МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ І СИСТЕМ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2020, 4(63): 14–32
doi: https://doi.org/10.15407/pge2020.04.014

УДК 621.3:519.8

С.В. ШУЛЬЖЕНКО, канд. техн. наук, ст. наук. співр., ORCID: 0000-0002-7720-0110
Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

ОПТИМІЗАЦІЯ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦІЇ ГЕНЕРУЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ ЕНЕРГОСИСТЕМИ ЗА УМОВИ ОБМЕЖЕННЯ ГЕНЕРАЦІЇ ВІТРОВИХ ТА СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

У статті розглянуто три методи обмеження генерації потужності ВЕС та СЕС: 1) обмеження абсолютного максимального рівня потужності, 2) застосування єдиного обмежуючого коефіцієнта навантаження протягом доби та 3) застосування змінного обмежуючого коефіцієнта навантаження для кожного часового інтервалу протягом доби. Кожен з методів окремо реалізовано у моделі математичного програмування з цілочисельними змінними, яка забезпечує пошук оптимального складу та завантаження енергоблоків теплових (ТЕС) та атомних (АЕС) електростанцій, гідроагрегатів гідроакумулюючих (ГАЕС) та гідравлічних (ГЕС) електростанцій, а також обмеження генерації потужності вітрових (ВЕС) та сонячних (СЕС) електростанцій при покритті годинного добового графіка електричних навантажень (ГЕН). Результати розрахунків дозволяють оцінювати ефективність застосування кожного із запропонованих методів обмеження з урахуванням таких основних факторів: обсяг недовиробленої енергії вітровими та сонячними електростанціями протягом доби, можливість урахування рівня розвантаження ВЕС та СЕС як додаткових резервів на розвантаження, а також у випадку обмеженої генерації ВЕС та СЕС як додаткових резервів на навантаження. Математична модель може бути застосована в задачах як короткострокового формування прогнозних балансів покриття добових графіків електричних навантажень, так і в дослідженнях довгострокового розвитку генеруючих потужностей національної енергосистеми, зокрема, в дослідженнях балансової надійності енергосистеми в умовах значних обсягів встановленої потужності ВЕС та СЕС.

К л ю ч о в і с л о в а: енергетична система, добовий графік навантаження енергосистеми, методи пошуку робастних рішень, модель лінійного програмування, резерв відновлення частоти.

Державна підтримка використання відновлюваних джерел енергії визначена в Україні на найвищому законодавчому рівні [1, 2], зокрема, реалізація цілі сталого розвитку № 7, передбачає забезпечення доступу до фінансово-доступних, сучасних екологічно-чистих видів енергії, серед яких важливу роль має відігравати відновлювана енергетика. Пріоритет розвитку відновлюваної енергетики також явно підтримується Законом України «Про ринок електричної енергії» [3], зокрема, у пункті 2 Статті 3 «Принципи функціонування ринку електричної енергії» Розділу I «Загальні положення» визначено, що «Функціонування ринку електричної енергії здійснюється на принципах: … 8) сприяння розвитку альтернативної та відновлюваної енергетики; …», а у пункті 1 Статті 5 «Державна політика в електроенергетиці» Розділу II «Державна політика, регулювання у сфері електроенергетики та безпека постачання» прямо визначено, що «Державна політика в електроенергетиці спрямована на: … 4) сприяння виробництву електричної енергії з альтернативних джерел енергії та розвитку розподіленої генерації і обладнання для акумулювання енергії; …». Стрімкий розвиток вітрової та сонячної електроенергетики в складі Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України ускладнив режими її роботи, що змушувало оператора системи передачі України задля підтримки безпеки постачання енергосистеми вцілому обмежувати постачання електроенергії від об'єктів відновлюваної енергетики [4, 5], що у 2020 р. було легалізовано на рівні Закону України «Про ринок електричної енергії», який був доповнений нормою щодо можливості

© С.В. ШУЛЬЖЕНКО, 2020

обмеження генерації електроенергії виробленої об'єктами відновлюваної енергетики [6], зокрема, пункт 3 Статті 2 «Правові основи функціонування ринку електричної енергії» Розділу I. «Загальні положення» викладений у такій редакції: «Правила ринку визначають, зокрема, … порядок надання послуг із зменшення навантаження виробником, який здійснює продаж електричної енергії за «зеленим» тарифом або за аукціонною ціною …». Отже обмеження генерації електроенергії ВЕС та СЕС наразі є легальним заходом, але визначити прийнятний всіма суб'єктами ринку електроенергії України алгоритм обмеження цього типу генерації не є тривіальною задачею. У статті з використанням моделі математичного програмування [7–9], яка була доповнена відповідними рівняннями наведені результати розрахунків диспетчеризації генеруючих потужностей ОЕС України за умови застосування трьох підходів до обмеження генерації ВЕС та СЕС, а також здійснено їх порівняльний аналіз.

Незважаючи на те, що моделюванню роботи об'єктів відновлюваної електроенергетики за умов обмежень генерації присвячено досить багато наукових досліджень та статей, наприклад [10–13], в них як правило розглядається один з методів обмеження генерації, і оскільки дослідження здійснюються за різних математичних моделей та припущень щодо вхідної інформації, то порівняти результати дуже важко, якщо взагалі можливо. У статті розглянуто три метода обмеження генерації потужності ВЕС та СЕС: 1) обмеження абсолютного максимального рівня потужності (далі – обмеження абсолютного максимуму); 2) застосування єдиного обмежуючого коефіцієнта навантаження протягом доби (далі – обмеження добового коефіцієнта навантаження); 3) застосування змінного обмежуючого коефіцієнта навантаження для кожного часового інтервалу протягом доби (далі – обмеження для кожного інтервалу). Розрахунки виконувались із застосуванням єдиної базової моделі математичного програмування, опис якої наведено у [8] із використанням одного набору вхідних даних.

