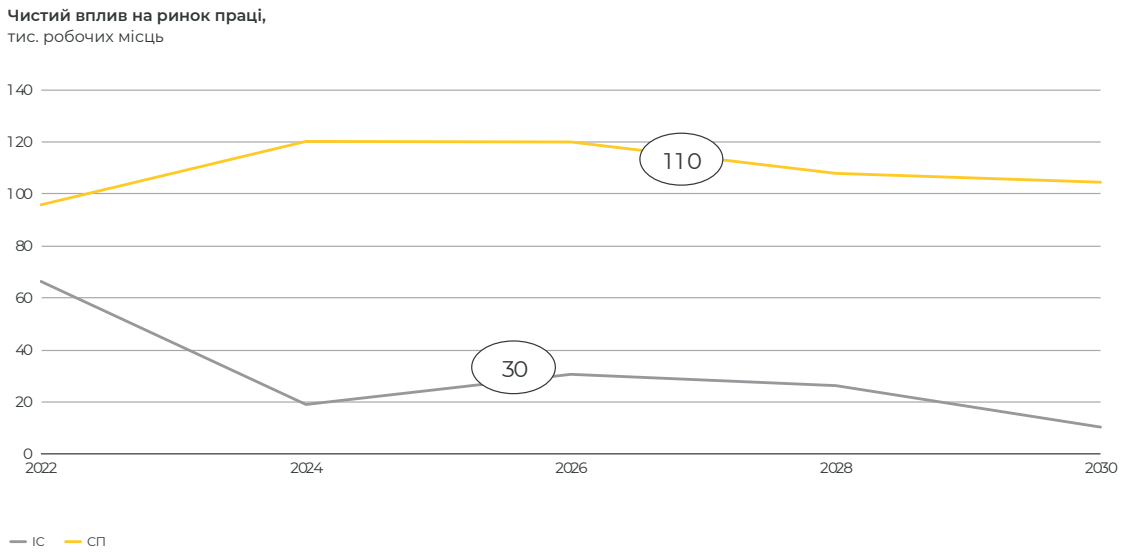


Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 33. Створення тимчасових робочих місць за двома сценаріями

4.2.4 Порівняння сценаріїв ІС та СП

У відповідності до макроекономічного моделювання СП призведе до створення на 100 000 робочих місць більше, ніж в ІС до 2024 року (див. Рисунок 28). Різниця у створених можливостях тимчасового працевлаштування зрівнюється наприкінці десятирічного періоду. В середньому СП пропонує на 80 000 робочих місць більше, ніж ІС (див. Рисунок 34).



Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 34. Чистий вплив на ринок праці за ІС та СП

Отже, можна зробити висновок, що енергетичний перехід має значний потенціал з погляду користі для ринку праці України. До того ж значна частина фінансово нестійких робочих місць у державних гірничих компаніях, ймовірно, буде втрачена в середньостроковій перспективі, навіть за сценарієм ІС. Це означає, що енергетичний перехід прискорить цей процес, яким потрібно керувати належним чином, а також відкриє потенціал для безпосереднього стимулювання ринку праці.

За даними американських дослідників Луї та Пірса, повторне працевлаштування звільнених працівників може стати можливим без значної трансформації само-

го ринку праці. Набір професійних навичок шахтарів можна використовувати для забезпечення потреб у галузі, наприклад, сонячної енергетики[53].

4.3 Економічні наслідки закриття шахт

Відмова від використання вугілля часто описується як дорогий варіант політики, що створює непотрібне навантаження на державні бюджети. Проте така оцінка не враховує загальні витрати у разі збереження поточного стану справ. Як продемонстровано у цьому розділі, саме закриття вугільних шахт може бути корисним з економічної точки зору. У цій роботі розглядаються два типи витрат, пов'язаних із шахтами: витрати на продовження експлуатації шахт (ІС) та витрати, пов'язані з їх виведенням із експлуатації (СП).

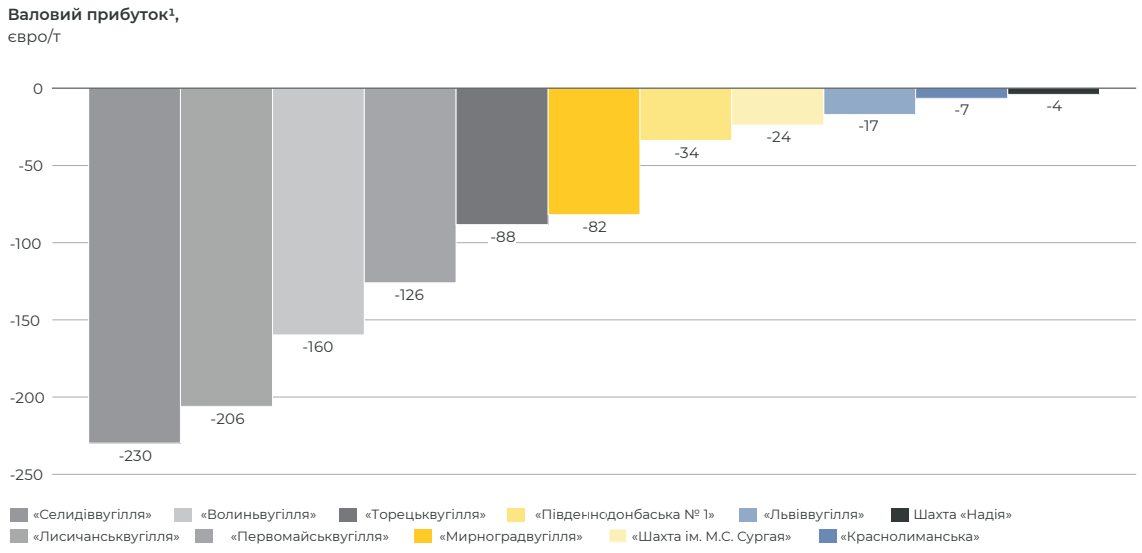
4.3.1 Експлуатаційні витрати

На Рисунку 35 показано державні вугледобувні підприємства, розглянуті в цьому дослідженні, та їхній середній валовий дохід (на тонну вугілля) за останні 5 років. З графіка видно, що всі державні компанії несуть збитки на тонну видобутого вугілля. Витрати на заробітну плату, видобувні роботи та технічне обслуговування перевищують прибуток від збуту вугілля, що детальніше показано в Таблиці 10 у Розділі 2.4.2.2.

Ця тенденція ще більше погіршилася за останні роки, як показано на Рисунку 36. Оскільки компанії перебувають у державній власності, їхні збитки наразі покриваються субсидіями або зараховуються у державну заборгованість як довгостроковий борг.

Щорічні виплачувані субсидії та накопичена заборгованість підсумовані для кожної функціонуючої компанії. Враховуючи тенденцію минулих років, доцільно припустити збільшення збитків. Проте в рамках консервативної оцінки ми беремо значення за 2019 рік як показник валового прибутку на наступні роки до закриття. Внаслідок цього ми отримуємо значення у 710 млн євро, заощаджених на субсидіях, якщо їх рівень з часом залишиться незмінним. Проте, оскільки тенденція розвитку прибутковості є спадною, може мати місце ще більше потенційне заощадження внаслідок своєчасної відмови від збиткового видобутку вугілля.

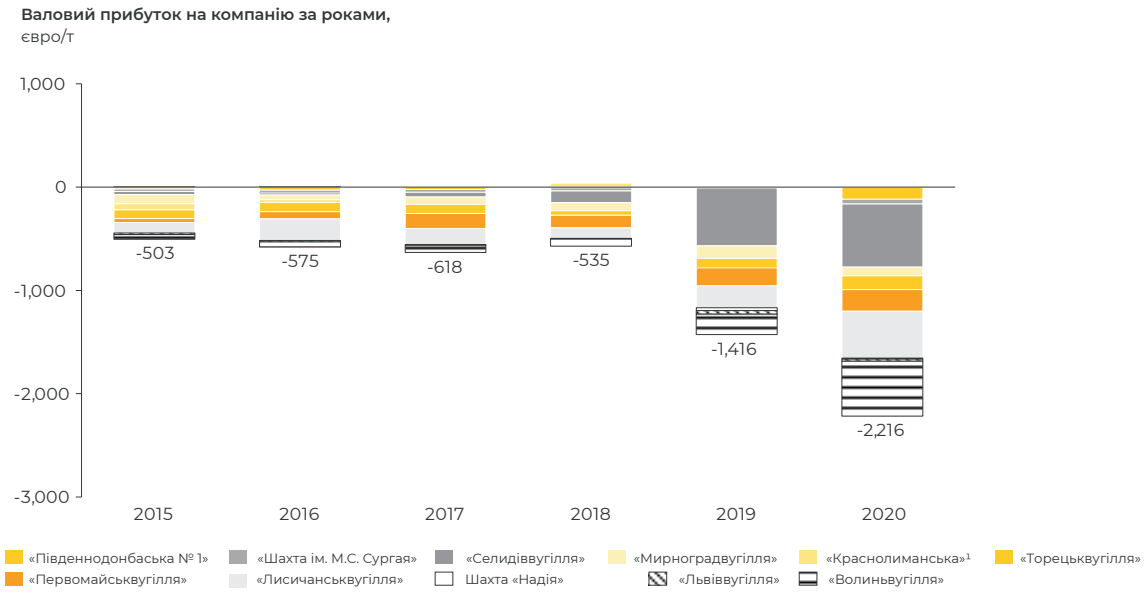
[53] Retraining Investment for U. S. Transition from Coal to Solar Photovoltaic Employment (Інвестиції у перекваліфікацію для забезпечення переходу від зайнятості у вугільній промисловості до сфери сонячної енергетики у США); Едвард П. Луї (Edward P. Louie) та Джошуа М. Пірс (Joshua M. Pearce); «Energy Economics», 2016.



[1] Показники представляють середнє значення за 5 років.

Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 35. Валовий прибуток на тонну вугілля державних вуглевидобувних підприємств[54]



[1] Дані для шахти «Краснолиманська» доступні лише до 2018 року.

Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 36. Валовий прибуток вуглевидобувних підприємств у 2015–2019 роках

54 Фінансова звітність відповідних компаній.

