

УДК 620.9:519.8:339.9:504 **Б.А. КОСТЮКОВСЬКИЙ**, канд. техн. наук, ст. наук. співр., ORCID: 0000-0001-7123-3096
ГО «Бюро комплексного аналізу та прогнозів», вул. Артема, 60, м. Київ, 04050, Україна

МОДЕЛЮВАННЯ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ ДЛЯ ОБҐРУНТУВАННЯ ДРУГОГО НАЦІОНАЛЬНО ВИЗНАЧЕНОГО ВНЕСКУ ЩОДО ОБМЕЖЕННЯ ВИКИДІВ ПАРНИКОВИХ ГАЗІВ

Однією з важливих задач при прогнозуванні розвитку об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України є оцінка обсягів викидів парникових газів (ПГ) у перспективі за різних сценаріїв її розвитку. Ця задача має ключове значення при обґрунтуванні можливості та доцільності прийняття країною зобов'язань щодо обмеження обсягів викидів ПГ у перспективі. Її вирішення потребує коректного моделювання розвитку та функціонування ОЕС України. На сьогодні Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України у проекті Другого національно визначеного внеску, розробленого згідно Паризької угоди, рекомендувало прийняти зобов'язання скоротити викиди ПГ на 65% від обсягів їх викидів у 1990 р. Враховуючи високу вартість прийняття недостатньо виваженого рішення, були проведені дослідження по оцінці обсягу викидів для двох сценаріїв розвитку електроенергетики, результати яких наведені у статті. На основі аналізу отриманих результатів моделювання були зроблені висновки щодо необхідності перегляду рекомендацій Міністерства.

К л ю ч о в і с л о в а: електроенергетична система, парникові гази, моделювання, графік електричних навантажень, балансова надійність.

Україна, як Сторона Рамкової конвенції ООН про зміну клімату та Кіотського протоколу, має реагувати на глобальні кліматичні виклики та здійснювати відповідні заходи з їх запобігання. У вересні 2015 р. було схвалено очікуваний національно-визначений внесок України [1, 2]. Після набуття чинності Паризької угоди [3] зазначений внесок було визнано Першим національно визначеним внеском України. Відповідно до цього документу, Україна взяла на себе зобов'язання не перевищити у 2030 р. 60% рівня викидів парникових газів (ПГ) у 1990 р. На виконання пункту 9 статті 4 Паризької угоди, на початку квітня 2021 р. Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України (Міндовкілля) оприлюднило проект Другого національно визначеного внеску (НВВ2) [4, 5], згідно з яким Україна бере на себе зобов'язання досягти значно амбітніших цілей щодо скорочення викидів ПГ у 2030 р. – на 65% від рівня 1990 р.

Особливістю є те, що після прийняття НВВ2, у майбутньому зобов'язання щодо обсягів викидів ПГ можуть бути змінені виключно у сторону зменшення можливостей по їх викидам,

що передбачено Паризькою угодою (пункти 3 та 11 статті 4). Хоча на сьогодні не передбачено штрафних санкцій для країн, які будуть нездатні виконати добровільно прийняті зобов'язання з обмеження викидів ПГ, але вони не зможуть розраховувати на участь у передбачених Паризькою угодою механізмах, зокрема наведених у статті 6 цієї угоди. Поряд з цим, в перспективі не можна виключати введення фінансових штрафних санкцій за порушення добровільно прийнятих на себе зобов'язань. Тому коректність обґрунтування НВВ2 має дуже велике значення, бо прийнявши занадто амбітні цілі, Україна у майбутньому може отримати низку викликів, зокрема:

- надмірно обмежені обсяги викидів ПГ, які щорічно зможе здійснити Україна, можуть стати фактором, що стримуватиме розвиток вітчизняної економіки.

- відсутність фінансових можливостей щодо забезпечення реалізації політики декарбонізації економіки та реалізації відповідних заходів, які повинні бути представлені у Національному інтегрованому плані з енергетики та клімату (НІПЕК) [6]. Невиконання відповідних заходів стане порушенням міжнародних зобов'язань України.

© Б.А. КОСТЮКОВСЬКИЙ, 2021

Відповідальним за обґрунтування НВВ2 є Міндовкілля [7], яке в якості пропозиції визначило скорочення викидів ПГ на 65% від обсягів їх викидів у 1990 р., тобто, рекомендує прийняти НВВ2 на рівні 34,8%, що приблизно на 3,2% нижче, ніж у 2018 р., і що є дуже амбітними цілями в контексті необхідності прискореного розвитку економіки країни та фактично повної кореляції зміни викидів ПГ зі змінами ВВП в Україні [8].