У базовій моделі математичного програмування [8] використовувався один профіль генерації ВЕС та один профіль генерації СЕС [7], що були екзогенно заданими згідно фактичних даних структури покриття споживання ОЕС України для 13 жовтня 2018 р. Для реалізації можливості їх модифікації відповідно до обраного методу обмеження генерації ВЕС та СЕС у модель були введені додаткові рівняння – обмеження оптимізаційної моделі. Також було модифіковано основне рівняння моделі, дотримання балансу між обсягом споживання та виробництва електроенергії, в якому рівні постачання обмежених обсягів електроенергії ВЕС та СЕС у ОЕС України були визначені із використанням змінних (1) – відповідає рівнянню (2) моделі, наведеної у [8]. Усі інші рівняння моделі лишились незмінними.

$$P_t^{BEC} + P_t^{CEC} + \sum_{k=1}^{K\setminus(K^{PS}\cup K^{TEC}\cup K^{R})} P_{kt}^{G} + \sum_{k=1}^{K^{TEC}}\sum_{u=1}^{U^{TEC}} P_{kut}^{TEC} +$$

$$+ \sum_{k=1}^{K^{PS}}\sum_{u=1}^{U^{KPS}} \left(y_{kut}^{G} P_{kut}^{G} - y_{kut}^{P} P_{kut}^{P} \right) + z_t^{I} - z_t^{E} = D_t; \forall t \in T, \quad (1)$$

де T — множина часових інтервалів що моделюються, оскільки моделюється добовий годинний графік електричних навантажень, кількість інтервалів складає 24; K — множина всіх енергоблоків теплових (ТЕС), атомних (АЕС), теплоелектроцентралей (ТЕЦ), генераторів блок-станцій (БлСт), гідроагрегатів гідроелектростанцій (ГЕС) та ГАЕС, а також електрогенеруючого обладнання ВЕС та СЕС; K^{PS} — множина гідроакумулюючих станцій ОЕС України (Київська, Дністровська та Ташлицька), для кожної з якої використовується множина гідроагрегатів — U^{KPS}; K^{TEC} — множина вугільних теплових електростанцій ОЕС України, для кожної з якої використовується множина енергоблоків — U^{TEC}; K^{R} — множина ВЕС та СЕС; P_t^{BEC} — змінна, що відповідає обмеженій потужності постачання електроенергії ВЕС, МВт; P_t^{CEC} — змінна, що відповідає обмеженій потужності постачання електроенергії СЕС, МВт; P_{kt}^{G} — електрична потужність постачання електроенергії енергоблоками ТЕЦ, АЕС та блок-станціями, МВт; P_{kut}^{TEC} — електрична потужність постачання електроенергії енергоблоком ТЕС, МВт; y_{kut}^{G} — бінарна змінна, дорівнює 1, якщо гідроагрегат працює в генераторному режимі, в іншому випадку дорівнює 0; P_{kut}^{G} — незмінна електрична потужність постачання електроенергії гідроагрегатом ГАЕС в генераторному режимі, МВт; y_{kut}^{P} — бінарна змінна, дорівнює 1, якщо гідроагрегат працює в насосному режимі, в іншому випадку дорівнює 0; P_{kut}^{P} — незмінна електрична потужність споживання електроенергії гідроагрегатом ГАЕС в насосному режимі, МВт; z_t^{I} — штучна змінна з множини дійсних чисел – обсяг «умовно імпортованої» електроенергії, МВт; z_t^{E} — штучна змінна з множини дійсних чисел – обсяг «умовно експортованої» електроенергії, МВт.

Для моделювання обмеження генерації потужності ВЕС та СЕС відповідно до методу 1) обмеження абсолютного максимального рівня потужності, або обмеження абсолютного максимуму в моделі застосовуються рівняння, які обмежують максимальне значення потужності, яке може постачати в ОЕС України ВЕС (2.1) або СЕС (2.2):

$$P_t^{BEC} = \begin{cases} F_t^{BEC} : F_t^{BEC} \le Max^{BEC} \\ Max^{BEC} : F_t^{BEC} > Max^{BEC} \end{cases}; \forall t \in T; \quad (2.1)$$

$$P_t^{CEC} = \begin{cases} F_t^{CEC} : F_t^{CEC} \le Max^{CEC} \\ Max^{CEC} : F_t^{CEC} > Max^{CEC} \end{cases}; \forall t \in T, \quad (2.2)$$

де F_t^{BEC}, F_t^{CEC} — фактичні екзогенно задані значення генерації потужності ВЕС (або СЕС) для кожної години протягом доби, МВт; Max^{BEC}, Max^{CEC} — параметр з множини дійсних значень, що обмежує максимально-можливе значення потужності, яку ВЕС (або СЕС) може постачати протягом усієї доби у ОЕС України, МВт. Для ілюстрації цього підходу (із використанням фактичних профілів генерації потужності ВЕС та СЕС за 13 жовтня 2018 р.) обмежимо максимальну потужність ВЕС, яку можна постачати в ОЕС України значенням 0,75, а максимальну потужність СЕС – значенням 0,52 (рис. 1).

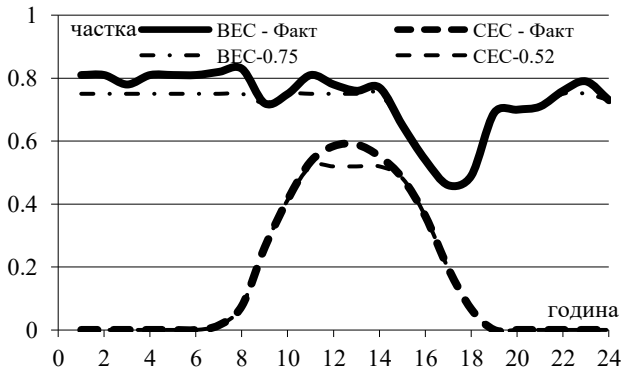

Рис. 1. Фактичні та обмежені профілі навантаження ВЕС та СЕС в ОЕС України протягом доби 13 жовтня 2018 р. (обмеження абсолютного максимального рівня потужності протягом усієї доби для ВЕС – 0,75, для СЕС – 0,52)

Моделювання обмеження генерації потужності ВЕС та СЕС відповідно до методу 2) застосування єдиного обмежуючого коефіцієнта навантаження протягом доби, або обмеження добового коефіцієнта навантаження здійснюється за допомогою додаткових рівнянь, з використанням яких визначається значення змінної, що відповідає коефіцієнту використання потужності ВЕС (2.3) та СЕС (2.4) протягом доби, а також рівнянь для визначення значення змінної, яка власне відповідає абсолютному значенню обмеженої генерації ВЕС (2.5) та СЕС (2.6):

$$1 \ge L^{BEC} \ge L_{MIN}^{BEC}; \ (2.3), \ 1 \ge L^{CEC} \ge L_{MIN}^{CEC}; \quad (2.4)$$

$$P_t^{BEC} = L^{BEC} F_t^{BEC}; \forall t \in T; \quad (2.5)$$

$$P_t^{CEC} = L^{CEC} F_t^{CEC}; \forall t \in T, \quad (2.6)$$

де L^{BEC}, L^{CEC} — змінна з множини дійсних значень, що для всієї доби приймає значення, що відповідає коефіцієнту використання потужності, яка постачається ВЕС (або СЕС) в кожний момент часу в мережу; L_{MIN}^{BEC}, L_{MIN}^{CEC} — параметр з множини дійсних значень, що відповідає мінімально-можливому коефіцієнту використання потужності ВЕС (або СЕС) протягом усієї доби.