4.3.2 Витрати на виведення з експлуатації

Із закриттям шахт виникають так звані додаткові витрати на виведення з експлуатації. Вони включають планування та виконання процесів, що забезпечують стабільність підземних виробок та дозволяють уникнути просідання поверхні або потенційного забруднення, яке створює ризик для здоров'я та безпеки. Витрати на виведення шахт з експлуатації — це ще один аргумент у дискусії стосовно закриття шахт, який стверджує про високі витрати на енергетичний перехід. Хоча не можна не враховувати цей аргумент через його важливість у кінцевих витратах на закриття шахт, все ж він вводить в оману.

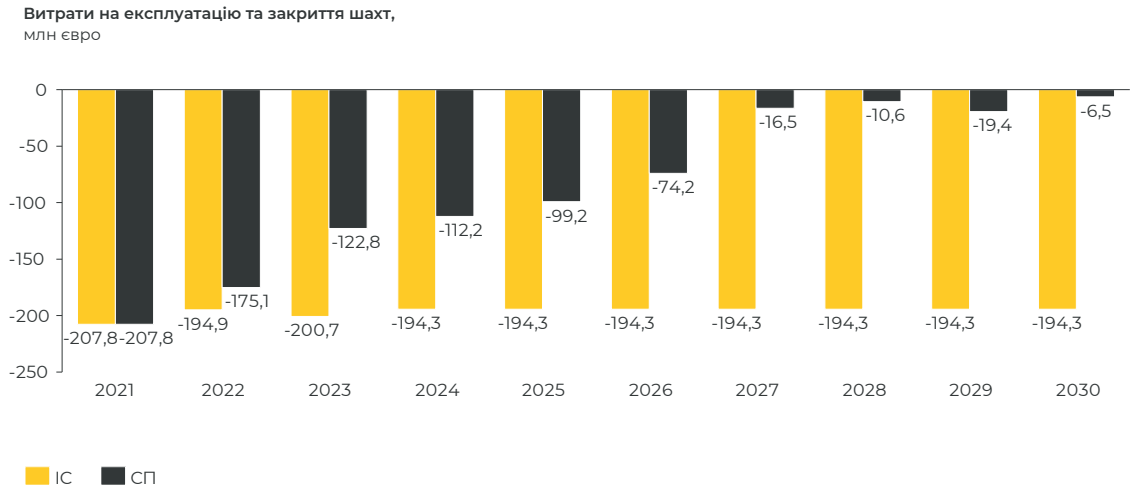
Якщо субсидії безпосередньо пов'язані з експлуатацією шахт, виведення з експлуатації — це процес, пов'язаний з існуванням самого гірничого об'єкта. Вартість виведення з експлуатації прогнозується для кожної експлуатованої шахти. Тому цей, аргумент є доречним з погляду негайних витрат, що виникають внаслідок прискореного процесу переходу, але вартість виведення з експлуатації не втрачає свого значення в умовах відстрочення цього процесу.

Загальні витрати на процес виведення з експлуатації (у разі здійснення в порядку та масштабі, передбаченому сценарієм переходу) становлять 146 млн євро — порівняно з 17 млн євро, витраченими на анонсоване закриття шахт.

4.3.3 Висновки щодо шахт

Експлуатація державних вугільних шахт є та залишатиметься здебільшого збитковою, якщо не зазнає радикальної модернізації. Вартість видобутку вугілля на цих шахтах перевищує фактичну ринкову вартість видобутого вугілля або обсяг виплат заробітної плати працівникам, які на них працюють.

Завчасне закриття всіх державних вугільних шахт дасть змогу заощадити 427 млн євро за досліджуваний період часу. Окрім того, це також дозволить уникнути додаткової заборгованості, яка, ймовірно, буде спричинена розглянутими підприємствами в період після 2030 року. Порівняння витрат державного бюджету на вугільні шахти у короткостроковій перспективі чітко демонструє значну економічну користь від закриття на противагу продовженню експлуатації державних вугільних шахт. Критичним наслідком закриття шахт є вплив на зайнятість та економіку традиційних вугільних регіонів. Це питання розглядається у Розділі 2.4.2.2.



Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 37. Вартість експлуатації та закриття шахт (сумарно) за ІС та СП

4.4 Виплати соціальної допомоги звільненим працівникам

Як вже розглядалося раніше, за сценарієм СП 56 000 робітників втратять роботу. Щодо працівників вугледобувних компаній ми розраховуємо соціальну допомогу на основі методики, представленої в Розділі 2.4.2.3. Вартість розраховується для консервативного та прогресивного підходів. Прогресивний варіант пропонує щедрішу компенсацію та більшою мірою зосереджується на можливостях професійної перепідготовки.

Отже, виникають витрати, представлені в Таблиці 13.

Таблиця 13. Витрати на соціальну допомогу на працівника

Вікова група		Консервативний підхід	Прогресивний підхід
50–55 років	Сума пенсійних виплат за 3 роки	11945 євро	11945 євро
	Одноразова грошова допомога в разі звільнення	—	1244 євро
18–49 років	Сума виплати допомоги по безробіттю	1244 євро	2488 євро
	Одноразова грошова допомога в разі звільнення	—	415 євро
	Підвищення кваліфікації	—	4354 євро

З урахуванням цих припущень за прогресивного підходу соціальної допомоги спостерігаються приблизно в чотири рази вищі витрати, ніж у випадку, коли гарантується лише законодавчий мінімум. Ця оцінка відкриває цілу низку можливих шляхів. Прямі економічні витрати можуть залишатися низькими відповідно до консервативного підходу. Прогресивний підхід приводить до зростання прямих витрат.

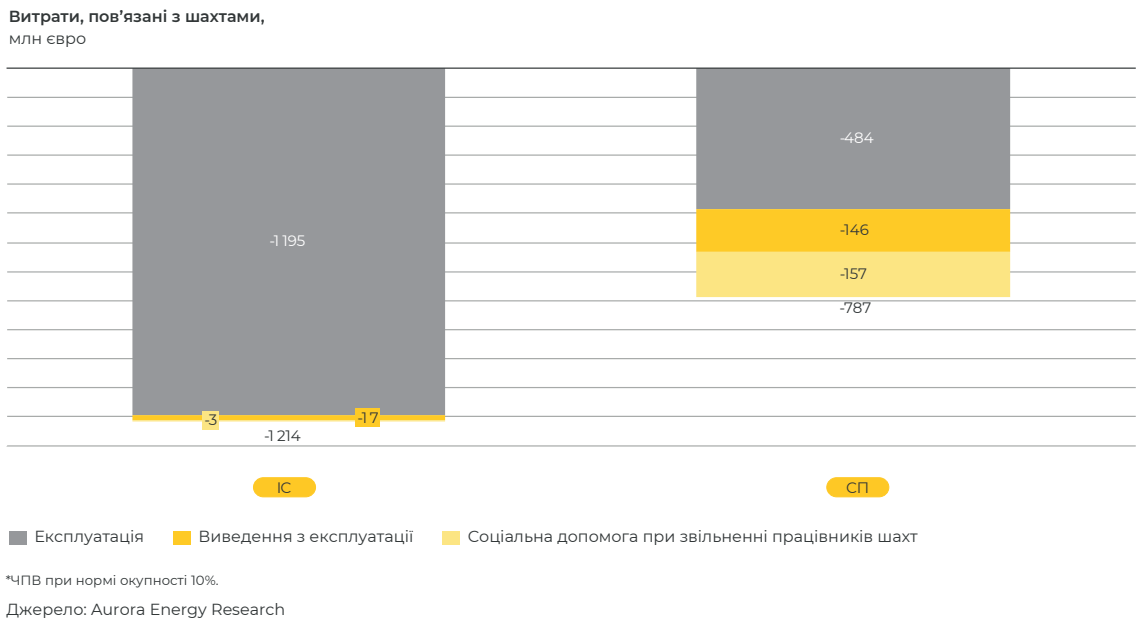


Рисунок 38. Чиста приведена вартість витрат на шахти за ІС та СП

Проте він зменшує соціальні труднощі, даючи змогу постраждалим працівникам перейти до інших видів зайнятості. Наприклад, у Німеччині закон щодо поступової відмови від використання вугілля в електроенергетичному секторі узгоджувався паралельно з програмами інвестування у постраждалі регіони. Окрім того, вугільні електростанції, які звертаються по компенсаційні виплати, повинні були представити власні плани соціальної допомоги. Стверджується, що такі виплати сприяли можливості поступово відмовитися від використання вугілля у країні. Тому в цьому дослідженні розрахунки ґрунтуються на прогресивному підході. Витрати за цим варіантом становлять близько 157 млн євро ЧПВ (див. Рисунок 38).

Рисунок 39. Витрати на соціальну допомогу у СП за консервативним і прогресивним підходами

4.5 Податки

Іншим аспектом економіки, на який впливає перехід на відновлювані джерела енергії, є податки. У цьому дослідженні розглянуто чотири види податків: податок на викиди вуглецю, податок на доходи фізичних осіб + військовий збір, єдиний соціальний внесок та ПДВ. В цілому спостерігається збільшення податкових над-

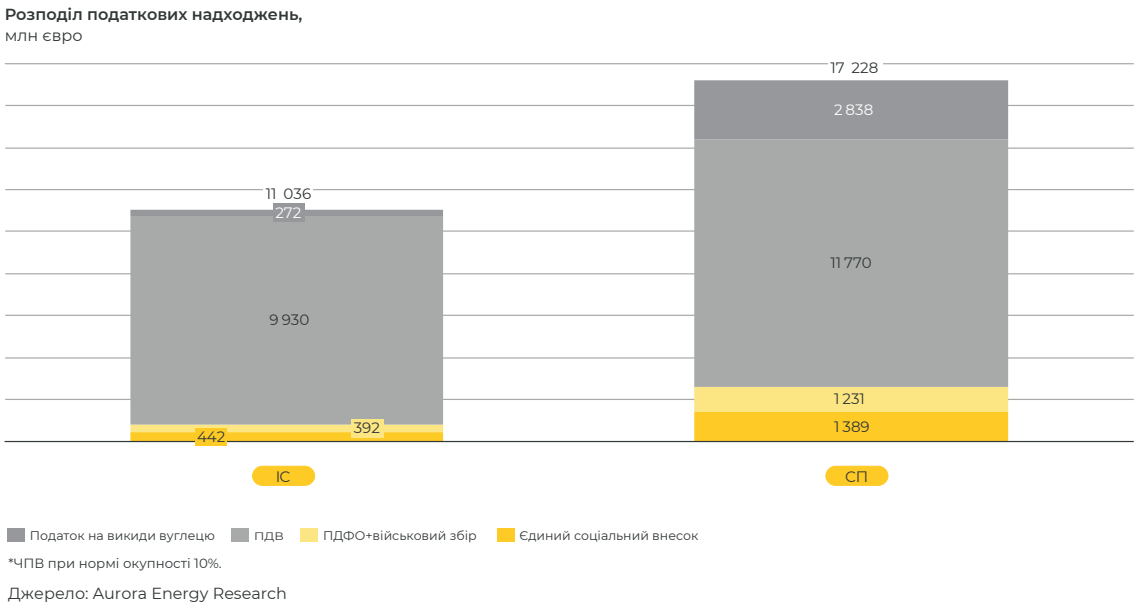


Рисунок 40. Чиста приведена вартість податкових надходжень за ІС та СП

ходжень насамперед завдяки підвищенню податку на викиди вуглецю та стягненню ПДВ.