Такі пропозиції базуються на результатах проекту «Підтримка Уряду України з оновлення НВВ» (надалі — Проект), який виконується в межах технічної допомоги Україні та впроваджується Європейським банком реконструкції та розвитку (EBRD) за фінансової підтримки Міжнародного агентства розвитку Швеції (SIDA) [9]. Матеріали з результатами виконаного при реалізації Проекту моделювання розміщені на сайті Міндовкілля [5, 10].

Згідно результатів моделювання з використанням моделі TIMES-Україна [11] визначено, що найбільш ефективним рішенням з розвитку енергетичного комплексу країни в період 2021–2030 рр. є впровадження потужностей на базі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у обсязі близько 17 ГВт та доведення виробництва електроенергії з використанням ВДЕ та атомної генерації до 80% від загальної генерації електроенергії на рівні 2030 р. [8]. При цьому викиди ПГ від теплових електростанцій (ТЕС) та теплоелектроцентралей (ТЕЦ), які працюють на викопному паливі, повинні становити 35,9 млн т в еквіваленті CO₂ [12] для комбінованого сценарію, який прийнято за основний при обґрунтуванні НВВ2. Саме таке значне зниження викидів ПГ в електроенергетичному комплексі є одним з ключових факторів обґрунтування амбітних цілей для визначення НВВ2.

Але модель TIMES-Україна не дозволяє забезпечити коректне формування енергетичних балансів через специфіку моделювання електроенергетики, що обумовлено наступним. З огляду на підхід до побудови моделі TIMES-Україна в ній використовуються баланси виробництва-споживання електроенергії:

$$\sum_{n \in N} P_{nt} k_{nt} = W_t, \quad (1)$$

де n – індекс технології виробництва електроенергії, $n \in N$ t – індекс розрахункового етапу, рік; P_{nt} – встановлена потужність технології n у відповідний етап розрахункового періоду t , на яку накладаються обмеження згори (нові) та знизу (існуючі) на технології виробництва електроенергії та з керованого управління попитом, ГВт; k_{nt} – коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП), який задається для кожної технології n на етапі t при моделюванні в TIMES-Україна [13],

безрозмірна величина; W_t – обсяг виробництва електроенергії у відповідний етап t розрахункового періоду, млрд кВт·год.

Розрахунки в моделі TIMES-Україна виконуються із забезпеченням мінімізації витрат на виробництво енергії, зокрема, також і електроенергії:

$$\sum_{n \in N} L_{nt} P_{nt} k_{nt} = W_t \rightarrow \min, \quad (2)$$

де L_{nt} – повна приведена вартість електроенергії за життєвий цикл – Levelised Cost of Energy (*LCOE*) або інший, подібний витратний показник, який характеризує витрати на виробництво електроенергії в залежності від техніко-економічних показників технології n та КВВП на етапі t .

Таке моделювання розвитку електроенергетичного комплексу базується на апріорі визначеному КВВП, який можна розрахувати лише за результатами оптимізації розвитку електроенергетичного комплексу, бо визначення перспективної структури генеруючої потужності та потужності технологій з керованого управління попитом базується на моделюванні покриття графіків електричних навантажень з урахуванням вимог балансової надійності [14]. В цьому контексті використання *LCOE* в якості критерію оптимізації розвитку та функціонування електроенергетичного комплексу принципово неможливо. Більш того, використовувати *LCOE* можна лише при порівнянні ефективності реалізації проектів з розвитку генерації з гарантованою потужністю, для якої попередньо визначені очікувані режими роботи у перспективі. Тому аргумент, що швидке зниження *LCOE* у генерації з негарантованою потужністю (вітрові (ВЕС) та сонячні (СЕС) електростанції) обумовлює необхідність їх прискореного впровадження, є помилковим. При визначенні доцільних рівнів розвитку ВЕС та СЕС, які є електростанціями з негарантованою потужністю (ЕНП), необхідно враховувати природно-кліматичні умови тієї чи іншої країни, які визначають типові профілі генерації ВЕС та СЕС, прогностичні не тільки рівні, але й режими споживання електроенергії, існуючу структуру генеруючої потужності та маневрові можливості енергосистеми, вимоги балансової надійності, тощо.

Підхід до моделювання енергетичної системи країни, який застосований в моделі TIMES-Україна, практично не враховує ані специфіку вітчизняної енергосистеми, ані природно-кліматичні умови країни, які є не сприятливими для розвитку ЕНП, бурхливий розвиток яких в період 2018 – 2020 рр. був обумовлений виключно наданням їм величезних переваг. Цей підхід фактично є «універсальним» з точки зору можливості отримання необхідних результатів за рахунок роз-

рахунку L . Як видно з (1) та (2), до балансу електроенергії будуть послідовно включатися технології з мінімальним значенням L до досягнення обмеження згори на можливу їх потужність. Тому включаючи до розрахунку L високі платежі за викиди ПГ, накладаючи знизу обмеження на потужність ЕНП та/або приймаючи припущення щодо значного зниження потреби в інвестиціях для їх впровадження, можливо обґрунтувати будь-який рівень їх розвитку.

