

Національна академія наук України
Відділення фізико-технічних проблем енергетики

УДК 620.9
ББК 31

Затверджено до друку
вченою радою Інституту загальної енергетики НАН України.
Протокол № 8 від 16 червня 2017 року.

М.М. Кулик, В.П. Горбулін,
О.В. Кириленко

Рецензенти: Стогній Б.С., академік НАН України,
Якименко Ю.І., академік НАН України

Автори: Кулик М.М., Горбулін В.П., Кириленко О.В.

КОНЦЕПТУАЛЬНІ ПІДХОДИ ДО РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

Концептуальні підходи до розвитку енергетики України (аналітичні матеріали) / Інститут загальної енергетики НАН України, 2017. – 78 с.

(аналітичні матеріали)

ISBN 978-966-02-8281-0

У представлених аналітичних матеріалах викладено результати досліджень з оцінки макроекономічних показників розвитку галузей економіки України та на їх основі розроблено прогнози попиту на основні види енергоресурсів. Отримані результати використано для дослідження стану та розроблення напрямів і рівнів розвитку окремих секторів енергетичної галузі на період до 2040 року. Виділено також екологічні проблеми, питання енергетичної безпеки та визначено обсяги, джерела й механізми необхідного інвестування в енергетичний сектор країни.

Видання розраховане на фахівців, що приймають управлінські рішення з питань забезпечення подальшого розвитку енергетики, а також наукових та інженерно-технічних працівників, менеджерів, які працюють у сфері паливно-енергетичного комплексу. Може бути корисним викладачам та студентам вишів.

Київ
2017

ISBN 978-966-02-8281-0

© Кулик М.М., 2017
© Горбулін В.П., 2017
© Кириленко О.В., 2017

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	4
ПЕРЕДМОВА.....	5
1. МАКРОЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ РОЗВИТКУ УКРАЇНИ.....	15
2. ПРОГНОЗИ ПОПИТУ НА ОСНОВНІ ВИДИ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ.....	18
3. СТАН ТА ПРІОРИТЕТНІ НАПРЯМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ	24
3.1. Поточний стан електроенергетичного комплексу.....	24
3.2. Науково-технічний прогрес в електроенергетичному комплексі.....	27
3.3. Структура генеруючих потужностей ОЕС України.....	35
4. СТАН І НАПРЯМИ РОЗВИТКУ ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ.....	37
5. СТАН І ПРОГНОЗИ РОЗВИТКУ НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ УКРАЇНИ.....	44
6. СТАН ТА СТРУКТУРНИЙ РОЗВИТОК СИСТЕМ ТЕПЛОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ.....	57
7. ВІДНОВЛЮВАНІ ТА НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ (ВНДЕ).....	63
8. ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГЕТИКИ.....	64
9. ЕНЕРГЕТИЧНА БЕЗПЕКА.....	67
10. ОБСЯГИ, ДЖЕРЕЛА ТА МЕХАНІЗМИ ІНВЕСТУВАННЯ.....	69
11. РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	75
12. ПІСЛЯМОВА.....	77

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АЕС	– атомна електростанція
ВАТ	– відкрите акціонерне товариство
ВВП	– валовий внутрішній продукт
ВДВ	– валова додана вартість
ВДЕ	– відновлювані джерела енергії
ВЕД	– вид економічної діяльності
ВЕС	– вітрова електростанція
ВЕР	– вторинні енергоресурси
ВЯП	– відпрацьоване ядерне паливо
ГАЕС	– гідроакумуюча електростанція
ГЕС	– гідравлічна електростанція
ГПЗ	– газопереробний завод
ГТС	– газотранспортна система
ГК	– генеруюча компанія
ДП	– державне підприємство
ЕЕК	– електроенергетичний комплекс
ЕК	– електрокотел
МГ	– магістральний газопровід
НАК	– національна акціонерна компанія
НПЗ	– нафтопереробний завод
ОЕС	– об'єднана електроенергетична система
ПАТ	– приватне акціонерне товариство
ПЕК	– паливно-енергетичний комплекс
ПЕР	– паливно-енергетичний ресурс
РАВ	– рідкі радіоактивні відходи
СДЦ	– система децентралізованого теплопостачання
СЕС	– сонячна електростанція
СПГ	– скраплений природний газ
СЦТ	– система централізованого теплопостачання
ТЕС	– теплова електростанція
ТЕЦ	– теплоелектроцентрально
ТВЗ	– тепловиділяюча збірка
ТН	– тепловий насос
ФЕС	– фотоелектрична станція

ПЕРЕДМОВА

Зростання економіки країн світу в першу чергу здійснюється за рахунок інноваційно-інвестиційного розвитку енергетики. В той же час для учасників глобальних енергетичних ринків різко зростає невизначеність їх майбутнього, що пов'язано з полярними оцінками процесів, які розходяться за своєю спрямованістю в рамках реалізації ринкових стратегій. З'являються нові рішення, які свідчать про зміну парадигми енергетики в цілому. Все це пов'язано з протиріччями світової енергетики (система суперечностей): територіально-технологічними, організаційними (фірми різних типів), економічними (енергетичний ринок), регулятивними (регулювання балансу), політичними (енергетична безпека), сценарними (напрями розвитку). Виникають нові вимоги до енергетики: забезпечення стійкості енергетики в умовах кризових явищ, створення нових технологій генерування, зберігання і передачі енергії, перехід до організації «інтелектуального» керування в енергетиці, створення автономних джерел енергії. Значною мірою це пов'язано з реалізацією концепції Smart Grid.

При цьому ставиться задача переходу до моделі «нова парадигма». Мова йде про перетворення споживачів енергії в її виробників, з покупців енергії в централізованій системі у покупців потужностей для виробництва ресурсів. Це дає можливість, по-перше, підвищити саморегулюючу роль споживання, по-друге, мобілізувати технології децентралізованого виробництва енергії, по-третє, підвищити цінність локальних ресурсів, по-четверте, перейти до «розумного» споживання. При цьому необхідно забезпечити баланс у визначенні енергетичної стійкості – «енергетична трилема»:

- енергетична безпека – ефективна організація поставки первинної енергії з національних і зарубіжних джерел, надійність енергетичної інфраструктури і спроможність постачальників енергії задовольнити поточний і майбутній попит;

- енергетична рівність – наявність і доступність енергії для населення;

- екологічна стійкість – ефективність пропозиції й попиту енергії при забезпеченні мінімального впливу на довкілля, в тому

числі з урахуванням пропозицій щодо застосування відновлюваних та інших маловуглецевих джерел.

Слід зазначити, що в жодній країні світу поки що немає ідеального балансу всіх складових енергетичної стійкості. На цей час перехід до нової енергетики вже почався, а її повна структура сформується між 2020–2030 рр.

Енергоефективність повсюдно визнана як ключовий інструмент в енергетичній стратегії, проте нинішніх зусиль явно недостатньо для реалізації її повного економічного потенціалу. Сценарій «ефективного світу» показує як подолання перешкод для інвестицій в енергоефективність може розблокувати цей потенціал і принести вигоду для енергетичної безпеки, економічного зростання та збереження навколишнього середовища.

Регіональні відмінності цін на енергоносії визначають рівень конкурентоспроможності промисловості й впливають на стратегію розвитку компаній та прийняття інвестиційних рішень. При цьому енергоефективність є предметом підвищеної уваги. Вона визначає рівень економічної вигоди і конкурентоспроможності. Енергоефективність дає змогу нейтралізувати напруженість у системі поставок енергоносіїв і зменшує вплив регіональних цін на конкурентоспроможність кожного регіону.

На відновлювані джерела енергії припадає майже половина зростання світового виробництва електроенергії до 2035 р., а 45 % цього зростання складе використання вітрової та сонячної енергії.

Слід зазначити, що у багатьох регіонах дешевше виробляти електроенергію з вугілля, ніж з газу, але на конкуренцію між ними в подальшому вплине вживання заходів з підвищення ефективності виробництв, скорочення забруднюючих викидів і парникових газів.

Регіональні ринки газу відрізняються один від одного, проте універсальність та екологічні переваги використання природного газу в порівнянні з іншими видами викопного палива можуть дати змогу йому виграти першість у більш довгостроковій перспективі.

Основною метою сучасного розвитку енергетики в світі є забезпечення стійкого розвитку економіки. Це реалізується шляхом підвищення енергетичної ефективності, яка пов'язана з використанням економічно ефективних і екологічно «чистих» енергетичних ресурсів. Доступність значної частини цих ресурсів зменшується через їх невідновлюваний характер, зростання цін на їх видобуток і

транспортування, негативність екологічних і соціальних впливів. Тому на сьогодні відбувається переоцінка ролі багатьох сучасних енергетичних технологій виробництва, транспортування, передачі та споживання енергії.

У першу чергу мова йде про електричну енергію як найбільш ефективний вид серед енергоносіїв, який більш за всіх сприяє скороченню частки викопного палива в світовому енергетичному балансі. Вона відрізняється універсальністю, економічністю, екологічністю і найбільш відповідає вимогам сучасного споживача, можливістю широкого застосування, розвитку автоматизації та інформатизації виробничого процесу за умови прийнятної вартості отримання.

Технології використання відновлюваних джерел енергії, які є одним з найважливіших компонентів низьковуглецевих енергоресурсів, продовжують швидко розвиватися по всьому світу за допомогою інвестицій.

Ядерна енергетика залишиться складовою частиною національних енергетичних стратегій навіть у тих країнах, які здійснюють поетапне закриття атомних станцій і шукають їм заміну. Незважаючи на труднощі, з якими на цей час стикається атомна енергетика, її властивості досить привабливі для ряду країн, які не відмовляються від неї. Атомна енергія дає одну з небагатьох можливостей великомасштабних заходів зі скорочення викидів вуглекислого газу, оскільки вона не використовує вуглецевмісні первинні палива.

Восени 2016 року російські ЗМІ повідомили, що Білоярська АЕС в енергосистему Росії видала енергію з блока з реактором на швидких нейтронах БН-800 потужністю 800 МВт, що є прототипом більш потужних комерційних «швидких» реакторів. У Інституті фізики плазми Спілки Макса Планка роком раніше були проведені тестові пуски термоядерного реактора. У США та Франції спроектовано атомні реактори з можливістю глибокого розвантаження (на 40 % від номінальної потужності).

Конструктори вітрових електрогенераторів довели їх одиничну встановлену потужність близькою до 10 МВт, є значний прогрес в установленні фотогальванічних генераторів. У тепловій генерації значні очікування пов'язуються з енергоблоками на суперкритичні параметри пари та установки на низькокиплячих робочих тілах.

Однак бар'єрами для реалізації зазначених можливостей є упередженість світової спільноти проти атомної енергетики, зумовлена аваріями на Чернобильській та Фукусімській АЕС, відсутність промислових зразків накопичувачів енергії для вітрових та сонячних електростанцій, переконання керівництва провідних країн у тому, що потепління клімату Землі зумовлене парниковими газами антропогенного походження, а також ціла низка інших чинників. Сукупна дія зазначених факторів зумовлює розвиток світової енергетики у напрямках і обсягах, що віддзеркалюють певний суспільний компроміс.

Розвиток світової енергетики передбачає такі основні етапи. Інноваційний розвиток енергетики (2015–2030 рр.) та формування передумов для переходу до «нової енергетики». Масове використання розподіленої генерації, розвиток «інтелектуальних» електроенергетичних мереж та систем, баланс між традиційними та відновлюваними джерелами енергії. Створення технологій зберігання і передачі електроенергії, нових джерел енергії. Визначення нових вимог до енергетики – забезпечення стійкості енергетики в умовах шоків.

Перетворення споживачів енергії в її виробників, з покупців енергії в централізованій системі в покупців потужностей для виробництва ресурсів дає можливість, по-перше, підвищити саморегулюючу роль споживання, по-друге, мобілізувати технології децентралізованого виробництва енергії, по-третє, підвищити цінність локальних ресурсів, по-четверте, перейти до «розумного» споживання.

Формування «нової енергетики» (2030–2050 рр.). Технологічний розвиток носить неінерційний характер, енергетика може отримати нові джерела енергії, посилюються протиріччя між державами з енергетикою нового і старого типів.

Крім того, формується нова концепція інтелектуальних енергетичних систем (ІЕС), яка є наслідком технологічного розвитку, і створюється на цей час як інформаційна енергетика, а в подальшому реформується в універсальну (нову) енергетику.

Основна особливість формування ІЕС (концепція Smart Grid) полягає у створенні інтегрованої системи, що має єдину мережеву інфраструктуру, яка технологічно та інформаційно пов'язує всі

джерела енергії і всіх споживачів. В основу її реалізації були покладені такі ідеї:

- енергетика є інфраструктурною базою розвитку економіки, в якому зацікавлені держава, бізнес, наука, населення;
- передбачається проведення оптимізації якості та підвищення ефективності використання всіх видів ресурсів (паливних, технічних, управлінських, інформаційних та ін.) і енергетичних активів;
- у суспільстві енергія розглядається як джерело, що забезпечує отримання людиною і суспільством споживчих цінностей;
- визначаючи для себе такий вибір, рівень і характеристики цих цінностей, споживач (покупець) не повинен бути обмеженим з боку енергетики, вибираючи, де йому жити, якими приладами і послугами користуватися, як здійснювати свою діяльність і т.п.;
- задоволення потреби в енергії має здійснюватися при істотному зменшенні впливу на екологію.

При цьому головне завдання енергетичної політики визначається як «забезпечення безперервної фізичної доступності енергетичних продуктів і послуг на ринку за прийнятною для всіх споживачів (приватних осіб і підприємств) ціною, при одночасному сприйнятті більш широким соціальним та екологічним цілям».

Напрямки реалізації:

- диверсифікація поставок енергоносіїв з метою зниження залежності від окремих постачальників вуглеводнів;
- відродження атомної енергетики із застосуванням сучасних технологій будівництва для забезпечення повної безпеки експлуатації атомних електростанцій;
- розвиток сектора альтернативних і відновлюваних джерел енергії для скорочення споживання нафти і газу, забезпечення електроенергією віддалених населених пунктів, а також зниження обсягів викидів парникових газів у атмосферу;
- впровадження енергозберігаючих технологій, які дадуть можливість не тільки зберегти рівень виробництва, а й знизити енергоємність економіки.

Європейська енергетична стратегія передбачає перехід від ринку сировини до ринку послуг і технологій.

Довгострокові заходи:

1. Скорочення споживання енергії.

2. Побудова добре функціонуючого і повністю інтегрованого внутрішнього ринку.

3. Подальший розвиток енергетичних технологій.

4. Диверсифікація зовнішніх поставок та формування відповідної інфраструктури.

5. Поліпшення координації національних енергетичних політик і вироблення єдиної зовнішньої енергетичної політики.

Ключові виклики в енергетиці України

Внутрішні виклики:

- зношеність і старіння інфраструктури та виробничих фондів;
- технологічне відставання паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) від рівня розвинутих країн;
- незбалансованість інвестицій за галузями енергетики, напрямами (перекіс на користь нафтогазового сектора і експортних проектів при недофінансуванні внутрішньої енергетичної інфраструктури, особливо теплопостачання) та по регіонах;
- зростання цін на енергоносії для кінцевих споживачів;
- низький рівень (у порівнянні з розвинутими країнами) технологічного енергозбереження та енергоефективності.

Зовнішні виклики:

- посилення конкуренції на ключових світових енергетичних ринках;
- перехід від ресурсної глобалізації до регіонального енергетичного самозабезпечення;
- нестійкість світових енергетичних ринків і мінливий характер тенденцій світових цін на енергоресурси.

Основні пріоритети розвитку української енергетики:

- енергетична безпека;
- підвищення ефективності функціонування паливно-енергетичного комплексу (ПЕК);
- мінімізація техногенного впливу енергетики на навколишнє середовище.

Мета – створення інноваційного та ефективного енергетичного сектора України для забезпечення стійкого зростання економіки; підвищення рівня якості життя населення.

Завдання:

- створення стійкого інституційного середовища в енергетиці;

- комплексна модернізація та розвиток енергетики;
- розвиток внутрішньої енергетичної інфраструктури;
- першочерговий розвиток внутрішніх енергетичних ринків (у т.ч. внутрішнього попиту);
- підвищення енергетичної ефективності на всіх стадіях енергетичного виробництва і споживання;
- підвищення доступності (за ціною, наявністю та надійністю) і якості енергетичних товарів і послуг;
- підвищення гнучкості та диверсифікація експортних поставок;
- впровадження принципів сталого розвитку в управління енергетичними компаніями та державне управління;
- подальша інтеграція української енергетики у світову енергетичну систему;
- регулювання розвитку енергетики.

Світова енергетика протягом останніх десятиліть розвивається під дією комплексу потужних і суперечливих факторів. Науково-технічний прогрес відкриває нові перспективні джерела енергії та забезпечує радикальне зростання показників існуючих, що створює широкі можливості забезпечення нею людства. З іншого боку, світова спільнота вбачає рівень антропогенного впливу на довкілля недопустимо високим, а енергетичні процеси – основним джерелом такого впливу. Результатом зазначеного світогляду є досить жорсткі обмеження щодо викидів енергетичними установками шкідливих речовин, які частково знайшли своє відображення у рішеннях Паризької конференції країн-підписантів Рамкової конвенції ООН про зміну клімату.

Сучасна енергетична сфера ґрунтується на викопному паливі та енергії доквілля. За розвіданими планетарними запасами палива (табл. 1) домінує вугілля – 891,5 млрд т (498,3 млрд н.е.), запаси природного газу складають 186,9 трлн м³ (173,8 млрд т н.е.) та нафти – 239,4 млрд т. Ресурси викопного палива є вичерпними. Згідно з наведеними запасами та поточною інтенсивністю його, використання (рис. 1) кам'яного вугілля вистачить людству більш ніж на 125, природного газу – майже на 60 та нафти – більш ніж на 55 років.

Таблиця 1. Розвідані запаси основних первинних енергоресурсів у світі та в Україні

Вид ПЕР	Загальносвітові запаси*	Запаси в Україні
Нафта, млн т	239 360	206**
Природний газ, млрд м ³	186 875	1 094**
Вугілля, млрд т,	891,531	56,7***
у т.ч. енергетичне	403,199	39,3

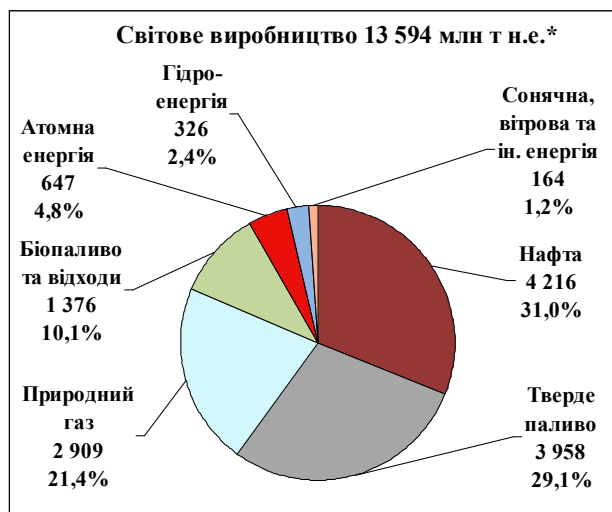
* Джерело: BP Statistical Review of World Energy June 2016.

