

УДК 338.264:351.863.14; 339.17; 620.9; 658, 621.365:697.27

ЕНЕРГЕТИЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ: ЗАГРОЗА ВИЧЕРПАННЯ ДОВГОСТРОКОВИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ

Халатов А. А., академік НАН України, Фіалко Н. М., член-кор. НАН України, Тимченко М. П., к.т.н.

Інститут технічної теплофізики НАН України, вул. Марії Канніст, 2а, Київ, 03680, Україна<https://doi.org/10.31472/ttpe.3.2020.1>

В контексті енергетичного переходу проаналізовано вплив на енергетичну безпеку України глобальної загрози виснаження основних видів викопних традиційних енергетичних ресурсів. Розглянуто особливості споживання ПЕР в останній період у світі в цілому, в ЄС та в Україні. Наводяться дані щодо доведених світових запасів традиційних ПЕР і термінів їх вичерпання. Представлено оцінки власних запасів викопних видів палив в Україні та розглянуто перспективи їх використання.

В контексте энергетического перехода проанализировано влияние на энергетическую безопасность Украины глобальной угрозы истощения основных видов ископаемых традиционных энергетических ресурсов. Рассмотрены особенности потребления ПЭР в последний период в мире в целом, в ЕС и в Украине. Приводятся данные относительно доказанных мировых запасов традиционных энергоресурсов и сроков их истощения. Представлены оценки собственных запасов ископаемых видов топлива в Украине и рассмотрены перспективы их использования.

In the context of the energy transition, the impact on the energy security of Ukraine of the global threat of depletion of the main types of fossils of traditional energy resources is analyzed. The peculiarities of FER consumption in the recent period in the world as a whole, in the EU and in Ukraine are considered. The data concerning the proved world reserves of traditional energy resources and terms of their exhaustion are given. Estimates of fossil fuels own stocks in Ukraine are presented and prospects of their use are considered.

Бібліографія 31, табл. 4, рис. 4.

Ключові слова: енергетична безпека, енергетичний перехід, крива Хубберта, викопні традиційні енергоресурси, доведені світові запаси.

1.5 DS – сценарій 1,5 °C;
2 DS – сценарій 2 °C;
BP – British Petroleum;
COP25 – 25-а конференція ООН зі зміни клімату;
CtL – Coal to Liquid;
DoE – Department of Energy;
ECL – European Climate Law;
EEA – European Environment Agency;
EIA – Energy Information Administration;
IEA – International Energy Agency;
GtL – Gas to Liquid;
IRENA – International Renewable Energy Agency;
PtG – Power to Gas;
PtX – Power to X-technologies;
RPR – (Reserves-to-Production ratio);
WEC – World Energy Council;
WEO – World Economic Outlook;
WNA – World Nuclear Association;
АЕС – атомна електростанція;
ВВВП – вуглецевмісні викопні види палива;
ВДЕ – відновлювані джерела енергії;
ВЕС – вітрова електростанція;

ВПГ – викиди парникових газів;
ГЕС – гідроелектростанція;
ГАЕС – гідроакумулювальна електростанція;
ДСЗ – доведені світові запаси;
ЕнБ – енергетична безпека;
ЕП – енергетичний перехід;
МВФ – Міжнародний валютний фонд;
МЕА – Міжнародне енергетичне агентство;
МІРЕБ – Міжнародний індекс ризиків енергобезпеки;
НІСД – Національний і-т стратегічних досліджень;
ОЕСР – Організація економічного співробітництва та розвитку;
ОПЕК – Організація країн-експортерів нафти;
ПАР – Південно-Африканська Республіка;
ПЕР – паливно-енергетичні ресурси;
ПрГ – природний газ;
СЕС – сонячна електростанція;
РЕБ – рейтинг з енергетичної безпеки;
РКЗК – Рамкова конвенція ООН зі зміни клімату;
ТПЕР – традиційні паливно-енергоресурси;
ТЕП – Третій енергетичний пакет;
ЧЕП – Четвертий енергетичний пакет.

Вступ

Дана стаття є другою у циклі статей авторів, присвяченому енергетичній безпеці України. У першій статті «Енергетична безпека України: методологічні засади

оцінки рівня безпеки та порівняльний аналіз поточного стану» [1] енергетична безпека (ЕнБ) України розглядалася як одна із головних складових багаторівневих систем економічної та національної безпеки. Питання ЕнБ

відносилися до сфери внутрішніх справ держави, а завдання щодо забезпечення ЕнБ ставилися, головним чином, у рамках середньострокової внутрішньої політики за умови дотримання повного обсягу внутрішнього і зовнішнього суверенітету України.

У статті, що пропонується, увага буде приділена головним чином аналізу впливу на енергетичну безпеку України деяких глобальних, регіональних, наднаціональних викликів, загроз та факторів. Тобто вважається, що причини виникнення цих загроз мають зовнішній характер і перебувають поза національною юрисдикцією [2]. За таких обставин доцільною є завчасна інтеграціоністська політика держави, коли вона тісніше співпрацює з іншими, зокрема, більш технологічно розвинутими країнами або їх спільнотами (наприклад, з ЄС) для запобігання дії глобальних загроз ЕнБ та компенсації їх наслідків.

У доповненні до використаного в [1] підходу, ЕнБ України в даній статті буде розглянута в контексті системи ЕнБ більш високого (наднаціонального) рангу. Припускається, що для нейтралізації вказаних загроз Україна зобов'язана, як асоційований член Євросоюзу, якщо не імплементувати повністю систему ЕнБ ЄС, то інституційно та концептуально орієнтуватися на головні її положення.

Для ЕнБ України до найбільш загрозливих факторів глобального характеру відносяться, по-перше, виснаження та наступне загасання економічно доцільного видобування внутрішніх та світових резервів викопних ТПЕР – вугілля, нафти і природного газу; по-друге, – потепління клімату¹ через зростання в атмосферному балансі питомої частки CO₂. Комплексні дослідження впливу цих глобальних загроз на ЕнБ України вельми обмежені. Окремі питання, пов'язані з аналізом таких загроз, до прикладу, розглядаються в дослідженнях І.М. Мазур [3] та Ю.М. Харазішвілі [4]. Дана робота покликана усунути прогалини щодо повноти вказаних комплексних досліджень. При цьому пропонується стаття присвячена, головним чином, загрозі вичерпання запасів ТПЕР. У наступній, третій статті циклу буде розглянута роль техногенних факторів у потеплінні клімату, його критичні передумови та наслідки.

1. Особливості ЕнБ ЄС в контексті енергетичного переходу (ЕП)

В основу енергетичної політики ЄС покладено його зобов'язання відповідно до міжнародного договору «Рамкова конвенція ООН зі зміни клімату». Механізми

реалізації РКЗК почали діяти на межі 20-21 століть. Подібно положенням РКЗК концепція ЕнБ ЄС виходить з принципу необхідності глибокої екологізації енергетики. Інституційну основу цього принципу в ЄС становлять третій та четвертий енергопакети ЄС. ЕнБ ЄС базується на стратегії енергетичного переходу (Energiewende), досвіді розроблення та реалізації панєвропейських програм екологізації енергетики, має наднаціональний консенсусний характер та функціонує на основі низки законодавчих та нормативних документів, що були схвалені чи затверджені головними керівними органами ЄС. Один із перших масштабних проєктів ЕнБ ЄС був розроблений у 2007-2009 рр. – «Пакет дій з боротьби зі зміною клімату і використання відновлюваної енергії». Пакет містив ініціативу «20-20-20 до 2020», що була прийнята практично синхронно з введенням в дію Кіотського протоколу і відповідала його ідеології та цілям. У цілому система ЕнБ ЄС з початку 21 ст. вбудовується в архітектуру безпеки ЄС і таргетована, особливо після підписання Паризької угоди 2015 року, на досягнення кліматично нейтрального рівня викидів парникових газів, головним чином, в енергетиці. Країни-члени ЄС перебувають на різних етапах впровадження ЕП. Так, Данія практично завершила цей перехід, а Польща поки що перебуває на його початку.

1.1. Стан розвитку енергетичного переходу

Метою ЕП є, насамперед, відмова від використання вуглецевмісних викопних видів палива. Стан ЕП, як у масштабі окремої країни, так і при глобальному підході, діагностується за двома параметрами: (1) часткою ВДЕ серед традиційних видів палива (вугілля, нафти, природного газу, ядерної, гідравлічної енергії) у національних енергоміксах споживання первинної енергії та (2) місцем країни у рейтингу виробництва енергії із низьковуглецевих ПЕР у світовому балансі споживання ВДЕ. Всього у світі за даними [5, с. 53] споживання ВДЕ у 2019 році становило 28,98 ЕДж (4,96 %) у загальному обсязі 583,9 ЕДж спожитої первинної енергії. Відповідно обсяги ВДЕ-електрогенерації оцінюються 10,09 ЕДж [5, с. 54]. У табл. 1 наведено топ-список країн за відносними показниками споживання ВДЕ у 2019 році. Крім семи країн-членів ОЕСР, до рейтингу увійшли КНР та дві емерджентні економіки – Індія і Бразилія. Лідерами споживання ВДЕ у світовому балансі є КНР (22,9 %) та США (20,1 %). На частку ОЕСР припадає 57,9 %, ЄС – 26 % від усієї спожитої первинної енергії на

¹ На відміну від першої загрози (дефіциту енергетичної сировини) відношення до другої загрози (підкритичні зміни клімату) іноді є скептичними. Нечисленні заперечувачі факту антропогенного впливу на зміни клімату не наводять змістовної і переконливої аргументації, а їх заяви – декларативні і риторичні.

Таблиця 1. Структура ВДЕ у світовому міксі та емісія CO₂ у 2019 р. за [5]

	Країна, угруповання країн	Споживання ВДЕ у складі енергоміксів			Емісія CO ₂ ,	
		національних	світовому	географічних угруповань	Гт CO ₂	%
1	2	3	4	5	6	7
1	Європа	9,76%	28,2 %		4,11	12,03
2	ЄС	10,96%	26,0 %	Разом країни 2 – 4 (ЄС+ КНР+США) = 69,0 %	3,33	9,75
3	КНР	4,68%	22,9 %		9,83	28,76
4	США	6,16%	20,1 %		4,965	14,53
5	ФРГ	16,13%	7,3 %	Разом перші 10 країн 3 – 12: (КНР + США + ФРГ + Бразилія + Індія + Японія + В. Британія + Іспанія + Італія + Франція) = 75,90%	0,684	2,00
6	Бразилія	16,29%	7,0 %		0,441	1,29
7	Індія	3,55%	4,2 %		2,480	7,26
8	Японія	5,89%	3,8 %		1,123	3,29
9	В. Британія	13,78%	3,7 %		0,387	1,13
10	Іспанія	13,11%	2,6 %		–	–
11	Італія	10,05%	2,2 %		0,325	0,95
12	Франція	6,30%	2,1 %		0,299	0,88
13	ОЕСР	7,18%	57,9		12,01	35,15
14	Україна*	1,47%	0,2		–	–
15	Разом у світі**	4,96%	100		34,17	100
16	Сумарна емісія CO ₂ в країнах: ЄС+КНР+США+Бразилія+Індія+Японія+В.Британія				23,24	68,0

*Довідково. ** У т.ч. країни з емерджентними економіками.