Внаслідок зміни структури зайнятості очікується збільшення надходжень від податку на доходи фізичних осіб. Таке збільшення пояснюється приблизно на 30 % вищою зарплатою в секторі ВДЕ[55] порівняно з вуглевидобувним сектором та більшою кількістю створених, ніж втрачених робочих місць у процесі переходу.

4.5.1 Податок на викиди вуглецю

Оскільки СП супроводжується більш високою ціною на викиди вуглецю, пропорційний, як і номінальний внесок до державного бюджету в 10 разів вищий у сценарії СП, аніж у сценарії ІС. У сценарії переходу це зумовлює приведену вартість 2,8 млрд євро, що становить 16 % податкових надходжень, зібраних за 10 років.

[55] Укргідроенерго, квітень 2019 року.

4.5.2 ПДВ на електроенергію

Найбільш суттєві відмінності між сценаріями полягають у податкових надходженнях, що вираховуються з CAPEX. Інші елементи, що впливають на ПДВ, такі як OPEX, витрати на паливо та передачу електроенергії, з плином часом коливаються подібно до того, як і зараз. Загалом сценарій СП створює додаткові 1,8 млрд євро у вигляді ПДВ щорічно до 2030 року. Зростання державних доходів значною мірою викликане припливом інвестицій, а також підвищенням ціни на викиди вуглецю.

4.5.3 Податок на доходи фізичних осіб та військовий збір

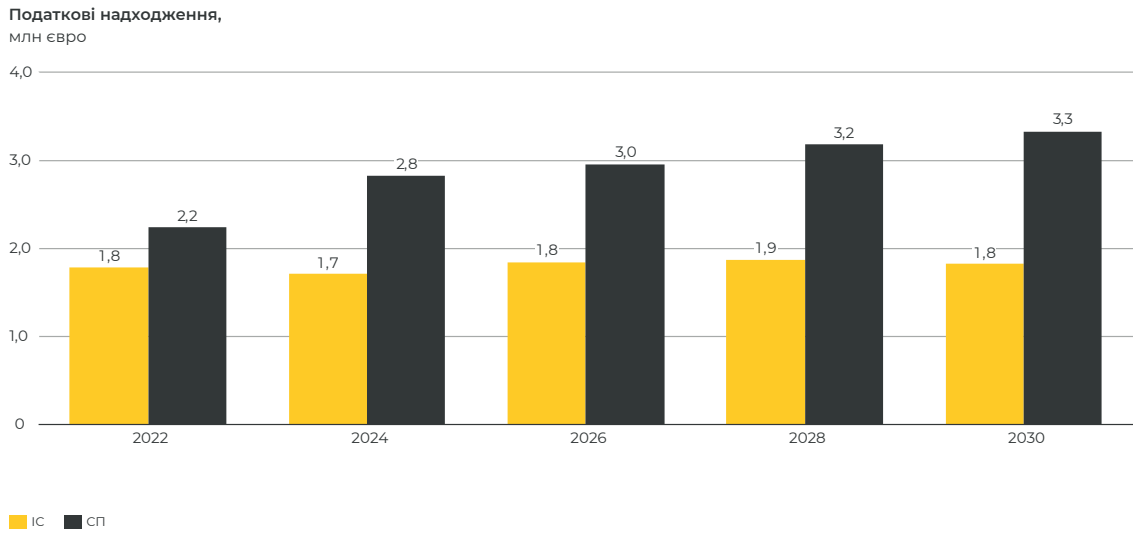
Близько 280 млн євро надійде до бюджету в 2030 році за сценарієм СП — порівняно з 32 млн євро за сценарієм ІС у той самий рік. Ця категорія відрахувань характеризується тенденцією до зростання за сценарієм переходу, хоча коливається в межах 30–100 млн євро, що надходять у вигляді податків щороку. Збільшення надходжень від ПДФО значною мірою викликане більшою кількістю працевлаштованих людей і зростанням реального доходу, тоді як вищий рівень заробітної плати у галузі ВДЕ спричиняє збільшення менш ніж на 1%.

4.5.4 Єдиний соціальний внесок

Аналогічно до схеми розрахунку податку на доходи фізичних осіб єдиний соціальний внесок обчислюється на основі накопичених виплат заробітної плати за рік та ставки податку. Сума, яка стягується у вигляді єдиного соціального внеску, узгоджується з податком на доходи фізичних осіб, оскільки вони обчислюються на основі заробітної плати. Як наслідок рівень стягуваного податку постійно зростає у період 2020–2030 років та досягає 319 млн євро у СП, тоді як максимальний обсяг стягнених сум податку за сценарієм ІС спостерігається у першому періоді — в 2020–2022 роках.

4.5.5 Чисті наслідки

За результатами дослідження, енергетичний перехід може мати суттєвий позитивний вплив на податкові надходження до бюджету. Значні податкові надходження виникають завдяки більшій кількості робочих місць та економічній діяльності, що підлягає оподаткуванню. Це прямі наслідки. Оцінка подальших непрямих наслідків від енергетичного переходу для інших секторів та економічної рівноваги в цілому розглядається у Розділі 4.6.



Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 41. Податкові надходження в ІС та СП за роками

4.6 Другорядні макроекономічні наслідки

Ключові результати та висновки

На основі оцінки прямих економічних наслідків у сценарії СП було побудовано CGE-модель для відображення другорядних макроекономічних наслідків для ВВП та галузевого балансу.

Аналіз демонструє, що сценарій переходу позитивно впливає на ВВП за рахунок залучених інвестицій. Порівняно з рівновагою у 2018 році аналіз стосовно СП у 2030 році показує, що прямі інвестиції приводять до +12 % ВВП та викликають загальне збільшення ВВП на 15 % (другорядні наслідки — на 3 %). Для порівняння, прямі інвестиції в інерційному сценарії забезпечують +2 % ВВП, що викликає збільшення на 3 % (другорядні наслідки — на 1 %). Цей результат є характерним при аналізі факторів чутливості, які враховують вплив на ціну та постачання електро-

енергії, а також на внутрішній видобуток вугілля. Ці висновки є свідченням того, що позитивні прямі наслідки спричиняють подальші позитивні побічні наслідки для економіки в цілому.

Оцінка наслідків в окремих секторах демонструє, що певні сектори отримують користь, а інші страждають від негативного впливу. Прогнозовані інвестиції позитивно впливають безпосередньо на галузь будівництва, у той час як інші орієнтовані на надання послуг сектори з низьким рівнем енергозатратності отримують прибуток завдяки другорядним наслідкам від інвестицій. Більш енергозатратні сектори, як-от промисловість, зазнають негативного впливу внаслідок підвищення цін на електроенергію та конкуренції з боку імпорту. Це вказує на необхідність встановлення зв'язку між енергетичною та промисловою політикою і галузевими стратегіями (потенційні заходи можуть включати цільові винятки для енергозатратних секторів, підтримку заходів з енергоефективності). Хоча загальний економічний вплив є позитивним, негативний вплив на конкурентоспроможність окремих секторів може призвести до втрати робочих місць. Таку динаміку слід додатково оцінити та врахувати.

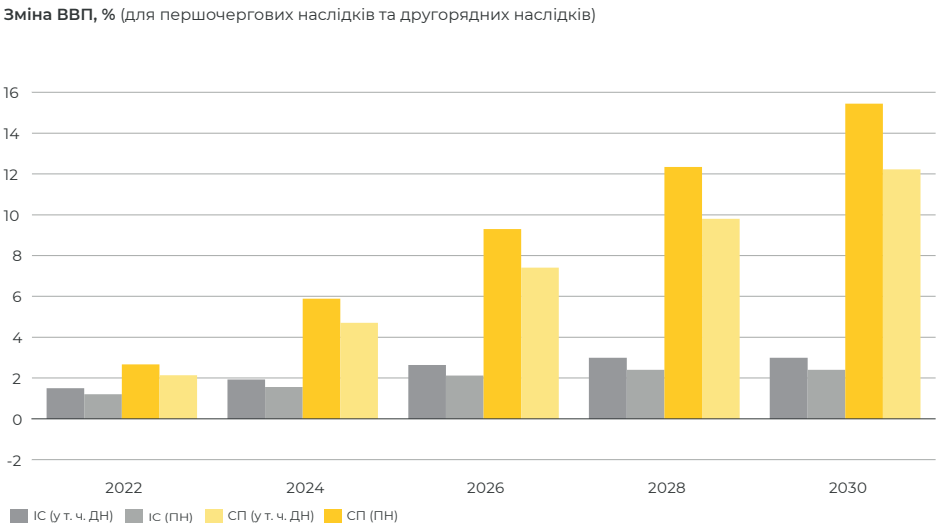
4.6.1 Валовий внутрішній продукт

У цьому розділі спочатку представлені результати для основних сценаріїв, а потім наводяться наслідки аналізу додаткових факторів чутливості. Якщо не зазначено іншого, результати відображаються у вигляді відсоткових змін відносно рівноваги контрольних показників 2018 року, як це передбачається даними «витрати — випуск» (за 2018 рік ВВП контрольної економіки становив 3 560 596 млн грн).