При наведеному вище підході проведене в моделі TIMES-Україна моделювання обґрунтовує можливість покриття балансів електроенергії головним чином за рахунок електростанцій, що працюють з використанням ВДЕ, у першу чергу це стосується ВЕС та СЕС, та атомних електростанцій (АЕС), що працюють з високим КВВП. Тому у результаті виконання розрахунків у моделі TIMES-Україна необхідна потужність ВЕС та СЕС є дуже великою через те, що вони мають низький КВВП в умовах України: 34–36% та до 13–15% відповідно. Але це усереднений за рік КВВП, тому профілі виробництва електроенергії ВЕС та СЕС:

- мають сезонні особливості, зокрема, генерація СЕС в опалювальний період значно нижча ніж в неопалювальний;

- можуть дуже сильно різнитися, навіть в суміжні дні, в залежності від конкретних погодних умов.

Тому, при переході до моделювання з використанням балансів потужності при покритті добових графіків електричних навантажень (ГЕН), урахування річної, сезонної, тижневої та добової нерівномірності електроспоживання та суттєвої різниці щодо можливості участі електростанцій, що працюють з використанням ВДЕ, у першу чергу це стосується ВЕС та СЕС, в покритті ГЕН, в залежності від конкретних погодних умов, обумовлює виникнення таких ситуацій.

При високому та типовому рівні генерації ВЕС та СЕС, що обумовлює відповідні профілі генерації ними електроенергії, виникає профіцит потужності на певних ступенях ГЕН, а при досягненні встановленої потужності ВЕС та СЕС рівня співставного з усередненим максимальними навантаженням споживачів у добових ГЕН, профіцит виникає на всіх ступенях ГЕН для переважної кількості днів протягом року. Це, поряд з економічною недоцільністю переносу потужності ЕНП в період як мінімум найближчих 10 років, робить недоцільним використання технологій переносу потужності типу «Power-to-Power», а можливостями його ліквідації є:

- обмеження потужності ВЕС та СЕС;

- впровадження технологій типу «Power-to-X», зокрема, для виробництва «зеленого» водню;

- обмеження потужності АЕС.

При низьких рівнях генерації ВЕС та СЕС, які через специфіку кліматичних умов України припадають на дні з максимальними навантаженнями в ОЕС України (екстремальна холодна температура), виникає дефіцит потужності при недостатності традиційних генеруючих потужностей на викопному паливі та/або АЕС.

Означене обумовлює те, що реальний КВВП СЕС та ВЕС, внаслідок неможливості їх участі у покритті ГЕН через балансові обмеження енергосистеми, суттєво нижчий, ніж при прийнятих ключових припущеннях у моделі TIMES-Україна, а заміщення не поставленої ними електроенергії, тобто покриття ГЕН при низькому рівні потужності ВЕС та СЕС у добових ГЕН, забезпечується традиційними ТЕС на органічному паливі. Тобто, необхідною є трансформація балансу (1) в такий баланс:

$$\sum_{n \in N} P_{nt} k_{nt} - \Delta W_{(n=1)t} + \Delta W_{(n=2)t} = W_t, \quad (3)$$

де $\Delta W_{(n=1)t}$ – недовироблена електроенергія на ВЕС та СЕС за годину t , кВт·год; $\Delta W_{(n=2)t}$ – додаткове виробництво на ТЕС за годину t , кВт·год.

При цьому має виконуватися таке співвідношення:

$$\Delta W_{(n=1)t} = \Delta W_{(n=2)t}. \quad (4)$$

Враховуючи високу вартість помилки при обґрунтуванні НВВ2, були виконані дослідження з метою оцінки прогнозних рівнів викидів ПГ на рівні 2030 р. для сценарію розвитку електроенергетики згідно НВВ2 (СННВ2), сформованому з використанням моделі TIMES-Україна, а також для цільового сценарію (ЦС) розвитку електроенергетики, наведеному в Звіті з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей [15]. В якості інструменту використано модельне та програмне забезпечення комплексу VACS-RVE [14, 16, 17], який наразі підтримується ГО «Бюро комплексного аналізу та прогнозів і був використаний при підготовці Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей, що розробляється на виконання статті 19 Закону України про ринок електроенергії [18] НЕК «Укренерго».

На відміну від моделі TIMES-Україна, комплекс VACS-RVE забезпечує детальне урахування режимних факторів, вимог балансової надійності та специфіки ринкового регулювання діяльності в електроенергетиці.