** Джерело: НАК «Нафтогаз України».

*** Джерело: Міненерговугілля.

Енергія доквілля (Сонця, вітру, гідроенергія, біопаливо, біомаса, геотермальна енергія й ін.) вважається невичерпною через практичну невичерпність енергії Сонця, всі інші види цієї енергії є похідними від сонячної. Енергія Сонця, що надходить на Землю, на кілька порядків перевищує загальну енергетичну потребу людства. Однак у світовому використанні енергоресурсів енергія доквілля забезпечує наразі лише 13,7 % загальної потреби, а частка сонячної та вітрової енергії при цьому складає лише близько 1 % (рис. 1). Існуюча ситуація зумовлена тим, що сонячна та вітрова енергії є дуже нестабільними і не в змозі забезпечити необхідні експлуатаційні показники, зокрема, з точності частоти та необхідної поточної потужності вітрових (ВЕС) і сонячних електростанцій (СЕС). Для такого забезпечення необхідні різноманітні перетворювачі (напівпровідникові конвертори та ін.) й промислові акумулятори електричної енергії. Ці задачі на сьогодні знаходяться в стані наукових розробок. Тому наразі СЕС та ВЕС в основному можуть конкурувати з традиційними електростанціями лише за умови їх підтримки з боку держави через так звані «зелені» тарифи та інші важливі преференції.

Україна володіє досить розвиненим енергетичним комплексом, у зв'язку з чим структура виробництва первинних енергоресурсів за переліком секторів у неї близька до світової (рис. 1).



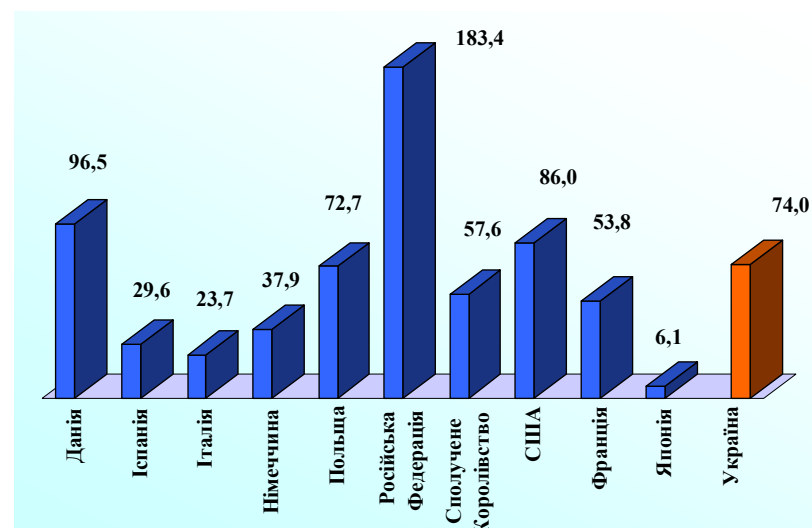
* Джерело: International Energy Agency «Key World Energy Statistics 2015».

** Джерело: Державна служба статистики України «Енергетичний баланс України за 2013 р.».

Рис. 1. Загальне виробництво первинної енергії у 2013 році у світі та в Україні, млн т н.е.

Слід зауважити, що частка видобутку природного газу (18,6 %) є близькою до середньосвітової (21,4 %), використання атомної енергії – значно вищою (25,4 %), а частка вітрової та сонячної енергії (0,1 %) є на порядок меншою за усереднений аналогічний показник у світі, незважаючи на безпрецедентну багаторічну підтримку державою цього сектора енергетики.

Важливим показником є забезпеченість країни первинними енергоресурсами (відношення обсягів їх виробництва до споживання). Для більшості країн ці показники є помітно меншими за 100 %. На рис. 2 наведені їх значення для шести країн великої сімки та деяких окремих держав. Характерно, що серед країн великої сімки жодна не забезпечена цими ресурсами на 100 %, лише у трьох із них цей показник перевищує 50 %, а Японія (6,1 %) належить до країн світу з найменшим власним енергозабезпеченням. Україна серед наведених країн за цим показником (74 %) посідає четверте місце і відповідає за ним одній із основних вимог Євросоюзу щодо енергетичної безпеки (власне виробництво первинних енергоресурсів має бути більшим за 50 % їх внутрішнього споживання).



Джерело: International Energy Agency «Key World Energy Statistics 2015».

Рис. 2. Забезпеченість енергоресурсами окремих країн світу (2013 рік, %)

1. Макроекономічні показники розвитку України

Для подолання кризових явищ в економіці України, зміцнення макроекономічної стабільності, відродження сталого зростання економіки та пом'якшення негативних наслідків від економічних потрясінь для населення України необхідне швидке та комплексне впровадження реформ в усіх сферах життєдіяльності. Причинами ситуації, що склалася, є слабкий зовнішній попит на експортну продукцію країни, уповільнення у впровадженні структурних реформ, невизначеність, пов'язана з конфліктом на сході України.

Передбачається у короткостроковій та подальшій перспективі припинити падіння економіки країни та забезпечити її зростання вже в 2017 та подальших роках. Для цього потрібно забезпечити зростання ВВП через відновлення роботи пріоритетних галузей – першочергово: металургії, харчової промисловості, машинобудування, сільськогосподарського виробництва, у подальшому – транспорту, енергетики, хімічної промисловості, розвитку інформаційних технологій, іншу виробничу інфраструктуру держави, що сприятиме надходженню коштів для поліпшення фінансування соціальної сфери.

Для обрахунку прогнозу ВВП та ВДВ за 2016–2040 рр. використано Консенсус-прогноз Міністерства економічного розвитку і торгівлі (серпень 2016 р.) за період 2016–2018 рр., де на 2017 рік враховано темп розвитку – 3 %, на 2018 рік – 3,6 %, на 2019 та 2020 рр. обраховано за темпами розвитку економіки, що передбачені в Консенсус-прогнозі Міністерства економічного розвитку і торгівлі (травень 2015 р.), відповідно – по 4 % у середньорічному вимірі. Подальші темпи розвитку економіки України вибрані за оцінками МВФ та Світового банку – за періоди 2020–2030 рр. вибраний темп 4,0 % у середньому за рік, за період 2030–2035 рр. темпи зростання сповільнюються до 3,7 %, на подальший період до 2040 року темпи зростання ВВП вибрані як середньосвітові – 2,5 % щорічно.

За період 2013–2015 рр. відбулись суттєві структурні зміни в економіці України в порівнянні з тими, що раніше прогнозувались до 2030 року. На рівні укрупнених видів економічної діяльності (ВЕД) розроблена прогнозна структура економіки на період до 2040 року, що відображає основні тенденції господарського розвитку країни (табл. 2).

Таблиця 2. Прогнозна структура ВВП України до 2040 року, млрд грн, постійні ціни 2015 року, %

Укрупнені види економічної діяльності	2015 (факт)		2020		2025		2030		2035		2040	
	млрд грн	%	млрд грн	%	млрд грн	%	млрд грн	%	млрд грн	%	млрд грн	%
Сільське господарство та ін.	236,0	11,9	286,6	12,4	354,3	12,6	434,5	12,7	525,1	12,8	593,1	12,8
Видобувна промисловість	94,8	4,8	92,3	4,0	101,1	3,6	116,1	3,4	110,6	2,7	120,5	2,6
Переробна промисловість	239,1	12,1	258,4	11,2	280,7	10,0	310,8	9,1	360,4	8,8	407,8	8,8
Постачання електроенергії, газу, пара та ін.	63,6	3,2	81,1	3,5	107,0	3,8	137,1	4,0	168,4	4,1	194,6	4,2
Транспорт	131,2	6,6	159,9	6,9	205,7	7,3	270,8	7,9	341,1	8,3	375,3	8,1
Інші види економічної діяльності	916,8	46,3	1084,1	47,0	1375,0	49,0	1731,0	50,7	2133,1	52,1	2428,1	52,4
Разом ВДВ за видами економічної діяльності	1681,5	84,9	1962,3	85,0	2423,9	86,3	3000,2	87,8	3638,8	88,8	4119,4	88,9
Податки за винятком субсидій на продукти	298,0	15,1	345,1	15,0	383,3	13,7	415,1	12,2	456,8	11,2	514,4	11,1
Валовий внутрішній продукт (разом)	1979,5	100,0	2307,4	100,0	2807,2	100,0	3415,3	100,0	4095,6	100,0	4633,8	100,0

Передбачається зниження частки промисловості (видобувної, переробної та постачання і розподілення електроенергії, газу, води й ін.) у структурі ВДВ з 20,1 % у 2015 до 15,6 % у 2035 році.

При цьому найсуттєвіше зменшуватиметься частка видобувної промисловості, переробна промисловість знижується повільніше за рахунок зростання обсягів переробки продукції сільського господарства, модернізації чорної металургії, оновлення виробничих фондів машинобудування для виробництва оборонної продукції, фармацевтичної промисловості. Помітним буде зростання частки ВДВ у структурі ВВП постачання електроенергії, газу, пари, кондиціонованого повітря та водопостачання; каналізації, поводження з відходами – майже на 1 %.

Серед значних споживачів паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) залишається населення. Його кількість за прогнозом Інституту демографії та соціальних досліджень НАН України до 2040 року зменшиться до 38,8 млн. осіб. Однак насиченість приладами тривалого використання зростатиме та зменшуватиметься використання традиційних первинних видів палива у домогосподарствах, на заміну яких все більше використовуватиметься енергія біомаси, Сонця, вітру та електрична енергія.

Інші ВЕД та сільське господарство збільшать свою частку в структурі економіки країни, в тому числі за рахунок малої енергоємності виробництва.

Передбачається розвиток соціальної сфери (враховано у секції «Інші ВЕД»). При зростанні та диверсифікації економіки значна її частина буде належати до сфери послуг, що відбувається також у світовому вимірі. Відповідно будуть розвиватись такі види економічної діяльності: інформація та телекомунікації; професійна, наукова та технічна діяльність; освіта; охорона здоров'я та надання соціальної допомоги; мистецтво, спорт, розваги та відпочинок тощо. Ці види економічної діяльності спрямовані на розвиток особистості, задоволення загальнолюдських потреб і є пріоритетними, оскільки вектор людського розвитку зміщується від забезпечення в першу чергу загальнодержавних потреб до повноцінного функціонування окремої особистості. Всі ці види економічної діяльності є неенергоємними.

2. Прогнози попиту на основні види енергоресурсів

Природний газ. На період до 2040 року прогнозується незначне зниження споживання природного газу до 32,3 млрд м³ у 2025 році та поступове його збільшення до 39,8 млрд м³ у 2040 році (табл. 3). До 2025 р. буде відбуватись зменшення споживання газу внаслідок: заміщення газу у населення на інші види палива, встановлення більш економічних котлів, утеплення будинків, проведення інших енергозберігаючих заходів; зміни структури промислового виробництва; впровадження енергозберігаючих заходів у промисловості; заміщення природного газу в енергетиці та теплопостачанні. Після 2025 р. прогнозується зростання об'ємів споживання газу за рахунок збільшення обсягів промислового виробництва, а також збільшення споживання природного газу населенням.

Таблиця 3. Прогноз потреби природного газу в Україні, млн м³

Види економічної діяльності	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Прогноз споживання природного газу за ВЕД та населенням, разом, у т.ч.	32815,7	31798,8	32303,4	33971,7	36874,7	39814,0
Сільське господарство та ін.	334,7	387,1	521,6	685,8	865,0	971,3
Видобувна промисловість	1846,5	1951,9	2234,7	2522,3	2854,5	3081,6
Переробна промисловість	7694,9	7979,2	9112,9	10627,8	12277,2	13727,0
Постачання електроенергії, газу, пари та ін.	9060,6	10282,9	9673,1	9604,8	10159,2	11270,8
Транспорт	1362,2	1095,0	1040,7	1029,9	944,5	817,3
Інші ВЕД	751,7	859,8	1146,4	1514,9	1930,3	2205,3
Населення	11765,1	9243	8574	7986	7844	7741

У видобувній промисловості прогнозується збільшення його споживання на власні потреби та транспортування внаслідок зростання об'ємів видобування.

Зменшення споживання газу на потреби теплопостачання буде спричинено зміною структури генеруючих потужностей і використанням альтернативних видів палива.

Прогнозується зменшення споживання газу транспортом внаслідок скорочення об'ємів транспортування газу та проведенням модернізації газотранспортної системи (ГТС).

Зменшення споживання газу в промисловості прогнозується за рахунок впровадження енергозберігаючих заходів, у тому числі за рахунок вдування пиловугільного палива у виробництві чавуну (частково або повністю заміщення природного газу та частини коксу), впровадження сухого гасіння коксу. Прогнозується збільшення обсягів виробництва продукції машинобудування, в хімічній промисловості – більш високотехнологічної продукції (різних полімерів) та зменшення обсягів виробництва азотних добрив, до 90 % яких експортувалось.

Вугільна продукція. Згідно з статистичним бюлетнем «Використання енергетичних матеріалів та продуктів перероблення нафти за 2015 рік» вугілля у 2015 р. в Україні спожито 45284,9 тис. т, у т.ч. втрати склали 3,5 тис. т. За цим прогнозом як вихідні дані базового року взято споживання вугілля з усіма втратами у розмірі 45828,6 тис. т. Структуру споживання вугілля у 2015 р. за укрупненими видами економічної діяльності та напрямками використання наведено в табл. 4, в якій частка коксівного склали 22,2 %; 83 % вугілля використано на перетворення: у промислових ТЕС, ТЕЦ і котельнях у сільському господарстві, у котельнях по секціях видобувної промисловості й інших видах економічної діяльності. У переробній промисловості 99 % вугілля з обсягу на перетворення (67 % спожитого) використано на коксування, а решта (32 % від спожитого) – як паливо у промислових печах металургії (79 %) та цементної промисловості (20,3 %). За період 2013–2015 рр. збільшення споживання вугілля відбулось у сільському господарстві на 70 %, по решті секцій економіки спостерігалось зниження споживання, особливо у промисловості – на 37,5 %, транспорті – на 68 %, населенням – удвічі. В цілому по країні зниження споживання вугілля у 2015 р. стосовно 2013 р. склали 27 млн т, або 37,5 %. Населення у 2015 р.

Таблиця 4. Структура споживання вугільної продукції у базовому 2015 р. за видами економічної діяльності та напрямками використання, тис. т

Види економічної діяльності	Використано вугілля кам'яного, всього (колонки 3+5+6+7), тис. т	З нього для коксування, тис. т	Вугілля кам'яне на перетворення, тис. т	З нього на власні потреби енергетичного сектора, тис. т	Неенергетичне використання вугілля кам'яного, тис. т	Вугілля кам'яне, реалізоване населенню, тис. т	Втрати вугілля кам'яного*, тис. т
	1	2	3	4	5	6	7
Україна, всього	45284,6	10177,1	44639,9	123,0	157,4	484,2	547,1
Сільське господарство та ін.	143,5	0	143,4	0	0	0,01	0
Промисловість, у т. ч.	45278,4	10177,0	44150,4	122,8	157,4	423,5	547,1
Видобувна промисловість	1249,7	29,2	290,4	3,9	0,0	415,7	543,6
Переробна промисловість	15256,1	10147,8	15092,3	0,1	157,4	6,4	0
Постачання електроенергії, газу, пари та ін.	28772,6	0	28767,7	118,8	0	1,4	3,5
Транспорт, складське господарство, поштова діяльність та ін.	81,7	0,01	27,9	0,0	0	53,8	0
Інші види економічної діяльності	324,8	0	317,9	0,1	0	6,9	0

* Включено всі види втрат: при видобуванні та виробництві – 543,6 тис. т, при транспортуванні й розподіленні – 3,5 тис. т згідно з розділом 5 форми статзвітності 4-МПП за 2015 р.

спожило 484,2 тис. т вугілля.

При визначенні прогнозних рівнів споживання вугілля визначено структурні зміни в економіці, в які закладено збільшення частки валової доданої вартості секцій у структурі ВВП для сільського господарства на 1 %, транспорту на 1,5 %, інших ВЕД – на 4 % при зменшенні частки промисловості на 4,5 %, у т.ч. видобувної на 2,2 %, переробної на 3,3 %. Такі зміни структури можуть дати економію споживання вугілля у розмірі 10,4 млн т у 2040 р. Виходячи з фактичного споживання вугілля за напрямками використання та змін у споживанні за останні два роки, визначено основні напрями економії та оцінено їх можливі обсяги до 2040 р. за умови модернізації енергетичного обладнання (промислових ТЕС, ТЕЦ і котелень з підвищення ефективності спалювання вугілля: питомі витрати палива на виробництво електроенергії досягнуть 340 г у.п./кВт*год (395,2 г у.п./кВт*год у 2015 р.), питомі витрати палива на відпуск теплової енергії – 148 г/Мкал (163,9 г/Мкал у 2015 р.). У металургійному виробництві передбачається зростання виробництва сталі у 3,3 разу [від 5,8 млн т (2015 р.) до 19 млн т (2040 р.)], в якій збільшиться частка електросталі – до 9 % від загального виробництва. Повна відмова від мартенівського виробництва (3,98 млн т у 2015 р.) та нарощування киснево-конвертерної сталі до обсягів 81 % від обсягів виробництва сталі у 2040 р. Такі зміни у технологіях дадуть 15 % економії споживання вугілля по переробній промисловості. При подальшому впровадженні вдування пиловугільного палива у доменному виробництві на заміщення природного газу та скорочення витрат коксу перевитрати вугілля складуть 465 тис. т.

Також передбачається зменшення частки котелень на вугіллі у сільському господарстві на 40 % завдяки переведенню котлів на альтернативне паливо (відходи сільського господарства, біогаз, ін.), зменшення споживання вугілля населенням при переході на використання дров, сільгоспвідходів, електроенергії на опалення та гаряче водопостачання. Сумарне споживання вугільної продукції по країні в цілому, за видами економічної діяльності та у населення на період до 2040 р. наведено в табл. 5.

Електроенергія. Прогноз попиту на електроенергію розрахований за прогнозом валового внутрішнього продукту та валової доданої вартості та електроємністю ВВП та ВДВ (в секціях) за даними 2015 р. на період до 2040 року (табл. 6). Попит на цей вид енергоре-

сурсу зросте до 2040 року в 2,3 разу при зростанні ВВП у 2,34 разу. Валове споживання електроенергії за електроємністю ВВП 2015 р. з урахуванням структурних зрушень зросте до 2040 року майже в 2,17 разу, а валове споживання електроенергії по країні з урахуванням структурного і технологічного енергозбереження – відповідно більше ніж у два рази. Всього валове споживання електроенергії бруто по країні зросте більше ніж у 2,2 разу. Тут враховане зменшення комерційних втрат електроенергії при транспортуванні в розподільних та магістральних мережах. Передбачається зменшення електроємності ВВП за цей період на 12,1 %.