базі ВДЕ, а на країни ЄС разом з КНР та США – 60,9 %. Перший десяток країн цього списку (до нього входять КНР, Бразилія, Індія та ще сім країн ОЕСР – США, ФРГ, Японія, В. Британія, Іспанія, Італія, Франція) споживає 75,90 % ВДЕ.

За даними [6] загальний обсяг ВПГ у 2018 р. досягнув 55,6 ГтCO₂-екв. Вважається, що завдяки зростанню частки ВЕС, СЕС, АЕС та заміщенню вугілля природним газом у розвинених економіках відбувається помітне зменшення ВПГ, так що в цих економіках та їх угрупованнях перейдено пік вказаних викидів. За даними [5, 7]: в 2018, 2019 рр. ВПГ у сфері енергетики ЄС² склали 3,47 та 3,33 ГтCO₂-екв (від'ємний приріст ВПГ) на тлі 34,01 та 34,17 ГтCO₂-екв. світової глобальної величини

ВПГ при зростанні ВВП економіки світу. За рахунок скорочення частки вугільної генерації найбільше зменшення (на 2,9 %, або 0,14 ГтCO₂-екв.) ВПГ спостерігається у США, хоча вони й вийшли з Паризької угоди.

У цілому, за період з 1990 по 2019 рр. помітно збільшилася частка транспортної складової у ВПГ на тлі зменшення енергетичної складової, лівову частину якої становить побутовий сектор. Частки сільського господарства, промисловості, використання паливної продукції та утилізації (спалювання) промислових та побутових відходів практично не змінилися.

Підкритичні антропогенні викиди парникових газів (з їх головним компонентом CO₂) з недавнього часу стають головною мотивацією впровадження ЕП. Відтак

² За даними Євростату, структура балансу емісії парникових газів (у відсотках) за секторами економіки ЄС у 1990 та 2018 році (у дужках) складалася з п'яти джерел CO₂ (за убаванням): спалювання палива та неконтрольовані паливні викиди (без транспорту) 62% (53%); транспорт (включаючи міжнародні авіаційні перевезення 15 % (25%); сільське господарство 10 % (10%); промислові процеси та використання паливної продукції 9 % (9%); утилізація (спалювання промислових і побутових відходів 4 % (3%)) [8].

обсяг емісії CO_2 є одночасно пороговим параметром для задач про термін вичерпаності викопної сировини. Оновленими планами енергетичної політики ЄС передбачається наближення до практично нульового рівня ВПГ до 2050 р. Ключовий етап ЕП в ЄС юридично починається з січня 2021 (програми та плани «Чистої енергії для європейців»). В інших регіонах світу ЕП відбувається де-факто вже кілька років з різними степенями інтенсивності та організованості, що в цілому є ознакою підвищеної національної конкурентоспроможності продукції. Якщо показники 2019 р. вважати стартовими для вказаних планів, то темп зменшення (за умови рівномірності) інтенсивності емісії впродовж наступних 30 років оцінюється 3,33 %/рік, а загальна кількість (проміжний бюджет) емісії CO_2 для країн ЄС величиною $\approx 51,6 \text{ ГтCO}_2$.

1.2. Енергетичні пакети ЄС та директивно-нормативна база ЕП

Третій та четвертий пакети є своєрідними першою та другою кліматичними десятирічками ЄС. Наріжним камнем сучасної європейської системи ЕнБ стає ЧЕП у вигляді збірки з восьми законодавчих актів «Чиста енергія для всіх європейців». Останній законодавчий акт ЧЕП набув чинності 22.05.2019 р. Плани ЧЕП (або пакету «Чиста енергія для всіх європейців») є ключовими для реалізації переходу ЄС до нейтральної кліматичної економіки та досягнення кінцевих цілей стратегії енергетичного союзу ЄС. Планові показники ЧЕП передбачають доведення у 2030 році в енергобалансі ЄС частки «чистої» енергії, як мінімум, до 32 % (плановий фінальний показник попередньої десятирічки «20-20-20 до 2020» становив 20%); підвищення енергоефективності на 32,5 % (план 2020 року – 20 %). Також до 2030 року мають бути забезпечені сталий економічний розвиток ЄС та зростання показників конкурентоспроможності країн ЄС. Вважається, що виконання ЧЕП стане вагомим внеском у досягнення до 2050 року економікою ЄС практично нульової емісії парникових газів і відтак дозволить уникнути глобального підвищення температури вище критичної величини 1,5 °C (сценарій 2DS зараз, через 5 років після підписання Паризької угоди, вже не розглядається) у порівнянні з доіндустріальними рівнями [9-11].

Через крутий (у геологічному часі) середньорічний приріст середньоземної температури (у період 1980-2019 рр. із швидкістю $\approx 0,02 \text{ }^\circ\text{C}/\text{рік}$), пов'язаний з неухильним зростанням ВПГ, керуючі органи ЄС, реагуючи на очевидну небезпеку подальшої втрати біорізноманіття, деградації екосистем (разом з агро-

екосистемами) суші і океанів, а також для реалізації концепції ЕнБ життя, вимушені безперервно запроваджувати все більш жорсткі та витратні заходи щодо запобігання критичних наслідків глобального потепління. Поряд з вищезгаданим ЧЕП, Єврокомісія в рамках незаконодавчої ініціативи, 28.12.2018 року оприлюднила проект стратегії «Чиста планета для всіх. Європейське стратегічне довгострокове бачення задля процвітаючої, сучасної, конкуруючої та такої, що не впливає на клімат, економіки». У проекті визначено погляди і підходи ЄС щодо необхідності інтенсифікації руху у напрямі кліматичної нейтральності. Через рік - 28.11.2019 р., майже безпосередньо перед COP25 (Мадрид, грудень 2019), Європарламент ухвалив резолюцію, яка проголошує кліматичний і природоохоронний надзвичайний стан в Європі і навіть у всьому світі. Депутати Європарламенту доручили Єврокомісії узгодити відповідні організаційні пропозиції, заходи та завдання (у т.ч. законодавчі, фінансові) щодо обмеження глобального потепління за сценарієм <1.5DS. Передбачалося, що для цього у 2020-2030 рр. необхідно знизити (у порівнянні з 1990 р.) ВПГ не на 32 %, як планувалося раніше, а на 40÷55 %. Частку ВДЕ потрібно буде підвищити до 70%, викопних енергоресурсів – скоротити до 15% з уловленням та тривалим (на десятки тисяч років) консервуванням CO_2 . Ще через три місяці (4.03.2020 р.). Єврокомісія запропонувала проект Єврозакону про клімат (European Climate Law), призначеного для досягнення до 2050 року вуглецевої (кліматичної) нейтральності ЄС. Після критики попередніх матеріалів деякими центрально- та східноєвропейськими країнами-членами ЄС, з проекту ECL були вилучені кількісні параметри. Він закріплює норму досягнення до 2050 року нетто-нульових ВПГ (net zero greenhouse gas emissions). Інструментами виконання майбутнього ECL є, по-перше, створення податкових вуглецевих бар'єрів на імпорт енергоємних товарів; по-друге, розроблення Директив для ефективного врегулювання цін на ВПГ та усунення субсидіювання викопних ТПЕР; по-третє, реалізація положень ЧЕП.

Для України, як асоційованого члену ЄС, впровадження та адаптація ЧЕП потребує системної трансформації традиційних національних підходів та технологій енергопостачання і, що особливо важливо, *енергоспоживання* (виділено авторами) на мікро- та макроекономічних рівнях. Зокрема, має бути оптимізована база первинних джерел енергії; посилені вимоги до екологічності та енергоефективності процесів генерації, передачі, розподілу та споживання енергії;

створені відповідні технічна та техніко-нормативна бази нової енергетики. В контексті подолання загроз ЕНБ обов'язковими трендами її розвитку мають стати:

- декарбонізація енергетики за рахунок як заміщення випереджаючими темпами ВДЕ-генерацією частки базової теплової генерації, так і розвитку промислових методів CCS;
- електрифікація та диджиталізація технологічних процесів енергоспоживання в усіх секторах економіки, особливо в її третинному і, зокрема, побутовому секторах.

Окремим важливим напрямом в процесах ВДЕ-генерації та передачі енергії має стати розвиток технологій добоового та сезонного накопичення енергії в рамках концепцій PtX, особливо, PtG (Power to Gas – «енергія в газ») та секторного (галузевого) зчеплення (sector coupling).

2. Загроза виснаження запасів традиційних паливно-енергетичних ресурсів

Одним з основних питань, пов'язаних з проблемою загрози виснаження запасів ТПЕР, є наявність оцінки їх достатньої забезпеченості відповідними матеріальними балансами. У подальшому аналізі скористаємося даними відкритих інформаційних джерел, зокрема, статистичних звітів компанії British Petroleum (BP), інформаційних видань інших організацій, наприклад, організацій експортерів нафти (ОПЕК), MEA/OECF, WEC, EIA, IRENA, WEO/МВФ³. При розрахунках термінів вичерпання («ємності») родовищ різних видів викопного палива використовуються дані річних енергобалансів вироблення/споживання ПЕР. Для порівняння запасів різних видів палива (твердих, рідких, газоподібних) в енергобалансах замість тоє будуть використані теплові одиниці Ексоджоулі ($1 \text{ ЕДж} = 10^{18} \text{ Дж}$) та Зетаджоулі ($1 \text{ ЗДж} = 10^{21} \text{ Дж}$).