В якості критерію оптимізації при моделюванні з використанням можливостей комплексу BACS-RVE було прийнято мінімізацію витрат на виробництво електроенергії з урахуванням ефективності експорту та імпорту електроенергії, який у спрощеному вигляді формалізується наступним чином:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^G \sum_{n=1}^N \left(\sum_{k=1}^K CV_{kgt} P_{kgt} + CI_{gnt} PI_{gnt} - CE_{gnt} PE_{gnt} + CB_{gnt} PB_{gnt} \right) H_{gnt} = 0, \quad (5)$$

де t – етап розрахункового періоду, $t = 1 \div T$; g – індекс доби, $g = 1 \div G$; n – індекс ступені ГЕН, $n = 1 \div N$; k – індекс типу електроустановки, $k = 1 \div K$; CV_{kgt} , CI_{gnt} , CE_{gnt} , CB_{gnt} – ціна виробництва, імпорту та експорту електроенергії, а також надання послуг з балансування на основі систем управління попитом, в розрахунковий етап t , відповідно; H_{gnt} – тривалість ступені ГЕН n , на якій означені ціни є постійними; P_{kgt} , PI_{gnt} , PE_{gnt} , PB_{gnt} – потужність виробництва, імпорту та експорту електроенергії, а також надання послуг з балансування, в розрахунковий етап t відповідно.

Але в умовах лібералізованих ринків електроенергії неможливо заздалегідь визначити ціну на електроенергію та обсяги її виробництва. З урахуванням означеного, формування критеріїв оптимізації здійснювалось на основі наступних припущень [14, 19].

Прийняття інвестиційних рішень окремими суб'єктами господарювання стосовно будівництва нових та реконструкції існуючих енергетичних об'єктів базується на критеріях прибутковості вкладеного капіталу в порівнянні із іншими альтернативними можливостями – банківські депозити або вкладення в інші види господарської діяльності, терміну окупності інвестицій та оцінки фінансових ризиків. Лише за умов, коли ціна продажу електроенергії робить такі інвестиції доцільними для інвесторів за цими критеріями, вони будуть інвестувати кошти в розвиток генеруючих потужностей та заходів з керованого управління попитом. Поряд з цим, доцільність підтримки в роботі існуючих генеруючих потужностей та заходів з керованого управління попитом їхніми власниками також буде лише при умові, коли ціна та обсяг продажів електроенергії або послуг з управління попитом, будуть достатніми для їх прибуткової роботи.

Така мінімальна ціна є гранично-прийнятною, бо при її зменшенні суб'єкти господарювання будуть відмовлятися від поставок електроенергії на ринок, надання послуг з керованого управління попитом, інвестування в розвиток генеруючих по-

тужностей та заходів з управління попитом та підтримки їх у працездатному стані:

$$CV_{kt} \geq P_t \left(\frac{PR_{kt} + PC_{kt} + UC_{kt} + I_{kt}}{H_{kt}} + PV_{kt} + UV_{kt} \right), \quad (6)$$

$$CB_t \geq \frac{P_t (PR_t + PC_t + UC_t + I_t)}{H_t}, \quad (7)$$

де CV_{kt} – гранична ціна виробництва електроенергії в розрахунковий етап t за годину використання встановленої потужності; CB_t – гранична ціна послуги з балансування на основі систем управління попитом в розрахунковий етап t за годину використання встановленої потужності; P_t – встановлена потужність відповідної технології генерації або керованого управління попитом; H_t , H_{kt} – кількість годин використання встановленої потужності; PR , PC , UC , I – питомі прибуток на капітал, умовно-постійні податки (платежі), витрати та інвестиційна складова в ціні на одиницю встановленої потужності відповідно; PV_{kt} , UV_{kt} – питомі умовно-змінні податки та витрати на одиницю виробленої електроенергії, приведені до кількості годин використання встановленої потужності, відповідно.

Виконання умов (6) та (7) є необхідною умовою сталої роботи ринку електроенергії. Без їх виконання неможливо забезпечити безпеку постачання та операційну безпеку ОЕС України, бо при нижчих цінах власники існуючих енергетичних об'єктів не будуть зацікавлені у продовженні експлуатації «надлишкових» для них потужностей, підтримка яких у працездатному стані буде для них збитковою, адже для потенційних інвесторів саме можливість прибуткової роботи є головним критерієм доцільності інвестицій.

При моделюванні роботи енергосистеми розглядаються 24 годинні ГЕН для характерних діб етапу моделювання – року, а саме – робочі та вихідні дні опалювального та неопалювального сезонів та періоду паводка, ГЕН доби мінімальних та максимальних навантажень. Для кожної ступені ГЕН записується баланс потужності між виробництвом та імпортом електроенергії та її споживанням та експортом. Додаткові баланси та обмеження записуються для кожної ступені ГЕН для оцінки можливості забезпечити виконання вимоги «N-1» та компенсації коливань та змін потужності навантаження та ЕНП на цій ступені, тобто для забезпечення виконання вимог балансової надійності [20].