Таблиця 5. Прогноз споживання вугільної продукції в Україні до 2040 року, тис. т

Види економічної діяльності	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Споживання вугільної продукції по країні, разом, тис. т, у т.ч.	45828,3	45209,8	51747,4	62326,2	73853,2	82546,5
Сільське господарство та ін.	143,4	185,2	215,8	234,6	262,0	296,7
Видобувна промисловість	834,0	784,5	733,4	697,2	501,7	461,4
Переробна промисловість	15249,7	18846,4	20413,1	21345,3	24125,8	27163,5
Постачання електроенергії, газу, пари та ін.	28771,2	24575,6	29546,1	39190,2	48055,4	53705,3
Транспорт	27,9	37,9	48,3	59,7	73,5	80,1
Інші ВЕД	317,9	377,5	426,8	474,9	528,6	553,5
Населення	484,2	402,5	363,9	324,2	306,1	286,0

Таблиця 6. Прогноз попиту на електроенергію в Україні до 2040 року, млн кВт·год

Споживачі	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Сільське господарство та ін.	3342	3828	4781	5704	6966	7934
Видобувна промисловість	4285	4049	4421	4932	4661	5068
Переробна промисловість	45916	49019	53977	57238	65694	73809
Постачання електроенергії, газу, пари та ін.	15195	19142	25550	31815	38968	44610
Транспорт	6807	8117	10654	13556	16992	18001
Інші ВЕД	6701	7778	9491	11504	14281	16233
Населення	36480,0	38079,7	37575,5	36469,2	36687,5	36988,5
Споживання електроенергії, разом, нетто	118726,7	130013,25	146449,2	161217,2	184250,2	202643,2
Споживання електроенергії, разом, брутто	150456	163816,7	183061,5	199909,3	226627,75	247224,7
Експорт	3618	7000	12000	16000	18000	20000
Всього попит	154074	170816,7	195061,5	215909,3	244627,75	267224,7

Прогноз попиту на електроенергію в економіці розрахований за найбільшими споживачами: за електроємними укрупненими секціями та населенням. Споживання зростає в секціях різними темпами з різним структурним енергозбереженням чи перевитратами. Так, при високих показниках структурного і технологічного енергозбереження в переробній промисловості споживання зростає у 1,5 разу, у видобувній – знижується майже на третину, на транспорті – зростає у два рази. Для сільського господарства передбачається зростання попиту в 1,5 разу при зростанні як виробництва продукції, так і при суттєвому енергозбереженні, що спричинено застосуванням нових технологій в секції. В інших видах економічної діяльності, що мають невисоку електроємність та за рахунок яких значною мірою передбачається зростання ВВП, збільшиться попит на електроенергію в 2,5 разу.

Населення і надалі залишиться великим споживачем електроенергії, на кінець періоду, що прогнозується, споживання ним електроенергії буде порівняним із поточним, хоча за період до 2040 року відбудеться його зменшення більше ніж на 5 млн осіб. Зростання прогнозується за рахунок насичення домогосподарств побутовою технікою нового покоління з нижчим, ніж нині рівнем енергоспоживання, але здебільшого, використанням електроенергії для гарячого водопостачання і частково опалення, частковою заміною освітлення на нові типи ламп. Крім того, розширення переліку професій, які дадуть можливість працювати вдома, так званий фриланс відповідно зі зростанням енергоспоживання домогосподарств.

3. Стан та пріоритетні напрями розвитку електроенергетичного комплексу

3.1. Поточний стан електроенергетичного комплексу

Потужності електроенергетики України складаються з енергоблоків вугільних і газомазутних теплових конденсаційних електростанцій та теплоелектроцентралей, а також блок-станцій промислових підприємств (ТЕС), атомних електростанцій (АЕС), гідроакмулюючих та гідравлічних електростанцій (ГАЕС та ГЕС), а також вітрових (ВЕС) і сонячних (фотоелектричних) електростанцій

(СЕС). Загальна встановлена потужність електрогенеруючого обладнання Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України на кінець 2015 р. складала 55,47 ГВт (табл. 7).

Таблиця 7. Встановлена потужність електрогенеруючого обладнання ОЕС України на кінець 2015 року (без урахування об'єктів, що знаходяться на території півострова Крим)¹

Тип електрогенеруючої потужності	Потужність, ГВт	Виробництво електроенергії, млн кВт·год
Теплові електростанції	34,26*	61,64
Атомні електростанції	13,84	87,63
Гідроелектростанції	4,69	6,81
Гідроакumuлюючі електростанції	1,51	
Сонячні електростанції	0,5	1,59
Вітрові електростанції	0,5	
ТЕС на біомасі	0,17	
Разом	55,47	157,67

* фактична, з урахуванням блоків, що знаходяться в консервації

На сьогодні в Україні працюють чотири АЕС, які мають загальну встановлену електричну потужність 13,835 ГВт. Обсяг постачання електроенергії, виробленої на вітчизняних АЕС у 2015 р., склав більше ніж 50 % від загального обсягу, що зумовило необхідність зупинень до 10-ти енергоблоків ТЕС під час проходження мінімуму електричних навантажень. Отже, наявна потужність енергоблоків АЕС є цілком достатньою і навіть дещо надлишковою для участі в покритті електричних навантажень ОЕС.

В Україні експлуатуються ядерні енергоблоки, розроблені в колишньому Радянському Союзі, – ВВЕР-440 і ВВЕР-1000. Їх експлуатація традиційно забезпечувалась ядерним паливом, теплови-

¹ План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2016-2025 роки [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://drive.google.com/file/d/0BwZR8kgLwyBtMjA2SHM4cWY3Nmc/view>.

діляючими збірками (ТВЗ), які виготовляє Російська Федерація, при цьому приблизно 30 % природного урану та 100 % цирконієвого концентрату, необхідних для виготовлення ТВЗ, виробляються в Україні, а інші елементи виробничого циклу знаходяться в Росії та Казахстані. З метою нівелювання потенційної загрози національній енергетичній безпеці з боку РФ як монопольного постачальника палива для вітчизняних АЕС в Україні реалізувалась програма дослідної експлуатації ТВЗ, вироблених концерном Westinghouse, що за умов явної військової агресії з боку РФ дає можливість генерувати електроенергію всіма енергоблоками АЕС із дотриманням достатнього рівня безпеки їх експлуатації.

Через падіння споживання електричної енергії та дефіцит вугілля антрацитової групи значна частина енергоблоків ТЕС не використовується, а ті блоки, які експлуатуються, вимушені зупинитись при проходженні мінімального навантаження ОЕС (загальна кількість пусків енергоблоків ТЕС ГК 150...300 МВт у 2015 році складала 2542²). Крім того, шість пиловугільних енергоблоків загальною потужністю 1,58 ГВт, а також два газомазутних енергоблоки по 800 МВт перебувають у стані довгострокового резерву з елементами консервації, три пиловугільні енергоблоки загальною потужністю 777 МВт наразі проходять реконструкцію, 13 енергоблоків потужністю 6,6 ГВт перебували в консервації або не експлуатувалися з інших причин і протягом останніх трьох років не виробляли електроенергію. Всі 99 енергоблоків ТЕС з проектною потужністю 150...800 МВт на кінець 2015 року відпрацювали проектний ресурс у 100 тис. год, 82 енергоблоки вичерпали ресурс у 200–220 тис. год, а 18 з них загальною потужністю 3,3 ГВт перетнули граничний термін експлуатації у 300 тис. год.

Протягом 2008–2015 рр. технічне переоснащення та реконструкцію з подовженням терміну експлуатації на 15–20 років пройшли 21 енергоблок ТЕС загальною потужністю 5,26 ГВт. У 2017 році планується завершити реконструкцію двох блоків 300 МВт Криворізької і Зуївської ТЕС.

² План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2016-2025 роки [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://drive.google.com/file/d/0BwZR8kgLwyBtMjA2SHM4cWY3Nmc/view>.

3.2. Науково-технічний прогрес в електроенергетичному комплексі

Атомна енергетика. На сьогодні у світі здійснюється комерційне впровадження потужних (1 ГВт встановленої електричної потужності й більше) реакторів покоління III+, що передбачає насамперед вдосконалену систему безпеки АЕС, у тому числі удосконалену систему пасивної безпеки. Сучасні реактори покоління III+ на відміну від реакторів, які були введені в експлуатацію у XX сторіччі, проектуються з можливістю плавного добового регулювання потужності генерації, що забезпечить їх більш гнучку інтеграцію до національних ОЕС. Постійне підвищення вимог до безпеки ядерних енергоблоків у світі зумовлює зростання витрат, що призводить до зростання питомих капіталовкладень в АЕС з потужними реакторами.

У світі активно розробляються реактори малої (декілька мегават) та середньої (сотні мегават) потужностей, що має забезпечити скорочення витрат на проектування та будівництво АЕС з такими реакторами, спрощення їх експлуатації і суттєве підвищення їх безпеки. Суттєвою перевагою проектів таких реакторів є можливість участі у первинному регулюванні навантаження ОЕС, що за оптимістичними прогнозами дасть змогу замінити ними вугільні ТЕС. Наразі в світі не побудовано жодного комерційного реактора середньої потужності, хоча Великобританія та Канада готуються до реалізації пілотних проектів будівництва АЕС з такими реакторами. За наявними оцінками початок комерціалізації реакторів середньої потужності очікується після 2035 року.

Одним з перспективних напрямів розвитку технологій атомної енергетики є розробка реакторів на швидких нейтронах IV покоління, які мають перш за все вирішити проблему накопичення радіоактивних відходів. Наразі в Російській Федерації приєднаний до енергосистеми і введений в промислову експлуатацію реактор БН-800 з натрієвим теплоносієм. Успішна експлуатація такого реактора, зокрема використання МОКС-палива, отриманого переробкою відпрацьованого ядерного палива реакторів на теплових нейтронах, потенційно дає можливість замкнути ядерно-паливний цикл і вирішити проблему накопичення радіоактивних відходів.

Однією з пріоритетних задач, яку треба буде вирішувати в майбутньому, є зняття з експлуатації існуючих атомних енергоблоків. Універсального рішення щодо процедури виведення з експлуа-

тації і демонтажу реакторної установки наразі немає, також відсутні надійні оцінки вартості виконання таких робіт. Відповідно до рекомендацій МАГАТЕ та загальносвітової практики тариф на електроенергію АЕС має включати всі витрати за їх життєвий цикл, у тому числі на зняття з експлуатації. Для АЕС України складова тарифу, що має забезпечити формування фонду зняття з експлуатації АЕС, за нашими оцінками має складати 5...10 дол. США/МВт·год.

Розвиток структури ядерно-енергетичного комплексу з урахуванням безпекового фактора. Подальший розвиток атомної енергетики потребує вирішення низки науково-технічних проблем, зокрема, поводження з радіоактивними відходами, повного виключення можливості непередбачуваних аварій типу аварії на Чорнобильській АЕС з радіоактивним забрудненням довкілля, підвищення енергетичної ефективності та маневрових характеристик енергоблоків АЕС тощо. Ключовими факторами, які мають основний вплив на формування сценаріїв розвитку атомної енергетики України, є термін можливого подовження експлуатації існуючих АЕС та режимні обмеження їх використання.

Жорсткість режимних обмежень у перспективі визначається значною мірою достатністю маневрових електрогенеруючих потужностей в ОЕС України, що залежить як безпосередньо від їх наявності та технічного стану, так і від складності режимів їх експлуатації при покритті графіка електричних навантажень. Додатковим джерелом нестабільності графіка електричних навантажень є об'єкти, що використовують ВДЕ для генерації електроенергії та приєднані до національної ОЕС, особливо ВЕС та СЕС, не обладнані накопичувачами енергії і не спроможними регулювати обсяги постачання потужності власної генерації. Значні обсяги впровадження ВЕС та СЕС до національної ОЕС вимагатимуть регуляторів частоти та потужності, які були призначені для компенсації нерівномірності графіка електричних навантажень, що об'єктивно призведе до «витіснення» АЕС з базової зони графіка електричних навантажень. Тому одночасний розвиток атомної електроенергетики і електроенергетики, побудованої на використанні відновлюваної енергетики, є обмеженим, перш за все, з технічної точки зору.

Подовження експлуатації діючих АЕС за терміни, передбачені проектами (30 років), є одним з найбільш перспективних напрямів з погляду окупності капіталовкладень в атомну енергетику.

Крім того, подовження експлуатації відтерміновує початок робіт із зняття з експлуатації діючих і будівництва нових потужностей, що забезпечує додатковий час для накопичення необхідних коштів і підготовки до виконання робіт. Обмежуючим фактором при подовженні терміну експлуатації діючих АЕС є наявність елементів АЕС, заміна яких вимагає обсягу витрат, які перевищують необхідні капіталовкладення в нову генеруючу потужність. Найбільш критичною проблемою є ресурс металу корпусу реактора і зварних швів. Наразі відсутня вичерпна інформація щодо залишкового ресурсу тепло- та електротехнічного й іншого обладнання, гідротехнічних і будівельних споруд, і необхідно забезпечити її підготовку, бо саме вона дасть змогу визначити необхідні кошти для подовження експлуатації енергоблоків на вітчизняних АЕС та визначити доцільні терміни подовження.

Світовий досвід подовження терміну експлуатації АЕС свідчить про можливість безпечної експлуатації енергоблоків впродовж 60 і навіть більше років, зокрема, про це свідчить досвід США. В Україні прийнята практика подовження терміну експлуатації енергоблоків АЕС на кожні 10 років, окрім двох блоків РАЕС, термін експлуатації яких був подовжений на 20 років, але це був перший досвід і є виключенням із загального підходу. Отже, цілком можливе подовження терміну експлуатації існуючих енергоблоків АЕС України до 50 і навіть до 60 років, 30 з яких передбачені проектом. За умови стійкого нормального функціонування і еволюційного розвитку ОЕС України наявні потужності АЕС України будуть в основному використовуватись до середини 30-х років. Така перспектива зумовлює можливість організації комплексу заходів, насамперед, за рахунок застосування цільової надбавки до тарифу на електроенергію, вироблену АЕС, які дадуть можливість накопичити достатньо коштів на поновлення з РАВ та ВЯП, для зняття з експлуатації енергоблоків АЕС, які відпрацювали свій ресурс, а також для реалізації проектів будівництва нових енергоблоків АЕС.

Забезпечення експлуатації існуючих енергоблоків протягом 60 років (подовження терміну експлуатації на 30 років) є одним з нагальних завдань, оскільки в ситуації забезпечення подовження терміну експлуатації на 20 років, починаючи з 2031 року для підтримки потужностей АЕС на рівні 15 ГВт буде необхідно здійснити будівництво нових енергоблоків з високими темпами. До 2040 року

необхідно ввести в експлуатацію 12 ГВт потужностей на нових енергоблоках АЕС, що потребуватиме додаткових інвестиційних ресурсів у обсязі щонайменше 60 млрд дол. США.

Протягом періоду, що розглядається, передбачається експлуатація енергоблоків АЕС України в базисному режимі, що має забезпечити оптимальне навантаження на технологічне обладнання АЕС і, як наслідок, мінімальні показники аварійності й максимальні терміни подовження експлуатації на запроєктний період.

Розроблений сценарій розвитку національної атомної енергетики передбачає виведення з експлуатації двох блоків ВВЕР-440 Рівненської АЕС. Передбачається, що майданчик РАЕС може бути використаний для будівництва та дослідної експлуатації енергоблоків нового покоління, зокрема, АЕС з малими модульними реакторами, які потенційно можуть використовуватись в оперативному регулюванні частоти і потужності ОЕС.

Розвиток теплової генерації. Суттєвим викликом для функціонування і розвитку теплової електроенергетики є необхідність значного підвищення рівня її екологічності, що зумовлено приєднанням України до Енергетичного співтовариства.

З урахуванням необхідності вирішення головних проблем у розробленому сценарії розвитку структури генеруючих потужностей ОЕС України на період до 2040 передбачено:

- дотримання показників викидів забруднюючих речовин тепловими електростанціями відповідно до зобов'язань України як сторони Енергетичного співтовариства;
- орієнтацію на розвиток вугільних технологій, оскільки запаси енергетичного вугілля в Україні є значними в довготривалій перспективі.

Основним фактором, що впливає на подальший розвиток теплової енергетики, є врахування екологічних зобов'язань України як сторони Енергетичного співтовариства щодо дотримання нормативних вимог Директив ЄС 2001/80 та 2010/75 до вмісту діоксиду сірки, оксидів азоту та твердих частинок у димових газах великих теплоенергетичних установок³.

³ Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 9.0 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.lazard.com/media/2390/lazards-levelized-cost-of-energy-analysis-90.pdf>.

Враховуючи фактичну неможливість досягнення нормативних вимог Директиви 2001/80/ЄС існуючими теплоенергетичними потужностями до визначеного Енергетичним співтовариством терміну 1 січня 2018 року, Україна використала надану Статтею 4 Директиви можливість відтермінування дати впровадження цих вимог для існуючих ТЕС шляхом розробки та реалізації Національного плану скорочення викидів (НПСВ). До цього плану включено теплоенергетичні установки, в тому числі енергоблоки ТЕС загальною потужністю 16 ГВт генеруючих компаній, які згідно з рішенням Ради міністрів Енергетичного співтовариства мають досягти нормативних вимог Директиви 2010/75/ЄС про промислові викиди (частина I Додатка V для існуючих установок) для SO₂ та пилу до 31 грудня 2028 року, для оксидів азоту – до 31 грудня 2033 року. Виконання цих вимог значно збільшують обсяги необхідних капіталовкладень.

Гідроенергетичний комплекс. Висока економічна ефективність гідроенергетики зумовлює доцільність максимального її розвитку. Крім цього додатковим потужним стимулом розвитку гідроенергетики є її висока маневреність. Порівняно з тепловими, атомними електростанціями та іншими енергетичними об'єктами ГЕС та ГАЕС мають унікальні маневрові та мобільні властивості з керуваності, надійності та експлуатаційного ресурсу (розрахунковий ресурс енергетичного обладнання – до 50 років, гідроспоруд – до 100 років).

За сформованим сценарієм передбачається подовження збільшення потужності існуючих ГЕС Дніпровського каскаду та Дністровської ГЕС за рахунок впровадження заходів з реконструкції їх обладнання, будівництва нових ГЕС у басейні річок Тиса та Дністер, а також подальшого розвитку об'єктів малої гідроенергетики, головним чином як локального джерела генерації електроенергії. Крім цього, можливий значний розвиток відновлюваної енергетики потребуватиме підвищення маневреності генеруючих потужностей, які спільно працюють у межах ОЕС України, що зумовлює необхідність завершення будівництва Дністровської, Ташлицької ГАЕС та будівництва Канівської ГАЕС. Передбачається, що до 2040 р. потужності ГЕС складатимуть 6,2 ГВт, а ГАЕС – близько 3,3 ГВт.

Відновлювана електроенергетика. Наукові дослідження та дослідно-конструкторські роботи, спрямовані на підвищення ефек-

тивності перетворення відновлюваних джерел енергії в теплову та електричну енергію заданої якості, реалізація пілотних проектів, а також широка фінансова підтримка впровадження технологій, що використовують ВДЕ, здійснюються протягом останніх 20-ти років у багатьох країнах світу, розташованих на всіх континентах і в усіх кліматичних зонах. Наразі найбільш поширеними технологіями, що використовують ВДЕ, є ВЕС, СЕС і спалювання біомаси та продуктів її перетворення, зокрема біогазу (ТЕС на біомасі), а також мала гідроелектроенергетика (мГЕС).