Рисунок 42 демонструє вплив на ВВП прогнозованих змін обсягів інвестицій, проаналізованих у попередньому розділі. У першочергових наслідках (ПН) зазначається лише розмір додаткових інвестицій у вигляді відсоткової частки ВВП за 2018 рік із коливанням від 1,2 % у 2022 році до 2,4 % у 2030 році за сценарієм ІС та від 2,1 % у 2022 році до 12,2 % у 2030 році за сценарієм СП.

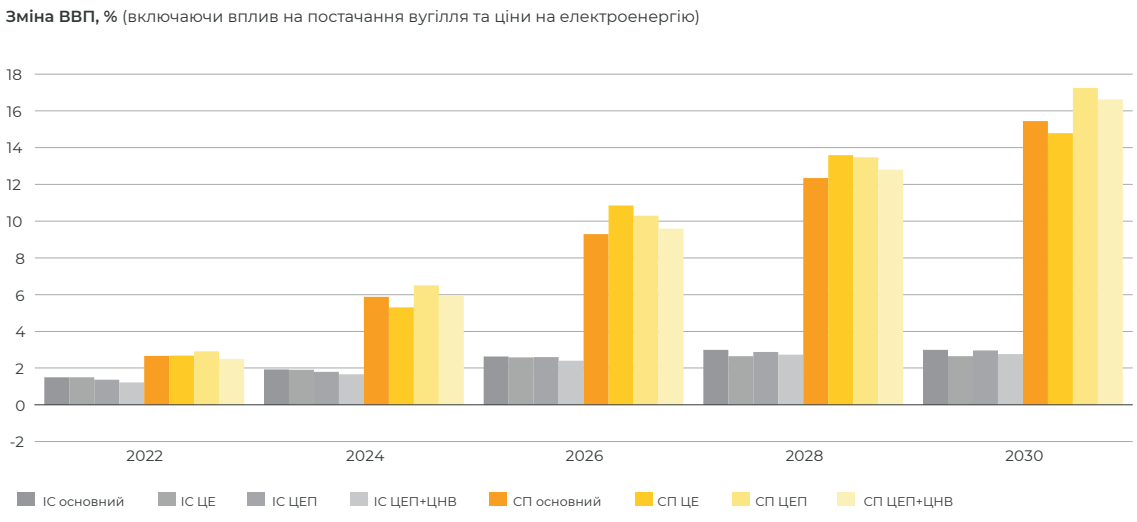
Результати демонструють, що другорядні наслідки збільшують показники ВВП внаслідок різних рівнів інвестицій. Причина полягає в тому, що додатковий попит на інвестиційні товари приводить до описаних раніше побічних наслідків у ланцюзі створення вартості.

Рисунок 43 демонструє, що загальний вплив на ВВП є характерним для основних сценаріїв ІС та СП та додаткових більш детальних специфікацій. Це вказує на те, що основні сценарії забезпечують достовірну оцінку впливу другорядних наслідків.



Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 42. Вплив першочергових наслідків (ПН) та другорядних наслідків (ДН) на ВВП в ІС та СП за роками



Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 43. Наслідки для ВВП (у т.ч. ДН) за основними сценаріями та додатковими сценаріями ЦЕ (ціноутворення на електроенергію), ЦЕП (цільове електропостачання) та ЦЕП + ЦНВ (обмеження видобутку вугілля)

4.6.2 Випуск продукції за галузями

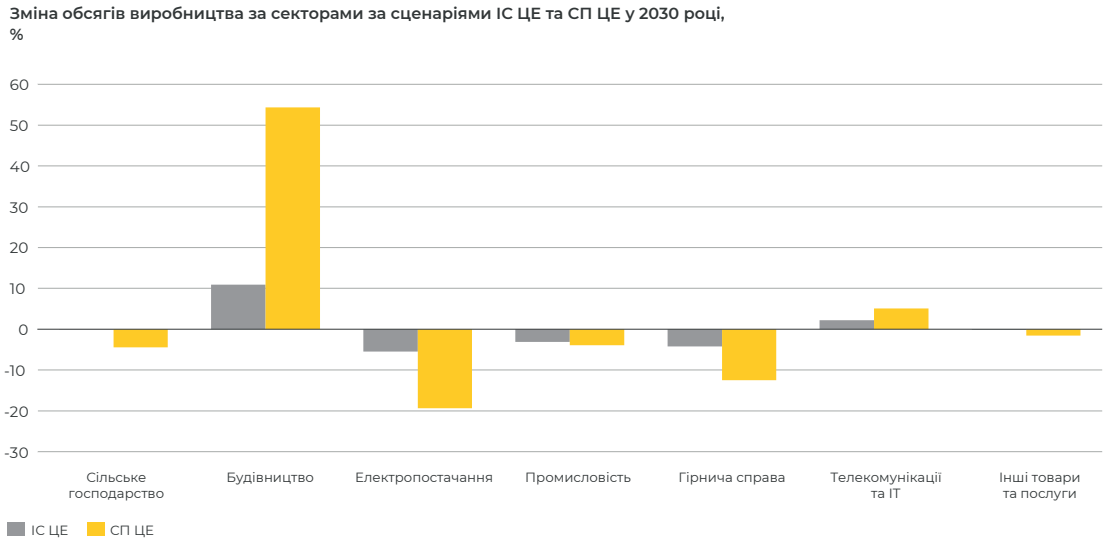
Основним фактором, що визначає результати за галузями, є структура інвестиційного попиту. Рисунок 44 показує структуру галузевих часток у попиті на інвестиції, що спостерігається у контрольних даних. Інвестиції майже повністю складаються з виробленої продукції (сектор IND) та будівництва (CST). Це відіграє важливу роль для прямих та побічних наслідків в умовах підвищення попиту на інвестиції.

Рисунок 44. Частки галузей у попиті на інвестиції

Для представлення обсягів випуску продукції за галузями варто зосередитись на 2030 році та сценаріях ІС ЦЕ та СП ЦЕ, у яких ціни на електроенергію коригуються за допомогою масштабування постачання до значень, наведених на Рисунку 26 у розділі щодо енергетичного сектору.

Рисунок 45 демонструє наслідки для обсягів випуску продукції за сценаріями ІС ЦЕ та СП ЦЕ у 2030 році. Було виявлено, що, як і очікувалося, будівельна галузь (CST) кардинально розширюється, більш ніж на 50 % за сценарієм СП ЦЕ. З іншого боку, у галузі промисловості (IND) спостерігається спад в обсягах випуску продукції. Основна причина полягає в тому, що галузь промисловості є енерго- (електро-)затратною і водночас представлена на міжнародних ринках завдяки високій

інтенсивності торгівлі: 30 % виробленої продукції експортується, а імпорт становить близько 60 % від вітчизняного виробництва відповідно до контрольних даних. Зростання ціни на електроенергію призводить до зростання витрат на ресурси. Оскільки ціни на експорт та імпорт на міжнародному ринку є фіксованими у припущенні щодо невеликої відкритої економіки, обсяги експорту зменшуються більш ніж на 10 % у сценарії ІС ЦЕ та більш ніж на 20 % у сценарії СП ЦЕ. Одночасно імпорт збільшується на 2,3 % (ІС ЦЕ) та на понад 15 % (СП ЦЕ).