При моделюванні було прийнято, що базове кінцеве споживання складає 154 млрд кВт·год, що приблизно відповідає потребі у виробництві електроенергії на рівні 190 млрд кВт·год, які передба-

чає сценарій розвитку електроенергетики, розроблений з використанням моделі TIMES-Україна.

Для сценарію СНВВ2 було проведено моделювання для трьох варіантів формування сценарних припущень щодо функціонування енергосистеми України, а саме:

Перший варіант (СНВВ2_1) відповідає пріоритетності обмеження потужності ВЕС та СЕС перед обмеженням потужності АЕС.

Другий варіант (СНВВ2_2) відповідає пріоритетності обмеження потужності АЕС відносно обмеження потужності ВЕС та СЕС, що відповідає вимогам Закону про ринок електроенергії [18].

Третій варіант (СНВВ2_3) передбачає впровадження технологій «Power-to-X» для виробництва «зеленого» водню з подальшим використанням для заміщення природного газу на ТЕЦ. В межах цього сценарію передбачається можливість збереження обмежень до 10% від виробництва електроенергії на ВЕС та СЕС, бо для забезпечення прийнятної КВВП роботи технологій «Power-to-X» доцільно використовувати електроенергію ВЕС та СЕС навіть при можливості її використання споживачами.

Результати проведеного моделювання наведені в табл. 1.

Аналіз отриманих результатів із використанням комплексу VACS-RVE показав, що досягнення показників викидів на ТЕС та ТЕЦ, що працюють на викопному паливі, які лежать в обґрунтуванні НВВ2, а саме 35,9 млн т є недостижними, а будуть як мінімум на 8,5 млн т більшими. Поряд з цим, необхідно враховувати погодний фактор, бо якщо при моделюванні потреба у встановленій потужності визначається з огляду на максимум навантаження при найбільш несприятливих погодних умовах (для України – екстремальна холодна погода), то оцінка обсягів виробництва електроенергії та потреба в викопному паливі базуються на усереднених, найбільш вірогідних показниках їх значень у перспективі.

При погодних умовах, які були у 2012 р. (один з найбільш холодних опалювальних сезонів за останні 10 років в Україні), за умови здолання енергетичної бідності, коли споживач не в змозі оплачувати необхідний обсяг енергоресурсів, обсяг викидів ПГ може зрости як мінімум на 6–7 млн т в $\text{CO}_{2\text{екв}}$ лише за рахунок погодного фактору.

Враховуючи пріоритетність диспетчеризації ВЕС та СЕС, низьку вартість виробництва електроенергії на побудованих в період дії «зеленого» тарифу ВЕС та СЕС, дія якого відміняється з 2030 р., та реальну можливість нарощування

потужності ВЕС та СЕС на основі лише проведення аукціонів на закупівлю послуг з розвитку ВДЕ в Україні, ціна на електроенергію для яких не буде мати значення – аукціонна ціна надається на 20 років, вона прив'язана до курсу євро, держава гарантує оплату аукціонної ціни, і тому витіснення ними з балансів покриття ГЕН АЕС є цілком реальним.

З урахуванням означеного, викиди ПГ при виробництві лише електроенергії та тепла на ТЕЦ та ТЕС, які працюють на викопному паливі, з урахуванням ризиків холодних зим та виникнення обмежень на можливість участі АЕС у покритті ГЕН, занижені як мінімум на 14–15 млн т при обґрунтуванні НВВ2. А таке збільшення викидів обумовлює зростання загальних викидів ПГ в Україні не менш ніж на 1,5% відносно 1990 р.

Поряд з цим, твердження про доцільність прискореного розвитку ВЕС та СЕС з економічної точки зору, не підтверджуються отриманими результатами моделювання (табл. 1). Вони були б цілком коректні лише при введенні податку на викиди ПГ не нижче 100 євро за т $\text{CO}_{2\text{екв}}$. Виконані розрахунки показують, що для варіанту СНВВ2_1 такий рівень податку повинен скласти 109 євро за т $\text{CO}_{2\text{екв}}$, для варіанту СНВВ2_2 – 138 євро за т $\text{CO}_{2\text{екв}}$, а для варіанту СНВВ2_3 – 113 євро за т $\text{CO}_{2\text{екв}}$.

В Україні планується впровадження ринку торгівлі квотами на викиди ПГ [21], що передбачає наявність безоплатних значних квот, метою яких є надання часу на реалізацію заходів з декарбонізації. Враховуючи вищезазначене, моделювання з використанням високих рівнів податків на викиди ПГ в Україні є не коректним. Причому, враховуючи значну залежність від цін на викиди ПГ можливість переходу на траєкторію сталого економічного зростання, складно очікувати проведення на державному рівні політики максимізації вартості викидів ПГ. В умовах України такий шлях, тобто високі платежі за викиди ПГ на тлі впровадження за рахунок аукціонів значних нових потужностей ВЕС та СЕС, звісно призведе до декарбонізації економіки, але не за рахунок реалізації заходів з декарбонізації, а за рахунок подальшої стагнації економіки України, що добре ілюструє рис. 1.