Однією з технологій генерації електроенергії, в якій протягом останніх 5 – 10 років спостерігаються високі темпи науково-технічного прогресу, є перетворення сонячного випромінювання в електричну енергію. Для її реалізації використовують фотоелектричні панелі, які є основним елементом побудови фотоелектричних станцій (ФЕС). Протягом 2009–2015 років собівартість виробництва електроенергії потужними промисловими ФЕС зменшилась з 350 дол. США/МВт·год до значень, які знаходяться в діапазоні 58–70 дол. США/МВт·год, що відповідає темпам зниження собівартості близько 25 % на рік⁴. Незважаючи на такі вражаючі темпи зниження собівартості електроенергії від ФЕС, її і надалі вважають недостатньо зрілою технологією, у розвиток і вдосконалення якої залучаються значні інвестиції в багатьох наукових центрах світу, що зумовлює очікування подальшого зниження собівартості електроенергії, виробленої за цією технологією.

Відомим є істотний недолік фотоелектричних панелей як джерела електричної енергії – залежність обсягів генерації електроенергії від інсоляції. Цей недолік наразі усувають спільним використанням технологій акумуляції електроенергії з фотоелектричними панелями, зокрема електричних акумуляторів різного типу, що призводить до зростання собівартості електроенергії, виробленої такою системою. Іншим суттєвим недоліком ФЕС є мінливість обсягів генерації електроенергії залежно від синоптичних умов, у першу чергу – хмарності, у місці її розташування. Мінлива хмарність може призвести до коливань значення генерованого фотоелектричними

⁴ Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 9.0 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.lazard.com/media/2390/lazards-levelized-cost-of-energy-analysis-90.pdf>.

панелями електричного струму (може сягати 50...90 % від максимального значення) за дуже короткий проміжок часу. Через зазначені недоліки ФЕС їх інтеграція в значних обсягах до електричних мереж загального користування потребує додаткового диспетчерського керування електромережею і передбачає випереджаюче впровадження пікових генеруючих потужностей, наприклад, газотурбінних установок, ГЕС або інших швидкодіючих генераторів. Зазначені заходи підвищують собівартість виробленої такими системами електроенергії для споживачів у межах всієї ОЕС.

Безумовними перевагами фотоелектричних панелей, які компенсують недоліки, є простота і безпечність їх тривалої експлуатації. Це зумовлює інтерес до їх впровадження як на рівні енергосистеми, тобто інтеграцію потужних ФЕС до електричних мереж загального користування, так і на рівні домогосподарства, що, зокрема, передбачає їх використання як локального самостійного, відокремленого від електромережі, джерела енергії. Така можливість варіювання масштабу побудови системи генерації електроенергії на базі ФЕС зумовлює можливість їх використання як складової локальних електричних мереж, які вважаються основою інтелектуальних мереж (Smart Grid) відповідно, наприклад, до загальної концепції Smart City.

Поступове зниження собівартості виробництва електроенергії спостерігається і у вітровій енергетиці. За останні 5–10 років собівартість електроенергії ВЕС, що розташовані на суходолі, зменшилась приблизно з 200 дол. США/МВт·год до 60...77 дол. США/МВт·год⁵. Гнучкість і простота використання ВЕС є меншою в порівнянні з ФЕС, тому в світі зазвичай здійснюють проекти будівництва потужних промислових вітропарків. Перевагою ВЕС стосовно ФЕС є, як правило, більший коефіцієнт використання її встановленої потужності протягом року, зокрема, за рахунок її роботи вночі, але генерація електроенергії також є мінливою, що потребує використання спеціальних регуляторів та потужностей ВЕС, підключених до ОЕС.

⁵ Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 9.0 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.lazard.com/media/2390/lazards-levelized-cost-of-energy-analysis-90.pdf>.

Найбільша прогнозованість обсягів та режимів генерації електроенергії притаманна ТЕС на біомасі та малим ГЕС, але ресурс біомаси і гідроресурсів є обмеженим, до того ж через те, що ці технології є «зрілими», в них не очікується суттєвого підвищення ефективності. В цілому ТЕС на біомасі та мГЕС є прийнятними джерелами електроенергії для використання в локальних відокремлених від ОЕС мережах. Значний розвиток відновлюваних джерел енергії стримується в Україні низкою об'єктивних факторів. Питомі капітальні витрати і собівартість виробництва електричної і теплової енергії більшості технологій, що використовують ВДЕ, є вищими в порівнянні з традиційними технологіями на викопному паливі. Суттєво більша розпорошеність і неможливість чітко визначити доступні до використання обсяги первинного енергоносія НВДЕ (насамперед це стосується технологій, що використовують як первинну енергію вітру та сонячного випромінювання) зумовлює невизначеність рівня електричної потужності, генерацію якої може забезпечити відповідний об'єкт. Це ускладнює їх безпосередню, без резервуючих потужностей, участь у покритті графіка навантаження енергосистеми. Додатковим стримуючим фактором є фактичний дефіцит маневрових потужностей в енергосистемі України.

Основним стимулюючим фактором розвитку відновлюваної енергетики є вимоги Директиви ЄС 2009/28/EU, яка ставить за мету досягнення на національному рівні споживання 11 % енергії, що отримується з відновлюваних джерел у загальному балансі споживання, починаючи з 2020 р.

За розробленим сценарієм передбачаються помірні темпи розвитку відновлюваної енергетики, що працює в межах ОЕС України, а виконання вимог Директиви ЄС 2009/28/EU буде здійснено головним чином за рахунок локального використання відновлюваних джерел енергії на рівні місцевих громад та окремих домогосподарств.

Разом з тим потрібно враховувати, що у 2016 р. Єврокомісія ухвалила четвертий пакет з розвитку енергетики, згідно з яким відновлювані джерела енергії втрачають практично всі переваги, які вони мали раніше. Це значно зменшить обсяги їх використання в майбутньому.

3.3. Структура генеруючих потужностей ОЕС України

У загальному випадку головною метою розвитку електроенергетики є забезпечення досягнення таких основних цілей:

- покриття потреб споживачів в електроенергії відповідно до попиту та режимів її споживання;
- забезпечення прийнятних цін на електроенергію для споживачів, а також достатнього рівня прибутковості об'єктів електроенергетики;
- постійне забезпечення нормативних показників якості електроенергії;
- виконання вимог надійності ОЕС;
- виконання вимог із захисту навколишнього середовища та раціонального природокористування.

З урахуванням необхідності вирішення цих головних проблем був розроблений сценарій розвитку структури виробництва та розвитку окремих складових електроенергетики України на період до 2040 року, який передбачає:

- у зв'язку зі скрутною економічною кризою використання у короткостроковій перспективі (до 2025 р.) переважно маловитратної модернізації, у середньостроковій (до 2035 р.) – середньовитратної та у довгостроковій – радикальної реконструкції ТЕС;
- дотримання показників викидів забруднюючих речовин тепловими електростанціями відповідно до вимог, що містяться в офіційних документах Енергетичного співтовариства;
- помірні темпи розвитку гідроенергетики, оскільки основний гідропотенціал є близьким до вичерпання;
- розвиток вугільних теплових електростанцій, оскільки запаси енергетичного вугілля в Україні є значними на довготривалу перспективу, а також через те, що вугільні ТЕС спроможні брати участь у покритті нерівномірності графіка електричних навантажень ОЕС;
- розвиток атомної енергетики з безумовним дотриманням вимог її безпеки як екологічно-чистого, стабільного джерела, спроможного забезпечити один з найменших тарифів на вироблену електроенергію;
- незначні темпи розвитку відновлюваної енергетики в межах ОЕС, що зумовлено низькою прогнозованістю генерації електро-

енергії ВЕС та СЕС, а також відсутністю значного ресурсу біомаси.

Відповідно до сформованого варіанта структури генеруючих потужностей (табл. 8) передбачається забезпечити перспективну потребу в електроенергії за рахунок розвитку головним чином вугільних ТЕС та АЕС. Впровадження сучасних енергоблоків вугільних ТЕС має забезпечити вимоги Директиви 2010/75/EU і дасть змогу досягти значного зменшення питомого споживання палива на вироблену електроенергію ТЕС до 335 г у. п./кВт·год на рівні 2040 р.

Реалізація наведеного варіанта розвитку генеруючих потужностей електроенергетики України потребуватиме здійснення до 2040 р. інвестицій на рівні 60,5 млрд дол. США.

Таблиця 8. Перспективна структура генеруючих потужностей ОЕС України до 2040 року

Показник	2020	2025	2030	2035	2040
Необхідна встановлена потужність, ГВт, у т.ч.	39,4	44,4	50,6	55,6	59,4
ТЕС, у т.ч.:	17,8	19,8	25,5	29,9	32,9
– ТЕЦ (без ТЕС на біомасі)	5,1	5,0	6,0	7,3	8,7
– ТЕС на біомасі	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4
АЕС	13,8	15,8	15,0	15,0	15,0
ГЕС та ГАЕС	6,6	7,4	8,6	9,1	9,5
ВЕС	0,6	0,7	0,75	0,8	0,9
СЕС	0,6	0,6	0,8	0,9	1,1
Виробництво електроенергії, млрд кВт год, у т.ч.:	170,8	195,1	215,9	244,6	267,2
ТЕС, у т.ч.:	66,1	75,5	98,2	124,5	144,5
- ТЕЦ (без ТЕС на біомасі)	16,0	14,5	16,6	20,0	23,6
- ТЕС на біомасі	0,4	0,4	0,7	0,9	0,9
АЕС	90,9	104,1	99,9	101,2	102,5
ГЕС та ГАЕС	12,1	13,6	15,5	16,3	17,0

Продовження табл. 8

ВЕС	1,0	1,2	1,3	1,4	1,7
СЕС	0,7	0,8	1,0	1,2	1,4
Інвестиції, млрд дол. США за період	4,4	19,7	13,0	14,9	8,5
Інвестиції (накопичувальним підсумком), млрд дол. США	4,4	24,1	37,0	52,0	60,5
Витрати палива на відпущену електроенергію, г н.е./кВт год	267,0	261,7	250,4	246,9	235,2
Споживання палива на ТЕС (млн т н.е. на рік), у т.ч.:	17,5	19,6	24,4	30,5	33,8
Вугілля	13,8	16,4	20,8	26,2	28,7
Природний газ	3,3	2,8	3,2	3,9	4,7
Мазут	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
Викиди SO ₂ , тис. т	812,6	511,6	281,8	75,8	81,4
Викиди NO _x , тис. т	161,9	146,4	120,2	73,3	79,8
Викиди золи в атмосферу при виробництві електроенергії, тис. т	152,3	144,4	38,0	12,8	13,9
Викиди ПГ прямої дії в еквіваленті CO ₂ , млн т	66,8	76,6	96,0	119,8	130,4

4. Стан і напрями розвитку вугільної промисловості України

Протягом 1999–2013 рр. рівень видобутку вугілля в Україні залишався практично незмінним у діапазоні 72...86 млн т вугілля на рік (рис. 3). За 2014–2015 рр. через військові дії спостерігається катастрофічне падіння вуглевидобування. В 2015 році видобуток впав до 39,7 млн т.

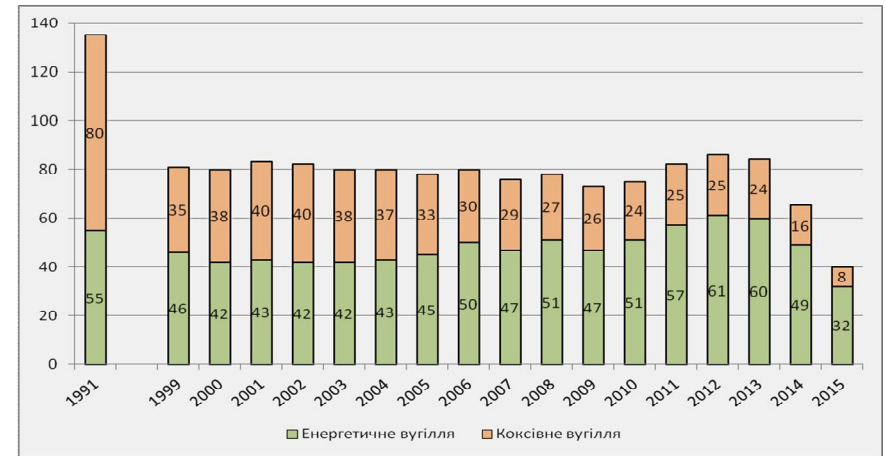


Рис. 3. Динаміка видобутку вугілля в Україні, млн т

Вугільні родовища України характеризуються малою потужністю вугільних пластів. Частка пластів потужністю понад 1,2 м (нижня границя кондицій за потужністю у країнах Західної Європи) складає лише 32 %, від 0,8 до 1,2 м – близько 48 %, менше 0,8 м – понад 20 %. На діючих шахтах середньодинамічна потужність пластів, що розробляються, складає 1,4 м.

Зараз видобуток вугілля ведеться на глибинах 240...1380 м. 18 % шахт мають глибину понад 1000 м.

Близько 70 % шахт розробляють газонасні пласти, 42 % шахт – пласти, небезпечні за раптовими викидами вугілля і газу.

Україна також має значні запаси бурого вугілля, однак за останні роки видобуток бурого вугілля було зупинено через відсутність відповідного попиту.

Через недостатність вкладення коштів у модернізацію виробництва активна частина промислово-виробничих фондів галузі спрацьована в середньому на 65 %. У загальному парку діючого вуглевидобувного та прохідницького устаткування питома вага вуглевидобувних механізованих комплексів та прохідницьких комбайнів нового технічного рівня складає лише третину, а нових навантажувальних машин і стрічкових конвеєрів – близько 15 %. На шахтах, що розробляють круті пласти, майже 60 % видобутку вугілля здійснюється відбійними молотками.

Важкі умови вуглевидобування, неефективне використання виробничих потужностей зумовлюють зростання собівартості продукції. Вугілля, що видобувається на багатьох шахтах, є неконкурентоспроможним на світовому ринку.

Разом з тим макроекономічні чинники, інфляція зокрема, призводять до зростання як умовно-постійних, так і операційних витрат на забезпечення функціонування вугільних підприємств, а отже й обсяги субсидій. Таким чином, значна частина зростаючого фінансування вугільної галузі з державного бюджету (рис. 4) спрямовується на субсидії, не даючи змоги здійснювати достатнє інвестування в розвиток та модернізацію, передусім технологічну. Обсяг державного фінансування вугільної галузі за період з 2001 по 2013 рр. зріс майже у 7,5 разу і у 2013 р. досяг 14,9 млрд грн. У 2014 році дотації скоротилися до 5 млрд грн та до 1 млрд грн у 2015 р. Разом з тим були підвищені ціни на вугільну продукцію в 2014 році до 606,8 грн/т та до 841,6 грн/т у 2015 р.

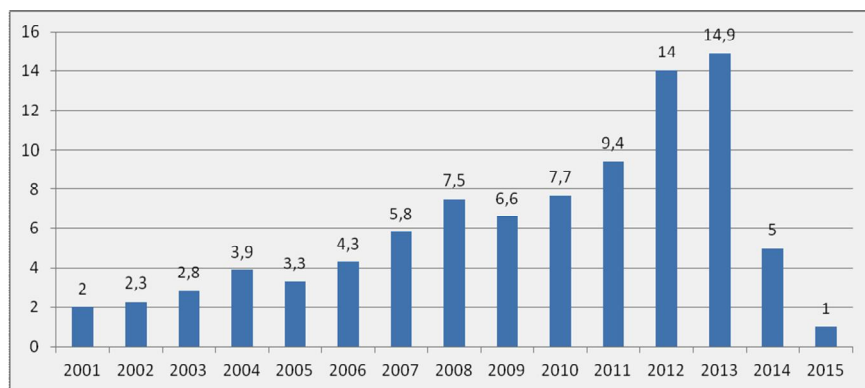


Рис. 4. Фінансування вугільної галузі з державного бюджету, млрд грн

На сьогодні держава не має права на значне скорочення шахтного фонду з міркувань енергетичної безпеки та суттєвого впливу соціальних чинників, особливо в умовах зростання політичної нестабільності.

Вирішення проблеми полягає у кардинальному збільшенні інвестицій у галузь, достатньому для впровадження масштабних

проектів реконструкції та модернізації, спроможних суттєво знизити собівартість виробництва вугільної продукції.

У 2013 році структуру вугільної галузі складали 295 вуглевидобувних підприємств, з яких 135 шахт мали виробничу потужність, 160 знаходились на різних стадіях закриття. Видобувні роботи проводились на 133 шахтах. Загальна виробнича потужність шахт, визначених для забезпечення паливно-енергетичного балансу держави, на 1 січня 2013 р. складає 87,7 млн т на рік, у т. ч. 66,5 млн т – з видобутку енергетичного вугілля. Фактичний видобуток у 2013 році склав 83,6 млн т, у т. ч. 60 млн т – енергетичного вугілля.

У сучасних ринкових умовах значно зростає роль вуглезбагачувальних підприємств, що забезпечують доведення якості видобутого вугілля до економічно і технологічно виправданої якості.

Найбільша кількість вуглезбагачувальних фабрик в Україні була в 1980 р. – 78 одиниць. Вони переробляли близько 161,5 млн т рядового вугілля.

У 2013 р. на 55 вуглезбагачувальних фабриках при виробничій потужності 142,3 млн т переробляли 33,3 млн т рядового вугілля, тобто завантаження фабрик складало 23 %.

За останні роки зольність вихідного вугілля, що надходить на фабрики, коливається на рівні 38...41 % та постійно зростає, а зольність товарного вугілля знаходиться в межах 23...30 %. Основні процеси збагачення досягли граничних можливостей і потребують залучення додаткових територій для складування відходів.

Наразі 60 % шахт Донбасу перебувають на території, яку контролюють так звані «ЛНР» і «ДНР». Втрачені великі обсяги вугілля певних марок, на які налагоджені українські електростанції. В 2015 р. на підконтрольній Україні території залишилося 35 державних шахт, які видобувають вугілля газової групи (марки Г, ДГ).

На тимчасово окупованих територіях знаходяться 51 % видобувних потужностей, у т. ч. 54 % з видобутку енергетичного вугілля (марки вугілля: Д – 100 %, ДГ – 1 %, Г – 11 %, П – 100 %, А – 100 %) і 44 % – коксівного (марки вугілля: Ж – 73 %, К – 25 %, ПС – 100 %).

Міненерговугілля не зможе забезпечити потреби українських ТЕС без донбаського вугілля. Порти можуть перевалити максимум 400 тис. т вугілля на місяць при необхідності від 800 тис. тонн антрациту.

Протягом 2015 р. на українські теплоелектростанції з зони АТО було поставлено 8,5 млн т вугільної продукції. Це в 10 разів більше, ніж імпортовано за аналогічний період з ПАР, і в 13 разів більше, ніж завезено з Росії.