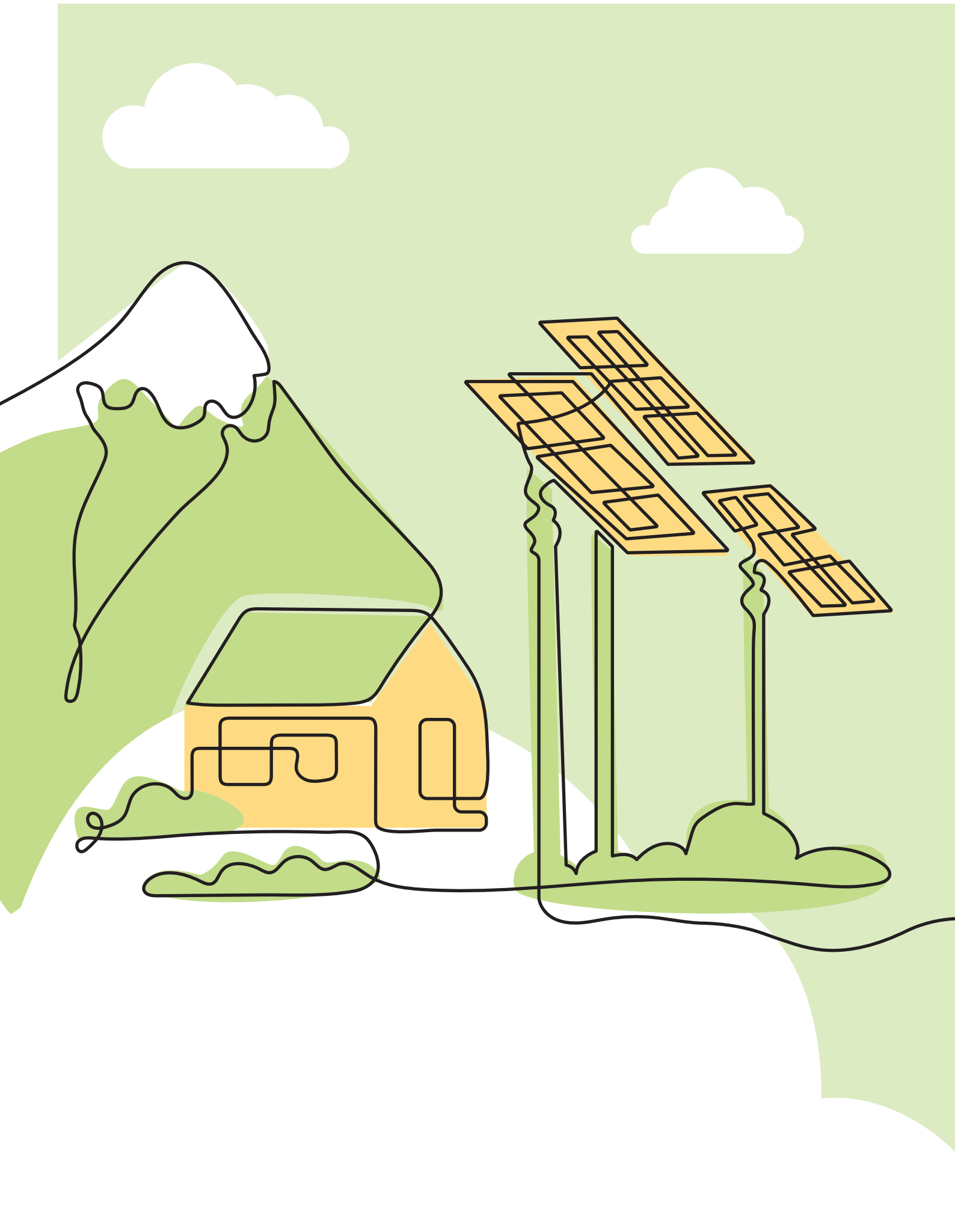


Джерело: Aurora Energy Research

Рисунок 45. Обсяги виробництва за галузями за ІС ЦЕ та СП ЦЕ у 2030 році

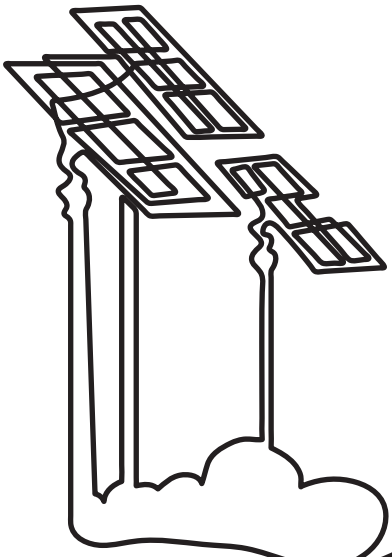
Галузь телекомунікацій та ІТ (TLC) є прикладом користі від непрямих та індукованих наслідків. Хоча додатковий прямий попит внаслідок зумовленого зовнішніми чинниками інвестиційного шоку майже відсутній, галузь TLC отримує порівняльну користь завдяки відносно низькій енергозатратності та високій трудомісткості порівняно з іншими галузями, тому збільшує випуск продукції до 5 % за сценарієм СП ЦЕ.

Галузевий аналіз демонструє, що другорядні наслідки можуть вкрай сприятливо впливати на окремі галузі, але також можуть мати негативні наслідки для конкурентоспроможності галузей на міжнародному рівні та навіть спричинити втрату робочих місць. Такі тенденції повинні підлягати ретельній оцінці. Втручання на рівні політики може сприяти полегшенню процесу переходу для таких галузей та захистити їхню конкурентоспроможність. Це потребує подальшого галузевого аналізу, який врахує детальнішу технологічну інформацію та стримуючі фактори ринку праці.



5

РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ПОДАЛЬШИХ ПОЛІТИЧНИХ КРОКІВ



Дослідження показує, що швидкий перехід від виробництва електроенергії на основі вугілля до збільшення частки відновлюваних джерел енергії в Україні є не лише технічно можливим, але може забезпечити ширші економічні вигоди. Такий перехід може усунути наявну економічну неефективність у державному гірничодобувному секторі та надлишкову встановлену потужність у виробництві електроенергії. Залучення нових інвестицій в енергогенеруючі об'єкти надає велику можливість створити стимул для економіки країни з одночасним вирішенням проблеми старіння українського комплексу електростанцій та забезпеченням заміни на більш ефективні та екологічні альтернативи. Це забезпечує прямі переваги для захисту довкілля та протидії зміні клімату. Окрім того, при такому переході існує можливість для розвитку сучасних галузей, які створюють нові робочі місця та сприяють економічному зростанню.

Проте, щоб мати змогу керувати переходом такого важливого для економіки сектору, як електроенергетика, потрібно враховувати важливі політичні питання.

Електроенергетичний сектор та інвестиції

Важливі політичні міркування щодо енергетичного сектору включають чітке довгострокове планування, механізми забезпечення достатньої гнучкості системи та питання щодо залучення нових інвестицій у цей сектор.

Прозоре довгострокове планування може забезпечити належність та ефективність системи, одночасно створюючи безпечні умови для учасників ринку та інвесторів на лібералізованому ринку електроенергії. У цьому відношенні дослідження висвітлює необхідну гнучкість системи: які процеси використовуються для планування необхідних потужностей? І яким чином вони будуть оплачуватись? Тут мож-

на розглянути низку варіантів, включаючи плату за нові приєднання або цільові інвестиції, якими керує ОСП.

Іншим важливим питанням, яке варто розглянути, є політика щодо залучення великих обсягів інвестицій, що потребуються в енергетичному секторі України. Після реструктуризації «зелених тарифів» у 2020 році це питання є надзвичайно важливим. Перш за все тут важливо мати можливість гарантувати безпеку і прозорість інвесторам та організаціям, що фінансують проєкти з відновлюваних джерел енергії. Це, зі свого боку, може знизити вартість відновлюваних джерел і загальну вартість системи.

Зацікавлені сторони та політичний процес

Під час планування процесу поступової відмови від використання вугілля та переходу на відновлювані джерела енергії потрібно враховувати необхідність залучення ключових суспільних зацікавлених сторін та відповідних механізмів ухвалення рішень. Приклади з досвіду Німеччини та Канади продемонстрували, що комісія, яка складається з ключових зацікавлених сторін, може поліпшити впровадження такого процесу на політичному рівні. Залучення експертів та експерток до ухвалення рішення про використання належних політичних інструментів може допомогти у забезпеченні економічної ефективності процесу переходу в подальшому.

Справедлива трансформація та промислова політика

Як показано у дослідженні, перехід енергетичного сектору має далекосяжні наслідки. Це включає наслідки (які часто називають питанням справедливої трансформації), що непропорційно впливають на регіони та населення, а також вплив енергетичного переходу на інші сектори економіки та способи управління ними.

Аналіз у звіті зосереджується на розгляді впливу на робочу силу. Тут слід розглянути належну політику щодо перекваліфікації та виплати компенсацій працівникам. Енергетичний сектор, який зазнає змін, може створити нові можливості та робочі місця для працівників, звільнених з вугільних електростанцій та шахт.

Інший аспект, який потрібно враховувати, стосується не просто окремого працівника. Оскільки діяльність з видобутку вугілля зосереджена у певних регіонах і ча-

сто становить основну частину економічної діяльності регіону чи міста, потрібно розглядати регіональну політику, щоб забезпечити структурні зміни в економіці регіону та уникнути її колапсу. Приклади з досвіду США або Німеччини показують, що це є надзвичайно вразливим питанням з погляду політики, яке вимагає пильної уваги.

Інші наслідки від трансформації енергетичного сектору можуть включати підвищення цін для кінцевих споживачів. Такі ціни відображають інвестиційні потреби в енергетичному секторі України та, ймовірно, потребуватимуть помірного збільшення. Оскільки це може непропорційно впливати на вразливі домогосподарства, варто приділяти цьому питанню особливу увагу, щоб уникнути соціальних труднощів.

Нарешті, зміни в енергетичному секторі впливають на інші сектори економіки. Незважаючи на те, що існує потенціал щодо отримання загальної економічної користі, зростання цін на електроенергію може негативно позначитися на більш енергозатратних секторах. Тут слід розглянути стратегічне узгодження політики промислового та енергетичного секторів: які сектори зазнають негативного впливу; чи продовжують вони залишатися доцільними в майбутньому з економічної точки зору та у який спосіб можна зберегти їхню конкурентоспроможність на міжнародному рівні? Низка інших країн звільняє від сплати зборів та податків, пов'язаних з енергетикою, підприємства в деяких енергозатратних галузях. Інший варіант — збільшення підтримки енергоефективності та модернізації з боку держави. Це може допомогти енергозатратним компаніям конкурувати на міжнародному рівні, і це особливо ефективно для секторів України, які використовують застарілі технології та практично не отримують інвестицій.

Варто провести подальше дослідження цих важливих політичних міркувань для забезпечення політично можливого, соціально справедливого й економічно ефективного переходу до екологічно чистого енергетичного сектору.

ДОДАТКИ

Додаткові таблиці

Встановлені потужності

Інерційний сценарій

	2020	2022	2024	2026	2028	2030
АЕС	13,800	13,800	13,800	13,800	13,800	13,800
Вугільні ТЕС	17,095	17,095	17,095	17,095	17,095	17,095
Газові ТЕС	4,600	4,600	4,600	4,600	4,600	4,600
Газотурбінні станції	0	500	1,000	2,000	2,000	2,000
ТЕЦ	4,059	4,059	4,059	4,059	4,059	4,059
ГЕС	4,761	4,761	4,761	4,761	4,761	4,761
БіоЕС	194	275	345	455	525	500
ВЕС	1,114	3,014	3,164	3,524	3,963	3,963
СЕС	5,979	7,017	7,287	7,657	7,857	7,857
ГАЕС	1,515	1,839	1,839	1,839	1,839	1,839
Акумулятори	0	0	0	0	0	0
Загальна встановлена потужність, МВт	**53,117**	**56,960**	**57,950**	**59,790**	**60,499**	**60,474**
Генерація	**51,602**	**55,121**	**56,111**	**57,951**	**58,660**	**58,635**
Накопичення	**1,515**	**1,839**	**1,839**	**1,839**	**1,839**	**1,839**
ГАЕС (ємність)	7,012	7,012	7,012	7,012	7,012	7,012
Батареї (ємність)	0	0	0	0	0	0
Загальна ємність накопичення, МВт-год	**7,012**	**7,012**	**7,012**	**7,012**	**7,012**	**7,012**

Сценарій переходу

	2020	2022	2024	2026	2028	2030
АЕС	13,800	13,800	13,800	13,800	13,800	13,800
Вугільні ТЕС	17,095	13,390	9,729	5,982	2,397	0
Газові ТЕС	4,600	4,600	4,600	4,600	4,600	4,600
Газотурбінні станції	0	500	1,000	2,000	2,000	2,000
ТЕЦ	4,059	4,059	4,059	4,059	4,059	4,059
ГЕС	4,761	4,761	4,761	4,761	4,761	4,761
БіоЕС	194	500	1,000	1,500	2,000	3,000
ВЕС	1,114	3,850	6,646	9,487	12,216	14,039
СЕС	5,979	7,016	8,750	10,651	12,469	13,685
ГАЕС	1,515	1,839	1,839	1,839	1,839	1,839
Акумулятори	0	0	100	300	600	800
Загальна встановлена потужність, МВт	**53,117**	**54,316**	**56,284**	**58,978**	**60,741**	**62,583**
Генерація	**51,602**	**52,477**	**54,345**	**56,839**	**58,302**	**59,944**
Накопичення	**1,515**	**1,839**	**1,939**	**2,139**	**2,439**	**2,639**
ГАЕС (ємність)	7,012	7,012	7,012	7,012	7,012	7,012
Батареї (ємність)	0	0	400	1,200	2,400	3,200
Загальна ємність накопичення, МВт-год	**7,012**	**7,012**	**7,412**	**8,212**	**9,412**	**10,212**