Застосування цих рівнянь у моделі призведе до пропорційного зниження потужності постачання електроенергії від ВЕС та СЕС в ОЕС України протягом всієї доби. Як приклад, на рис. 2 наведено фактичні екзогенно задані профілі для 13 жовтня 2018 р., а також профілі, які розраховані із застосуванням коефіцієнта 0,8 до фактичних профілів.

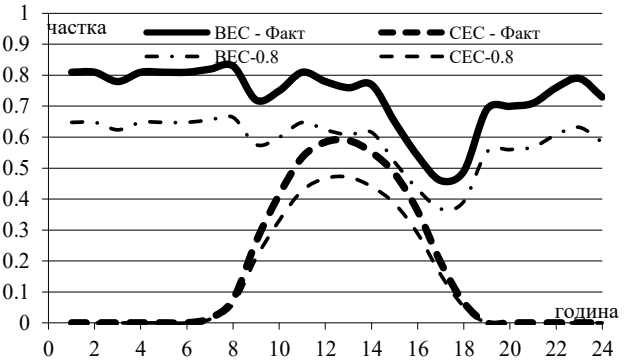

Рис. 2. Фактичні та обмежені профілі навантаження ВЕС та СЕС в ОЕС України протягом доби 13 жовтня 2018 р. (єдиний коефіцієнт використання потужності для ВЕС та СЕС – 0,8 від фактичного значення генерації)

Обмеження генерації за методом 3) застосування змінного обмежуючого коефіцієнта навантаження для кожного часового інтервалу протягом доби, або обмеження для кожного інтервалу у математичні моделі здійснюється аналогічно до методу 2) – обмеження добового коефіцієнта навантаження, але коефіцієнт використання потужності незалежно визначається для ВЕС (2.7) та СЕС (2.8) для кожного етапу моделювання. Відповідно і абсолютне значення генерації ВЕС (2.9) та СЕС (2.10) буде визначатись для кожного етапу, що дозволяє більш гнучко «керувати» постачанням електроенергії ВЕС та СЕС у мережу ОЕС України.

$$1 \ge L_t^{BEC} \ge L_{MIN}^{BEC}; \forall t \in T; \quad (2.7)$$

$$1 \ge L_t^{CEC} \ge L_{MIN}^{CEC}; \forall t \in T; \quad (2.8)$$

$$P_t^{BEC} = L_t^{BEC} F_t^{BEC}; \forall t \in T; \quad (2.9)$$

$$P_t^{CEC} = L_t^{CEC} F_t^{CEC}; \forall t \in T, \quad (2.10),$$

де L_t^{BEC}, L_t^{CEC} — змінна з множини дійсних значень, що незалежно для кожного періоду моделю-

вання (кожної години однієї доби) приймає значення, що відповідає коефіцієнту використання потужності, яка постачається ВЕС (або СЕС) у кожний момент часу в мережу.

Для виконання розрахунків використано вхідну фактичну інформацію покриття графіка електричних навантажень (ГЕН) ОЕС України для доби 13 жовтня 2018 р., але фактичні профілі генерації ВЕС та СЕС були масштабовані (збільшені) за припущення, що встановлена потужність ВЕС становить 3000 МВт, а СЕС – 7000 МВт відповідно до базового сценарію «Звіту з адекватності» для 2022 р. [14] (табл. 1).

Таблиця 1. Вхідна інформація для виконання розрахунків, МВт (протягом години)

Час, год	Споживання ОЕС	ТЕЦ	Блок-станції	ВЕС	СЕС	Малі ГЕС
01	14709	696	126	2437	0	24
02	14091	705	128	2437	0	17
03	13955	702	126	2352	0	23
04	13825	709	130	2437	0	23
05	14029	704	128	2429	0	23
06	14479	710	121	2429	0	23
07	14764	726	152	2468	104	24
08	15178	730	181	2499	534	22
09	16147	735	201	2150	1842	23
10	16394	721	234	2251	2898	24
11	16607	725	250	2429	3746	24
12	16540	729	264	2336	4089	22
13	16244	727	259	2290	4120	22
14	16204	722	205	2313	3856	22
15	16209	719	206	1940	3377	22
16	16071	726	197	1607	2524	22
17	16139	722	212	1382	1363	22
18	16496	739	248	1459	461	22
19	17660	736	266	2072	0	24
20	18010	735	290	2103	0	24
21	17674	729	305	2135	0	24
22	16936	735	349	2290	0	24
23	16080	728	351	2383	0	14
24	15215	729	349	2189	0	13
Сума, МВт·год	**379656**	**17339**	**5278**	**52820**	**28915**	**527**

Значення фактичного виробництва електроенергії ГЕС «Укргідроенерго» за 13 жовтня 2018 р. становило 13309 МВт·год, для розрахунків щогодинного виробництва електроенергії на ГЕС був прийнятий діапазон добового виробництва від 13000 до 13500 МВт·год, причому мінімальний обсяг виробництва за годину був заданий більшим за 200 МВт, максимальний – 1329 МВт, максимальне збільшення або зменшення потужності генерації електроенергії ГЕС відносно попередньої години не має перевищувати 500 МВт. Режими експлуатації гідроагрегатів ГАЕС визначались в результаті оптимізації, і характеризувались такими параметрами: Київська ГАЕС 3 гідроагрегати кожен потужністю у генераторному/насосному режимі – 37/43 МВт, Дністровська ГАЕС – 3 гідроагрегати 324/421 МВт, Ташлицька ГАЕС – 2 гідроагрегати 151/216,5 МВт. Безперервна тривалість роботи гідроагрегатів у насосному та генераторному режимах – 3 години після старту.

Кількість та склад енергоблоків АЕС та ТЕС, а також навантаження енергоблоків ТЕС визначалось в результаті оптимізації, причому енергоблоки АЕС забезпечували незмінну генерацію протягом всієї доби на рівні 960 МВт (енергоблоки АЕС ВВЕР-440 не розглядались). Для енергоблоків ТЕС були задані такі параметри: мінімальний/номінальний рівень відпуску електроенергії в мережу: для блоку номінальною потужністю 800 МВт – 540/750, для блоків 300 МВт – 175/280, для блоків 200 МВт – 110/190 МВт. Усі енергоблоки ТЕС, які за результатами оптимізації беруть участь у покритті навантаження споживачів ОЕС, мають підтримувати резерви на завантаження та розвантаження в обсязі 300 МВт.

Розглядався режим роботи енергосистеми із можливістю імпорту та експорту електроенергії в обсягах, що не перевищують 3000 МВт·год за добу, а абсолютний максимальний обсяг імпорту/експорту потужності не має перевищувати рівня 200 МВт (протягом години). У результаті оптимізації має бути забезпечено добове нульове сальдо перетоків електроенергії за межі енергосистеми, тобто добовий обсяг імпорту має дорівнювати експорту.