Результати моделювання свідчать, що з урахуванням необхідності забезпечення балансової надійності енергосистеми реалістичність реалізації сценарію ЦС є значно вищою ніж сценарію СНВВ2. При реалізації цільового сценарію викиди ПГ, враховуючи погодні фактори, будуть на 5–6% більшими від рекомендованих Міндовкілля обсягів викидів ПГ – 35% від рівня 1990 р.

Таблиця 1. Результати моделювання розвитку та функціонування енергосистеми України, з урахуванням автономних виробників, за розглянутими сценаріями¹

Показники	Одиниці вимірювання	Сценарій			
		СНВВ2_1	СНВВ2_2	СНВВ2_3	ЦС
Встановлена потужність					
АЕС	ГВт	13,84	13,84	13,84	13,84
ТЕС/ТЕЦ ² , в т.ч.:	ГВт	19,61	19,71	19,61	17,39
ТЕС/ТЕЦ на біомасі	ГВт	1,75	1,75	1,75	0,68
ГЕС/ГАЕС	ГВт	7,13	7,13	7,13	7,13
ВЕС	ГВт	8,01	8,01	8,01	3,00
СЕС	ГВт	13,96	13,96	13,96	6,90
Всього	ГВт	62,55	62,65	62,55	48,25
Системи підтримки/регулювання частоти	ГВт	1,48	2,00	1,48	1,00
Технології «Power to Gas»	ГВт	0,00	0,00	2,20	0,00
Відпуск в мережу					
АЕС	млрд кВт·год	85,4	64,8	85,43	83,0
ТЕС	млрд кВт·год	30,5	43,0	31,42	49,2
ТЕЦ, в т.ч.:	млрд кВт·год	20,9	20,9	20,89	19,9
ТЕЦ біомаса	млрд кВт·год	7,4	7,4	7,38	2,9
ГЕС/ГАЕС	млрд кВт·год	8,0	8,0	7,63	7,7
ВЕС	млрд кВт·год	21,4	25,4	23,91	9,5
СЕС	млрд кВт·год	11,4	15,5	13,00	7,7
Всього	млрд кВт·год	177,5	177,5	182,27	177,1
Обмеження ВДЕ	млрд кВт·год	8,23	0,11	4,09	0,06
Оцінка кліматичної «нейтральності»					
Частка ВДЕ у відпуску електроенергії	%	27	32	28	16
Частка виробництва електроенергії без викидів ПГ	%	75	68	75	63
Витрати палива					
Вугілля	млн т н.е.	8,66	11,20	8,92	15,52
Природний газ	млн т н.е.	4,12	4,09	3,77	4,18
Водень	млн т н.е.	0,00	0,00	0,35	0,00
Біомаса	млн т н.е.	3,36	3,36	3,36	1,33
Всього	млн т н.е.	16,14	18,65	16,40	21,03
Викиди ПГ					
Викиди ПГ - CO ₂	млн т	44,18	54,23	44,38	71,69
Викиди ПГ - CH ₄	тис. т	3,80	4,86	3,89	6,67
Викиди ПГ - NO ₂	тис. т	0,56	0,72	0,58	0,99
Всього, CO _{2екв.}	млн т	44,45	54,57	44,65	72,16
Ціна відпущеної електроенергії					
без урахування плати за ПГ	євро/кВт·год	0,069	0,073	0,0704	0,053
з урахуванням плати за ПГ	євро/кВт·год	0,090	0,100	0,0911	0,087
Вартість викиду ПГ	євро/т	100,0	100,0	100,0	100,0
Необхідний обсяг інвестицій	млрд євро	24,54	28,52	28,856	10,36