Ціна на викиди вуглецю, євро/т

Рік	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ІС	0,3	0,4	0,6	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
СП	0	4	8	12	16	19	23	27	31	35	38

Вартість технології біомаси, євро/кВт

Технологія	КВ	ЕВ
Біомаса	3 000	52,5

Вартість акумуляторних технологій, євро/кВт

Технологія	CAPEX					OPEX
	2022	2024	2026	2028	2030	
Акумулятори	902	828	773	731	702	52,5

Припущення щодо технічних особливостей традиційних джерел енергії

Технологія	Ефективність	CO_2 -інтенсивність палива	Коефіцієнт викидів
Вугільні ТЕС	31 %	406	1,31
Газові ТЕС	33 %	200	0,61
OCGT	33 %	200	0,61
Вугільні ТЕЦ	26 %	406	1,56
Газові ТЕЦ	26 %	200	0,77
Біомасові ТЕЦ	30 %		

Перелік теплових вугільних електростанцій, які підлягають закриттю у СП

Електрогенеруючий агрегат	Введення в експлуатацію (модернізація)	Потужність ($МВт_{ел}$)	Декомісія
Миронівська 3	1954 (1998)	60*	2021
Слов'янська 3	1957	80	2021
Зміївська 1	1960	175	2021
Добротвірська 6	1961 (2015)	100	2021
Зміївська 2	1961	175	2021
Придніпровська 11	1962 (2016)	310*	2021
Луганська 9	1962 (2017)	200*	2021
Луганська 10	1962 (2012)	210	2021
Зміївська 3	1962	180	2021
Криворізька 1	1963 (2017)	315	2021
Луганська 11	1963 (2004)	200*	2022
Зміївська 4	1963	180	2022
Криворізька 2	1964 (1988)	300	2022
Криворізька 3	1965 (2013)	300	2022
Криворізька 4	1966 (2005)	300	2022
Луганська 13	1967 (2014)	210	2022
Бурштинська 5	1967 (2013)	215	2022
Бурштинська 6	1967 (2015)	195	2022
Добротвірська 5	1960 (2018)	100	2023
Добротвірська 7	1963 (2011)	150	2023
Добротвірська 8	1964 (2014)	160	2023
Бурштинська 1	1965 (2017)	195	2023
Бурштинська 2	1965 (2014)	185	2023
Бурштинська 3	1966 (2013)	185	2023
Бурштинська 4	1966 (2014)	195	2023
Зміївська 7	1967	290*	2023
Луганська 14	1968 (2006)	200	2023

Електрогенеруючий агрегат	Введення в експлуатацію (модернізація)	Потужність ($МВт_{ел}$)	Декомісія
Бурштинська 7	1968 (2012)	206	2023
Бурштинська 8	1968 (2009)	195	2024
Бурштинська 9	1968 (2016)	195	2024
Зміївська 8	1968 (2005)	325	2024
Луганська 15	1969 (2005)	200	2024
Бурштинська 10	1969 (2018)	210	2024
Бурштинська 11	1969 (2011)	195	2024
Бурштинська 12	1969 (2012)	195	2024
Зміївська 9	1969	280	2024
Зміївська 10	1969	290	2025
Трипільська 1	1969	300	2025
Ладижинська 1	1970 (2017)	300	2025
Трипільська 2	1970	325	2025
Трипільська 3	1970	300	2025
Трипільська 4	1970	300	2025
Придніпровська 7	1958 (2013)	150	2026
Придніпровська 8	1958 (2014)	150	2026
Придніпровська 10	1960 (2006)	150	2026
Криворізька 8	1969 (1996)	282	2026
Ладижинська 2	1971 (2009)	300	2026
Ладижинська 3	1971 (2011)	300	2026
Ладижинська 4	1971 (2001)	300	2026
Ладижинська 5	1971 (2003)	300*	2026
Придніпровська 9	1959 (2012)	150	2027
Ладижинська 6	1971 (2004)	300*	2027
Запорізька 1	1972 (2012)	325	2027
Запорізька 2	1972 (2017)	300	2027
Запорізька 3	1972 (2014)	325	2027
Криворізька 10	1972 (2007)	300	2027
Курахівська 3	1972 (2007)	155	2027

Електрогенеруючий агрегат	Введення в експлуатацію (модернізація)	Потужність ($МВт_{ел}$)	Декомісія
Вуглегірська 1	1972	300	2028
Запорізька 4	1973 (2016)	300	2028
Курахівська 4	1973 (2017)	160	2028
Курахівська 5	1973 (2015)	160	2028
Курахівська 6	1973 (2013)	210	2028
Вуглегірська 2	1973	300	2028
Вуглегірська 3	1973	300	2028
Зміївська 5	1964	190	2029
Зміївська 6	1965	185	2029
Криворізька 5	1967 (1994)	282	2029
Слов'янська 7	1971	720	2029
Вуглегірська 4	1973	300	2029
Курахівська 7	1974 (2016)	185	2029
Курахівська 8	1974 (2017)	210	2029
Курахівська 9	1975 (2015)	210	2029
Миронівська 5	2004 (2013)	115	2029

*Перебуває на консервації.

Секторальні узагальнення для звіту щодо результатів CGE-аналізу

Сектор звітності	Відповідність ДССУ	
	Міжнародна стандартна галузева класифікація	Опис
AGR (Сільське господарство)	A01-A03	Сільське, лісове та рибне господарство
MIN (Гірнича справа)	B05	Добування вугілля
	B06	Добування сирої нафти та газу

Сектор звітності	Міжнародна стандартна галузева класифікація	Опис
	B07-B09	Добування металевих руд та інших корисних копалин, розроблення кар'єрів; надання допоміжних послуг у сфері добувної промисловості та розроблення кар'єрів
IND (Промисловість)	C13-C15	Виробництво текстилю, одягу, шкіри, шкіряних виробів та інших матеріалів
	C16-C18	Виробництво виробів з деревини, паперу та поліграфічна діяльність
	C19.1	Виробництво коксу та коксопродуктів
	C19.2	Виробництво продуктів нафтоперероблення
	C20	Виробництво хімічних речовин і хімічної продукції
	C21	Виробництво основних фармацевтичних продуктів і фармацевтичних препаратів
	C22	Виробництво гумових і пластмасових виробів
	C23	Виробництво іншої неметалевої мінеральної продукції
	C24	Металургійне виробництво
	C25	Виробництво готових металевих виробів, крім машин і устаткування
	C26	Виробництво комп'ютерів, електронної та оптичної продукції
	C27	Виробництво електрообладнання
	C28	Виробництво машин та обладнання, що не входять до інших груп
	C29	Виробництво автотранспортних засобів, причепів та напівпричепів
	C30	Виробництво інших транспортних засобів
	C31-C33	Виробництво меблів, інше виробництво, ремонт і монтаж машин та устаткування
ELE (Електропостачання)	D35	Постачання електроенергії, газу, пари та кондиціонованого повітря

Сектор звітності	Міжнародна стандартна галузева класифікація	Опис
CST (Будівництво)	F41-F43	Будівництво
TLC (Телекомунікації та IT)	J58-J60	Видавнича справа, виробництво кінематографічних та відеофільмів, телевізійних програм, аудіозаписів, радіо- та телевізійне мовлення
	J61	Телекомунікації
	J62-J63	Комп'ютерне програмування та IT-послуги
OPS (Інші товари та послуги)	C10-C12	Виробництво харчових продуктів, напоїв та тютюнових виробів
	E36-E39	Водопостачання; каналізація та поводження з відходами
	G45-G47	Ремонт, оптова та роздрібна торгівля автотранспортними засобами та мотоциклами
	H49-H52	Транспорт, складське господарство
	H53	Поштова та кур'єрська діяльність
	I55-I56	Тимчасове розміщування й організація харчування
	K64-K66	Фінансова та страхова діяльність
	L68	Операції з нерухомим майном
	M69-M71	Діяльність у сферах права та бухгалтерського обліку, діяльність головних управлінь, консультування з питань керування, діяльність у сферах архітектури та інжинірингу, технічні випробування та дослідження
	M72	Наукові дослідження та розробки
	M73-M75	Рекламна діяльність і дослідження кон'юнктури ринку, інша професійна, наукова та технічна діяльність, ветеринарна діяльність
	N77-N82	Адміністративні та допоміжні послуги
	O84	Державне управління й оборона; обов'язкове соціальне страхування

Сектор звітності	Міжнародна стандартна галузева класифікація	Опис
	P85	Освіта
	Q86-Q88	Охорона здоров'я та соціальна допомога
	R90-R93	Діяльність у сфері творчості, спорту, розваг та відпочинку
	S94-S96, T97	Надання інших видів послуг

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. **Дані Світового банку**: викиди CO_2 (кг на ВВП за ППЗ у доларах США у 2017 році) — Україна, Європейський Союз, члени ОЕСР, Німеччина, Російська Федерація.
   Доступно для ознайомлення за посиланням:
   https://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.CO2E.PP.GD.KD

2. **Дані Світового банку**: викиди CO_2 — Україна.
   Доступно для ознайомлення за посиланням:
   https://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.CO2E.KT?locations=UA

3. **Рамкова конвенція ООН про зміну клімату, травень 2020 року**: Ukraine. 2020 Common Reporting Format (CRF) Table (Україна. Універсальна форма звітності (УФЗ) Таблиця).
   Доступно для ознайомлення за посиланням:
   https://unfccc.int/documents/227985?fbclid=IwAR3ISusVIJurEMblY70DWs88LQQadtOq6lXk2lPQegcjKeGs1-OmZnnpV2s

4. Дані **Міжнародного енергетичного агентства**; дані щодо гідроенергетики не включено.

5. **Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність»**.
   Доступно для ознайомлення за посиланням:
   https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80#Text

6. **Укренерго**; дані щодо гідроенергетики не включено.