Імпорт з Росії в 2015 році склав 628 тис. т, що на 69 % менше, ніж в 2014 році. Імпорт з ПАР за 2015 р. зріс на 139 % і склав 897 тис. т (у 2014 році – 376 тис. т).

Прогнозні обсяги видобутку вугілля за марками на період до 2040 року в Україні в цілому та на контрольованих українською владою і тимчасово окупованих територіях наведено в табл. 9.

Вже до 2020 р. видобуток українських шахт має зрости на 10,5 млн т, до 2025 р. – ще на 19,6 млн т. До 2035 року сумарний видобуток шахт, поступово зростаючи, досягне рівня 121,0 млн т (за умови введення в експлуатацію шахт новобудов і відродження буровугільного комплексу), перевищивши рівень 2013 р. на 37,4 млн т (45 %), у т. ч. по енергетичному вугіллю на 32,5 млн т (55 %).

У секторі енергетичного вугілля значні виробничі потужності зберігатимуться і нарощуватимуться у компанії ДТЕК.

На шахтах, які зараз ще перебувають у державній власності та видобувають енергетичне вугілля, виробничі потужності треба значно нарощувати. Саме вони мають забезпечити вугіллям не лише теплову енергетику, а й потреби заводів із газифікації вугілля, що будуть побудовані. Тому виробничі потужності тут треба збільшити в 1,5–2 рази.

Крім того, найближчим часом очікується введення шахти-новобудови «Нововолинська № 10» з потужністю першої черги 600 тис. т, яка згодом вийде на свою проектну потужність – 900 тис. т. На прогнозований період очікується початок будівництва ще чотирьох шахт, дві з яких видобуватимуть енергетичне вугілля та матимуть сумарну виробничу потужність 8100 тис. т вугілля на рік. Після 2030 р. прогнозується введення в дію ще трьох шахт з видобутку енергетичного вугілля сумарною виробничою потужністю 5400 тис. т.

За прогнозований період передбачається відродження буровугільної промисловості в Черкаській і Кіровоградській областях.

Таблиця 9. Прогнозні обсяги видобутку вугілля за марками на період до 2040 року, тис. т

Марка вугілля	2013 (факт.)	2020	2025	2030	2035	2040					
УКРАЇНА РАЗОМ											
Енергетичне вугілля											
Д	645,91	500	760	950	1140	1140					
ДГ	16589,41	19180	22035	19420	17140	17140					
Г	11665,93	18260	26150	31135	37440	35445					
Ж	246,63	-	-	-	-	-					
П	8435,58	9480	10490	10725	11060	10490					
А	21738,54	22380	24165	22680	22165	18650					
Б	-	1235	1805	2375	2850	2850					
Всього	59322	71035	85405	87285	91795	85715					
Коксівне вугілля											
ДГ	954,2	-	-	-	-	-					
Г	1420,3	-	-	-	-	-					
Ж	9814,24	10425	12243	13390	12350	9830					
К	11425,63	11530	14940	16835	15520	8395					
ПС	703,65	1200	1235	1315	1375	1375					
Всього	24318,02	23155	28418	31540	29245	19600					
РАЗОМ	83640,02	94190	113823	118825	121040	105315					
КОНТРОЛЬОВАНИ УКРАЇНСЬКОЮ ВЛАДОЮ ТЕРИТОРІЇ / ТИМЧАСОВО ОКУПОВАНИ ТЕРИТОРІЇ											
Енергетичне вугілля											
Д		-	500	-	760	-	950	-	1140	-	1140
ДГ		18600	580	21235	800	18470	950	16100	1040	16100	1040
Г		14510	3750	18190	7960	20230	10905	26255	11185	24260	11185
П		-	9480	-	10490	-	10725	-	11060	-	10490
А		-	22380	-	24165	-	22680	-	22165	-	18650
Б		1235	-	1805	-	2375	-	2850	-	2850	-
Всього		34345	36690	41230	44175	41075	46210	45205	46590	43210	42505
Коксівне вугілля											
Ж		2955	7470	4515	7728	6035	7355	6130	6220	3610	6220
К		7200	4330	10050	4890	12140	4695	10640	4880	4940	3455
ПС		-	1200	-	1235	-	1315	-	1375	-	1375
Всього		10155	13000	14565	13853	18175	13365	16770	12475	8550	11050
РАЗОМ		44500	49690	55795	58028	59250	59575	61975	59065	51760	53555

Відбудуться зміни марочного складу балансу коксівного вугілля, пов'язані з необхідністю значного підвищення якості коксу, що виробляється із шихти українського вугілля. Експерти передбачають збільшення частки марки Ж з 33,5 %, що була у 2010 р., до 40,0 % у 2030 р. За той же період частка марки П зросте з 9,9 до 15 %. Натомість частка марки Г буде зменшуватись з 24,5 до 15,0 % і її потреба буде задовольнятися тільки за рахунок імпорту низькосірчаного вугілля. Вугілля марки ДГ до формування балансу коксівного вугілля залучатися не буде.

Зазначені зміни призведуть до переведення деяких шахт з видобутку вугілля марок Г і ДГ з коксівного призначення на енергетичне.

На етапі реформування вугільної галузі в 2013–2020 рр. необхідно підготувати й провести приватизацію або передачу в оренду чи концесію всіх державних шахт незалежно від рівня рентабельності. Шахти, які не зацікавили інвесторів, необхідно ліквідувати або законсервувати з урахуванням дефіциту марок вугілля, що неможливо покрити з інших джерел.

На другому етапі розвитку галузі на період з 2020 по 2025 р. очікується активна модернізація шахтного фонду приватними інвесторами й оптимізація системи управління. Зокрема, відбудеться модернізація застарілого шахтного обладнання, будуть інвестовані кошти в нові технології, підвищиться продуктивність праці. Галузь вийде на рівень рентабельності.

На третьому етапі розвитку галузі 2025–2035 рр. очікуються стабілізація зростання видобутку вугілля та поступове заміщення потужностей і технологій (зокрема, закриття шахт, які відпрацювали свої промислові запаси). За цей період вживатимуться такі заходи: ефективне освоєння нових запасів для шахт, які мають необхідний виробничий і економічний потенціал; планова реконструкція шахт і введення в експлуатацію нового обладнання; оптимізація витрат для досягнення максимального рівня рентабельності.

За період 2035–2040 рр. буде відбуватись скорочення шахтного фонду (через вичерпаність запасів), що призведе до зменшення обсягів видобутку енергетичного вугілля на 6,1 млн т та коксівного на 9,6 млн т. Сумарний видобуток вугілля в 2040 р. може досягти 105 млн т. Альтернативою такої ситуації є додаткове будівництво нових шахт відповідного профілю.

5. Стан і прогнози розвитку нафтогазового комплексу України

Видобуток вуглеводнів в Україні у 2013 р. склав: природного газу – 21,3 млрд м³⁶, з них у АР Крим – 1,65 млрд м³, нафти – 2,2 млн т, газового конденсату – 0,9 млн т. На фоні падіння видобутку газу державними компаніями ПАТ «Укргазвидобування» та ПАТ «Укрнафта» приватні компанії забезпечили у 2015 році близько 20 % видобутку газу в Україні, тоді як 10 років тому їх частка становила лише 6 %. Частка приватних компаній у видобутку нафти у 2015 році склала 6 %, газового конденсату – майже 26 %. Водночас 96 % обсягів пошуково-розвідувального буріння, яке забезпечує 99 % приростів розвіданих запасів вуглеводнів, припадає на підприємства НАК «Нафтогаз України».

Обсяги видобутку природного газу в Україні за роки незалежності є нестабільними. Це пов'язано з тим, що викривлені тарифи на газ власного видобутку, які не покривають витрат на його виробництво, не дають можливості інвестувати кошти у розвиток галузі. Як наслідок, обсяг геологорозвідувального буріння за даними НАК «Нафтогаз України» впав з 212 тис. м у 2004 р. до 119 тис. м у 2013 р., експлуатаційного – з 254 тис. м у 2006 р. до 127 тис. м у 2013 р., а коефіцієнт заміщення видобутих обсягів газу новими запасами за останні 20 років є нижчим 100 %⁷. Аналогічна ситуація спостерігається й у видобутку нафти.

Українські запаси вуглеводнів мають ряд особливостей, які суттєво впливають на умови та собівартість їх видобутку. Абсолютна більшість газових родовищ експлуатується 40–60 років, що зумовлює ступінь виробленості початкових запасів 60–75 %⁸. Запаси газу розпорошені по багатьох дрібних (1...5 млрд м³) та дуже дрібних (до 1 млрд м³) родовищах. Має місце велика глибина залягання перспективних родовищ газу – до 6000 м і більше. Понад 15 % роз-

⁶ Україна у цифрах у 2013 році / Статистичний збірник // Державна служба статистики України. – К. – 2014.

⁷ Газовидобування в Україні / Baker Tilly International. – 2012. – 11 с. – Режим доступу: http://www.bakertillyukraine.com/media/Gazovydobuvannya_v_ukrayini.pdf.

⁸ Гладун В.В. Обґрунтування шляхів освоєння нафтогазового потенціалу України // Доповіді Національної академії наук України. – 2011. – № 7 – С. 95–101.

віданих запасів належить до важковидобувних. Використання застарілих технологій інтенсифікації видобутку призводить до того, що кінцевий середньозважений коефіцієнт вилучення початкових запасів газових родовищ не перевищує 0,85². На балансі НАК «Нафтогаз України» нараховується близько 2,3 тис. газових свердловин, які не використовуються, хоча практично не існує проблем технічного та технологічного характеру для введення їх в експлуатацію⁹.

Більшість основних за видобутком та запасами родовищ нафти перейшла у пізню стадію розробки, яка характеризується їх значним виснаженням і супроводжується зростанням обводненості продукції, на великих родовищах частка важковидобувних запасів перевищує 68 %¹⁰. На більшості родовищ коефіцієнт нафтовилучення не перевищує 25...33 %, а для родовищ із важковидобувними запасами вуглеводнів – не більший 10 %¹¹.

Переважає більшість газоконденсатних родовищ, які нині дають основний видобуток газу і конденсату, розробляється у режимі виснаження пластової енергії, що знижує коефіцієнт конденсатовилучення, який складає 13...40 %¹².

Прогноз видобутку вуглеводнів побудовано за припущенням, що до 2020 р. в країні починає працювати повноцінний ринок природного газу та впроваджено ефективну податкову та інвестиційну політику в галузі. Фінансові надходження від продажу видобутого газу підприємства інвестують у геологорозвідувальне та експлуатаційне буріння, облаштування нових родовищ, інтенсифікацію видобутку.

⁹ Вдовиченко А.І. Оптимальні шляхи збільшення видобутку газу в Україні ЄС Сайт Нефтегазового Консалтингово Центра ООО «Ньюфолк» – Режим доступу: /newfolk.com.ua/ru/stati-nashih-ekspertov /optimaln-shlyahi-zb-lshennya-vidobutkugazu-v-ukra-n-a-vdovichenko-sp-lka-burovik-v-ukra-ni.

¹⁰ Основні напрями вдосконалення систем розробки родовищ та потенціал нарощування видобутку нафти в Україні / В.М. Дорошенко, Ю.О. Зарубін, В.П. Гришаненко, В.Й. Прокопів, О.А. Швидкий // Нафтогазова галузь України. – 2013. – №2. – С. 27–30.

¹¹ Витвицький Я.С. Економічні проблеми використання ресурсного потенціалу нафтовидобування в Україні / Витвицький Я.С., Іванченко І.М. // Економіка природокористування і охорони довкілля. – 2012. – С. 21–29.

¹² Гожик П.Ф., Крижанівський Є.І. Резерви видобутку нафти і газу / Вісник НАН України. – 2006. – № 2. – С. 59–63.

Виходячи з особливостей запасів природного газу, прогнозується, що на перспективу до 2040 року буде проводитись розробка родовищ традиційного газу, у тому числі за умови економічної доцільності, малодебітних, дрібних і дуже дрібних, із застосуванням сучасних технологій розвідки, буріння свердловин, інтенсифікації видобутку тощо. Науково доведено і практично підтверджено, що родовища нафти і газу є системами, які постійно розвиваються. Отже, має місце явище зростання запасів вуглеводневих покладів на стадії високого ступеня виробленості, що може дати щорічний приріст запасів 3...5 млрд м³.

За тимчасової окупації території Кримського півострова освоєння шельфу Чорного та Азовського морів у межах морської економічної зони України не відбуватиметься. На сьогодні на найбільш перспективній ділянці у Чорному морі, родовищі Скіфське, здійснюють видобуток природного газу російські компанії. У перспективі до 2040 р. не можна розраховувати на значне збільшення видобутку газу з цих родовищ в Україні.

З нетрадиційного газу для України найбільш перспективним є газ центрально-басейнового типу (щільних колекторів), який схожий з традиційним газом за методиками геологічної розвідки. Оскільки основні поклади цього типу знаходяться у Дніпровсько-Донецькій западині частково на територіях, близько до яких на даний час проходять бойові дії, активна розвідка може розпочатися не раніше 2025 р., а про промисловий видобуток можна говорити не раніше 2035 р. Передбачається, що до 2040 року видобуток слапцевого газу в Україні не розпочнеться.

При розробці прогнозу видобутку нафти і газового конденсату було використано дані ДП «Науканафтогаз» НАК «Нафтогаз України», які показали, що за системного підходу темпи залучення до розробки додаткових запасів можна буде порівняти з досягнутими під час розвідки та освоєння нових родовищ в Україні. Це може забезпечити на найближчі двадцять років з моменту початку таких робіт приріст річного видобутку нафти щонайменше на 0,1 млн т.

У табл. 10 наведено сформований прогноз видобування природного газу, нафти та газового конденсату в Україні на перспективу до 2040 р.

Одним з першочергових заходів для збільшення власного

видобутку є проведення широкомасштабних сейсмо- та пошуково-розвідувальних робіт, оновлення та модернізація бурового обладнання, машин та механізмів. Необхідно також провести дорозвідку наявних родовищ, вдосконалення існуючих систем їх розробки з використанням сучасних наукоємних технологій інтенсифікації видобутку, оптимізацію систем розміщення свердловин на площі родовищ тощо. Важливим заходом є проведення дослідження родовищ, які давно виведені з експлуатації, з метою обрахування природних запасів та розроблення оптимальних збалансованих режимів їх експлуатації, виходячи з темпів регенерації вуглеводнів.

Таблиця 10. Прогноз видобування вуглеводнів в Україні (базовий сценарій)

Тип родовища	2015, факт. ¹³	2020	2025	2030	2035	2040
Природний газ, млрд м ³						
Родовища традиційного газу	19,2	21,9	24,5	27,4	30,8	34,7
Родовища морського шельфу	–	–	–	–	0,5	1,1
Щільні колектори	–	–	–	–	1,0	1,4
Всього природного газу	19,2	21,9	24,5	27,4	32,3	37,2
Нафта і газовий конденсат, млн т						
Всього нафти і конденсату	2,4	3,4	3,7	3,9	4,2	4,2

* ДАТ «Чорноморнафтогаз».

Нарощування власного видобутку вуглеводнів в Україні потребуватиме здійснення значного обсягу інвестицій. Орієнтовна прогнозована потреба обсягів фінансування робіт з нарощування видобутку природного газу, нафти та газового конденсату на перспективу до 2040 р. складатиме 326 млрд грн (за цінами 2013 р.). За умови створення повноцінного ринку газу інвестиції у видобуток традиційного газу можуть здійснювати видобувні компанії. До ро-

¹³ Підсумки роботи промисловості України за січень–грудень 2015 року. Еспрес-випуск. // Державна служба статистики України. – К. – 21.01.2016.

біт з геологорозвідки та видобутку вуглеводнів на великих глибинах, у щільних колекторах та в глибоководній частині шельфу Чорного моря необхідно залучати іноземні інвестиції та технології міжнародних компаній, оскільки в Україні недостатньо власного обладнання і фахівців з відповідною підготовкою. При цьому потрібно максимально використовувати матеріали і обладнання, які виробляються в Україні.

Для успішного залучення приватних компаній та іноземних інвестицій необхідно забезпечити стабільні умови ведення бізнесу в галузі, зокрема, розробити прозору та передбачувану нормативно-правову базу щодо регулювання відносин у сфері надрокористування, ввести диференційований підхід при визначенні розмірів платежів за користування надрами. Водночас необхідно розробити процедури для захисту інтересів держави при залученні іноземних компаній до видобутку вуглеводнів.

Також необхідно приділити увагу підготовці висококваліфікованих інженерно-технічних та робітничих кадрів, дефіцит яких наразі вже відчувається у галузі.

Газотранспортна система (ГТС) України на вході спроможна прийняти до 287,7 млрд м³, а на вихід передати 178,5 млрд м³ природного газу, з них 142 млрд м³ – до країн Західної та Центральної Європи. У 90-х роках минулого століття транзитні поставки газу через територію України сягали майже 120 млрд м³, але починаючи з 2009 р. вони зменшились і склали у 2013 р. лише 86,1 млрд м³. Характерними особливостями ГТС України є сполучення з магістральними газопроводами (МГ) всіх сусідніх країн, спільна робота з системою газопроводів високого тиску, які працюють для внутрішніх потреб країни, підключення більшості великих промислових споживачів газу безпосередньо до транзитних трубопроводів, високий рівень обслуговування та експлуатації системи.

Оператором ГТС є ПАТ «Укртрансгаз», в управлінні якого знаходяться 38,6 тис. км газопроводів, з яких 22,2 км – це магістральні газопроводи, 72 компресорні станції (108 компресорних цехів) та 1455 газорозподільних станцій¹⁴. Парк газоперекачувальних аг-

¹⁴ Офіційний сайт ПАТ «Укртрансгаз» – Режим доступу: <http://utg.ua/utg/gts/description.html>.

регатів ГТС налічує 702 одиниці, у тому числі 488 з газотурбінним приводом, 158 з електроприводом та 96 газомотокомпресорів, загальною потужністю 5443 МВт. До комплексу ГТС входять також вісім прикордонних газовимірювальних станцій та 22 пункти вимірювання витрат газу, що здійснюють облік на виході системи. За оцінкою компанії Baker Tilly, яка була виконана у 2013 р. на замовлення НАК «Нафтогаз України», вартість газотранспортної системи України складає 26...29 млрд дол. США¹⁵.

Унікальною особливістю ГТС України є мережа підземних сховищ газу (ПСГ), яка складається з 12 ПСГ із загальною активною місткістю 31 млрд м³, з яких близько 25 млрд м³ припадає на сховища західного регіону. Водночас сумарна активна ємність ПСГ країн ЄС – близько 83,2 млрд м³¹⁶.