¹ Власні розрахунки

² Необхідна потужність

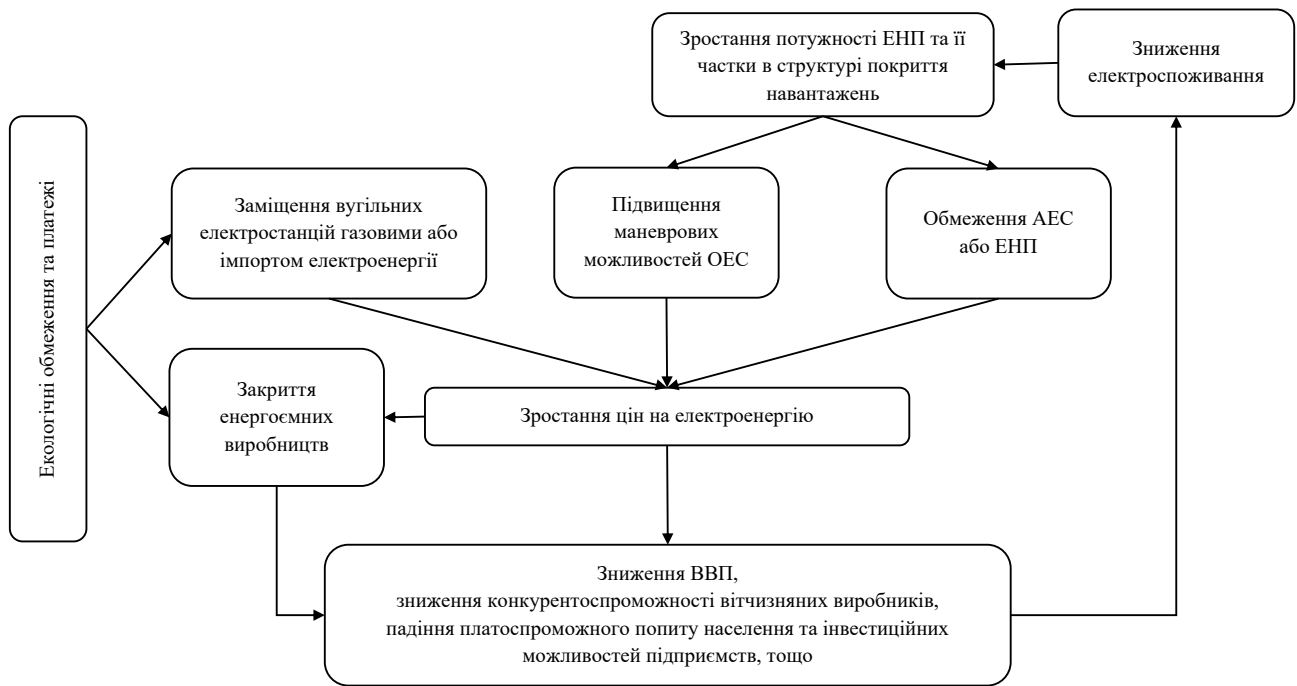


Рис. 1. Наслідки впровадження високих платежів за викиди ПГ та подальшого прискореного впровадження ЕНП

ВИСНОВКИ

Згідно умов Паризької угоди, Україна повинна визначити новий національно-визначений внесок щодо обмеження викидів ПГ, який стане міжнародними зобов'язаннями України. Невиконання цих зобов'язань може суттєво обмежити можливості участі України в механізмах, передбачених цією угодою. Також це створює певні ризики для ефективного розвитку економіки країни у майбутньому при прийнятті занадто амбітних цілей щодо можливості її декарбонізації у перспективі. Міндовкілля декларує можливість та доцільність прийняття дуже амбітних цілей – скорочення викидів ПГ на 65% відносно рівня 1990 р. Одне з ключових місць у досягненні цієї цілі відводиться електроенергетичному комплексу, в якому при значному зростанні споживання електроенергії передбачається скорочення викидів ПГ.

Для оцінки викидів ПГ при виробництві електричної та теплової енергії з використанням вугільного палива на ТЕС та ТЕЦ в контексті обґрунтування НВВ2, були проведені дослідження по моделюванню розвитку електроенергетичного комплексу України для двох сценаріїв, перший з яких відповідає цільовому сценарію Звіту з оцінки відповідності достатності генеруючих потужностей, а другий – сформованому при обґрунтуванні НВВ2 з використанням моделі TIMES-Україна. Як показали виконанні дослідження, моделювання розвитку електроенергетики з використанням

моделі TIMES-Україна, яке базується на усереднених за рік значеннях КВВП вітрових та сонячних електростанцій, а також LCOE дає некоректні результати через неврахування режимних факторів та вимог балансової надійності.

Виконане моделювання з використанням програмно-інформаційного комплексу BACS-RVE показало, що сценарій, сформований з використанням моделі TIMES-Україна, з економічної точки зору є гіршим у порівнянні із цільовим сценарієм, маючи вищу вартість електроенергії. Для забезпечення їх однакової конкурентоспроможності, з точки зору цін на електроенергію, необхідно, наприклад, запровадити податок на викиди ПГ на рівні більш ніж 100 євро за т CO_{2екв.}.

Отримані результати моделювання розвитку електроенергетики, на яких базується обґрунтування НВВ2, є заниженими з точки зору обсягів викидів ПГ на рівні 2030 р. і тому доцільно виконати додаткові розрахунки для визначення НВВ2 України.