2.1. Теорія М.К. Хабберта вичерпаності родовищ викопних копалин та її застосування до оцінки запасів ТПЕР

Очевидно, що з плином часу спочатку окремі родовища, а потім регіональні і світові ресурси практично всіх видів корисних копалин, у тому числі горючих, в решті решт вичерпуються. Життєвий цикл експлуатації родовищ ВВВП підпорядковується закономірностям теорії «піку нафти» (ТПН) М.К. Хабберта [12]. На

рис. 1 наводиться, до прикладу, динаміка видобутку нафти у США за період більш ніж сторіччя (1910-2019 рр.). Крива 2 на рис. 1, а описує найпростішу модель ТПН. Вона не враховує розкид даних, асиметрію і волатильність розподілу фактичних даних у реальній картині видобутку корисних копалин, вплив подій внутрішньої та зовнішньої економічної політики тощо. Згідно з теорією М.К. Хабберта [14], апробованою свого часу на фактичних даних динаміки видобутку нафти в США (рис. 1), споживання викопних невідновлюваних ПЕР відбувається за логістичною кривою, спочатку з помітним позитивним прискоренням, досягненням моменту так званого «нафтового піка», а потім з поступовим уповільненням. Цей підхід був узагальнений М.К. Хаббертом для великої кількості видів корисних копалин, у том числі для металів⁴, зокрема, урану.

Теорія М.К. Хабберта була оприлюднена у 1956 році і отримала широке визнання після успішного передбачення нею піку нафтового видобутку в США (1970 р., 3,52 млрд. барелів, похибка 17,3 %). З цим нафтовим піком практично збіглася перша нафтова криза (1972 р.). Невдала спроба М.К. Хабберта під час другої нафтової кризи (1979 р.) спрогнозувати світовий нафтовий пік на ~2000 рік продемонструвала очевидні обмеження ТПН. З певними застереженнями ТПН можна успішно використовувати для оцінки стану реально розвіданих локальних родовищ та басейнів у ряді географічних областей, країн і в межах сталих технологічних та соціально-економічних наближень. Наприклад, дана теорія задовільно узгоджується з практикою видобутку нафти у ФРН (пік видобутку -1996 р.), в Єгипті (1998 р.), в Індонезії (1991 р.), у Великобританії (1999 р.), Норвегії (2000 р.), Мексиці (2003 р.).

Наразі використання ТПН при оцінці запасів енергосировини потребує врахування не тільки впливу технологічного прогресу, а ще і дії економічних факторів (наприклад, ступеню інвестиційної обґрунтованості), наявності нових моделей розвитку економіки та долучення більш складних математичних підходів. Відомі сучасні довгострокові оцінки світового видобутку нафти, ПрГ, вугілля, рудної сировини, які одержані на базі теорії М.К. Хабберта, наприклад, з залученням методів логіт-регресії [15] або пробітового моделювання [16].

³ Дані із вказаних джерел можуть розходитися внаслідок статистичних розбіжностей, викликаних різними підходами, похибками вихідних даних, варіативністю теплофізичних властивостей, робочих умов і т.і.

⁴ Напружена ситуація щодо виснаження запасів складається з промисловими металами (Co, Cu, Li, Mn, Mo, Ni, Pb, Sn, Ti, Zn, V, W) і особливо з великою кількістю найменувань рідкісноземельних елементів. Відраховуючи від 2016 г., період вичерпання рудних запасів цих металів обмежується 21 ст., а деяких з них – кількома десяти-річчями [18].

З метою підвищення якості прогнозу, в моделі МІФІ був доопрацьований традиційний підхід М.К. Хабберта. Зокрема, в ній відлік часу ведеться не з початку освоєння ресурсу, а переноситься на поточний час, починаючи з якого робиться прогноз (рис. 1, *b*). Тоді дані з «історії» видобутку відповідають $t < 0$, поточного часу – $t = 0$, а прогнозованого – періоду $t > 0$. Розрахунки характеристик видобутку проводяться, виходячи з оцінок загальної кількості даного ресурсу, що залишається в надрах (M) і який описується функцією $M = \int G(t) dt$, де, відповідно з [17, 18]

$$G(t \geq 0) = G_M \exp[-k_0(t - T_M)^2 / 2T_M], \quad (1)$$

тут $G(t \geq 0)$ – функція Гаусса; k_0 – значення темпу видобутку палива або сировини на початковій стадії прогнозного періоду (при $t = 0$); G_M – максимум (пік) річного видобутку; T_M – період досягнення піку видобутку.

При одержанні (1) передбачалося, що, по-перше, швидкість зміни видобутку dG/dt пропорційна рівню видобутку $G(t)$ і, по-друге, зменшення темпу видобутку з плином часу має лінійний характер

$$k(t) = k_0 (1 - t / T_M). \quad (2)$$

За таких умов авторам [17, 18] вдалося встановити аналітичний зв'язок між параметрами M , G_M , T_M , G_0 (G_0 – рівень видобутку ресурсу на початковій стадії прогнозного періоду при $t = 0$); а видобуток ресурсу відобразити у вигляді трьохпараметричної кривої Га-

усса (1). При практичному використанні моделі МІФІ потрібне знання трьох вихідних величин: фактичного значення річного видобутку G_0 , що є початковим для прогнозу; величини ресурсів (запасів) викопного палива M , що залишилися на момент початку прогнозного періоду та одного з параметрів — k_0 або G_M . Джерелами цих величин у авторів [17, 18] були дані з World Nuclear Association (WNA) і British Petroleum.

Деякі результати оцінки параметрів стосовно видобутку ТПЕР на 2016 рік за моделлю Хабберта-МІФІ наведені в табл. 2 та на рис. 1, *b*.

Важливим параметром, який впливає з теорії Хабберта, є індекс RPR (Reserves-to-Production ratio), або $R/P = T_0$, який являє собою кількісну оцінку тривалості видобування ресурсів, у тому числі паливних. В цьому індексі R визначає доведені обсяги запасів сировини окремих родовищ, басейнів, субрегіонів, країн, регіонів, світу; P – відповідне річне видобування.

У цілому перспективи тривалості використання родовищ ТПЕР визначаються точністю оцінок, по-перше, їх геологічних і промислових запасів, по-друге, – інтенсивністю їх споживання (попитом) та собівартості одиниці продукції. Складність оцінок RPR можна проілюструвати на прикладі нафти. За даними ЕІА, у період з 1972 по 2004 рр., різними авторами та дослідними центрами було зроблено щонайменше 36 прогнозів щодо року досягнення нафтового піку. Розкид результатів прогнозів (відкинувши по три крайніх, тобто за 30 прогнозами) покривав діапазон у 40 років – з 2000 по 2040 роки. За ствердженням ІЕА у 2006 році ви-

Таблиця 2. Оцінка параметрів світового видобутку ТПЕР за моделями типу М.К. Хабберта, у т.ч. за моделлю МІФІ* [17, 18]

Параметр видобутку		Вугілля	Нафта	Газ	Уран**	Разом
Ресурс M за даними [br], 2019, ЗДж		21,93	10,62	7,16		
Ресурс M , за даними [17, 18]	ЗДж	23,4	10,4	7,3	3,4	44,5
	%	52,6	23,4	16,4	7,64	100
Період вичерпання $T_{2016}=R/P$, років		153	51	53	128	84
Рік вичерпання видобутку		2170	2068	2070	2145	2101
Період досягнення піку T_m , років		42	7	12	35	16
Рік пікового видобутку		2059	2024	2029	2052	2033

*Прийняті співвідношення між одиницями вимірювання:

1 т н.е. = 41868 МДж; 1 екв. барель = 6,12·10⁹Дж; середня калорійність вугілля 20,5 МДж /кг; середня калорійність природного газу 36-39 МДж /м³; ефективна калорійність природного урану 424 ГДж /кг.

**Ресурс урану визначено з урахуванням складських запасів обсягом 0,5 Мт; замість річного видобутку використана річна потреба діючих АЕС на природному урані.

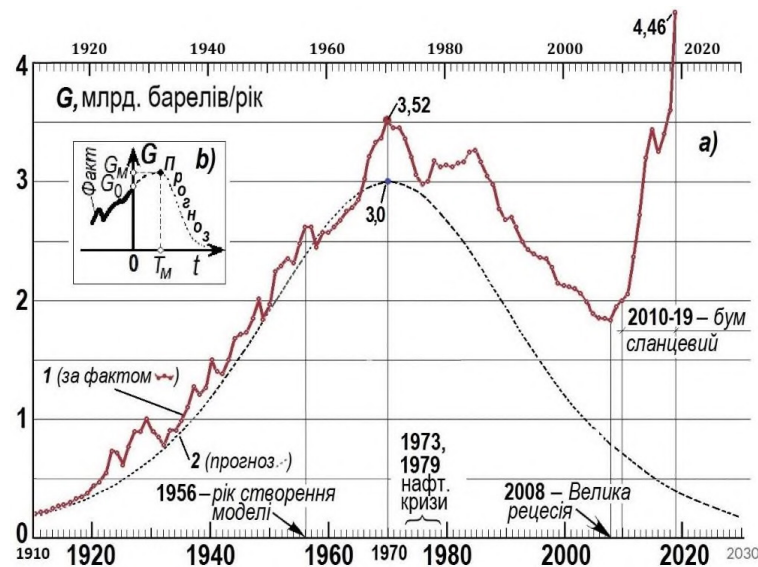


Рис. 1. Динаміка видобутку корисних копалин на прикладі видобутку нафти у США:
a) – дані фактичного видобутку нафти у США в 2010-2019 рр. (1) та їх прогнозна
логістична симетрична модель (2) М.К. Хабберта (1956) [12, 13]; b) – схема
прогнозування за моделлю МІФІ (2017, 2018) динаміки видобутку невідновлюваних ТПЕР [17, 18].

робництво сирої нафти у світі досягло рекордного рівня в 70 млн. барелів на добу і протягом наступного прогнозного періоду ніколи не досягне означеного пікового рівню [19, 101, 119, 125]. Однак, прогнози щодо даного піку не справдилися, так, у 2019 році видобувалося по 95,192 млн. барелів/доба [20].

У вказаних прогнозах також не враховувались можливості виробництва нетрадиційних видів нафти, особливо з огляду на «сланцевий бум» («Shale Gale») у США (рис. 1, a), у зв'язку з яким нафтовий пік очікується у 20-30 роки 21 ст. Розрахунки R/P -ratio вельми приблизні не тільки через помилки та похибки результатів інженерно-геологічних розвідок, але і через невизначеності фізичних характеристик палив (теплоти згоряння, густини, мішного складу домішок та ін.). Внаслідок варіативності оцінок цих параметрів, прогресу технологій, непрозорості, навіть спекулятивності даних щодо підтверджених резервів нафти (та інших копалин) період вичерпання нафтових покладів у різних

авторів коливається у досить широких межах, але, тим не менш, відображається осяжними термінами.