Більша частина ГТС України проектувалась і будувалась у 70–80 рр. минулого століття як частина Єдиної системи газопостачання колишнього СРСР, що обумовлює проблеми її функціонування і розвитку. Однією з найважливіших проблем є фізичне і моральне старіння технологічного обладнання. Понад 81 % транзитних газопроводів працює більше 20 років, до 10 років – менше 1 %¹⁷. Заводський залишковий ресурс газоперекачувальних агрегатів основних магістральних газопроводів складає: 1 % на газопроводі «Союз», 3 % на газопроводі «Уренгой-Помари-Ужгород», до 50 % на газопроводі «Прогрес». Понад 70 % всіх газотурбінних газоперекачувальних агрегатів мають проектний ККД у межах 24...27 %, а фактичний середньозважений ККД складає 21...25 %. Усі ПСГ відпрацювали більше 20 років, майже 80 % устаткування, машин, споруд основного і допоміжного виробництва відпрацювали половину свого ресурсу. На сьогодні ГТС працює надійно, але вимагає проведення модернізації. Другою важливою проблемою є невідповід-

¹⁵ Українську ГТС оцінили у \$ 26-29 млрд: Нафтогаз і Газпром вартість не коментують / Дзеркало тижня. 28.05.2013 – Режим доступу: http://dt.ua/ECONOMICS/ukrayinsku-gts-ocinili-u-26-29-mlrd-naftogaz-i-gazprom-vartist-ne-komentuyut-122598_.html.

¹⁶ Сайт Gas Infrastructure Europe – Режим доступу: <http://transparency.gie.eu>.

¹⁷ Концепція розвитку, модернізації і переоснащення газотранспортної системи України на 2009-2015 роки / Розпорядження Кабінету Міністрів України від 21.10.2009 №1417-р – Офіційний веб-сайт Верховної Ради України – Режим доступу: <http://zakon1.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=1417-2009-%F0/>.

ність проектної структури ГТС сучасному завантаженню її газопроводів, що призводить до зниження ефективності транспортування газу.

Ключовим чинником, що визначатиме перспективи функціонування і розвитку української ГТС, є об'єми газу, які будуть транспортуватися для потреб внутрішніх споживачів та інших країн. На перспективу до 2040 р. найбільш імовірним джерелом транзитних поставок газу через українську ГТС залишиться Російська Федерація, а головним споживачем – країни Європи. Об'єми газу, які зможе запропонувати Росія для експорту до країн Європи на період до 2040 р., обумовлюються вичерпанням традиційних родовищ і розробкою нових із своєю інфраструктурою, збільшенням внутрішнього попиту на газ, розширенням експорту трубопровідного та скрапленого газу до країн Азії. Суттєво впливають на завантаження української ГТС об'єми власного видобутку та споживання природного газу країнами Європи, які залежать від стану світової економіки, енергетичної та екологічної політики Євросоюзу.

На об'єми поставок газу через ГТС України впливають будівництво нових газопроводів, у тому числі для транспортування газу між країнами Європи у напрямку південь–північ і захід–схід¹⁸, та розвиток світового ринку скрапленого природного газу. Зростанню об'єму експорту скрапленого газу до Європи сприятиме будівництво нових терміналів з приймання СПГ, загальна потужність яких зросте зі 198 млрд м³ у 2013 р. до 231 млрд м³ у 2025 р.¹⁹.

Важливим фактором впливу на перспективи завантаження ГТС України є наявність обхідних транснаціональних газопроводів, якими частково володіє ВАТ «Газпром», з сумарною проектною пропускною спроможністю 114 млрд м³. З урахуванням української ГТС (142 млрд м³) загальна пропускна спроможність газопроводів з Росії до Європи (включаючи Туреччину) складає 256 млрд м³, а за-контрактовані до 2020–2025 рр. об'єми експорту ВАТ «Газпром» – 158 млрд м³. Отже, у Газпрому спостерігається надлишок потужностей експортних газопроводів при нестачі газу для їх заповнення, що породжує жорстку конкуренцію за маршрути транспортування газу.

¹⁸ Regulation (EU) No. 347/2013 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2013 on guidelines for trans-European energy infrastructure.

¹⁹ Сайт Gas Infrastructure Europe – Режим доступу: <http://transparency.gie.eu>.

Базовий сценарій об'ємів транзиту природного газу через ГТС України (табл. 11) розроблено з урахуванням базового сценарію розвитку газового ринку Європи, запропонованого у прогнозах Eurogas²⁰. Сценарій побудовано за припущень, що до 2025 р. залишаться актуальними поточні національні енергетичні політики, для яких у більшості країн Європи характерні малі інвестиції у газовий сектор. До 2030 року споживання газу в Європі повернеться на рівень 2013 р. Видобуток природного газу в Європі спадатиме до 2040 р., хоча можливий початок видобутку нетрадиційних газів. Зростуть поставки трубопровідного газу з Африки, після 2025 року почнуться поставки трубопровідного газу з Азербайджану, Ірану, Іраку, Курдистану, Ізраїлю. Основний спад поставок російського газу спостерігатиметься після 2030 р., що пов'язано із припиненням дії чинних контрактів. В Європі будуть побудовані всі термінали з приймання СПГ, які заплановані. До 2020 р. газопровід OPAL виведено з-під санкцій ЄС, що сприятиме повному завантаженню «Північного потоку». Через невисокі темпи зростання попиту на газ в країнах Європи будівництво газопроводів «Північний потік-2» та «Турецький потік» ставиться під сумнів.

За умови будівництва однієї нитки «Турецького потоку» Україна втратить 15 млрд м³ транзиту у напрямку Туреччини та Молдови. За умови будівництва однієї нитки «Північного потоку-2» Україна втратить до 25 млрд м³ транзиту в напрямку Європи.

При прогнозних об'ємах транспортування газу українська ГТС буде недозавантаженою, що ускладнить умови її роботи, призведе до зростання технологічних втрат газу і збільшення вартості послуг з транспортування. За оцінками експертів, експлуатація української ГТС при об'ємах транзиту, менших за 60 млрд м³, стає економічно неефективною.

Проведення модернізації української ГТС в існуючій структурі є недоцільним, незадіяні виробничі активи мають бути виведені з експлуатації, оскільки це пов'язано із зайвими витратами на утримання компресорних станцій, лінійних ділянок та обслуговуючого персоналу і призводить до погіршення ефективності роботи ГТС.

²⁰ Long-Term Outlook for gas to 2035 // Сайт компанії Eurogas – Режим доступу: http://www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas_Brochure_Long-Term_Outlook_for_gas_to_2035.pdf.

Таблиця 11. Прогноз об'ємів транзиту російського газу через ГТС України, млрд м³

Показник	2015, факт.	2020	2025	2030	2035	2040
Споживання газу країнами Європи	500 ²¹	503	522	531	540	559
Власний видобуток країнами Європи	260 ²¹	265	246	223	210	205
Імпорт газу країнами Європи, у тому числі:	240	238	276	308	330	354
– СПГ	51 ²¹	52	75	101	135	155
– МГ разом (без Росії)	37	56	82	92	92	100
– МГ з Росії, у тому числі:	137 ²²	130	119	115	103	99
– існуючі газопроводи, що контролюються ВАТ «Газпром»	84,8	93	90	90	82	82
Поставки до Туреччини, Молдови через ГТС України	14,9	15	15	15	15	15
Всього транзит через ГТС України	67,1²³	52	44	40	36	32
Транспортування для власних споживачів	32,8	30,1	28,6	30,3	32,4	35,3
Разом транспортування через ГТС України	99,9	82,1	72,6	70,3	68,4	67,3

На цей час необхідно проводити модернізацію лише тих ділянок ГТС, які сполучаються з підземними сховищами газу західного регіону, оновлювати обладнання цих сховищ. Орієнтовна вартість модернізації всіх українських ПСГ складає 5,5 млрд грн (за цінами 2013 р.).

²¹ Сайт Enerdata – Режим доступу: <https://yearbook.enerdata.ru/natural-gas-consumption-in-the-world.html>.

²² Дані ВАТ «Газпром».

²³ Дані ПАТ «Укртрансгаз».

Для вирішення проблеми визначення втрат газу при транспортуванні територією України відповідно до європейських вимог необхідно побудувати нові газовимірювальні та дублюючі газовимірювальні станції у пунктах подачі російського газу до української ГТС. Орієнтовна вартість дублюючих газовимірювальних станцій складає 3,6 млрд грн (за цінами 2013 р.).

Газова залежність України від Росії має два прояви: залежність від постачання російського газу для споживачів нашої країни та залежність ефективної роботи української ГТС від об'ємів і напрямів транзиту російського газу для європейських країн.

Порівняння прогнозів власного видобутку (табл. 12) та споживання газу (табл. 4) в Україні показує, що через суттєве скорочення споживання газу до 2020 р. потреба в імпортному газі складатиме 8,2 млрд м³, до 2025 р. – 4,1 млрд м³, до 2030 р. – 2,9 млрд м³, до 2035 р. – 0,1 млрд м³. До 2040 р. країна вийде на повне самозабезпечення природним газом, буде можливість імпортувати 1,9 млрд м³. За такої потреби в імпорті газу будівництво терміналу з приймання СПГ є економічно недоцільним. У зазначених об'ємах імпорту газу можна забезпечити за рахунок надходження газу з європейського газового ринку, відмовившись від імпорту з Росії.

Для ліквідації залежності ГТС України від транзиту російського газу доцільно провести роботи зі зміни її структури. Необхідно залучити проектні установи для визначення оптимальної структури ГТС, можливості виведення з експлуатації незавантажених ділянок газопроводів або зменшення їх потужності за умови забезпечення надійних поставок газу внутрішнім споживачам. При розробленні проектних рішень доцільно орієнтуватись на використання сучасних газоперекачувальних агрегатів, які виробляють українські підприємства.

Необхідно на державному рівні проводити роботу з інтеграції до європейського ринку природного газу, чому сприяє технічна можливість роботи певних ділянок ГТС у реверсному режимі. З використанням цих можливостей доцільно на базі підземних сховищ газу західного регіону створити газовий хаб, який об'єднає операторів ГТС України та Східної Європи, пропонувати європейським газотранспортним компаніям послуги із зберігання природного газу та його транзиту між східноєвропейськими країнами у

напрямку північ–південь.

Нафтотранспортна система (НТС) України, оператором якої є ПАТ «Укртранснафта» НАК «Нафтогаз України», включає 19 нафтопроводів діаметром до 1220 мм загальною довжиною по трасі 3507 км²⁴. Роботу 51 нафтоперекачувальної станції забезпечують 176 насосних агрегатів з енергоприводом потужністю понад 357,5 тис кВт. В експлуатації знаходяться 79 резервуарів різних конструкцій. Номінальна ємність резервуарного парку НТС складає 1,083 млн м³.

Середній термін експлуатації магістральних нафтопроводів складає більше 28 років, а найстаріші нафтопроводи працюють понад 40 років, до 70 % магістральних нафтопроводів і технологічного обладнання вичерпали свій ресурс, фізично і морально застаріли²⁵, що потребує вкладення не менше 500 млн грн щорічно (за цінами 2013 р.) для підтримки їх технічного стану, проведення модернізації і реконструкції обладнання.

Уповільнення динаміки нафтовидобутку в Росії, стимулювання росту нафтопереробної промисловості, будівництво в обхід України нафтопровідної ділянки Суходільна-Родіонівська, збільшення потужності російської трубопровідної системи в напрямку Новоросійська, спорудження Балтійської трубопровідної системи, будівництво та реконструкція нафтових терміналів в акваторії Балтійського й Чорного морів призвели до втрати Україною більшої частини транзитних обсягів нафти.

Введення в експлуатацію нафтопроводу «Одеса-Броди» та морського нафтового терміналу «Південний» у 2002 р. створили умови як для диверсифікації джерел надходження нафти, так і формування транзитних потоків. Протягом 2004 – 2010 рр. нафтопровід «Одеса-Броди» використовувався як реверсний для транзиту російської нафти через термінал «Південний», з 2011 по 2013 рік, після заповнення каспійською нафтою, використовувався як аверсний для постачання на українські нафтопереробні заводи (НПЗ).

²⁴ Офіційний сайт ПАТ «Укртранснафта» – Режим доступу: <http://www.ukrtransnafta.com>.

²⁵ Офіційний сайт Міністерства економічного розвитку і торгівлі України – Режим доступу: <http://www.ukrexport.gov.ua/ukr/prom/ukr/18.html>.

Починаючи з 2007 р. обсяги транспортування нафти як для інших країн, так і для власних споживачів стали скорочуватись і досягли у 2013 р. значення 17 млн т, з яких основну частку склав транзит – 15 млн т²⁶.

На цей час через нафтопровід «Дружба» здійснюється транзит російської нафти до Словаччини відповідно до контракту, в якому передбачений щорічний експорт в обсязі до 6 млн т до кінця 2029 р. За умови, що обсяги споживання російської нафти не змінять й інші європейські країни, які отримують її через українську НТС, обсяги транзиту нафти залишаться на рівні 15 млн т.

Для нафтотранспортної системи України вигідними проектами є Євразійський нафтотранспортний коридор та з'єднувальний нафтопровід Одеса-Броди-Плоцьк. Хоча Єврокомісія включила проект Євразійського нафтотранспортного коридору до списку проектів Спільного інтересу (Projects of common interest), на цей час польська держкомпанія PERN Przyjazn очікує конкретні гарантії прокачування по ньому достатнього обсягу каспійської нафти до Європи.

Отже, Україні необхідно терміново шукати можливості заповнення трубопроводної системи. Але існує не так багато регіонів, з яких Україна може отримувати нафту, альтернативну російській. Обмежена пропускна можливість проток Босфор і Дарданелли змушує орієнтуватись, у першу чергу, на прикаспійські країни – Азербайджан, Казахстан і Туркменистан. Таким чином, Україні необхідно працювати над створенням транзитного коридору для каспійських вуглеводнів у напрямку європейських споживачів через НТС нашої країни.

Нафтопереробний комплекс України складають шість нафтопереробних заводів (НПЗ). Переробкою газового конденсату виробляються нафтопродукти на п'ятьох газопереробних заводах (ГПЗ), найбільш потужним з яких є Шебелинський. Працюють в Україні міні-НПЗ, кількість яких за даними Міненерговугілля України складає близько 120²⁷.

²⁶ Транспорт і зв'язок України – 2015. Статистичний збірник // Державна служба статистики України. – К. – 2016 – 186 с.

²⁷ Енергетична галузь України: підсумки 2015 року // Центр Разумкова. – 2016. – Режим доступу: http://razumkov.org.ua/upload/2016_ENERGY.pdf

Скорочення поставок сирової нафти на українські НПЗ і зменшення обсягів нафтопереробки пояснюються низкою причин. По-перше, система оподаткування в Росії шляхом введення значно вищої ставки експортного мита на вивіз сирової нафти порівняно із світлими нафтопродуктами заохочує внутрішню нафтопереробку і робить вигіднішим експорт нафтопродуктів. По-друге, українські НПЗ не витримують конкуренції з імпортерами нафтопродуктів (Росія, Білорусь, Литва) через вищі закупівельні ціни на сировину і низьку глибину переробки нафти. Отже, маючи шість нафтопереробних заводів, Україна на 85 % залежить від імпорту нафтопродуктів.

У 2013 р. обсяг переробки нафти на українських НПЗ склав 3,5 млн. т²⁸, а виробництво нафтопродуктів здійснювалось на Кременчуцькому та Одеському НПЗ і Шебелинському ГПЗ. У 2016 р. з шести НПЗ працює лише один – Кременчуцький. Другий завод із напівскладною схемою переробки – Лисичанський, знаходиться на непідконтрольній Україні території, резервуарний парк його пошкоджено снарядами, завод повністю виведено з ладу. Інші НПЗ зупинені через низькі економічну ефективність та якість виробленого палива.

Споживання основних нафтопродуктів в Україні за період 2005–2013 рр. наведено у табл. 12.

Імпорт нафтопродуктів починаючи з 2005 р. постійно збільшується, експорт, навпаки, зменшується. У 2013 р. імпортовано нафти сирової з Росії 0,48 млн т, з Казахстану – 0,28 млн т; нафтопродуктів імпортовано 8,34 млн т, з них з Росії – 2,08 млн т, з Білорусі – 2,88 млн т, з країн Європи – 3,01 млн т²⁹.

Проблема забезпечення української економіки нафтопродуктами полягає у тому, що всі вітчизняні НПЗ приватизовано, частка держави (43 %) є тільки у Кременчуцькому НПЗ. Частині іноземних власників не вигідно вкладати гроші у модернізацію, оскільки вони мають заводи в Росії, де виробництво значно дешевше за рахунок вартості сировини. Тому державі необхідно економічно стимулю-

²⁸ Україна у цифрах у 2013 році / Статистичний збірник // Державна служба статистики України. – К., 30.07.2014.

²⁹ Експорт / імпорт товарів за країнами світу за січень-грудень 2013 року // Державна служба статистики України – Режим доступу: http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2013/zd/e_iovt/arh_iovt2013.htm.

вати власників НПЗ, вводити частку держзамовлення на виробництво нафтопродуктів, виходячи, перш за все, з вимог енергетичної безпеки.

Таблиця 12. Структура і об'єми споживання основних нафтопродуктів в Україні, млн т н.е.³⁰

Нафто-продукти	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Бензин	3,8	4,6	5,0	5,3	4,9	4,8	4,6	4,4	4,2
Дизельне пальне	5,2	5,5	6,1	6,3	5,4	5,8	6,2	6,4	6,0
Мазут	0,7	1,0	1,1	1,1	2,0	0,8	0,8	0,3	0,2

6. Стан та структурний розвиток систем теплозабезпечення

Україна має досить розвинуті системи централізованого тепlopостачання (СЦТ), до яких на початок 2014 року входило 545 теплоелектрогенеруючих джерел, 35402 опалювальних котелень і 692 утилізаційних установок. Сумарна теплова потужність всіх зазначених централізованих теплогенеруючих джерел складала 174,81 ГВт(т). Окрім того системи децентралізованого тепlopостачання (СДТ) й індивідуальні установки різного типу, які охоплюють тепlopостачанням до 10 млн домогосподарств (до 40 % населення України), оціночно мають 100...120 ГВт(т) потужностей малої енергетики. Сумарна потужність теплогенераторів складала на кінець 2013 р. 275...295 ГВт(т) (табл. 13).

За період 2007–2013 рр. сумарна теплова потужність централізованих теплогенераторів зменшилась на 27,57 ГВт, а децентралізованих збільшилась приблизно на 40...50 ГВт.

³⁰ Україна у цифрах у 2013 році / Статистичний збірник // Державна служба статистики України. – К., 30.07.2014.

Таблиця 13. Загальна кількість та встановлена теплова потужність джерел теплової енергії в Україні за станом 2013 р.

Теплогенератори	Кількість, одиниць	Встановлена теплова потужність, ГВт
Конденсаційні ТЕС	15	6,3
Опалювальні ТЕЦ	38	9,9
Промислові ТЕС	488	20,5
Атомні електростанції	4	3,0
Промислові й опалювальні котельні	35402	132,3
Теплоутилізаційні установки	692	2,9
Індивідуальні установки в СДТ ^{*)}	~15 млн од.	100-120
Всього		275-295

^{*)} Індивідуальні котли на різних видах палива потужністю 5...100 кВт, електрокотли в домогосподарствах, реверсивні кондиціонери в офісах, квартирах та домогосподарствах, грубки та інше обладнання, призначене для отримання теплової енергії.