7. **«Українська енергетика», липень 2020 року**: Як карантин вплинув на споживання електроенергії навесні 2020 року?
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://ua-energy.org/uk/posts/yak-karantyn-vplynuv-na-spozhyvannia-elektroenerhii-vesnoiu-2020-roku

8. **Всесвітня ядерна асоціація, лютий 2021 року**: Covid-19 Coronavirus and Nuclear Energy.
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/covid-19-coronavirus-and-nuclear-energy.aspx

9. **Міністерство енергетики України, червень 2020 року**: Кризова ситуація на шахті «Краснолиманська» буде вирішена у найкоротші терміни, — Ольга Буславець.
Доступно для ознайомлення за посиланням:
http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/printable_article?art_id=245448553

10. **Міністерство енергетики України, липень 2020 року**: Шахти мають вийти із простою, а гірники повернутися до роботи, — Ольга Буславець.
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://www.kmu.gov.ua/news/shahti-mayut-vijti-iz-prostoyu-girniki-povernutisya-do-roboti-olga-buslavec

11. **Міністерство енергетики України, листопад 2020 року**: На зарплати шахтарям виділили 1,4 млрд грн до кінця року.
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://www.kmu.gov.ua/news/na-zarplati-shahtaryam-vidilili-14-mlrd-grn-do-kincya-roku

12. **«DixiGroup», 2020**: Оцінка ефективності державних видатків на реструктуризацію вугільної галузі.
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://dixigroup.org/wp-content/uploads/2021/02/dixi-coal-industry-web-2.pdf

13. **ДТЕК, листопад 2020 року.**
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://dtek.com/media-center/news/vodorodnye-tekhnologii-otkryvayut-vozmozhnosti-dlya-dekarbonizatsii-osnovnykh-sektorov-ekonomiki-ukrainy/

14. **Міжурядова група експертів з питань змін клімату, березень 2020 року**: Special Report — Global Warming of 1.5 °C (Спеціальний звіт — Глобальне потепління на 1,5 °C).
Доступно для ознайомлення за посиланням: https://www.ipcc.ch/sr15/

15. Дані **Міжнародного енергетичного агентства**.

16. **Міністерство енергетики України, 2020**: Інформація про роботу електроенергетичного комплексу за грудень та 12 місяців 2020 року — фактичні дані.
Доступно для ознайомлення за посиланням:
http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245509526&cat_id=245183225

17. **Державна служба статистики України.**
Доступно для ознайомлення за посиланнями: http://www.ukrstat.gov.ua/

НЕК «Укренерго».
Доступно для ознайомлення за посиланнями:
https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/dyspetcherska-informatsiya/dobovyj-grafik-vyrobnytstva-spozhyvannya-e-e/

Міністерство енергетики України.
Доступно для ознайомлення за посиланнями:
http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/officialcategory?cat_id=245183225

18. **Міністерство енергетики України**: Інформація про роботу електроенергетичного комплексу.
Доступно для ознайомлення за посиланням:
http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/officialcategory?cat_id=245183225

Державна служба статистики України: Кінцеве енергоспоживання за 2007–2019 роки.
Доступно для ознайомлення за посиланням:
http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/menu/menu_u/energ.htm

19. **Міністерство енергетики України**: Інформація про роботу електроенергетичного комплексу.
Доступно для ознайомлення за посиланням:
http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/officialcategory?cat_id=245183225

20. **Європейський інвестиційний банк, липень 2020 року**: EIB Project Carbon Footprint Methodologies (Методики визначення вуглецевого сліду у проекті ЄІБ).
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://www.eib.org/attachments/strategies/eib_project_carbon_footprint_methodologies_en.pdf

21. **ТОВ «КТ-Енергія», Микола Шлапак, 2017**: Carbon Emission Factor for Ukrainian Electricity Grid (Коефіцієнт викидів вуглецю для електричної мережі України).
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://www.slideshare.net/MykolaShlapak/carbon-emission-factor-for-ukrainian-electricity-grid-80745723

22. **Міжурядова група експертів з питань змін клімату, 2014.**

23. **Укренерго**: Проєкт Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей — 2020.
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/12/Proyekt-zvitu-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyh-potuzhnostej-2020.pdf

24. **Перехід України на відновлювану енергетику до 2050 року** / О. Дячук, М. Чепелєв, Р. Подолець, Г. Трипольська та ін. ; за заг. ред. Ю. Огаренко та О. Алієвої // Пред-во Фонду ім. Г. Бьолля в Україні. – Київ : Вид-во ТОВ «АРТ КНИГА», 2017. – 88 с.
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://ua.boell.org/sites/default/files/transition_of_ukraine_to_the_renewable_energy_by_2050_1.pdf.

25. На основі прогнозування цін у межах Схеми торгівлі викидами Європейського Союзу, здійсненого Aurora Energy Research. Документ внутрішнього характеру.

26. **E3Modelling — E3MLab, березень 2020 року**: Main Assumptions For A Baseline Energy Scenario For The Energy Community Countries (Основні припущення для базового енергетичного сценарію щодо країн Енергетичного Співтовариства).
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://www.energy-community.org/dam/jcr:aef25aae-2e52-4d8f-a066-0e586529eac0/CarbonWS_E3Modelling_032020.pdf

27. **RAP (Проєкт допомоги у нормативному регулюванні), травень 2020 року**: Why Not ETS? (Як щодо Схеми торгівлі викидами?) Comparative assessment of border carbon adjustment and the extension of ETS in the power sector in Europe (Порівняльна оцінка прикордонного регулювання вуглецевих викидів та розширення СТВ у енергетичному секторі Європи).
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://www.raponline.org/knowledge-center/why-not-ets-comparative-assessment-of-border-carbon-adjustment-and-the-extension-of-ets-in-the-power-sector-in-europe/

28. **Укренерго**: Проєкт Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей — 2020.
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/12/Proyekt-zvitu-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyh-potuzhnostej-2020.pdf

29. Но основі порівнюваних проєктів у країнах Європи.

30. **Укренерго, березень 2021 року**: На Дністровській ГАЕС подано напругу на комірки № 8-№ 9 КРПЕ-330 кВ.
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://uhe.gov.ua/media_tsentr/novyny/na-dnistrovskiy-gaes-podano-naprugu-na-komirki-no-8-no-9-krpe-330-kv

31. **Міністерство енергетики України, грудень 2020 року**: Міненерго представило річні квоти підтримки відновлюваної енергетики та графік проведення «зелених» аукціонів у наступному році.
Доступно для ознайомлення за посиланням:
http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art_id=245495260

32. **Міжнародний валютний фонд**: Україна.
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://www.imf.org/en/Countries/UKR

33. **Інститут сталого майбутнього (Institute for Sustainable Futures), UTS, 2015**: Calculating global energy sector jobs: 2015 methodology (Розрахунок робочих місць в енергетичному секторі на міжнародному рівні: за методикою 2015 року).
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://opus.lib.uts.edu.au/handle/10453/43718

34. **Маніш Рем (Manish Ram), Арман Аґахоссейні (Arman Aghahosseini), Крістіан Бреєр (Christian Breyer), Технологічний університет Лаппеенранта, лютий 2020 року**: Job creation during the global energy transition towards 100 % renewable power system by 2050 (Створення робочих місць під час глобального енергетичного переходу до системи із 100 % використанням ВДЕ до 2050 року).
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0040162518314112

35. **Світовий банк, 2011.**
Доступно для ознайомлення за посиланням:
http://siteresources.worldbank.org/INTOGMC/Resources/Measuring_the_employment_impact_of_energy_sector1.pdf

36. **Forecasting job creation from renewable energy deployment through a value-chain approach** (Прогнозування створення робочих місць завдяки впровадженню відновлюваних джерел енергії за допомогою підходу в масштабах всього виробничо-збутового ланцюжка), «Renew. Sust. Energ.», 21 (2013), С. 262–271 10.1016/j.rser.2012.12.053.

37. **Міжнародне агентство з відновлюваних джерел енергії (IRENA), грудень 2013 року**: Renewable Energy and Jobs (Відновлювані джерела енергії та робочі місця).
Доступно для ознайомлення за посиланням:
http://www.irena.org/documentdownloads/publications/renewableenergyjobs.pdf

38. **Інститут сталого майбутнього (Institute for Sustainable Futures), UTS, 2015**: Calculating global energy sector jobs: 2015 methodology (Розрахунок робочих місць в енергетичному секторі на міжнародному рівні: за методикою 2015 року).
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://opus.lib.uts.edu.au/bitstream/10453/43718/1/Rutovitzetal2015Calculatingglobalenergysectorjobsmethodology.pdf

39. **Рутовіц та ін., 2015.**
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://opus.lib.uts.edu.au/bitstream/10453/43718/1/Rutovitzetal2015Calculatingglobalenergysectorjobsmethodology.pdf

40. **Міністерство енергетики України, 2021.** Дані отримані у відповідь на запит.

41. **Європейська комісія, листопад 2020 року**: Just Transition Platform Meeting — Coal Regions in Transition Virtual Week 16-19 November 2020 (Зустріч Платформи справедливого переходу — Віртуальний тиждень «Вугледобувні регіони у перехідний період» 16-19 листопада 2020 року).
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://ec.europa.eu/info/events/just-transition-platform-meeting-16-19-november-2020_en

Група Світового банку, жовтень 2020 року: Coal Regions in Ukraine to Benefit from Poland's Lessons on 'Just Transition' (Вугледобувні регіони в Україні використовують досвід Польщі з питання «Справедлива трансформація»).
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2020/10/07/coal-regions-in-ukraine-to-benefit-from-poland-lessons-on-just-transition

Група Світового банку, жовтень 2020 року: Notice of Cooperation — Platform in Support of Coal Regions in Transition: Western Balkans and Ukraine (Повідомлення про співпрацю — Платформа на підтримку вугледобувних регіонів з перехідною економікою: Західні Балкани та Україна).
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://www.worldbank.org/en/topic/extractiveindustries/brief/platform-in-support-of-coal-regions-in-transition-western-balkans-and-ukraine

42. **Retraining Investment for U.S. Transition from Coal to Solar Photovoltaic Employment** (Інвестиції у перекваліфікацію для забезпечення переходу від зайнятості у вугільній промисловості до сфери сонячної енергетики у США); Едвард П. Луї (Edward P. Louie) та Джошуа М. Пірс (Joshua M. Pearce); «Energy Economics», 2016.