Моделювання покриття ГЕН енергосистеми із обмеження генерації потужності ВЕС та СЕС відповідно до методу 1) – обмеження абсолютного максимуму здійснювалось із використанням чотирьох варіантів постачання електроенергії ВЕС та СЕС в ОЕС України:

Режим № 1 – Max^{BEC} та Max^{CEC} дорівнював абсолютному максимуму генерації потужності ВЕС та СЕС протягом доби, тобто для ВЕС це

значення становить 2499 (генерація протягом 8-ої години, табл. 1), а для СЕС – 4120 МВт (генерація протягом 13-ої години, табл. 1);

Режим № 2 – $Max^{ВЕС}$ та $Max^{СЕС}$ дорівнював 90% від абсолютного максимуму генерації потужності ВЕС та СЕС протягом доби, тобто для ВЕС це значення становить 2249 МВт (90% значення абсолютного максимуму 2499 МВт протягом 8-ої години, табл. 1), а для СЕС – 3708 МВт (90% значення абсолютного максимуму 4120 МВт протягом 13-ої години, табл. 1);

Режим № 3 – $Max^{ВЕС}$ та $Max^{СЕС}$ дорівнював 80% від абсолютного максимуму генерації потужності ВЕС та СЕС протягом доби, тобто для ВЕС це значення становить 1999 МВт (80% значення абсолютного максимуму 2499 МВт протягом 8-ої години, табл. 1), а для СЕС – 3296 МВт (80% значення абсолютного максимуму 4120 МВт протягом 13-ої години, табл. 1);

Режим № 4 – $Max^{ВЕС}$ та $Max^{СЕС}$ дорівнював 70% від абсолютного максимуму генерації потужності ВЕС та СЕС протягом доби, тобто для ВЕС це значення становить 1750 МВт (70% значення абсолютного максимуму 2499 МВт протягом 8-ої години, табл. 1), а для СЕС – 2884 МВт (70% значення абсолютного максимуму 4120 МВт протягом 13-ої години, табл. 1).

За результатами розрахунків покриття ГЕН здійснено із використанням 8 блоків АЕС ВВЕР-1000, був використаний режим № 4 обмеження ВЕС та СЕС (тобто постачання більше 70% від абсолютного максимуму генерації не здійснювалось в ОЕС України), за якого середньодобовий коефіцієнт використання встановленої потужності становив 78% для ВЕС та 83% для СЕС (рис. 3, табл. 2). Для забезпечення балансу між виробництвом та споживанням обсяг добового імпорту/експорту становить 1119,3 МВт·год.

Моделювання покриття ГЕН енергосистеми із обмеження генерації потужності ВЕС та СЕС відповідно до методу 2) – обмеження добового коефіцієнта навантаження, передбачає визначення єдиного добового коефіцієнта навантаження окремо для ВЕС та СЕС, що забезпечує збалансованість енергосистеми протягом доби. Добовий коефіцієнт використання потужності для ВЕС та СЕС був заданий у діапазоні від 70 до 100%.

За результатами розрахунків покриття ГЕН здійснено із використанням 8 блоків АЕС ВВЕР-1000, єдиний добовий коефіцієнт використання встановленої потужності становив 93% для ВЕС та 70% для СЕС (рис. 4, табл. 3). Для забезпечення балансу між виробництвом та споживанням обсяг добового імпорту/експорту становить 547,4 МВт·год.

Моделювання покриття ГЕН енергосистеми із обмеження генерації потужності ВЕС та СЕС відповідно до методу 3) – обмеження для кожного інтервалу (години), передбачає визначення коефіцієнта навантаження для кожної години окремо для ВЕС та СЕС, що відповідає впровадженню засобів автоматичного регулювання потужності на цих видах генерації. Діапазон зміни коефіцієнта використання потужності для ВЕС та СЕС для кожної години був заданий у межах від 70 до 100%.

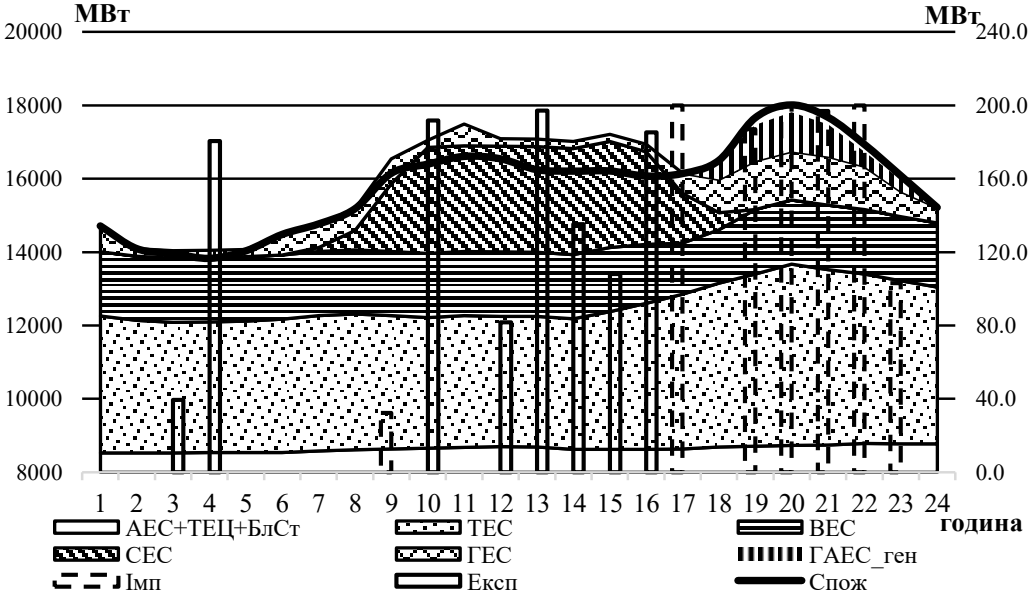

Рис. 3. Результати оптимізації покриття ГЕН ОЕС України із обмеженням генерації потужності ВЕС та СЕС відповідно до методу 1) – обмеження абсолютного максимуму, МВт

Таблиця 2. Результати оптимізації покриття ГЕН ОЕС України із обмеженням генерації потужності ВЕС та СЕС відповідно до методу 1) – обмеження абсолютного максимуму, МВт