2.2. Сучасний стан світового споживання первинних ТПЕР та оцінки їх запасів

Паливно-енергетичний комплекс окремих країн і світу у цілому складається з двох секторів: паливної промисловості (видобуток, переробка, транспортування, в основному – ТПЕР) та енергетики, головним чином електроенергетики (процесів генерації, передачі та розподілу електроенергії). База ТПЕР складається з вугілля, природного газу та нафти, що є паливами органічного походження, і двох видів мінерального палива – U і Th . Розглянемо найважливіші складові балансу світового споживання первинної енергії з акцентом на вуглецевмісні викопні види палива. Виснаження їх родовищ залежить від величин доведених запасів, інтенсивності процесів видобування та споживання, котрі відбуваються на фоні швидкого прогресу ВДЕ-генерації⁵.

⁵Уявлення про високі темпи розвитку у світі сектора ВДЕ-генерації можна скласти на основі опрацювання наведених в [5] статистичних даних про споживання альтернативних джерел енергії. «Двадцятку» країн з найбільшими показниками приросту кількості споживаної у 2019 році низьковуглецевої енергії у порівнянні з попереднім (2018 роком) складають: Венесуела (1688,5%), В'єтнам (845,8%), Саудівська Аравія (365,6%), Об'єднані Арабські Емірати (214,8%), Узбекистан (132,5%), **Україна (92,4%)**, Кувейт (91,4%), Єгипет (82%), Ізраїль (64,3%), Мексика (59,5%), Індонезія (54,2%), **Казахстан (47,3%)**, Бангладеш (39%), Аргентина (38,3%), Пакистан (33%), **РФ (31%)**, Марокко (30,6%), Азербайджан (27,7%), **Норвегія (27,6%)**, Еквадор (26,9%). Країни, які розташовані у середніх та північних широтах, виділені жирним шрифтом.

Особливості світового споживання ПЕР в останні роки. Крім систематизованих у вигляді щорічних енергетичних балансів, які характеризують обсяги виробництва та споживання всіх видів ПЕР впродовж останніх років (у тому числі ресурсної бази, виробленої і споживаної тепло-, електроенергії), увага має бути приділена аналізу даних за 2018/2019 роки, як вихідного фактору світового ЕП та однієї із головних стартових умов запобігання глобальному потеплінню.

Оцінка світового видобутку ВВВП у середньо- та довгостроковій перспективі необхідна, зокрема, для розроблення енергетичної політики щодо розвитку ВДЕ в умовах небажаної зміни клімату.

На рис. 2 наведено динаміку світового споживання та зміни балансів (у порядку убутання часток) нафти, вугілля, ПрГ, гідроелектричної, ядерної та відновлюваних видів енергії за останні 25 років.

Як видно, по-перше, має місце майже регулярне підвищення (криві 7, 8) обсягів споживання традиційних ПЕР $W=f(t)$, по-друге, різні за характером еволюційні зміни поведінки складових структури енергоспоживання. Світове щорічне споживання ПЕР за період 15 років (2004-2019 рр.) підвищувалося з осередненим темпом 1,26 %/рік (6,73 ЕДж/рік). Про певні відхилення від лінійного ходу кривої $W=f(t)$ свідчить те, що у 2019 році споживання первинних ПЕР зросло до 583,9 ЕДж, тобто

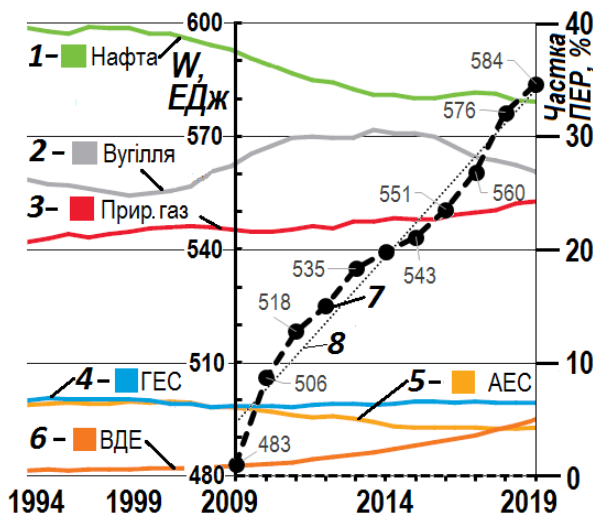


Рис. 2. Світові динаміка та структура валового споживання первинних паливно-енергетичних ресурсів, що відображені в річних енергобалансах впродовж останніх 25 років за даними [5]. Суцільні лінії 1 – 6 (шкала справа, у відсотках) – складові щорічного енергетичного міксу: 1 – нафта; 2 – вугілля; 3 – природний газ; 4 – гідралічна енергія; 5 – ядерна енергія; 6 – відновлювальна енергія. Переривчасті лінії (шкала ліва): 7 – сумарне світове щорічне споживання ПЕР W (в екзоджоулях) у період 2009-2019 рр.; 8 – лінія тренда W .

на 1,33% у порівнянні з 2018 роком, тоді як у 2017/2018 роках приріст був у два рази більше – 2,82% (з 560,42 до 576,23 ЕДж).

Іншу картину поведінки обсягів споживання ПЕР ілюструє рис. 3. Тут зображено зміну індексів валового внутрішнього споживання ЄС (лінія 2) та індексів ВВП (лінія 1) і енергоємності (лінія 3) впродовж 28 років у період - 1990-2017 р.р. [21]. Базою порівняння слугують показники 1990 р. Згідно з наведеними даними зростання валового внутрішнього продукту відбувається при практично незмінному рівні енергоспоживання.

Динаміка світового споживання вугілля (рис. 2, крива 2) має складний характер. Після найнижчого рівня, зафіксованого на межі століть, обсяги його споживання зростали, поки наприкінці нульових років не вийшли на ≈ 5 -річне плато (на рівні ≈ 30 %). Далі вугілля почало втрачати позиції економічно привабливого виду палива через підвищення вимог до екологічності процесів одержання та використання енергії. У цілому на кінець 2019 р. частка вугілля у міксі ТПЕР впала до 27%. В Україні з 2014 року і до теперішнього часу спостерігається занепад видобування вугілля всупереч

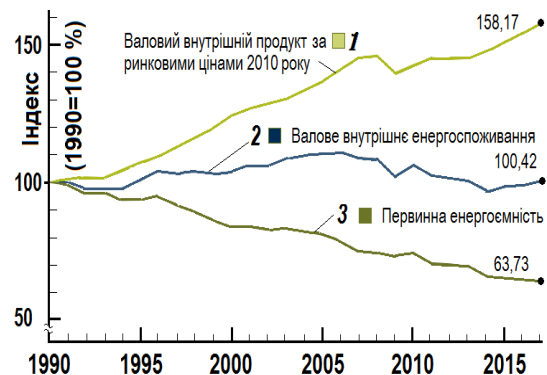


Рис. 3. Динаміка індексів валового внутрішнього продукту 1, валового внутрішнього енергоспоживання 2 та енергоємності 3 ЄС впродовж 28 років у період 1990- 2017 рр. Показники 1990 р. взяті за базу порівняння (100 %). Джерело: [21].

недавнім стратегічним планам зростання вуглевидобутку для заміщення ПрГ. Аналогічно в останні роки зазнало падіння споживання вугілля в США⁶, Європі та країнах СНД. Лише КНР демонструє поки що позитивні темпи зростання (¾ світового приросту) вугледобування.

З початку 21 ст. спостерігається стійка тенденція зменшення частки споживання нафти (рис. 2, крива 1): з $\approx 40\%$ (1999) до $33,1\%$ у 2019 році. Приблизно з 2004 року намічається тренд збільшення частки ВДЕ-генерації (крива 6). Пізніше, з 2009 році, в міксі помітно зростає частка ПрГ (крива 3).

Світове споживання первинних ПЕР у 2019 р. у порівнянні з попереднім 2018 р. зросло на 7,67 ЕДж ($1,33\%$). Серед них домінують два види ПЕР: ВДЕ +3,15 ЕДж, $41,07\%$ та ПрГ +2,79 ЕДж, $36,38\%$. Разом вони становлять $77,45\%$ (5,94 ЕДж) приросту споживаної первинної енергії. Зміни решти $22,55\%$ видів ПЕР (1,73 ЕДж) складають: нафта (+1,58 ЕДж, $20,6\%$), вугілля (-0,93 ЕДж, $-13,13\%$), ядерна (+0,76 ЕДж, $9,91\%$) та гідроелектрична (+0,32 ЕДж, $4,17\%$) енергія. Кліматично нейтральні джерела (ВДЕ +ГЕС +АЕС) у 2019 р. досягли $55,15\%$ (4,23 ЕДж) приросту первинної енергії. Частка тріади палив з емісією CO_2 (вугілля, нафта, ПрГ), у прирості споживання ПЕР оцінюється в $44,85\%$ (3,44 ЕДж). За даними 2019 р., при зростанні попиту на енергію на фоні практичної відсутності виробничих процесів декарбонізації спостерігається фатальне забруднення атмосфери енергетичними викидами CO_2 . Драйверами збільшення загальносвітового попиту енергії (збільшення споживання ТПЕР і, як наслідок, зростання ВПГ) є приріст населення Землі, індустріалізація країн колишнього третього світу з підйомом їх економік, у тому числі країн АТР, зокрема, КНР, Індії; покращення рівня життя їх населення (особливо, «середнього» класу); боротьба з енергетичною бідністю певних регіонів тощо.

У суспільствах з економікою індустріального типу (тобто з економікою минулого технологічного укладу) енергетична статистика фіксує позитивну кореляцію між зростанням ВВП та споживанням

ПЕР (рис. 2, криви 7, 8). В країнах сталого розвитку з їх економіками пост-індустріального типу (тобто в країнах з високотехнологічними виробництвом, великою часткою доданої вартості у ВВП та високими рівнями енергоефективності), навпаки, приріст ВВП, відбувається на фоні практично стаціонарного (і навіть в деяких країнах падіння) рівня споживання ПЕР. На рис. 3, як приклад, наводяться криві змін ВВП ЄС (крива 1), валового внутрішнього енергоспоживання ЄС (крива 2) та енергоефективності ЄС (крива 3) у період 1990- 2017 рр. У період 1990-2019 рр. в ЄС на фоні «заморожування» обсягів використання ПЕР на початку 90-х, приріст ВВП склав $\approx 60\%$ при зменшенні енергоємності ВВП на 37% .