43. Округлене середнє значення рівня зарплати, опубліковане у фінансовій звітності державних компаній.

44. **Укргідроенерго, квітень 2019 року**: Based on information published in the annual financial statement by Ukrhidroenergo (На основі інформації, опублікованої в річному фінансовому звіті «Укргідроенерго»).
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://uhe.gov.ua/sites/default/files/2019-04/richna-informatciia-emitenta-za-2018-rik.pdf

45. N/A

46. N/A

47. N/A

48. N/A

49. **«Ройтерз», жовтень 2020 року**: IMF urges infrastructure investment to boost post-COVID growth (МВФ закликає інвестиції в інфраструктуру для стимулювання зростання після пандемії COVID).
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://uk.reuters.com/article/uk-imf-worldbank-infrastructure/imf-urges-infrastructure-investment-to-boost-post-covid-growth-idUKKBN26Q30J

50. **Служба Віце-прем'єр-міністра України, липень 2020 року**: EU disburses a EUR 105 mn assistance to Ukraine to support SMEs and reforms (ЄС виплачує Україні допомогу в розмірі 105 млн євро для підтримки МСП та реформ).
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://www.kmu.gov.ua/en/news/yevrosoyuz-vidiliv-ukrayini-105-mln-yevro-na-pidtrimku-malogo-biznesu-ta-reform

51. **«WKO.AT», квітень 2021 року**: Coronavirus: Situation in der Ukraine (Коронавірус: Ситуація в Україні).
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://www.wko.at/service/aussenwirtschaft/coronavirus-info-ukraine.html

52. **«Ройтерз», квітень 2020 року**: Renewable energy wins over oil and gas in post-coronavirus world: Russell (Відновлювані джерела енергії перемагають над нафтою та газом у світі після коронавірусу: Рассел); Клайд Рассел (Clyde Russell).
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://www.reuters.com/article/us-column-russell-health-coronavirus-cli-idUSKBN21P0L5

53. **Retraining Investment for U.S. Transition from Coal to Solar Photovoltaic Employment** (Інвестиції у перекваліфікацію для забезпечення переходу від зайнятості у вугільній промисловості до сфери сонячної енергетики у США); Едвард П. Луї (Edward P. Louie) та Джошуа М. Пірс (Joshua M. Pearce; «Energy Economics», 2016.

54. Фінансова звітність відповідних компаній.

55. **Укргідроенерго, квітень 2019 року**. На основі інформації, опублікованої в річному фінансовому звіті «Укргідроенерго».
Доступно для ознайомлення за посиланням:
https://uhe.gov.ua/sites/default/files/2019-04/richna-informatciia-emitenta-za-2018-rik.pdf

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ІС	Інерційний сценарій
CAPEX	Капітальні витрати — CAPital EXpenditure
CCGT	Газові турбіни комбінованого циклу — Combined Cycle Gas Turbines
CES	Постійна еластичність заміщення — Constant Elasticity of Substitution
CGE	Обчислювана загальна рівновага — Computable General Equilibrium
CO_2	Вуглекислий газ
DSGE	Динамічна стохастична модель загальної рівноваги
ENTSO-E	Європейська мережа операторів системи передачі електроенергії — European Network of Transmission System Operators for Electricity
FIT	Зелений тариф — Feed in Tariff
LCOE	Приведена вартість виробництва електроенергії — Levelized Cost of Electricity Production
NO_2	Діоксид азоту
OCGT	Газові турбіни відкритого циклу — Open Cycle Gas Turbines
OPEX	Експлуатаційні витрати — OPErating EXpenses, operational expenditure
P/E	Коефіцієнт співвідношення потужності до енергії — Power to Energy
Pre-PPA	Попередній договір купівлі електричної енергії — Preliminary Power Purchase Agreement
SO_2	Діоксид сірки
UAH	Українська гривня
ВВП	Валовий внутрішній продукт

ВДЕ	Відновлювані джерела енергії
ГВт	Гігават
ГВт-год	Гігават-година
ДН	Другорядні наслідки
ДССУ	Державна служба статистики України
ЄС	Європейський Союз
ЗЗЗЛГ	Землекористування, зміни в землекористуванні та лісове господарство
КЗ	Коефіцієнт зайнятості
МВт	Мегават
МВт-год	Мегават-година
МВФ	Міжнародний валютний фонд
МГЕЗК	Міжурядова група експертів з питань змін клімату
МЕА	Міжнародне енергетичне агентство
млн євро	Мільйони євро
млрд євро	Мільярди євро
Мт	Мегатонна
НВВ	Національно визначений внесок
ОЕС	Об'єднана енергетична система
ОЕСР	Організація економічного співробітництва та розвитку
ОСП	Оператор системи передачі
ПГ	Парникові гази
ПДВ	Податок на додану вартість
ПКС	Паритет купівельної спроможності
ПН	Першочергові наслідки
СП	Сценарій переходу
СТВ	Система торгівлі викидами
т	Тонна
т CO_2	Тонни вуглецю
ТВт-год	Терават-година
ТЕС	Теплова електростанція
ТЕЦ	Теплоелектроцентраль
ЧПВ	Чиста приведена вартість

ЗАГАЛЬНА ВІДПОВІДАЛЬНІСТЬ

Цей документ надається «як є» виключно для ознайомлення, і жодна заява або гарантія, безпосередня або опосередкована, не надається компанією «Аврора Енерджі Рісьоч Лімітед» (Aurora Energy Research Limited, далі — «Аврора»), її директорами, співробітниками, посередниками або філіями (що далі за текстом в сукупності іменуються — «Партнери») щодо точності, достовірності або повноти цього документа. «Аврора» та її Партнери не несуть жодної відповідальності за будь-які збитки, що виникають внаслідок використання цього документа. Не можна посилатися на цей документ із будь-якою метою або використовувати його як власне незалежне дослідження та обґрунтоване судження. Інформація, яка міститься в цьому документі, відображає наші переконання, припущення, наміри та очікування на дату цього документа та може бути змінена. Компанія «Аврора» не бере на себе жодних зобов'язань та не має наміру оновлювати цю інформацію.

Інформація, представлена в цій публікації, є узагальненням результатів дослідження та їхнім тлумаченням з точки зору авторів/ок, що не обов'язково відображає офіційну позицію Фонду ім. Гайнріха Бьолля та/або уряду Німеччини.

ТВЕРДЖЕННЯ ПРОГНОСТИЧНОГО ХАРАКТЕРУ

Цей документ містить твердження та інформацію прогностичного характеру, які відображають сучасний погляд компанії «Аврора» на майбутній хід подій та фінансові результати діяльності. У цьому документі вживання слів «вірить», «очікує», «планує», «може», «буде», «може бути», «міг би», «повинен», «передбачає», «оцінює», «має намір» або «в перспективі» чи інші варіанти цих слів або інших подібних висловів призначені для позначення тверджень та інформації прогностичного характеру. Фактичні результати можуть суттєво відрізнятися від очікувань, висловлених або передбачених у твердженнях прогностичного характеру, внаслідок відомих та невідомих ризиків і невизначеностей. Відомі ризики та невизначеності включають, серед іншого: договірні ризики, кредитоспроможність споживачів, результати діяльності постачальників, керівництва підприємств і персоналу; ризик, пов'язаний з такими фінансовими факторами, як волатильність валютних курсів, підвищення процентних ставок, обмеження доступу до капіталу та коливання на світових фінансових ринках; ризики, пов'язані з внутрішнім та іноземним державним регулюванням, включно з експортним контролем та економічними санкціями; й інші ризики, включаючи судовий процес. Вищенаведений перелік важливих факторів не є вичерпним.

АВТОРСЬКЕ ПРАВО

Авторське право на цей документ та його зміст (включаючи, але не обмежуючись цим, текст, зображення, графіки та ілюстрації) належить компанії «Аврора» та Представництву Фонду ім. Гайнріха Бьолля в Україні. Жодна частина цього документа не може бути скопійована, відтворена, розповсюджена або у будь-який інший спосіб використана з комерційною метою без попередньої письмової згоди компанії «Аврора». З некомерційною метою інформація, надана в цьому документі, може використовуватися відповідно до ліцензії CC BY-NC-SA 4.0.

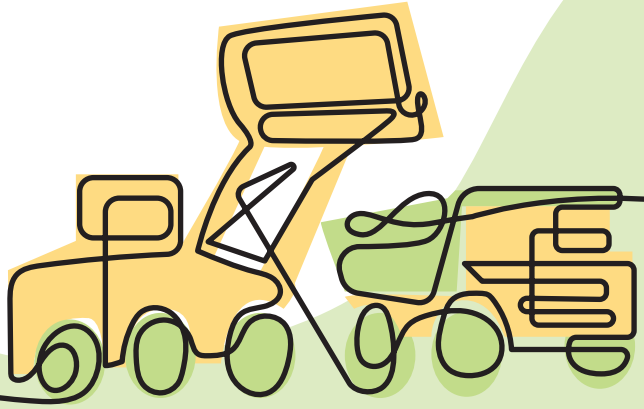
Звіт за результатами дослідження

Марен Пройс
Олексій Михайленко
Івана Сабака
Бенедикт Пробст

Економічні наслідки поступової відмови від використання вугілля в Україні до 2030 року

За редакцією Пітера Баума та Оксани Алієвої
Коректура Олесі Сторожук
Верстка Романа Марчишина
Дизайн та ілюстрації Олени Марчишиної

Підписано до друку 15.07.2021. Формат 60x84/16.
Папір офсетний.
Наклад 100 прим.

Видавець і виготовлювач ТОВ «7БЦ»
03087, м. Київ, вул. Олекси Тихого, 84
e-mail: 7bc@ukr.net, тел. (044) 592-00-80
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
ДК № 5329 від 11.04.2017

Дослідження «Економічні наслідки поступової відмови від використання вугілля в Україні до 2030 року» було проведено в жовтні 2020 — квітні 2021 року компанією «Аврора Енерджі Рісьоч» (Aurora Energy Research) за підтримки Фонду ім. Гайнріха Бьолля, Бюро Київ — Україна. Ідея дослідження полягає в порівнянні економічних наслідків двох різних сценаріїв розвитку енергетичного сектору, один із яких передбачає поступову відмову від використання вугілля для виробництва електроенергії до 2030 року.