Час, год	АЕС+ ТЕЦ+ БлокСт	ВЕС (Ген. обмежена/Коеф. використання)	СЕС (Ген. обмежена/Коеф. використання)	ТЕС-вуг	ГЕС	ГАЕС (Нас/ Ген)	Імп/Експ	Резерви на ТЕС (Нав/Розв)
01	8526	1750 / 72	0 / 0	3729	704	0 / 0	0 / 0	1711 / 472
02	8530	1750 / 72	0 / 0	3607	204	0 / 0	0 / 0	1833 / 350
03	8531	1750 / 74	0 / 0	3557	200	43 / 0	0 / 39,5	1883 / 300
04	8542	1750 / 72	0 / 0	3557	200	43 / 0	0 / 180,5	1883 / 300
05	8535	1750 / 72	0 / 0	3587	200	43 / 0	0 / 0	1853 / 330
06	8534	1750 / 72	0 / 0	3637	558	0 / 0	0 / 0	1803 / 380
07	8582	1750 / 71	104 / 100	3687	641	0 / 0	0 / 0	1753 / 430
08	8613	1750 / 70	534 / 100	3696	585	0 / 0	0 / 0	1744 / 439
09	8639	1750 / 81	1842 / 100	3627	678	421 / 0	32,3 / 0	1813 / 370
10	8659	1750 / 78	2884 / 100	3557	200	464 / 0	0 / 191,7	1883 / 300
11	8679	1750 / 72	2884 / 77	3587	592	885 / 0	0 / 0	1853 / 330
12	8695	1750 / 75	2884 / 71	3557	200	464 / 0	0 / 81,7	1883 / 300
13	8688	1750 / 76	2884 / 70	3557	200	637,5 / 0	0 / 197,2	1883 / 300
14	8629	1750 / 76	2884 / 75	3557	200	680,5 / 0	0 / 135.2	1883 / 300
15	8627	1750 / 90	2884 / 85	3753	200	897 / 0	0 / 108,1	1687 / 496
16	8625	1607 / 100	2524 / 100	3981	200	680,5 / 0	0 / 185,4	1459 / 724
17	8636	1382 / 100	1363 / 100	4221	553	216,5 / 0	200 / 0	1219 / 964
18	8689	1459 / 100	461 / 100	4461	914	0 / 512	0 / 0	979 / 1204
19	8706	1750 / 84	0 / 0	4701	1329	0 / 987	187 / 0	739 / 1444
20	8729	1750 / 83	0 / 0	4941	1329	0 / 1061	200 / 0	499 / 1684
21	8738	1750 / 82	0 / 0	4788	1329	0 / 873	196,9 / 0	652 / 1531
22	8788	1750 / 76	0 / 0	4618	1183	0 / 398	200 / 0	822 / 1361
23	8773	1750 / 73	0 / 0	4448	683	0 / 324	103 / 0	992 / 1191
24	8771	1750 / 80	0 / 0	4278	417	0 / 0	0 / 0	1162 / 1021
За добу	**Σ**	**Σ / Коеф. середній за добу, %**	**Σ / Коеф. середній за добу, %**	**Σ**	**Σ**	**Σ (Нас/ Ген)**	**Σ (Імп/ Експ)**	—
МВт·год	**207464**	**41188 / 78**	**24133 / 83**	**94691**	**13500**	**5475 / 4155**	**1119.3 / 1119.3**	—

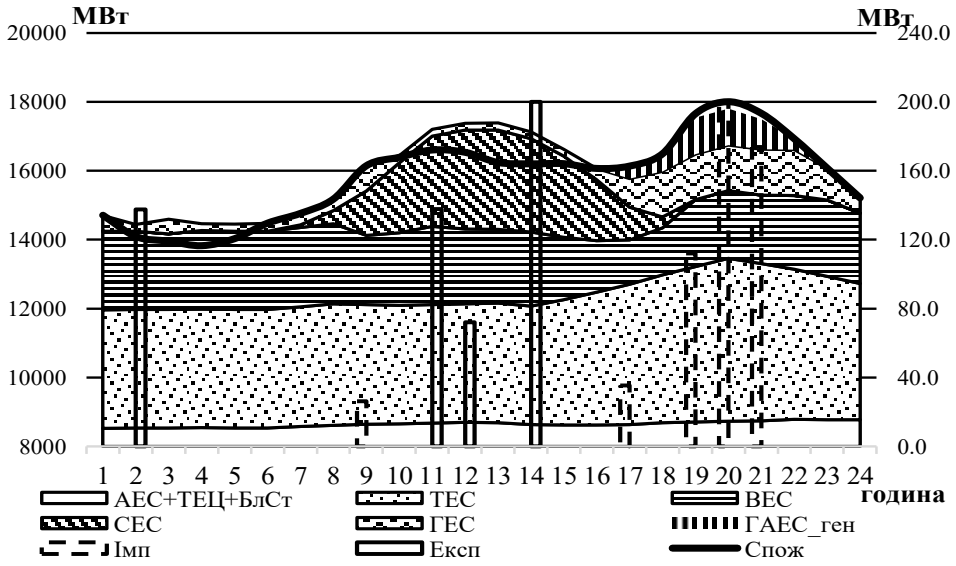

Рис. 4. Результати оптимізації покриття ГЕН ОЕС України із обмеженням генерації потужності ВЕС та СЕС відповідно до методу 2) – обмеження добового коефіцієнта навантаження, МВт

Таблиця 3. Результати оптимізації покриття ГЕН ОЕС України із обмеженням генерації потужності ВЕС та СЕС відповідно до методу 2) – обмеження добового коефіцієнта навантаження, МВт