Аналогічний характер мають світові динаміка та структура виробництва електроенергії W_e . На рис. 4 в абсолютних та відносних величинах наводяться дані річних електроенергобалансів виробництва W_e за останні 33 роки [5]. При використанні первинних ПЕР в електроенергетиці, на відміну від даних рис. 2 (валовому споживанні первинних ПЕР) нарощування частки складової ВДЕ-генерації у 2019 році були у два рази вищими. При домінуванні вугілля ($\approx 36-38\%$ в останні два роки) відбувається швидке нарощування часток використання ПрГ і ВДЕ. У 2013 р. ВДЕ-генерація у світовому енергомиксі перевищила частку нафти, а в 2019 – урану. В електроенергомиксах 2018/2019 рр. частки чистої (кліматично нейтральної, тобто суми показників ГЕС-, АЕС- ВДЕ-генерації) енергії складали: для **світу** – $35,04\%/36,38\%$; **ЄС** – $57,33\%/59,67\%$; **України** – $60,89\%/61,40\%$. За видами первинних ПЕР перші місця розподіляються в електроенергомиксах 2018/2019 р. наступним чином:

- **світ**: вугілля – $37,9\%/36,38\%$; ПрГ – $22,8\%/23,3\%$; ГЕС – $15,65\%/15,6\%$; (95,87/97,14 ЕДж);
- **ЄС**: АЕС – $25,3\%/25,6\%$; ВДЕ – $21,4\%/23,9\%$; вугілля – $19,7\%$, ПрГ – $21,5\%$; (11,76/11,57 ЕДж);
- **Україна**: АЕС – $52,8\%/53,8\%$; вугілля – $32,6\%/31,3\%$; ГЕС – $6,5\%$, ПрГ – $5,96\%$; (0,575/0,555 ЕДж).

В структурі виробництва електроенергії в Україні у 2019 році, на відміну від складу світового міксу,

⁶ Приблизно до 2010 року (тобто до початку масштабного впровадження сланцевих технологій) у США з її найбільшими у світі запасами вугілля, з метою сприяння незалежності від імпорту нафти, існувало багато проектів та планів побудови заводів *CtL* (вугілля → синтетичне паливо) потужністю 4,5-12,5 млн.м³/рік за хімією Фішера-Тропша. Аналогічно КНР також у ті часи крупний, а з 2015 року – найбільший імпортер нафти і третя за запасами вугілля країна, планувала масштабні інвестиції у сектор синтетичного палива потужністю 16 млн. м³/рік. У ПАР досі на виробництвах типу *Mossgas*, *Sasol* та інших виробляють $\approx 5,5$ млн. м³/рік малосірчастих дизельних палив. Хоча ці заводи збиткові, вони дотуються урядом як національне надбання. У Катарі побудований найбільший у світі завод *GtL* (природний газ → рідке паливо) продуктивністю 5,4 тис.м³/доба (до 1,7 млн. м³/рік).

домінувала ядерна генерація: 53,9 % (у 2018 – 53 %). Інші види генерації йшли у наступному порядку: ТЕС та ТЕЦ – 36,2 % (36,9 %) [ТЕС ГК – 29,2 % (30 %); ТЕЦ та когенераційні установки – 7,1 % (6,9 %)]; ГЕС та ГАЕС – 5,1 % (7,5 %) [ГЕС – 4,2 % (6,5 %); ГАЕС – 0,9 % (1,0 %)]; альтернативні джерела (ВЕС, СЕС, біомаса) – 3,6 % (1,7 %); блок-станції та інші (крім ГАЕС) джерела – 1,1 % (0,9 %) [22]. Особливість ВДЕ-генерації в структурі виробництва електроенергії України в 2019 році полягала у двократному (у порівнянні з

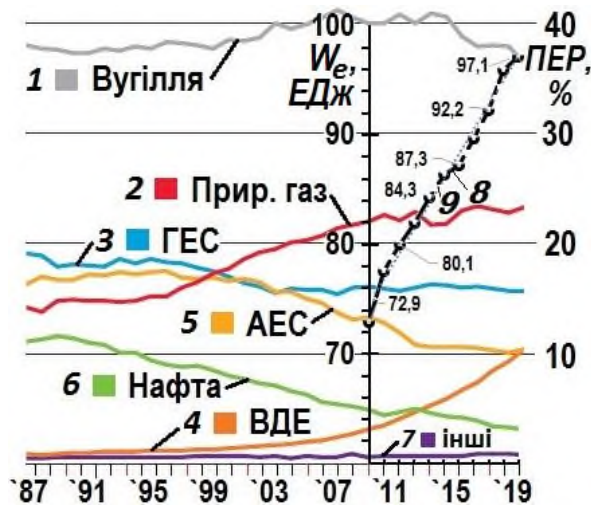


Рис. 4. Світові динаміка та структура сумарного виробництва електроенергії W_e , відображені в річних енергобалансах у останні 33 роки за даними [5]. Суцільні лінії 1 – 7 (шкала справа, у відсотках) – складові щорічного енергетичного міксу: 1 – нафта; 2 – вугілля; 3 – природний газ; 4 – гідравлічна енергія; 5 – ядерна енергія; 6 – відновлювальна енергія; 7 – інші джерела (наприклад, ГАЕС, спалювання відходів). Переривчасті лінії (шкала зліва): 8 – сумарне світове виробництво електроенергії ПЕР W_e (в екзоджоулях) у період 2009-2019 рр.; 9 – лінія тренда W_e . Джерело: [5, 21].

попереднім роком) стрибку частки ВДЕ-генерації з 1,7 % (2018) до 3,6 % (2019) з річним у 2018/2019 роках приростом обсягу генерації на 112 %).

Доведені світові запаси (ДСЗ). Основу ПЕК світу у цілому (і України зокрема) поки що складають ТПЕР. Через високі валові показники промислово розвинуті країни є не тільки лідерами енергетичного переходу, а ще, як наслідок, головними ВПГ-забруднювачами земної атмосфери. Накопичений досвід КНР, США, ФРН, а також економік країн ОЕСР, особливо, десятки країн Північно-Західної Європи+Фінляндія⁷ свідчить не тільки про успіхи, а і про труднощі масштабної реалізації процесу ЕП. Останні, в основному, зумовлені принципово негарантованим об'ємом генерації електроенергії внаслідок переривчастого характеру ВДЕ-генерації.

Очевидно, що успіх виконання кліматичного сценарію <1,5DS в першу чергу залежить від інтенсивності декарбонізації економік, вказаних у табл. 1 (десятка країн та їх угруповання). За абсолютними показниками найбільші інвестиції в дослідження та впровадження кліматично нейтральних технологій зроблені (а також одержані найбільш значні за валовими показниками результати) у КНР та США. Ці дві країни у 2019 році мали найбільші ВПГ (відповідно, 9,83 Гт CO₂, або 28,76% та 4,965 Гт CO₂, або 14,53%; разом 14,795 Гт CO₂, або 43,29 %) і обидві є вільними від зобов'язань щодо Паризької угоди⁸. Безумовно бажано, щоб вказані у табл. 1 промислово розвинуті країни перетворилися з найбільших забруднювачів ВПГ в країни-лідери декарбонізації. Своїм політично-економічним авторитетом вони зможуть мотивувати (наприклад, через спеціальне оподаткування експортно-імпортних операцій) інші держави зайняти більш активну позицію у зниженні ВПГ шляхом докорінної модернізації енергетичної сфери.

У табл. 3 за даними [5] наведено зміни ДСЗ трьох основних видів палива – вугілля, ПрГ, нафти – станом на 1999, 2009, 2019 рр. у натуральних, відносних одиницях та теплових еквівалентах. Розрахунки свідчать, що за 20 останніх років у регіонах, вказаних у табл. 3, відбувалося щорічне зростання ДСЗ на 12 % – 24 %, за винятком 2009 р., коли був зафіксований загальний спад на 13,1%. Індекс *R/P* для нафти у 2019 р. стано-

⁷ Десятку країн Північно-Західної Європи складають (з півдня на північ): Франція, Люксембург, Бельгія, Німеччина, Нідерланди, Данія, Великобританія, Ірландія, Швеція, Норвегія. За винятком Фінляндії, Люксембургу, ці країни, володіють розвинутою береговою лінією, в офшорах яких зосереджено величезний ВЕС-потенціал.

⁸ США ще з часів свого ігнорування Кіотського протоколу проектувалися на те, що для побудови нової енергетики їм достатньо продовжувати сприятливу внутрішню інноваційну політику, як альтернативу міжнародним рамковим регуляторним домовленостям. На цьому шляху США домоглися помітних успіхів.

вив ≈ 50 років відносно *поточного* рівня видобутку. За цим параметром найбільш багатим на нафту регіоном є Америка $R/P=144$ роки, найбіднішим – Європа $R/P=12$ років. ОПЕК належать 70,1% світових резервів. Без врахування потенціалу «сланцевої» нафти (нафти низькопроникних або (високощільних колекторів), країнами з найвищими її запасами є Венесуела (17,5% світових запасів), Саудівська Аравія (17,2%) та Канада (9,8%). На кінець 2019 р., (рис. 2) зберігається чіткий розподіл енергоміксу на дві частини – карбонову (тріаду ВВВП, криві 1-3), яку утворюють нафта=33,1%, вугілля=27,0%, ПрГ= 24,2% (разом 84,3%), та низьковуглецеву (15,7%: ГЕС=6,4%, ВДЕ=5%, АЕС=4,3%). При цьому перша, органічна, частина в енергобалансі світу поки що з великим відривом домінує (84,3%) на фоні сталої частки генерації ГЕС і спаду ядерної генерації, що намітився (крива 5). В неорганічній частині енергоміксу (15,7% від загальної генерації) передують ГЕС (крива 4); на друге місце висунулася ВДЕ–генерація, яка швидко розвивається. Її частка з 2018 р. перевершує ядерну генерацію (крива 6). Споживання ВВВП, наприклад, вугілля, має волатильний характер з рядом падінь, зокрема, у 2018/2019 рр. на -0,9 ЕДж.

Отже, на кінець 2019 р. (рис. 2) найбільшою складовою світового міксу була нафта – 33,1%, на другому Таблиця 3. Доведені світові запаси у відсотках (%) та натуральних одиницях виміру (н.о.в.) основних видів ТПЕР у 1999, 2009 та 2019 рр. за [5].

місці – вугілля (27 %). Частки споживання ПрГ і ВДЕ зросли до рекордних показників – відповідно, 24,2% та 5,0%, а частка ВДЕ-генерації (5,0%) перевищила ядерну (4,3%). При цьому гідроелектрична складова надовго стабілізувалася на рівні $\approx 6\%$.

Спостерігається нерівномірний *просторовий* розподіл ТПЕР на базі ВВВП у межах земної оболонки. В ній світова енергетична статистика виділяє 7 географічних регіонів: Середній Схід, Південна та Центральна Америка, Північна Америка, СНД, Африка, Азіатсько-Тихоокеанський регіон (АТР, або Тихоокеанська Азія), Європа. Насьогодні більша ($\approx 90\%$) частина країн (зі списку ≈ 200 держав,) позбавлена великих власних родовищ або вичерпала їх запаси. У табл. 3 систематизовані дані щодо змін запасів ВВВП та їх структурних складових впродовж останніх двох десятиліть. Первинна статистична інформація міститься у [5]. За підрахунками, які практично співпадають з великою кількістю інших прогнозів, відомих ДСЗ ТПЕР при нинішній інтенсивності їх експлуатації вистачить ще на десятки років: урану та вугілля – 128-153 роки (до 2142, 2170 років), вуглеводнів (нафти, ПрГ) – 51-53 (до 2068-2070), урану – 53 роки до 2070.