Структура споживання теплової енергії за минулі періоди наведена у табл. 14.

Таблиця 14. Споживання теплової енергії в Україні у 2005–2013 рр., млн Гкал

Сектори споживання	2005	2010	2011	2012	2013
Промисловість	70,0	63,2	60,5	59,2	54,6
Інші галузі	29,0	27,0	26,5	26,1	23,4
Комунальний сектор	30,0	25,0	22,6	21,9	20,6
Населення ^{*)}	145,5	153,0	152,4	152,4	153,6
Всього	274,5	268,2	262,0	259,5	252,2

^{*)} З урахуванням вироблення теплової енергії індивідуальними системами на основі куплених населенням енергоресурсів (природний газ, вугілля, дрова, електроенергія, джерела відновлюваної енергії тощо).

На період до 2040 р. процеси перерозподілу джерел теплозабезпечення між централізованими системами та децентралізованими триватимуть. Водночас необхідною є модернізація існуючого парку централізованих джерел, оскільки за цей період практично 80 % існуючого обладнання СЦТ необхідно замінити, використовуючи нові технології та вдосконалені сучасні засоби теплогенерації.

З досвіду розвинутих країн до найбільш перспективних технологій, які можуть бути використані для вироблення теплової енергії, слід віднести:

- теплонасосні технології різного типу та спрямування;
- технології прямого використання електроенергії (електрокотли, електротермічне обладнання, електробойлери та інше устаткування), які можуть застосовуватись як в СЦТ і СДТ, також як самостійні теплогенеруючі джерела для індивідуального користування;
- технології використання відновлюваних джерел енергії (сонячна, геотермальна, енергія з біомаси тощо);
- технології з залученням місцевих видів палива (торф, відходи сільськогосподарських та промислових підприємств, скидні промислові горючі гази та ін.).

При розробленні прогнозу потреби у тепловій енергії, враховані обсяги виробництва ВВП прийнято згідно з табл. 2. Використано зазначені вище зміни у структурі економіки. Передбачено застосування заходів з підвищення енергоефективності підприємств, що сприятиме відносному зменшенню потреб у тепловій енергії. Прогнозується також, що прирости попиту на теплову енергію враховуватимуть тенденції до збільшення забезпеченості нею споживачів з наближенням до визначених в Україні норм споживання від 53,5 % у 2013 р. до 80...90 % у 2040 р. Прогноз також передбачає певну стабілізацію попиту на теплову енергію після 2020 р. з боку комунального сектора та населення з темпами приросту на рівні 2,5...4,0 % на рік. При цьому прогнозується, що витрати теплової енергії виробниками теплоти для власних потреб та її втрати у теплових мережах систематично зменшуватимуться до рівня 7,6...8,0 % у 2040 р.

У табл. 15 наведено прогнозні потреби споживачів у тепловій енергії, з якої видно, що загальний рівень попиту досягатиме 342,5 млн Гкал у 2040 р.

Таблиця 15. Прогнозні потреби секторів економіки та населення у тепловій енергії в Україні, млн Гкал

Сектори споживання	2015 (факт.)	2020	2025	2030	2035	2040
Промисловість	42,0	44,1	46,4	50,0	55,2	62,4
Інші галузі	18,0	19,9	22,5	26,1	31,7	40,5
Комунальний сектор	15,9	17,1	18,9	21,3	24,7	30,1
Населення	110,4	118,9	131,3	148,5	172,2	209,5
Всього	186,2	200,0	219,0	245,9	283,8	342,5

Потреби у тепловій енергії задовольнятимуться різними групами виробників та індивідуальними установками споживачів. Прогнозована структура вироблення теплової енергії різними категоріями виробників з розподілом на СЦТ та СДТ в частині котельень та використання електроенергії (електрокотли та теплові насоси) наведено у табл. 16.

Таблиця 16. Прогнозна структура вироблення теплової енергії в Україні, млн Гкал

Теплоджерела	2015 (факт.)	2020	2025	2030	2035	2040
Електростанції усіх типів	39,9	41,0	45,3	51,2	58,7	69,7
Котельні, у т.ч.:	59,5	51,1	50,4	47,2	46,0	41,4
котельні СЦТ	53,3	44,6	43,8	40,1	37,1	31,3
котельні СДТ	6,2	6,5	6,6	7,1	8,9	10,1
Електроенергія (ЕК та ТН), у т.ч.:	25,4	38,5	55,7	86,1	126,5	192,2
електрокотли та ТН СЦТ	15,4	22,5	30,7	51,1	76,5	117,2
електрокотли та ТН СДТ	10,0	16,0	25,0	35,0	50,0	75,0
Приватні теплогенератори населення	63,6	66,3	63,3	55,8	46,2	31,3
Теплові ВЕР	9,7	11,1	12,1	13,3	14,7	16,1

Продовження табл. 16

Теплова енергія з інших джерел	6,4	6,9	7,0	7,2	7,5	8,3
Всього	204,5	214,9	233,9	260,9	299,5	359,0

При оцінці структури генеруючих потужностей систем теплозабезпечення (табл. 17) враховувались необхідність резервування обладнання на випадок аварійних ситуацій в СЦТ (до 25 % від необхідного) та наявність пікових генераторів, які необхідні для покриття навантажень в аномальних природних умовах, що склало додатково ще 1/3 потужностей.

Таблиця 17. Прогноз структури потужності теплогенеруючих джерел систем тепlopостачання України, ГВт (т)

Теплоджерела	2015 (факт.)	2020	2025	2030	2035	2040
Електростанції усіх типів	39,7	40,0	42,0	44,0	45,0	46,0
Котли ^{*)} , у т.ч.:	132,3	100,0	80,0	60,0	40,0	25,4
котли СЦТ	79,7	60,0	45,0	35,0	30,0	19,5
котли ДСТ	52,6	40,0	35,0	25,0	10,0	5,9
Електроенергія (ЕК та ТН), у т.ч.:	14,8	22,4	32,4	50,0	73,6	111,8
електрокотли та ТН СЦТ	8,9	13,1	17,8	29,7	44,5	68,1
електрокотли та ТН ДСТ	5,8	9,3	14,5	20,4	29,1	43,6
Індивідуальні теплогенератори	106,9	111,7	107,4	96,2	82,0	60,5
Теплоутилізаційні установки	2,9	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Всього	296,5	277,4	265,0	253,5	243,8	247,0

^{*)} За станом на 2015 р. потужності котелень є надлишковими (потрібними є лише 26,6 % їх потужностей). Тому передбачено поступове зменшення потужності в котельнях, що призведе до зменшення загальної потужності теплоджерел

Для забезпечення вироблення необхідних обсягів теплової енергії (табл. 16) у перспективі 2040 р. потрібні ресурси органічного палива (природний газ, вугілля, мазут, інше паливо) та електроенергії, що наведені у табл. 18.

Таблиця 18. Необхідні обсяги органічного палива та електроенергії для генерування теплоенергії на період до 2040 року, млн т у.п.

Витрати енергоресурсів	2015 (факт.)	2020	2025	2030	2035	2040
Витрати палива електростанціями, у т.ч.:	6,4	6,4	6,9	7,7	8,5	10,1
вугілля	1,5	2,0	2,5	3,00	4,00	5,00
природний газ	4,8	4,2	4,0	3,50	3,00	3,00
мазут та інші види орг. палива	0,1	0,2	0,4	1,20	1,53	2,12
Витрати палива котельними, у т.ч.:	10,0	8,3	8,2	7,6	7,4	6,8
вугілля	1,2	1,3	1,6	1,89	1,85	1,69
природний газ	8,7	7,0	6,2	5,00	4,00	3,50
мазут та інші види орг. палива	0,1	0,1	0,3	0,7	1,6	1,6
Всього витрати палива підприємствами, у т.ч.:	16,4	14,7	15,1	15,3	15,9	16,9
вугілля	2,7	3,25	4,13	4,89	5,85	6,69
природний газ	13,5	11,20	10,20	8,50	7,00	6,50
мазут та інші види орг. палива	0,2	0,28	0,75	1,88	3,09	3,70
Витрати палива населенням, у т.ч.:	18,2	18,9	18,1	15,9	13,2	9,0
вугілля	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0
природний газ	16,0	16,5	15,4	13,1	10,0	5,6
дрова	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
інші джерела	1,1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,4
Витрати електроенергії підприємствами та населенням (млрд кВт*год), у т.ч.:	11,9	17,4	23,6	34,4	46,5	67,1
електрокотлами	6,1	8,4	10,0	12,74	13,42	15,78
тепловими насосами	5,8	9,1	13,6	21,62	33,07	51,37

Реалізація зазначених тенденцій у розвитку систем теплозабезпечення в Україні надасть можливість її економіці підвищити конкурентоспроможність своєї продукції на світових ринках, а населенню – наблизити комфортність побуту до рівня країн – нових членів Євросоюзу.

7. Відновлювані та нетрадиційні джерела енергії (ВНДЕ)

Спектр ВНДЕ є дуже різноманітним. З точки зору перспектив використання їх доцільно розглядати за такою класифікацією. До ВНДЕ, у яких вилучення енергії є невід'ємною частиною їх утилізації і головний її ефект зумовлюється не економічними, а іншими чинниками (захист довкілля, безпека праці та ін.), належать каналізаційні стоки, відходи тваринництва і птахівництва, тверді побутові відходи, метан вугільних родовищ та інші джерела. Вилучення енергії з таких джерел має бути забезпечене нормативно.

Конкурентоспроможні ВНДЕ (теплота довкілля, промислові гази, скидне тепло, відходи виробництва, біомаса, геотермальна енергія та ін.) вже в сучасних умовах мають співставні або кращі економічні показники у порівнянні з традиційними технологіями. Деякі з них (зокрема, теплові насоси), окрім того, дуже ефективно можуть бути використані в енергосистемах як споживачі-регулятори у складі засобів диспетчерського управління, а також у системі автоматичного регулювання частоти і потужності. Дослідження, виконані в Інституті загальної енергетики НАН України, показали, що таке їх застосування в ОЕС України забезпечує річний економічний ефект у десятки мільярдів гривень (ціни 2013 р.). Технології цього класу не потребують державної підтримки.

Клас ВНДЕ з негарантованою потужністю і з нестабільністю її видачі (вітер, Сонце), із залежністю від природних умов (деякі види біомаси та біопалива, малі ГЕС та ін.) є неконкурентоспроможними і потребує преференцій з боку держави. В Україні ця підтримка державою забезпечена у вигляді так званого закону про «зелений» тариф, який вже давно надає власникам ВНДЕ цього класу найкращі преференції з існуючих у світі. І все ж, незважаючи на це, частка енергії вітру і Сонця у складі спожитих первинних ресурсів

в Україні становила у 2013 р. лише 0,1 %, що у 10 разів менше за середньосвітовий показник (рис. 1). Така ситуація зумовлена тим, що за сучасного стану технологій генерації на ВЕС та СЕС їх енергія не може бути використана в енергосистемах через значну її нестабільність та необхідність резервування. В майбутньому, коли будуть розроблені потужні, економічно прийнятні промислові акумулятори електроенергії та напівпровідникові конвертори, ВЕС та СЕС стануть конкурентоспроможними і поступово зможуть значно потіснити на ринку електроенергії традиційні електростанції.

8. Екологічні проблеми енергетики

Енергетика є одним із основних забруднювачів навколишнього середовища. Але якщо у більшості промислово розвинених країн проводиться цілеспрямована політика екологізації енергетичного сектора, інших галузей реальної економіки та соціальної сфери, то Україна до недавня обмежувалась лише підписанням низки важливих та обтяжуючих міжнародних документів із захисту довкілля та зміни клімату. Діяльність з виконання цих зобов'язань вимагає великих зусиль, багатомільярдних капіталовкладень та значного часу. Тому наразі сукупність проблем, пов'язаних із цією сферою, перебуває в початковій стадії свого вирішення і вимагає особливої уваги з боку науки, виробництва та вищих органів влади.

Характерна особливість впливу енергетики на довкілля полягає у багатоплановості (одночасний вплив на різні компоненти навколишнього середовища: атмосферу, гідро-, літо-, біосферу та населення) та різноманітності характеру (відчуження територій, створення ландшафтів, механічні порушення, хімічне та радіоактивне забруднення, теплові, радіаційні, акустичні та інші фізичні впливи). Ці негативні наслідки проявляються не лише в локальному і регіональному, а й у глобальному масштабах. Прикладом такої глобальної дії є поступове загальнопланетарне зменшення прозорості атмосфери за рахунок зростаючого надходження в неї твердих та рідких аерозолів, ослаблення озонового шару, зумовлене значною мірою викидами метану, окислів азоту і вуглецю, а також невинне зростання у планетарній атмосфері концентрації двоокису вуглецю та інших парникових газів – продуктів спалювання органічних па-

лив, що може стати причиною глобального потепління і багатьох зумовлених ним катастрофічних кліматичних та інших негативних наслідків. Усвідомлення глобальності та катастрофічності такої загрози змусило світову спільноту розробити спеціальні конвенції про дотримання всіма державами досить жорстких обмежень викидів у земну атмосферу озоноруйнуючих речовин, токсичних і парникових газів.

Серед підприємств ПЕК України найбільш негативно впливають на довкілля потужні теплові електростанції на органічному паливі, що інтенсивно забруднюють атмосферу хімічно шкідливими газопиловими викидами, земну поверхню – золівдвалами і шламонакопичувачами, викидами, а поверхневі води – хімічними та тепловими скидами. Іншими об'єктами ПЕК, що негативно впливають на довкілля, є підприємства вугільної галузі (вугільні шахти і розрізи, вуглезбагачувальні фабрики та створювані ними чисельні породні відвали і терикони тощо), підприємства нафтогазовидобувної та нафтопереробної галузі з їх суттєво порушуючими підземні надра нафтовими і газовими свердловинами та забруднюючими довкілля нафтохімічними викидами і скидами з систем переробки і транспортування нафтогазової сировини і вироблених з неї хімічно- та вогнебезпечних продуктів. Хімічно чистими, але в разі тяжких аварій потенційно дуже небезпечними в радіаційному плані, є атомні електростанції зі сховищами їх радіоактивних відходів, про що свідчить аварія 1986 р. на Чорнобильській АЕС.

Найбільш важливими з прийнятих Україною міжнародних зобов'язань для стратегії розвитку енергетики та екологізації паливно-енергетичного комплексу є:

- Паризька кліматична угода 2015 р. щодо переходу до низьковуглецевої енергетики;
- Рамкова конвенція ООН з питань зміни клімату, підписана Україною в 1992 р. і ратифікована в жовтні 1996 р., та розроблений в рамках цієї Конвенції Кіотський протокол щодо зменшення викидів парникових газів (вуглекислого газу, метану та закису азоту), підписаний Україною у 1997 р.;
- Європейська конвенція з транскордонного перенесення забруднюючих речовин, у межах якої Україна разом з іншими європейськими країнами підписала в 1999 р. Гетеборзький протокол

щодо суттєвого зменшення викидів в атмосферу двоокису сірки, окислів азоту, органічних сполук та аміаку;

- Віденська конвенція з питань захисту озонowego шару, підписана та ратифікована Україною у 1998 р., згідно з якою вона зобов'язалася всіляко зменшувати викиди таких озоноруйнуючих речовин, як окисли вуглецю – CO і CO₂, окисли азоту – NO_x і N₂O, метан – CH₄, неметанові вуглеводні та деякі хлорні сполуки.

Окрім цього, входження України в Енергетичне співтовариство зумовлює необхідність гармонізації з міжнародними стандартами нормативно-правової бази країни, вітчизняних екологічних вимог тощо.

З огляду на ці чинники стратегія екологізації паливно-енергетичного комплексу повинна виходити з концепції поетапної розробки та реалізації заходів екологізації залежно від їх вартості та з принципу пріоритетності заходів, які здійснюються на кожному етапі й визначаються їх екологічною актуальністю та очікуваною еколого-економічною ефективністю.

У межах такого підходу доцільно виділити такі ключові напрями екологізації енергетики:

- значне зменшення і за можливості часткова ліквідація викидів, скидів та інших шкідливих впливів підприємств ПЕК на довкілля і населення за рахунок проведення активної політики, спрямованої на підвищення ефективності використання ПЕР та енергозбереження;
- значне технологічне зменшення утворення екологічно шкідливих речовин за рахунок впровадження прогресивних технологій видобутку (виробництва), транспортування та використання ПЕР в усіх галузях ПЕК, закриття підприємств з неприйнятним рівнем екологічної безпеки, ліквідація більшості викидів і скидів у навколишнє середовище шляхом їх локалізації, вловлювання та подальшої нейтралізації, складування та утилізації;
- значне зменшення і за можливості повне усунення небезпечних наслідків уже здійснених викидів, скидів та інших екологічно небезпечних впливів підприємств ПЕК на довкілля і населення прилеглих до них територій.

Виходячи з принципу пріоритетності та економічної доцільності, доцільно визначити такі етапи екологізації енергетики:

перший етап (до 2025 р.), протягом якого найбільшу увагу слід приділити передусім мало- і, частково, середньовитратним засобам екологізації;

другий етап (2026–2035 рр.), упродовж якого мають здійснюватися переважно середньо- і, частково, високовитратні засоби;

третій етап (2035–2040 рр.), коли стане можливим перехід до застосування найбільш ефективних, але водночас дорогих технічних засобів екологізації;

четвертий етап (після 2040 р.), коли, можливо, будуть відкриті й почнуть освоюватися принципово нові екологічно чисті енергоносії та джерела енергії, а також технології її виробництва. При цьому на всіх етапах екологізації ПЕК повинна забезпечуватись реалізація політики максимального енергозбереження та підвищення енергоефективності, без чого необхідні витрати на екологізацію енергетики та забезпечення імпорту ПЕР стануть надмірним тягарем для економіки країни.

9. Енергетична безпека

В умовах зростаючого світового великодержавного егоцентризму енергетична безпека є основною складовою державної безпеки. Наочним підтвердженням цьому є ситуація в Україні у 2014 р., коли Росія в опалювальний період припинила постачання в Україну природного газу, утворився його дефіцит обсягом у кілька мільярдів кубометрів, що становило лише кілька відсотків у загальному споживанні первинних енергоресурсів, і все ж країна опинилася на межі загальнодержавної кризи. Для запобігання подібним ситуаціям Євросоюз ставить вимогу до своїх членів щодо обсягів імпорту енергоресурсів: постачання кожного з їх видів має здійснюватись рівними частинами не менш ніж із трьох джерел. Добре відомо, що до недавнього часу цей критерій стосовно природного газу в Україні відверто ігнорувався, весь імпорт газу здійснювався з території Росії, що супроводжувалось періодичними «газовими війнами». Майже невідомою для широкого загалу, але ще більш загрозливою є ситуація в Об'єднаній електроенергетичній системі (ОЕС) в частині автоматичного регулювання частоти і активної потужності, коли ще й досі для такого регулювання використовуються росій-

ські гідроелектростанції Волзького каскаду. Відмикання цих електростанцій від ОЕС України в кращому випадку призведе до знеструмлення цілих регіонів країни, а в гіршому – до розпаду енергосистеми з найтяжчими наслідками. Складна ситуація з енергетичної безпеки склалася в атомній енергетиці. Існує жорстка залежність від Росії щодо постачання ядерного палива та устаткування АЕС, щодо переробки відпрацьованого ядерного палива, його сховищ. Загалом проблема енергетичної безпеки наразі близька до вирішення лише в частині газопостачання, весь інший її спектр вимагає якнайшвидшого вирішення.