Час, год	АЕС+ ТЕЦ+ БлокСт	ВЕС (Ген. обмежена/ Коеф.використання)	СЕС (Ген.обмежена/ Коеф.використання)	ТЕСвуг	ГЕС	ГАЕС (Нас/ Ген)	Імп/Експ	Резерви на ТЕС (Нав/Розв)
01	8526	2274 / 93	0 / 0	3441	468	0 / 0	0 / 0	1815 / 300
02	8530	2274 / 93	0 / 0	3441	200	216,5 / 0	0 / 137,6	1815 / 300
03	8531	2194 / 93	0 / 0	3441	426	637,5 / 0	0 / 0	1815 / 300
04	8542	2274 / 93	0 / 0	3446	200	637,5 / 0	0 / 0	1810 / 305
05	8535	2267 / 93	0 / 0	3441	207	421 / 0	0 / 0	1815 / 300
06	8534	2267 / 93	0 / 0	3441	237	0 / 0	0 / 0	1815 / 300
07	8582	2303 / 93	73 / 70	3474	331	0 / 0	0 / 0	1782 / 333
08	8613	2332 / 93	374 / 70	3524	335	0 / 0	0 / 0	1732 / 383
09	8639	2006 / 93	1289 / 70	3478	708	0 / 0	26,2 / 0	1778 / 337
10	8659	2100 / 93	2029 / 70	3441	208	43 / 0	0 / 0	1815 / 300
11	8679	2267 / 93	2622 / 70	3441	200	464 / 0	0 / 137,8	1815 / 300
12	8695	2180 / 93	2863 / 70	3441	200	766,5 / 0	0 / 72,1	1815 / 300
13	8688	2136 / 93	2884 / 70	3471	209	1144,5 / 0	0 / 0	1785 / 330
14	8629	2158 / 93	2699 / 70	3441	200	723,5 / 0	0 / 200	1815 / 300
15	8627	1811 / 93	2364 / 70	3628	200	421 / 0	0 / 0	1628 / 487
16	8625	1499 / 93	1767 / 70	3848	332	0 / 0	0 / 0	1408 / 707
17	8636	1289 / 93	954 / 70	4068	832	0 / 324	35,4 / 0	1188 / 927
18	8689	1362 / 93	322 / 70	4288	1323	0 / 512	0 / 0	968 / 1147
19	8706	1934 / 93	0 / 0	4518	1329	0 / 1061	112 / 0	738 / 1377
20	8729	1963 / 93	0 / 0	4728	1329	0 / 1061	200 / 0	528 / 1587
21	8738	1992 / 93	0 / 0	4569	1329	0 / 873	173,8 / 0	687 / 1428
22	8788	2136 / 93	0 / 0	4359	1329	0 / 324	0 / 0	897 / 1218
23	8773	2223 / 93	0 / 0	4159	925	0 / 0	0 / 0	1097 / 1018
24	8771	2042 / 93	0 / 0	3959	443	0 / 0	0 / 0	1297 / 818
За добу	**Σ**	**Σ / Коеф. середній за добу, %**	**Σ / Коеф. середній за добу, %**	**Σ**	**Σ**	**Σ (Нас/Ген)**	**Σ (Імп/Експ)**	—
МВт·год	**207464**	**49284 / 93**	**20240 / 70**	**90488**	**13500**	**5475 / 4155**	**547.4 / 547.4**	**—**

За результатами розрахунків покриття ГЕН здійснено із використанням 9 блоків АЕС ВВЕР-1000, середньодобовий коефіцієнт використання встановленої потужності становив 84% для ВЕС та 72% для СЕС (рис. 5, табл. 4). Для забезпечення балансу між виробництвом та споживанням обсяг добового імпорту/експорту становить 197,1 МВт·год.

Порівняння результатів розрахунків (табл. 5), що здійснені із використанням фактичних даних покриття ГЕН ОЕС України 13 жовтня 2018 р., не дозволяє зробити однозначний висновок щодо найкращого методу обмеження постачання електроенергії ВЕС та СЕС у мережу.

З точки зору самодостатності енергосистеми, тобто мінімізації перетоків потужності за межі ОЕС України, найбільш прийнятним є застосування методу 3) – обмеження потужності ВЕС та СЕС для кожного інтервалу (години) доби, але для впровадження цього методу потрібно приблизно на 30% генеруючих потужностей ВЕС та СЕС запровадити засоби автоматичного регулювання потужності, що є складною задачею. Застосування методу 2) – обмеження добового коефіцієнта навантаження дозволяє отримати найменший обсяг обмеження постачання електроенергії ВЕС та СЕС, хоча більші обсяги постачання електроенергії ВЕС досягаються за рахунок найбільшого серед всіх варіантів рівня обмеження генерації СЕС. Перевагою цього варіанту є те, що оскільки обмеження постачання здійснюється із застосуванням єдиного коефіцієнта навантаження для всієї доби, то невідпущений рівень потужності, або її певна частка, може враховуватись як резерв на завантаження. Найменш досконалим є застосування методу 1) – обмеження абсолютного максимуму постачання потужності ВЕС та СЕС в енергосистему. У цьому випадку перетоки потужності за межі ОЕС України більше, ніж удвічі,

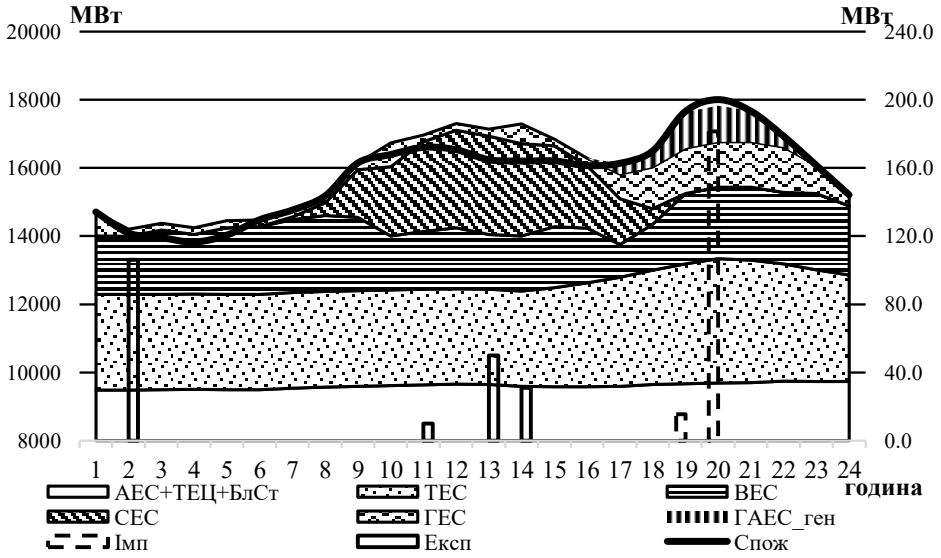

Рис. 5. Результати оптимізації покриття ГЕН ОЕС України із обмеженням генерації потужності ВЕС та СЕС відповідно до методу 3) – обмеження навантаження для кожного інтервалу (години), МВт

Таблиця 4. Результати оптимізації покриття ГЕН ОЕС України із обмеженням генерації потужності ВЕС та СЕС відповідно до методу 3) – обмеження навантаження для кожного інтервалу (години), МВт