1. Ukraine First NDC: United Nations Framework Convention on Climate Change, 2016. URL: <https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Ukraine%20First/Ukraine%20First%20NDC.pdf> (дата звернення: 23.04.2021).

2. Про схвалення Очікуваного національно визначеного внеску України до проекту нової глобальної кліматичної угоди: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 16.09.2015 № 980-р. URL: <https://zakon.>

rada.gov.ua/laws/show/980-2015-p (дата звернення: 23.04.2021).

3. Про ратифікацію Паризької угоди: Закон України від 14.07.2016 № 1469-VIII. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_161 (дата звернення: 21.04.2021).

4. Міндовкілля представляє проєкт Другого національно визначеного внеску України до Паризької угоди: Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України, 2021. URL: <https://mepr.gov.ua/news/37151.html> (дата звернення: 08.04.2021).

5. Про схвалення Другого національно визначеного внеску України до Паризької угоди: проєкт розпорядження Кабінету міністрів України. Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України, 2021. URL: <https://mepr.gov.ua/files/images/2021/29042021/Проек%20розпорядження%20КМУ.pdf> (дата звернення: 26.04.2021).

6. Recommendation 2018/01/MC-EnC on preparing for the development of integrated national energy and climate plans by the Contracting Parties of the Energy Community: Energy Community, 2018. URL: https://www.energy-community.org/dam/jcr:de3adce9-e047-4fb3-a632-f63c64a5c9c6/REC_2018_01_MC_CLI.pdf (дата звернення: 31.03.2021).

7. Деякі питання оптимізації системи центральних органів виконавчої влади: Постанова Кабінету Міністрів України від 27.05.2020 № 425. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/425-2020-p> (дата звернення: 31.03.2021).

8. Проєкт аналітичного огляду Другого національно визначеного внеску України до Паризької угоди: Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України, 2021. URL: <https://mepr.gov.ua/files/images/2021/29042021/Проек%20Інформаційно%20Аналітичного%20огляду%20НВВ2%20квітень.pdf> (дата звернення: 26.04.2021).

9. NDC Support Programme: The European Bank for Reconstruction and Development, 2019. URL: <https://www.ebrd.com/documents/climate-finance/ndc-support-programme.pdf> (дата звернення: 31.03.2021).

10. Звіти щодо моделювання НВВ2: Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України, 2020. URL: <https://mepr.gov.ua/news/36645.html> (дата звернення: 08.04.2021).

11. Подолець Р.З., Дячук О.А. Стратегічне планування у паливно-енергетичному комплексі на базі моделі «TIMES-Україна», Інститут економіки та прогнозування НАН України, К.: 2011. 150 с. URL: [http://ief.org.ua/docs/sr/NaukDop\(PodoletsDiachuk\)2011.pdf](http://ief.org.ua/docs/sr/NaukDop(PodoletsDiachuk)2011.pdf) (дата звернення: 31.03.2021).

12. Узагальнення результатів моделювання. Інфографіка Міндовкілля: Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України, 2020. URL: <https://mepr.gov.ua/files/інфографіка%20Міндовкілля%2011.12.2020.PDF> (дата звернення: 31.03.2021).

13. Звіт 3/3 моделювання: Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України, 2020. URL: https://mepr.gov.ua/files/images/news_2020/22122020/Результати%20моделювання.pdf (дата звернення: 06.03.2021).

14. Методологія виконання оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. Київ: НЕК «Укренерго», 2020. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/12/Methodologiya-vykonannya-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchykh-potuzhnostej.pdf> (дата звернення: 11.03.2021).

15. Проєкт звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей – 2020. Київ: НЕК «Укренерго», 2020. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/12/Proyekt-zvitu-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchykh-potuzhnostej-2020.pdf> (дата звернення: 11.03.2021).

16. Діяльність Громадської організації «Бюро комплексного аналізу та прогнозів». URL: <http://biaf.org.ua/o-kompanii/diyalnist.html> (дата звернення: 11.03.2021).

17. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей-2019. К.: НЕК «Укренерго», 2020. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/03/Zvit-z-otsinky-dostatnosti-generuyuchykh-potuzhnostej-2019.pdf> (дата звернення: 11.03.2021).

18. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 №2019-VIII. *Відомості Верховної Ради (ВВР)*, 2017, № 27-28, ст. 312.

19. Костюковський Б.А. Методи та засоби прогнозування розвитку структури генеруючих потужностей об'єднаних електроенергетичних систем в умовах ринкового регулювання діяльності в електроенергетиці: Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук. К., 2007. 161 с.

20. Про затвердження Кодексу системи передачі: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 309. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18> (дата звернення: 20.03.2021).

21. Загальна інформація про СТВ: Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України, 2018. URL: <https://mepr.gov.ua/news/32026.html> (дата звернення: 26.03.2021).

Надійшла до редколегії: 28.04.2021