Головними цілями забезпечення енергетичної безпеки в Україні повинні бути:

- надійне та економічно ефективне забезпечення енергетичними ресурсами потреб національного господарства і населення в обґрунтовано необхідному обсязі та сприяння сталому соціально-економічному розвитку країни;

- зниження рівня як зовнішньої, так і внутрішньої енергетичної залежності країни та забезпечення можливості керівництву держави формувати і здійснювати політику захисту національних інтересів у сфері енергетики, у тому числі за умов зовнішнього і внутрішнього тиску;

- гарантоване забезпечення на державному рівні соціального захисту працівників ПЕК з метою запобігання соціальним конфліктам та ліквідації відтоку кваліфікованих кадрів з галузей ПЕК; соціальна спрямованість енергетичної політики щодо енергозабезпечення населення;

- максимально можливе зменшення шкідливого впливу об'єктів ПЕК на довкілля й населення, яке мешкає в зонах їхнього розташування.

Енергетична політика у сфері енергетичної безпеки має здійснюватись за такими основними напрямками:

- забезпечення ефективного і сталого розвитку паливно-енергетичного комплексу як необхідної передумови відродження національної економіки, підвищення рівня національної безпеки та входження до світового економічного простору. Максимальне залучення потенціалу енергозбереження, що сприятиме зниженню питомих витрат енергоносіїв у всіх сферах життєдіяльності та на-

ближенню показників енергоємності ВВП країни до рівня розвинених держав;

- зниження рівня енергетичної залежності країни. Збільшення видобутку (виробництва) та частки споживання власних енергоносіїв. Диверсифікація зовнішніх джерел постачання енергоносіїв. Утримання та закріплення стратегічного положення України в міжнародній системі як транзитного коридору для існуючих і перспективних поставок енергоресурсів у Європу. Забезпечення участі України в реалізації міжнародних енергетичних проектів;

- підвищення рівня безпеки, стійкості та живучості енергетичних систем і об'єктів з метою запобігання системним аваріям та екологічним катастрофам; зменшення рівня техногенного впливу енергетичних об'єктів на довкілля. Технічне переобладнання об'єктів паливно-енергетичного комплексу з використанням екологічно чистих технологій і систем контролю викидів. Удосконалення систем ядерної безпеки;

- забезпечення соціальної стабільності як складової енергетичної безпеки. Підтримка безперебійного, якісного і доступного за ціною енергозабезпечення населення паливом та електроенергією. Забезпечення соціального захисту працівників підприємств ПЕК, у тому числі при закритті об'єктів ПЕК, зміні форми власності чи реперофілюванні;

- забезпечення входження України в енергетичні ринки Європи та світу;

- вдосконалення і розвиток сфери загального забезпечення та підтримки розвитку галузей ПЕК (нормативно-правова база, науково-технічне та інформаційне забезпечення тощо).

Для вирішення означених проблем необхідні конструктивні, цілеспрямовані дії та заходи з боку всіх гілок влади України, компетентність управлінських кадрів, взаємодовіра влади і громадян, їх готовність до соціального партнерства і взаємна відповідальність.

10. Обсяги, джерела та механізми інвестування

Україна має статус країни з ринковою економікою. В перспективі загальним принципом забезпечення стабільного та надійного

товарно-грошового обігу в галузях енергетичного комплексу та в енергетичному господарстві країни в цілому має стати використання основного ринкового закону, згідно з яким ціна товару (тариф) формується з витрат на його виробництво, відрахувань та прибутку. Капітал, необхідний для забезпечення розвитку та підтримки функціонування енергетичних виробництв, формується з частини прибутку.

Однак в умовах України застосування зазначеного принципу в чистому вигляді наразі є практично неможливим. Починаючи з 80-х років минулого століття в галузях ПЕК інвестиції в їх розвиток здійснювались в обсягах, що становили лічені відсотки від необхідних. За кілька десятиліть такої діяльності практично в усіх енергетичних галузях накопичилась потреба інвестиційних вкладень, обсяги яких вимірюються сотнями мільярдів гривень. Забезпечення таких великих обсягів інвестицій за рахунок одних лише прибутків енергетичних підприємств призведе до значного зростання цін (тарифів) на енергетичну продукцію. Це, в свою чергу, призведе до падіння попиту на паливно-енергетичні ресурси, зменшення виробництва в енергетичних, у т.ч. орієнтованих на експорт галузях економіки, втрати конкурентоспроможності для багатьох підприємств та ін.

Дуже важливим чинником є те, що в економіці України наразі вже практично закінчується процес приватизації. За таких умов забезпечувати оновлення та розвиток енергетичних підприємств шляхом відповідного (дуже великого) зростання їх прибутку з метою розвитку виробництва порушує соціальну справедливість. Такий підхід призведе до того, що підвищення тарифів (цін) на енергетичну продукцію недержавних підприємств з метою їх оновлення та розвитку до рівнів, коли значно перевищується норма справедливої прибутку, фактично стане передачею коштів споживачів на створення додаткової приватної власності у виробників. Тому для часткового фінансування оновлення та розвитку підприємств певних галузей ПЕК слід створювати та використовувати спеціальні державні фонди розвитку. Одним із основних джерел надходжень до цього фонду мають бути цільові надбавки до тарифів, які необхідно періодично встановлювати та законодавчо затверджувати.

Інвестування енергетичних підприємств з цього фонду має здійснюватись у формах прямих державних інвестицій або креди-

тів. При цьому обов'язковою умовою надання інвестицій недержавним підприємствам є збільшення державної частки їх акцій відповідно до обсягів наданих інвестицій. Таким чином, завдяки створенню спеціального фонду розвитку забезпечується механізм інвестування, за якого кошти споживачів не перетворюються на власність виробників енергоресурсів. Ці кошти не втрачаються для них, а набувають своєї форми державної позики для розв'язання загальнонаціональної проблеми стабільного енергозабезпечення. Така форма додаткового тарифного навантаження на споживача є найменшою з можливих плат за майже безінвестиційну діяльність держави в галузях ПЕК протягом останніх 35 років.

В умовах фінансово-економічної кризи забезпечення фінансових ресурсів, необхідних для оновлення та розвитку енергетичних підприємств і нарощування обсягів їх виробництва, є однією з найважливіших та найскладніших проблем в енергетиці України.

За світовою практикою інвестування в енергетичних галузях доцільно здійснювати у таких формах:

- власні кошти підприємств;
- кошти енергетичних об'єднань, інших підприємств;
- пряме фінансування з державного та місцевих бюджетів;
- кредити;
- приватні кошти та іноземні інвестиції;
- капітал акціонерних товариств.

Протягом останніх двадцяти п'яти років усі перелічені джерела діяли в Україні, однак обсяги здійснених інвестицій були мізерними. Це пояснюється нераціональною структурою цін і тарифів на енергоресурси, жорсткою податковою політикою, відсутністю коштів у підприємств (об'єднань), відсутністю привабливого інвестиційного клімату в енергетичній сфері тощо.

У порівнянні з періодом 2001–2010 рр. умови та вимоги щодо забезпечення необхідних обсягів фінансування процесів оновлення та розвитку підприємств електроенергетичного комплексу за період 2011–2015 рр. суттєво погіршились. Через низку внутрішніх причин останній період не був використаний для започаткування цього процесу, стан обладнання та кадрове забезпечення ЕЕК значно погіршились. Україна вступила до Енергетичного співтовариства і взяла на себе, зокрема, дуже тяжкі зобов'язання щодо забезпечення

екологічних вимог при виробництві електричної енергії, перш за все – вимог зі зменшення до європейських рівнів на теплових електростанціях викидів окислів сірки, азоту та пилу за дуже стислі терміни. Останнє потребує дуже великих обсягів додаткових капіталовкладень.

Світова фінансово-економічна криза охопила практично всі країни світу, включаючи промислово розвинені. В умовах України цей фактор визначає зменшення попиту на електроенергію протягом всього періоду до 2030 р., зменшення обсягів необхідних генеруючих потужностей в ЕЕК і, як наслідок, зменшення обсягів необхідних інвестицій в ЕЕК на весь період до 2030 р. у порівнянні з відповідними показниками діючої Енергетичної стратегії. Однак навіть за наявності такого позитивного фактора тягар інвестиційної бездіяльності протягом останніх десятиліть у підгалузях ЕЕК та міжнародних зобов'язань України на терені захисту довілля обумовлюють необхідність забезпечення великих інвестицій в його оновлення та розвиток.

Загальний обсяг необхідних інвестицій в ЕЕК на період до 2040 р. з урахуванням всіх зазначених факторів відповідно до наведеного сценарію економічного розвитку України (табл. 2) складає дещо більше 60 млрд дол. США (табл. 8).

Надходження інвестицій в ЕЕК України на стадії сталого розвитку повинно здійснюватись на строго ринкових принципах, а саме, коли будуть забезпечені:

- доведення інвестиційної складової в структурі тарифу на електроенергію до рівня, що гарантує надходження інвестицій, достатніх для необхідного розвитку підприємств ЕЕК;
- наближення вартості праці в структурі тарифу на електроенергію до середньоєвропейського рівня;
- надходження всіх видів палива та устаткування для підприємств ЕЕК за нерегульованими цінами з конкурентних ринків.

Однак за наявних умов стадія сталого розвитку в ЕЕК України в чистому вигляді буде досягнута лише після проходження певного перехідного періоду, який закінчиться більш за все наприкінці 20-х років.

Тобто протягом практично всього періоду до 2030 р. інвестування розвитку ЕЕК доцільно забезпечувати не лише за рахунок підприємств-виробників, але й з потужних додаткових джерел, ос-

новним з яких повинен стати державний фонд розвитку ЕЕК (Фонд). Надалі до 2040 р. є всі підстави для інвестування розвитку ЕЕК на суто ринкових засадах.

Обсяги інвестицій з Фонду на період до 2025 р. повинні забезпечувати 50 % необхідних. Решту коштів підприємства мають забезпечувати в процесі діяльності: частина прибутку, кредити та ін.

Наповнення Фонду доцільно забезпечувати за рахунок таких джерел:

- цільові надбавки до тарифів на електроенергію;
- пільгові державні кредити;
- державні інвестиції в розвиток електроенергетичного комплексу;
- державна частка прибутків від діяльності підприємств ЕЕК.

Найбільш надійними та потужними із цих джерел є цільові надбавки до тарифів на електроенергію. У табл. 19 наведені показники електроенергії, спожитої в Україні за інтервалами та за весь період до 2040 р., а також цільова надбавка до тарифу за відповідні інтервали.

З табл. 19 видно, що для забезпечення обсягів інвестицій з Фонду на рівні 50 % від необхідних, достатньо встановити цільові надбавки до тарифу на електроенергію у розмірі 6,2 – 18,3 % (період до 2030 р.). У подальших періодах у процесі становлення в економіці країни процесів сталого розвитку цільова надбавка практично відсутня.

Великі обсяги інвестицій на період 2021–2025 рр. зумовлені, зокрема, запланованим НАЕК «Енергоатом» введенням у 2022 р. двох блоків на Хмельницькій АЕС потужністю 1000 МВт кожний.

У своїй роботі Фонд повинен повертати надані ним кошти енергетичним підприємствам шляхом, зокрема, продажу своєї частки акцій у побудованих об'єктах. Тому цільова надбавка за періоди після 2030 р. практично відсутня, а діяльність Фонду буде продовжена, оскільки станом на 2030 р. він зможе повернути майже всі інвестиції, зроблені ним до 2025 р. включно.

Зазначені показники цільових надбавок є цілком прийнятними для економіки та соціальної сфери країни. Їх введення надасть можливість енергетичним компаніям провести технічне переоснащення галузей ЕЕК країни з досягненням їх технічних і економіч-

них показників до рівнів, що відповідають показникам енергетичних систем країн – нових членів Європейського Союзу.

Таблиця 19. Прогнозні показники споживання, вартості та цільова надбавка до тарифу на електроенергію для фінансування Фонду з розвитку ЕЕК України (ціни 2015 р.)

Показник	2017-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040
Попит на електроенергію в Україні за періодами, млрд кВт·год	485,0	889,5	1037,8	1203,8	1350,8
Вартість ^{*)} спожитої електроенергії в Україні за періодами, млрд грн	713,0	1307,6	1525,6	1770,0	1985,7
Необхідні інвестиції за періодами, млрд грн	96,1	469,6	286,1	360,4	227,1
Кошти для формування Фонду за періодами, млрд грн	48,0	239,8	95,0	20,0	-
Цільова надбавка для фінансування Фонду, %	6,7	18,3	6,2	1,1	-

^{*)} середньозважений тариф на електроенергію в Україні у 2015 р. складав 1,47 грн/кВт·год.

Інвестиційне забезпечення кожної з галузей ПЕК України в сучасних і перспективних умовах має свої особливості. Підприємства нафтогазового комплексу потенційно є високорентабельними і в змозі забезпечити власними інвестиційними ресурсами розвідку вітчизняних запасів вуглеводнів і розвиток підприємств галузі за умови зниження поточного податкового навантаження до середньсвітового рівня.

Вугільна промисловість наразі проходить болісну фазу реформування зі зміною форм власності вугільних підприємств, по закінченню якої потрібно буде вирішувати проблему її подальшого розвитку та необхідного інвестиційного забезпечення за спеціальним механізмом, в основних рисах схожим на наведену вище схему для електроенергетичного комплексу.

11. Рекомендації

- Головним завданням функціонування енергокомплексу є забезпечення потреб національної економіки і населення у енергетичних ресурсах, підтримка балансу між попитом і пропозицією на них. Основним стрижнем і суттю енергетичної стратегії держави є енергозбереження та енергоефективність як у сфері виробництва, так і у сфері споживання енергоресурсів. Другою важливою складовою стратегії є реалізація заходів щодо охорони навколишнього середовища.

- У зв'язку з моральною застарілістю та глибокою фізичною зношеністю основного обладнання в усіх галузях енергокомплексу в умовах тяжкої економічної кризи Україна не має змоги навіть у середньостроковій перспективі (2030–2035 рр.) вивести свою енергетичну галузь на рівень розвинених країн світу. На цей період країна в змозі буде реалізовувати енергетичні проекти переважно з мало- та середньовитратної модернізації. Проекти із радикальною реконструкцією та новим будівництвом будуть виконуватись у своїй більшості у перспективі після 2035 р.

- Основним питанням модернізації основного обладнання енергетичного комплексу та створення і запровадження нових енергетичних технологій у сегментах атомної і теплової генерації, відновлюваних джерел, інтелектуальних електричних мереж, заходів охорони довкілля є потреба у суттєвих інвестиціях.

- Джерела інвестицій – це в першу чергу економічно обгрунтована тарифна та кредитна політика, а також приватні внутрішні та зовнішні інвестиції.

- Для забезпечення необхідного фінансування оновлення та розвитку енергетичної галузі доцільно утворити фонд розвитку з наведеною структурою надходження та використання його коштів. Інші механізми інвестування розвитку енергокомплексу пов'язані зі значно більшим фінансовим навантаженням на споживачів.

- Серед технологій відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії у безумовному порядку повинні реалізовуватись ті, що пов'язані з захистом довкілля та охороною праці (тверді побутові відходи, каналізаційні стоки, відходи тваринництва та птахівництва, метан вугільних родовищ та ін.). У промислових обсягах можуть бути реалізовані ВНДЕ, які наразі вже є конкурентоспромож-

ними у порівнянні з традиційними технологіями (теплота доквілля, промислові газы, скидне тепло, відходи виробництва, біомаса, геотермальна енергія і т.д.). Масове використання неконкурентоспроможних ВНДЕ (вітер, Сонце тощо) в середньостроковій перспективі в умовах економічної кризи в країні призведе до тяжких економічних наслідків. Тому їх промислове впровадження доцільно відтермінувати на період після 2035 р.

- Незважаючи на великі капіталовкладення, Україна при оновленні та розвитку галузей ПЕК повинна реалізовувати проекти, в яких задовольняються екологічні вимоги Євросоюзу та Енергетичного співтовариства.

- Україна повинна забезпечувати вимоги Євросоюзу у галузі енергетичної безпеки. В галузі газозабезпечення ці вимоги наразі близькі до виконання, однак існує ціла низка не менш важливих проблем, які потребують негайного вирішення: забезпечення вугільною продукцією енергетики та металургії, комплекс проблем атомної енергетики (забезпечення паливом, устаткуванням, поводження з усіма відходами, кадрове забезпечення та ін.), забезпечення моторними паливами, побудова власних систем регулювання частоти і потужності в Об'єднаній енергосистемі України та ін.

- За прогнозований період необхідно перейти від стану виживання до стану розвитку, впроваджувати новітні технології видобутку первинних ресурсів та методів і обладнання для перетворення видів енергії з урахуванням світового досвіду.

- При розробленні проектів оновлення та нового будівництва в енергокомплексі країни потрібно орієнтуватися на власний енергомашинобудівельний комплекс, що є виправданим як в економічному, так і в безпековому та соціальному планах.

ПІСЛЯМОВА

У розробленні представлених аналітичних матеріалів брали участь провідні науковці ряду організацій НАН України, які працювали у складі кількох тематичних робочих груп.

Автори щиро вдячні всім учасникам цього досить трудомісткого проекту. Особливу подяку автори висловлюють фахівцям Інституту загальної енергетики Національної академії наук України, які взяли на себе обов'язки відповідальних виконавців, а саме: Мальяренко О.Є., Нечасвій Т.П., Стогнію О.В., Макарову В.М., Лещенко І.Ч., Білодіду В.Д. за їх плідну участь у проведенні досліджень з визначення ключових положень і оцінки стану та пріоритетних напрямів і рівнів розвитку енергетики України. Ці дослідження дали можливість у кінцевому результаті визначити концептуальні підходи до подальшого розвитку енергетики України до 2040 року та встановити основні показники розвитку окремих секторів її паливно-енергетичного комплексу, надати відповіді на стратегічні питання з екологічних проблем, енергетичної безпеки, обсягів, джерел і механізмів інвестування в енергетичний сектор країни.

Наукове видання

Національна академія наук України
Відділення фізико-технічних проблем енергетики

КУЛИК Михайло Миколайович
ГОРБУЛІН Володимир Павлович
КИРИЛЕНКО Олександр Васильович

КОНЦЕПТУАЛЬНІ ПІДХОДИ ДО РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

(аналітичні матеріали)

Редактор Н.В. Новік
Комп'ютерна верстка Л.П. Ходаківської

Підп. до друку 29.08.2017. Формат 60x80/16. Офс. друк.
Папір офс. № 1. Гарн. Таймс. Ум. друк. арк. 4,2
Обл.-вид. арк 4,0. Тираж 300 прим.

Віддруковано у друкарні ТОВ «Наш Формат»,
м. Київ, пр-т Миру, 7, оф. 45.