Час, год	АЕС+ ТЕЦ+ БлокСт	ВЕС (Ген. обмежена/Коеф. використання)	СЕС (Ген.об-межена/Коеф. використання)	ТЕС-вуг	ГЕС	ГАЕС (Нас/ Ген)	Імп/Експ	Резерви на ТЕС (Нав/ Розв)
01	9486	1722 / 71	0 / 0	2801	700	0 / 0	0 / 0	1325 / 300
02	9490	1706 / 70	0 / 0	2801	200	0 / 0	0 / 106,1	1325 / 300
03	9491	1884 / 80	0 / 0	2801	200	421 / 0	0 / 0	1325 / 300
04	9502	1743 / 72	0 / 0	2801	200	421 / 0	0 / 0	1325 / 300
05	9495	1954 / 80	0 / 0	2801	200	421 / 0	0 / 0	1325 / 300
06	9494	1984 / 82	0 / 0	2801	200	0 / 0	0 / 0	1325 / 300
07	9542	2148 / 87	73 / 70	2801	200	0 / 0	0 / 0	1325 / 300
08	9573	2230 / 89	374 / 70	2801	200	0 / 0	0 / 0	1325 / 300
09	9599	2150 / 100	1397 / 76	2801	200	0 / 0	0 / 0	1325 / 300
10	9619	1591 / 71	2029 / 70	2801	700	345.5 / 0	0 / 0	1325 / 300
11	9639	1701 / 70	2622 / 70	2801	200	345.5 / 0	0 / 10,1	1325 / 300
12	9655	1788 / 77	2863 / 70	2801	200	766.5 / 0	0 / 0	1325 / 300
13	9648	1603 / 70	2884 / 70	2801	200	842 / 0	0 / 50	1325 / 300
14	9589	1619 / 70	2699 / 70	2801	585	1058.5 / 0	0 / 30,9	1325 / 300
15	9587	1799 / 93	2364 / 70	2896	200	637.5 / 0	0 / 0	1230 / 395
16	9585	1607 / 100	1836 / 73	3046	214	216.5 / 0	0 / 0	1080 / 545
17	9596	967 / 70	1342 / 98	3196	714	0 / 324	0 / 0	930 / 695
18	9649	1342 / 92	461 / 100	3356	1214	0 / 475	0 / 0	770 / 855
19	9666	2072 / 100	0 / 0	3516	1329	0 / 1061	15,6 / 0	610 / 1015
20	9689	2103 / 100	0 / 0	3646	1329	0 / 1061	181,5 / 0	480 / 1145
21	9698	2135 / 100	0 / 0	3602	1329	0 / 910	0 / 0	524 / 1101
22	9748	2093 / 91	0 / 0	3442	1329	0 / 324	0 / 0	684 / 941
23	9733	2236 / 94	0 / 0	3282	829	0 / 0	0 / 0	844 / 781
24	9731	2023 / 92	0 / 0	3132	329	0 / 0	0 / 0	994 / 631
За добу	**Σ**	**Σ / Коеф. середній за добу, %**	**Σ / Коеф. середній за добу, %**	**Σ**	**Σ**	**Σ (Нас/Ген)**	**Σ (Імп/Експ)**	—
МВт· год	**230504**	**44199 / 84**	**20944 / 72**	**72330**	**13000**	**5475 / 4155**	**197.1 / 197.1**	**—**

Таблиця 5. Результати оптимізації покриття ГЕН ОЕС України із обмеженням генерації потужності ВЕС та СЕС за трьома методами

Показник	Метод обмеження постачання електроенергії ВЕС та СЕС		
	1	2	3
Обсяг імпорту/експорту за добу, МВт·год	1119	547	197
Виробництво електроенергії, МВт·год за добу			
АЕС	184320	184320	207360
ТЕС	94691	90488	72330
ГЕС	13500	13500	13000
ВЕС	41188	49284	44199
СЕС	24133	20240	20944
Разом, ВЕС + СЕС	65321	69524	65142
Середньодобовий коефіцієнт використання встановленої потужності, %			
ВЕС	78,0	93,3	83,7
СЕС	83,5	70,0	72,4
Разом, ВЕС + СЕС	79,9	85,1	79,7
Обсяг електроенергії, що не була поставлена в мережу внаслідок обмеження, МВт·год за добу			
ВЕС	11632	3536	8622
СЕС	4782	8674	7971
Разом, ВЕС + СЕС	16414	12211	16593

порівняно із варіантом 2), до того ж застосування методу 1) не дозволяє визначити можливий обсяг резерву потужності на завантаження, який здатний забезпечити об'єкти відновлюваної генерації.

Серед методів обмеження потужності ВЕС та СЕС у короткотерміновій перспективі найбільш привабливим є метод 2), оскільки його запровадження потребує лише адміністративних заходів, які можуть бути введені в дію відповідними нормативними актами і не потребують ані значних фінансових витрат, ані реалізації складних технічних рішень у межах ОЕС України. Додатковою перевагою впровадження методу 2) є те, що його реалізація створює передумови участі ВЕС та СЕС у внутрішньодобовому балансуванні та у ринку допоміжних послуг. У середньостроковій перспективі доцільно поступово впроваджувати метод 3), оскільки його реалізація дозволяє забезпечити більшу збалансованість (мінімальні обсяги імпорту/експорту) або самодостатність енергосистеми, а також дозволяють залучити додаткові потужності енергоблоків АЕС та мінімізувати використання енергоблоків вугільних ТЕС, що дозволяє зменшити негативний вплив на довкілля.

Наведена в статті математична модель реалізована на мові MathProg [15] з використанням пакету оптимізації GLPK [16], що розповсюджуються на умовах ліцензії GPL, тобто є вільно-розповсюджуваними програмами. Один розрахунок на звичайному стільниковому комп'ютері здійснюється приблизно за 30 с.

ВИСНОВКИ

1. Запропоновано модифікацію моделі математичного програмування з цілочисельними змінними [8], яка забезпечує пошук оптимального складу та завантаження енергоблоків теплових та атомних електростанцій, а також гідроагрегатів гідроакумулюючих електростанцій України при покритті добового графіка електричних навантажень відповідно до одного із трьох методів обмеження рівнів постачання електроенергії вітрових та сонячних електростанцій в енергосистему. Розглянуто три метода обмеження генерації потужності ВЕС та СЕС: 1) обмеження абсолютного максимального рівня потужності, 2) застосування єдиного обмежуючого коефіцієнта навантаження протягом доби та 3) застосування змінного обмежуючого коефіцієнта навантаження для кожного часового інтервалу протягом доби. У математичній моделі реалізована можливість забезпечення заданого обсягу резервів відновлення частоти (вторинного регулювання), що розміщуються на ТЕС.

2. Результати розрахунків, що здійснені із використанням фактичних даних покриття ГЕН ОЕС України 13 жовтня 2018 р., не дозволяють зробити однозначний висновок щодо найкращого методу обмеження постачання електроенергії ВЕС та СЕС у мережу, оскільки переваги та недоліки кожного з розглянутих методів не можуть бути оціненими за одним певним критерієм. Щонайменше як критерії доцільно враховувати такі показники: обсяг імпорту/експорту електроенергії за межі ОЕС України; обсяг електроенергії, яка не відпущена ВЕС та СЕС до енергосистеми; можливість розмістити на ВЕС та СЕС певні обсяги резервів відновлення частоти (вторинного регулювання) на завантаження; максимізація обсягів генерації електроенергії на АЕС та мінімізація її виробництва на вугільних ТЕС.