Всупереч численним прогнозам, зробленим впродовж багатьох десятиків років, обсяги ДСЗ викопних

Регіон, параметри*	1. Нафта, $\times 10^9$ барелів			2. Прир. газ, $\times 10^9$ м ³			3. Вугілля, $\times 10^{12}$ тон		
	2019	2009	1999	2019	2009	1999	2019	2009	1999
Разом, ДСЗ, н.о.в.	1733,9	1531,8	1277,1	198,8	170,5	132,8	1,0696	0,9282	1,0588
Середній Схід	48,10%	49,20%	53,70%	38,00%	43,20%	39,90%	1,50%	3,50%	5,80%
Півд. & Центр. Америка	18,70%	15,20%	7,50%	4,00%	4,40%	5,20%	1,30%	1,30%	2,00%
Півн. Америка	14,10%	14,20%	18,20%	7,60%	5,50%	5,30%	24,10%	26,40%	24,20%
СНД	8,40%	9,40%	9,40%	32,30%	27,30%	30,00%	17,80%	20,90%	18,50%
Африка	7,20%	8,00%	6,60%	7,50%	8,30%	8,30%	3,97%*	4,14%*	
Тихоокеанська Азія (АТР)	2,60%	3,00%	2,90%	8,90%	8,20%	7,10%	42,70%	35,90%	34,70%
Європа	0,80%	0,90%	1,60%	1,70%	3,10%	4,20%	12,60%	11,90%	14,80%
Разом	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
R, Оцінка ДСЗ, ЗДж	9,90	8,75		7,75	6,65	5,18	22,03	19,12	21,81
P, річне споживання, ЕДж	193,03	167,95		141,45	105,88		157,86	144,53	
Індекс*** (R/P) _{поточн.} , рік	51,3	52,1		54,0	62,9		131,5	133,8	

*Співвідношення між н.о.в. та іншими одиницями: 1 т н.е. = 41,868 ГДж; еквівалент бареля нафти=1 ВОЕ = $5,8 \cdot 10^6$ ВТУ₅₉ $^{\circ}\text{F}=15^{\circ}\text{C}$ = $6,118 \cdot 10^6$ кДж; середні теплоти згоряння: вугілля – 20,6 МДж /кг; ПрГ – 39 МДж /м³; нафти – 41,875 ГДж/т; ефективна калорійність природного U 424 ГДж /кг. *** Індекс (R/P)_{поточн.} розрахований відносно поточних величин видобутку ТПЕР у 2019, 2009 та 1999 р.

палив збільшуються і, як наслідок, час вичерпування нафти, ПрГ, вугілля безперервно відкладається на більш пізніший термін. Зокрема, наявні механізми підвищення продуктивності відомих, як раніше вважалося, вичерпаних родовищ та повернення їх в експлуатацію за рахунок впровадження нових технологій. Так, у 2010 році у США відбулася так звана сланцева технологічна революція, або «Shale Gale» («сланцевий шторм»), завдяки якій США у короткий строк перетворилися з найбільшого у світі імпортера нафти на найбільшого її виробника ($\approx 12,232$ млн. барелів/добу у 2019 році). Зараз США готуються до масштабного експорту вуглеводнів.

Згідно з прогнозами останніх десятиріч інтервал вичерпання основних видів ТПЕР (вугілля, нафти, природного газу, урану) за різними підходами становить 0,5-1,5 сотні років (табл. 2, [17, 18]).

2.3. Власні запаси ТПЕР України

Основу запасів ТПЕР України становлять три ВВВП органічного природного походження – вугілля, природний газ (ПрГ), нафта і два види мінерального палива – уран і торій. Більшість країн світу, у тому числі практично всі країни-члени ЄС, ОЕСР задовольняють основну частину своїх потреб в енергоресурсах шляхом зовнішніх транзитних або прямих поставок. У порівнянні з іншими державами за показником забезпеченості викопними видами палива Україна перебуває у досить задовільному стані: по вугіллю – на 8 місці (зі списку 38 країн), по ПрГ – 23 (зі 102 країн), по нафті – 36 (98). ЕнБ України значною мірою інтегрована в структуровану світову систему ЕнБ. З 2009 року Україна, як одна із 25 країн 9 з високим енергоспоживанням, регулярно досліджується щодо національної ЕнБ Інститутом глобальної енергетики (GEI – Global Energy Institute) при Торговій палаті США. За сукупністю ризиків Україні кожного разу дістається останнє місце у відповідному рейтингу. При цьому вказане відбувається незважаючи на те, що Україна за окремими ресурсними показниками (такими як підтверджені геологічні запаси і реальні обсяги видобутку вугілля, ПрГ, сирої нафти, урану) або за їх комплексними оцінками переважає багато країн з більшим рейтингом ЕнБ (наприклад, Данію, Японію, Нову Зеландію, Південну Корею, Туреччину, ...). Низькі

показники ЕнБ України у рейтингу GEI не свідчать про критичну ситуацію з загрозою вітчизняній ЕнБ за ресурсними показниками, а тим більше про існування для неї глобальної загрози. Скоріше за все, низькі рейтинги є сигналом невдалої енергетичної державної політики або проявом недоліків у створенні та реалізації програм економічної та національної безпеки. Досвід держави, яка відносно недавно імпортувала вугілля антрацитової групи зі всього світу (у тому числі з Південної Африки, Пенсильванії), через схему Роттердам+ завозила інші марки енергетичного вугілля; реалізувала 100 % нефізичний реверс трубопровідного ПрГ; практично не мала проблем на внутрішньому ринку автомобільних бензинів та дизельного палива 10, підтверджує цю тезу. Дефіцит ТПЕР може перетворитися на загрозу глобального характеру для України лише з початком виснаження світових запасів викопних ПЕР.

Розглянемо дещо детальніше питання щодо резервів вугілля і його видобутку в Україні. На рис.4, ламана 1 відображає динаміку видобутку вугілля в Україні у період 1910-2019 років за даними [23-26].

Експерти вважають, що величина доведених запасів вугілля в Україні сягає 33,983 млрд. т (у т.ч. 15,351 млрд. т антрациту і бітумного вугілля; 18,522 млрд. т лігніту), що відповідає 4 % світових запасів, і четвертому (після РФ, ФРН, Польщі) місцю в Європі.

Вугілля в Україні видобувається, головним чином, у Донецькому і Львівсько-Волинському (ЛВБ) вугільних басейнах. У Донецькому басейні за різними оцінками зосереджено від 87 % до 92,4 % доведених запасів українського вугілля. У ЛВБ потенціал щорічного видобутку оцінюється величиною до 14 Мт вугілля. Але в останні роки цей показник скоротився до 4 Мт, у 2019 р. – до 1,43 Мт (табл. 4). Зараз розглядається сценарій, згідно з яким у ЛВБ залишаться лише дві шахти з 15 активних. Головними споживачами вугілля ЛВБ є Бурштинська та Добротвірська ТЕС.

Ще більш складна картина вуглевидобутку має місце в Донбасі. За геологічними умовами більшість вугільних пластів Донбасу залягають глибоко ($1,0 \div 1,3$ км), є малопотужними (товщина $0,6 \div 1,5$ м), характеризуються високим вмістом сірки і через високий вміст шахтного

⁹ Цей список утворює 17 держав, що входять до групи G-20, 6 країн із ОЕСР (Данія, Нідерланди, Нова Зеландія, Норвегія, Польща, Іспанія), Таїланд та Україна.

¹⁰ При цьому в країні працює єдиний потужний, але хронічно недозавантажений до проектної потужності нафтопереробний завод (Кременчуцький НПЗ), призначений для виробництва дизельного палива марок ДТ-Л-Евро4-В0, ДТ-3-Евро4-В0, ДТ-Арк-Евро4-В0, ДТ-Л-Евро5-В0, ДТ-3-Евро5-В0, ДТ-Арк-Евро5-В0 та автомобільних бензинів марок А-92-Евро4-Е5 і А-95-Евро4-Е5. Кременчуцький НПЗ лише частково покриває потреби країни в автомобільному паливі, решта надходить через імпорт.

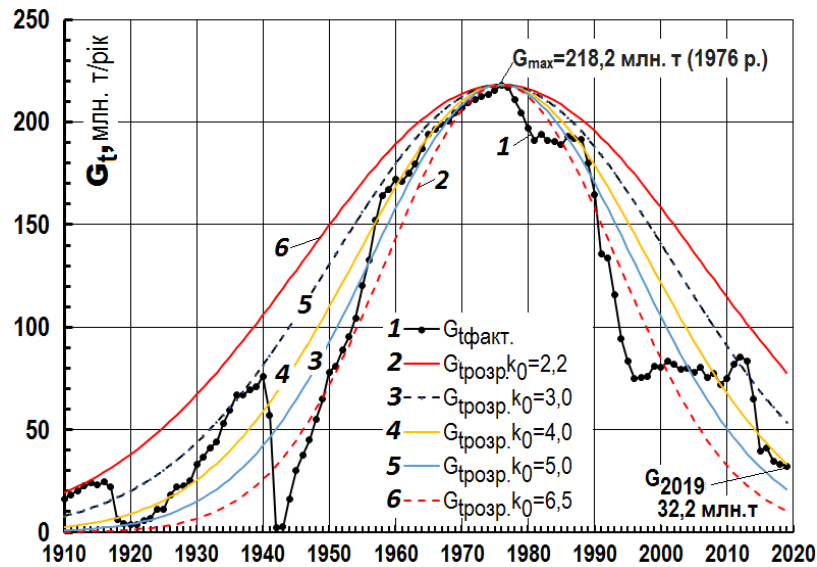


Рис. 4. Фактична (для України) 1 і модельні в наближенні М.К. Хабберта криві 2-6 видобутку вугілля в Україні.

Таблиця 4. Видобуток енергетичного вугілля в Україні у 2018-2019 рр., Мт. за [29]

Область	2018		2019		Δ 2019-2018
Дніпропетровська	19,778	72,0%	17,731	71,2%	-10,35%
Донецька	5,535	20,1%	5,412	21,7%	-2,22%
Львівська	1,574	5,7%	1,360	5,46%	-13,60%
Луганська	0,492	1,8%	0,329	1,32%	-33,13%
Волинська	0,099	0,4%	0,070	0,28%	-29,29%
Разом	27,478	100%	24,902	100%	-9,37%

метану вибухонебезпечні. Найзручніші для видобутку поклади вугілля на Донбасі за більш ніж 100 років вже відпрацьовані. Як наслідок виникла проблема високої собівартості українського вугілля, що на фоні його високозольності ускладнило умови як функціонування вітчизняної промисловості, так і можливості вугільного експорту. Вуглевидобуток в Україні до 2014 року значною мірою відносився до дотаційних галузей економіки. Розміри дотацій у 2012 р. склали 15 млрд. \$, а на 2013 рік було заплановано понад 13 млрд. \$ [27]. Обсяги державної підтримки вугільної галузі (15 та 13 млрд. \$) [28] були співставними з військовим бюджетом України у 2013 році – 18,8 млрд. \$ (при курсі долару приблизно в три рази меншому ніж зараз).

Раніше домінувала думка, що вугільна галузь України є однією з ключових, здатна забезпечити енергетичні потреби економіки і більш того працювати на експорт. Ще у лютому 2011 р. в Україні планувалося задля зниження імпорту ПрГ збільшити видобуток вугілля з 74 Мт у 2010 р. до 100-105 млн т. Локальний

максимум видобутку за період 2010-2013 рр. був пройдений у 2012 р. і становив 86 Мт. За даними Держстату України через форс-мажорні обставини у 2014 р. видобуток вугілля в Україні скоротився на 30,5 %, в 2015 р. – на 38,1 % порівняно з попередніми роками [29-30]. У 2019 році було видобуто 32,2 Мт, з них 24,901 Мт енергетичного вугілля, що на 9,4% менше, ніж в 2018 році (табл. 4). У 2018 році зниження темпів видобутку було меншим у порівнянні з 2017 р. – 2,2%. Шахти вертикально структурованого холдингу ДТЕК у 2019р. видобули 18,207 Мт вугілля (89,8% від плану Мінекоенерго), що, однак, менше на 10,3 %, ніж у попередньому 2018 році. Сьогодні лідерство у видобутку енергетичного вугілля в Україні перейшло з донецько-луганського регіону в Дніпропетровську область - у західну частину Донецького басейну.

На рис. 4 (криві 2-6) у наближенні моделі МІФІ (1) представлено апроксимації кривих видобутку вугілля в Україні. Вихідним параметром цих модельних кривих було значення вугільного піку (218,2 млн./1976 рік).

Параметр k_0 (фізичний смисл якого початковий темп видобутку вугілля при $t = 1910$ р.) варіювався в діапазоні від 2,2 до 6,5. Апроксимації з варіюванням k_0 охопили фактичну криву 1 видобутку вугілля (для України, в основному, – донецького), яка враховує множинну факторів економічного і політичного характерів різноспрямованої дії, у тому числі дві світові війни, Громадянську війну, індустріалізацію, деіндустріалізацію, перехід до нової технологічної епохи тощо.

Незважаючи на те, що до вичерпання 33,983 млрд. тон доведених резервів вугілля в Україні ще далеко, практична здатність задовільняти потреби країни в енергії за рахунок Донбасу вибрана майже повністю. Прикладами країн, вугільні басейни яких пройшли піки видобування, є Великобританія (1913 р.), Японія (початок 1940-х) та ін. Донбас чекає доля всіх вироблених вугільних басейнів світу. Найбільш масштабними прикладами успішного вирішення питань адаптації до нових реалій депресивних вугледобувних районів в Європі є ФРН та В. Британія, де шахтний спосіб видобутку вугілля повністю припинено. Населення колишніх мономіст завдяки спеціальним соціально-економічним програмам розвитку знайшло своє місце в реаліях нового постіндустріального суспільства. Актуальним питанням в Україні є пошук підходів щодо відродження Донбасу на базі національних моделей неоіндустріального (високотехнологічного) розвитку. Відповідні роботи ведуться в академічних інститутах економічного профілю, зокрема в Інституті економіки та прогнозування, Інституті економіки промисловості НАНУ, Національному інституті стратегічних досліджень.

Оцінки запасів нафти і газу в Україні в контексті безпеки її нафтогазової галузі наводяться в [31].

Щодо перспектив розвитку ядерної енергетики України, то вони значною мірою пов'язані зі світовими запасами ядерного палива. Оскільки запаси основного виду цього палива (^{235}U) набагато поступаються іншим видам ТПЕР, то даний факт можна вважати одним із чинників світового тренду зменшення нового будівництва об'єктів ядерної генерації на фоні постійного виведення з експлуатації застарілих ядерних енергоблоків. Тобто не в останню чергу уповільнення розвитку ядерної енергетики зумовлено загальним дефіцитом ядерного палива у порівнянні з ВВВП: за даними [18] наразі у світовому енергоміксі ТПЕР, який складається з ВВВП та ^{235}U , енергетичний потенціал ВВВП оцінюється в 90%, а на ^{235}U (як паливо для реакторів на теплових нейтронах) припадає лише 10 %. Однак в дискусії про шляхи розвитку енергетики певне місце належить позитивним оцінкам перспектив розвитку АЕС. Якщо взяти до уваги

гібридні технології ядерної енергетики, що суміщають генерацію в реакторах як на теплових (паливо ^{235}U), так і на швидких нейтронах (паливо ^{238}U), то ситуація зі співвідношенням енергоресурсів кардинально зміниться. По-перше, світових геологічних запасів ^{238}U в 15 разів більше, ніж ^{235}U . По-друге, енергетичний потенціал палива в технологіях електрогенерації, які включають процеси брідінгу, в 142 рази більше, ніж в традиційних АЕС [18]. За цих умов енергетичний потенціал міксу ТПЕР=ВВВП+ ^{235}U + ^{238}U + ^{232}Th на 94% буде складатися з потенціалу ядерних палив і лише на 6% з потенціалу ВВВП [18].

Висновки

Виконано аналіз впливу на енергетичну безпеку України однієї з найважливіших зовнішніх наднаціональних загроз, пов'язаної з вичерпанням довгострокових енергетичних ресурсів. При цьому:

1. В контексті енергетичної безпеки розглянуто стан розвитку енергетичного переходу в світі та в Україні і зроблено висновок про те, що підкритичні антропогенні викиди парникових газів стають пороговими параметрами для задач про термін вичерпаності викопної енергетичної сировини.

2. Розглянуто особливості споживання ПЕР в останні роки у світі в цілому, в ЄС та в Україні:

- у світі в цілому впродовж п'ятнадцяти років має місце майже регулярне підвищення обсягів споживання традиційних ПЕР з середнім темпом 1,26%/рік (6,7 з ЕДж/рік) та різні за характером еволюційні зміни складових структури енергоспоживання (з початку 21 сторіччя спостерігається стійка тенденція до зменшення частки споживання нафти, з 2009 року – помітне зростання у міксі частки природного газу; з 2016 року – після десятирічної стабілізації – споживання вугілля почало втрачати позиції економічно привабливого виду палива);

- в ЄС у період з 1990 по 2019 р. спостерігається практичне «заморожування» обсягів використання ПЕР при прирості ВВП приблизно на 60% та зменшенні його енергоемності на 37%;

- в електроенергоміксах України за 2019 р. перші місця розподіляються таким чином: АЕС – 53,8, вугілля – 31,3%, ПрГ – 5,96%.

3. Наведено огляд джерел щодо доведених світових запасів ТПЕР. Відмічається, що всупереч численним прогнозам обсяги ДСЗ викопних палив з часом збільшуються і відповідно терміни вичерпання нафти, ПрГ, вугілля, урану відкладаються на пізніший термін. За прогнозами останніх десятиріч інтервал вичерпання вказаних видів ПЕР становить 0,5...1,5 сотні років.

4. Розглянуто питання щодо власних запасів ТПЕР України. Згідно з наведеними даними у порівнянні з іншими державами світу за показником забезпеченості викопними видами палива Україна перебуває у задовільному стані: по вугіллю – на 8 місці, по ПрГ – на 23 і по нафті – на 36 місці у світі. Вказується на перспективність розвитку в Україні ядерної енергетики (як одного з напрямів декарбонізації енергетики у французькій інтерпретації) з огляду на значні світові геологічні запаси різних ізотопів урану. При цьому відмічається, що на особливу увагу заслуговують гібридні технології ядерної енергетики. З огляду на вимоги щодо допустимих бюджетів емісії CO₂ доцільним також вважається обмеження використання вугілля, його часткове заміщення ПрГ, електрифікація транспорту і, що особливо важливо, розвиток ВДЕ генерації.

ЛІТЕРАТУРА

1. Халатов А.А., Фіалко Н.М., Тимченко М.П. Енергетична безпека України: методологічні засади оцінки рівня безпеки та порівняльний аналіз поточного стану. // Теплофізика та теплоенергетика. — 2020. — Т. 42, № 2. — С. 18–30.
2. Національний суверенітет України в умовах глобалізації: Національна доповідь. — К.: Парламентське вид-во, 2011. — 112 с.
3. Мазур І.М. Аналіз глобальної енергетичної безпеки: теоретичні та прикладні засади // Економічний аналіз: Зб. наук. праць / Тернопільський нац. екон. у-ет; редкол.: С. І. Шкарабан (гол. ред.) та ін. — Тернопіль: ВПЦ ТНЕУ “Економічна думка”, 2013. — Том 14. — № 1. — С. 94–105.
4. Харазішвілі Ю. М. Ідентифікація рівня енергетичної безпеки України з позицій сталого розвитку. Економіка промисловості. 2019. № 4 (88). С. 5–27. doi: <http://doi.org/10.15407/econindustry2019.04.005>.
5. BP Statistical Review of World Energy 2020. — 68 p.
6. Olivier J.G.J., Peters J.A.H.W. Trends in global CO₂ and total greenhouse gas emissions. 2019 Report. The Hague, 2020 PBL publication number: 4068. — 70 p. https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2020-trends-in-global-co2-and-total-greenhouse-gas-emissions-2019-report_4068.pdf
7. BP Statistical Review of World Energy 2019. — 62 p.
8. Greenhouse gas emission statistics - emission inventories. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Greenhouse_gas_emission_statistics_-_emission_inventories
9. IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5 °C <https://www.ipcc.ch/sr15/>
10. Emissions Gap Report 2019 <https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/30797/EGR2019.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
11. Lessons from a decade of emissions gap assessments. <https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/30022/EGR10.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
12. Hubbert M.K. Nuclear Energy and the Fossil Fuels, Presented before the Spring Meeting of the Southern District, American Petroleum Institute, Plaza Hotel, San Antonio, Texas, March 7–8–9, 1956. <http://www.hubbertpeak.com/hubbert/1956/1956.pdf>
13. Ritchie H. 2017, How long before we run out of fossil fuels? <https://ourworldindata.org/how-long-before-we-run-out-of-fossil-fuels>
14. Brandt R. Testing Hubbert Energy Policy. Vol. 35, Issue 5, May 2007. — Pages 3074–3088. Hubb
15. Höök M., Zittel W., Schindler J., Aleklett K. 2010. Global coal production outlooks based on a logistic model. Fuel. Vol 89. — Pp. 3546 - 3558.
16. Rutledge D. Estimating long-term world coal production with logit and probit transforms. International Journal of Coal Geology. Vol. 85, 2011. — Pp. 23–33.
17. Ульянин Ю.А., Харитонов В.В., Юришина Д.Ю. Перспективы ядерной энергетики в условиях исчерпания традиционных энергетических ресурсов. Изв. ВУЗов, Ядерная энергетика, №4, 2017. — С. 5–16.
18. Ульянин Ю. А., Харитонов В. В., Юришина Д. Ю. Прогнозирование динамики исчерпания традиционных энергетических ресурсов Проблемы прогнозирования”, №2 2018. - С. 60–71.
19. World Energy Outlook 2010, IEA, 2010 — Pp.48, 101, 119, 125.
20. World oil production from 1998 to 2019. <https://www.statista.com/statistics/265203/global-oil-production-since-in-barrels-per-day/>
21. Energy intensity in Europe <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/total-primary-energy-intensity-4/assessment-1>].
22. Динаміка і структура виробництва електроенергії в ОЕС України у 2019 році. <https://vse.energy/news/pek-news/electro/1031-electricity-2019>
23. Білецький В.С. Вугільна промисловість. // В кн.: Мала гірнича енциклопедія, т. 1 / За редакцією В.С.Білецького. — Донецьк: Донбас, 2004. — 640 с.
24. Сургай М. С., Толстой М. М. Вугільна промисловість// Енциклопедія Сучасної України. http://esu.com.ua/search_articles.php?id=30072
25. Об'єм добычи угля в Україні 15 ноя 2017. <http://reform.energy/analitics/obem-dobychi-uglya-v-ukraine-za-26-let-sokratilsya-v-4-raza-minenergouglya-infografika-4044>;

26. *Добыча угля в Україні.* <http://uglex.com/articles/234-zapasy-uglya-v-ukraine.html>;

27. *Денков Д.* Вугільні дотації: хто і скільки/ Економічна правда, 1 12.2014. <https://www.epravda.com.ua/rus/columns/2014/12/1/509687/> ===13млрдгрн.

28. *Архангельський Ю.* Як справи з нашим вугіллям? «Дзеркало тижня. Україна», 27.06.2014. https://zn.ua/ukr/energy_market/yak-spravi-z-nashim-vugillyam-.html ===15 -34млрдгрн. Яценюк

29. *Обсяги видобутку енергетичного вугілля в Україні в 2019 році знизилися на 9,4%.* <https://kosatka.media/uk/category/ugol/analytics/ukrainskie-shahty-uskorili-snizhenie-tempov-dobychi-uglya>

30. *Кулицький С.* Вугільна промисловість України: сучасний стан і проблеми розвитку. // Україна: події, факти, коментарі. – 2016. – № 17. – С. 37–44.]

31. *Леценко І.Ч.* Аналіз індикаторів енергетичної безпеки нафтогазової галузі України// Проблеми загальної енергетики. – 2019, Вип. 2. – С. 4-12.

ENERGY SECURITY OF UKRAINE: THE THREAT OF LONG-TERM ENERGY RESOURCES DEPLETION

Khalatov A.A., Fialko N.M., Tymchenko M.P.

Institute of Engineering Thermophysics of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2a, Marii Kapnist Str., Kyiv, 03680, Ukraine

<https://doi.org/10.31472/ttpe.3.2020.1>

In the context of the energy transition, the impact on the energy security of Ukraine of the global threat of depletion of the main types of fossils of traditional energy resources is analyzed. The peculiarities of FER consumption in the recent period in the world as a whole, in the EU and in Ukraine are considered. It points to the fundamental difference in the dynamics of consumption of fossil fuels in the world as a whole and in the EU. The data concerning the proved world reserves of traditional energy resources and terms of their exhaustion are given. Estimates of fossil fuels own stocks in Ukraine are presented and prospects of their use are considered. It is indicated that the development of nuclear energy in Ukraine is promising (as one of the directions of decarbonization of energy in the French interpretation) given the significant world geological reserves of various uranium isotopes. At the same time, it is noted that hybrid technologies of nuclear power deserve special attention.

References 31, tables 4, figures 4.

Key words: energy security, energy transition, Hubbert curve, fossil conventional energy resources, world proven reserves.

1. Khalatov A.A., Fialko N.M., Tymchenko M.P. [Energy security of Ukraine: methodological foundations for assessing the level of security and a comparative analysis of the current state]. // [Thermophysics and thermal power engineering]. – 2020. – T. 42, № 2. – Pp. 18–30. (Ukr.)

2. *Natsionalnij suverenitet* Ukrayini v umovah globalizatsiyi: [National sovereignty of Ukraine in the context of globalization: National report]. — K.: Parlamentske vid-vo, 2011. — 112 s. (Ukr.)

3. Mazur I.M. [Analysis of global energy security: theoretical and applied principles] // [Economical analysis. Collection of scientific papers]. Ternopil nat. econom. university; editorial board: S.I.Shkaraban (chief editor), etc. – Ternopil: VPC TNEU “Ekonomichna dumka”, 2013. – V 14. – № 1. – P. 94–105. (Ukr.)

4. Kharazhivili Yu. M. [Identification of the level of energy security of Ukraine from the standpoint of sustainable development]. // [Economics of industrial.]. 2019. № 4 (88). P. 5–27. doi: <http://doi.org/10.15407/econindustry2019.04.005>. (Ukr.)

5. *BP Statistical Review of World Energy 2020*. – 68 p. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>

6. Olivier J.G.J., Peters J.A.H.W. Trends in global CO₂ and total greenhouse gas emissions. 2019 Report. The Hague, 2020 PBL publication number: 4068. – 70 p. https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2020-trends-in-global-co2-and-total-greenhouse-gas-emissions-2019-report_4068.pdf/

7. *BP Statistical Review of World Energy 2019*. – 62 p. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>

8. *Greenhouse gas emission statistics - emission inventories*. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Greenhouse_gas_emission_statistics_-_emission_inventories

9. *IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5 °C*. <https://www.ipcc.ch/sr15/>

10. *Emissions Gap Report 2019*. <https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/30797/EGR2019.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

11. *Lessons from a decade of emissions gap assessments*. <https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/30022/EGR10.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

12. Hubbert M.K. Nuclear Energy and the Fossil Fuels, Presented before the Spring Meeting of the Southern District, American Petroleum Institute, Plaza Hotel, San Antonio, Texas, March 7–8–9, 1956. <http://www.hubbertpeak.com/hubbert/1956/1956.pdf>

13. Ritchie H. 2017, How long before we run out of fossil fuels? <https://ourworldindata.org/how-long-before-we-run-out-of-fossil-fuels>

14. Brandt R. Testing Hubbert Energy Policy. Vol. 35, Issue 5, May 2007. – Pages 3074–3088. Hubb

15. Höök M., Zittel W., Schindler J., Aleklett K. 2010. Global coal production outlooks based on a logistic model. *Fuel*. Vol 89. – Pp. 3546 - 3558.

16. Rutledge D. Estimating long-term world coal production with logit and probit transforms. *International Journal of Coal Geology*. Vol. 85, 2011. – Pp. 23–33.

17. Ulyanin Yu.A., Kharitonov V.V., Yurshina D.Yu. [Prospects for nuclear energy in the conditions of exhaustion of traditional energy resources]. [Nuclear Energy], 2017, №4. – Pp. 5–16. (Rus)

18. Ulyanin Yu. A., Kharitonov V. V., Yurshina D. Yu. [Forecasting the dynamics of depletion of traditional energy resources]// [Problems of forecasting], 2018, №2. - Pp. 60–71. (Rus)

19. *World Energy Outlook 2010*, IEA, 2010 – Pp.48, 101, 119, 125. <https://www.oecd.org/berlin/46389140.pdf>
20. *World oil production from 1998 to 2019*. <https://www.statista.com/statistics/265203/global-oil-production-since-in-barrels-per-day/>
21. *Energy intensity in Europe*. <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/total-primary-energy-intensity-4/assessment-1>
22. [Dynamics and structure of electricity production in the UES of Ukraine in 2019]. <https://vse.energy/news/pek-news/electro/1031-electricity-2019>
23. *Biletskij V.S.* [Coal industry] // [In the book: Small Mining Encyclopedia, vol. 1 / Edited by V.S.Biletsky]. – Donetsk: Donbas, 2004. – 640 p. (Ukr.)
24. *Surgaj M. S., Tolstoj M. M.* [Coal industry]. // [Encyclopedia of modern Ukraine] http://esu.com.ua/search_articles.php?id=30072 (Ukr.)
25. [The volume of coal production in Ukraine 15 Nov. 2017] // <http://reform.energy/analitics/obem-dobychi-uglya-v-ukraine-za-26-let-sokratilsya-v-4-raza-minenergouglya-infografika-4044>;
26. *Dobycha uglya v Ukraine*. [Coal mining in Ukraine]. <http://uglex.com/articles/234-zapasy-uglya-v-ukraine.html>;
27. *Dyankov D.* [Coal subsidies: who and how much] // [Economic truth], 1 12.2014. <https://www.epravda.com.ua/rus/columns/2014/12/1/509687/> (Ukr.)
28. *Arhangel'skij Yu.* [What about our coal?] // [The mirror of the week. Ukraine], 27.06.2014. https://zn.ua/ukr/energy_market/yak-spravi-z-nashim-vugillyam-.html. (Ukr.)
29. [Volumes of thermal coal production in Ukraine in 2019 decreased by 9.4%] <https://kosatka.media/uk/category/ugol/analitics/ukrainskie-shahty-uskorili-snizhenie-tempov-dobychi-uglya> (Ukr.)
30. *Kulitskij S.* [Coal industry of Ukraine: current state and problems of development.] // [Ukraine: events, facts, comments] – 2016. – № 17. – Pp. 37–44. (Ukr.)
31. *Leshchenko I.Ch.* [Analysis of indicators of energy security of the oil and gas industry of Ukraine] // [Problems of general energy]. - 2019, Iss. 2. - Pp. 4-12. (Ukr.)

Отримано 06.08.2020

Received 06.08.2020