3. Наведений в статті аналіз результатів розрахунків дозволяє зробити висновок, що серед методів обмеження потужності ВЕС та СЕС у короткотерміновій перспективі найбільш привабливим є метод 2), оскільки його запровадження потребує лише адміністративних заходів, які можуть бути введені в дію відповідними нормативними актами і не потребують ані значних фінансових витрат, ані реалізації складних технічних рішень в межах ОЕС України. Додатковою перевагою впровадження методу 2) є те, що його реалізація створює передумови участі ВЕС та СЕС у внутрішньодобовому балансуванні та у ринку допоміжних послуг. У середньостроко-

вій перспективі доцільно поступово впроваджувати метод 3), оскільки його реалізація дозволяє забезпечити більшу збалансованість (мінімальні обсяги імпорту/експорту) або самодостатність енергосистеми, а також дозволяють залучити додаткові потужності енергоблоків АЕС та мінімізувати використання енергоблоків вугільних ТЕС, що дозволяє зменшити негативний вплив на довкілля.

4. Наведена в статті математична модель реалізована на мові MathProg з використанням пакету оптимізації GLPK, що розповсюджуються на умовах ліцензії GPL, тобто є вільно-розповсюджуваними програмами. Один розрахунок на звичайному стільниковому комп'ютері здійснюється приблизно за 30 с. Така швидкість розрахунків надає можливість здійснювати розрахунки для серії профілів генерації електроенергії ВЕС та СЕС, яким притаманні стохастичні властивості генерування потужності. Це створює передумови розвитку математичної моделі із застосуванням методів стохастичного програмування для отримання робастних рішень.

5. Математична модель може бути застосована в задачах як короткострокового формування прогнозних балансів покриття добових графіків електричних навантажень, так і в дослідженнях довгострокового розвитку генеруючих потужностей національної енергосистеми, що є актуальним в умовах стрімкого зростання потужностей вітрових та сонячних електростанцій. Запропонована математична модель також може використовуватись у дослідження участі ВЕС та СЕС на ринку допоміжних послуг національного ринку електроенергії.

1. Про Цілі сталого розвитку України на період до 2030 року: Указ Президента України від 30.09.2019 №722/2019. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/722/2019 (дата звернення: 06.11.2020).

2. Цілі сталого розвитку: Україна: національна доповідь 2017. URL: http://un.org.ua/images/SDGsNational ReportUA_Web_1.pdf (дата звернення: 06.11.2020).

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

4. Роз'яснення щодо обмеження генерації ВЕС та СЕС 7 січня 2020 року. Київ: НЕК «Укренерго», 2020. URL: https://ua.energy/zagalni-novyny/roz-yasnennya-shhodo-obmezhennya-generatsiyi-ves-ta-ses-7-sichnya-2020-roku/ (дата звернення: 10.11.2020).

5. Робота енергосистеми 7–13 вересня 2020 року. Київ: НЕК «Укренерго», 2020. URL: https://ua.energy/zagalni-novyny/robota-energosystemy-7-13-veresnya-2020-roku/ (дата звернення: 10.11.2020).

6. Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення умов підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії: Закон України від 21.07.2020 р. № 810-IX. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/810-20#n95 (дата звернення: 06.11.2020).

7. Шульженко С.В., Тюрютіков О.І., Тарасенко П.В. Модель математичного програмування з цілочисельними змінними визначення оптимального режиму завантаження гідроагрегатів гідроакумулюючих електростанцій при покритті добового графіку електричних навантажень енергосистеми України. *Проблеми загальної енергетики.* 2019. Вип. 4(59). С 13—23. https://doi.org/10.15407/pge2019.04.013

8. Шульженко С.В., Тюрютіков О.І., Іваненко Н.П. Модель математичного програмування з цілочисельними змінними визначення оптимального складу та завантаження енергоблоків теплових електростанцій та гідроагрегатів гідроакумулюючих електростанцій при покритті добового графіка електричних навантажень енергосистеми України. *Проблеми загальної енергетики.* 2020. Вип. 1(60). С 14—23. https://doi.org/10.15407/pge2020.01.014

9. Shulzhenko S., Turutikov O., Bilenko M. Mixed integer linear programming dispatch model for power system of Ukraine with large share of baseload nuclear and variable renewables, *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS).* Kyiv, Ukraine, 2020. P. 363—368. https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9160222

10. Frank Meissner, Clemens Stiewe, Curtailment of renewable electricity as a flexibility option Policy Paper PP/04/2019. *BE Berlin Economics GmbH.* 2019. URL: https://www.lowcarbonukraine.com/wp-content/uploads/LCU_PP04_2019-10_en.pdf (дата звернення: 09.11.2020).

11. Kies, A., Schyska, B.U., Von Bremen, L. (2016). Curtailment in a Highly Renewable Power System and Its Effect on Capacity Factors. *Energies*, *9,* 510. URL: https://www.mdpi.com/1996-1073/9/7/510/htm (дата звернення: 09.11.2020). https://doi.org/10.3390/en9070510

12. Nan Li, Bo Yuan & Fuqiang Zhang (2018). Study on reasonable curtailment rate of large scale renewable energy. *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.* 121 052092. URL: https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/121/5/052092/pdf (дата звернення: 09.11.2020). https://doi.org/10.1088/1755-1315/121/5/052092

13. Xiaohe Yan, Chenghong Gu, Furong Li & Zhaoyu Wang. (2018). LMP-based Pricing for Energy Storage in Local Market to Facilitate PV Penetration. *IEEE Transactions on Power Systems,* Vol. 33, No. 3. URL: https://www.researchgate.net/publication/321930875_LMP-based_Pricing_for_Energy_Storage_in_Local_Market_to_Facilitate_PV_Penetration (дата звернення: 09.11.2020). https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2785286

14. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей (Проект). Київ: НЕК «Укренерго», 2020. URL: https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/12/Proyekt-zvitu-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyh-potuzhnostej-2020.pdf (дата звернення: 11.11.2020).

15. Makhorin Andrew. Modeling Language GNU MathProg / Language Reference – for GLPK. – Version 4.58. February 2016. URL: http://ftp.gnu.org/gnu/glpk/glpk-4.65.tar.gz. (дата звернення: 09.11.2020).

16. GLPK (GNU Linear Programming Kit). URL: https://www.gnu.org/software/glpk/ (дата звернення: 09.11.2020).

Надійшла до редколегії: 17.11.2020

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2020, 4(63): 14–32
doi: https://doi.org/10.15407/pge2020.04.014

UDC 621.3:519.8

S.V. SHULZHENKO, PhD (Engin), Senior Research Scientist ORCID: 0000-0002-7720-0110
Institute of General Energy, National Academy of Sciences of Ukraine, Antonovicha st., 172, Kyiv, 03150, Ukraine

OPTIMAL GENERATION DISPATCH WITH WIND AND SOLAR CURTAILMENT

There are three modes of wind and solar generation curtailment revised in the article: 1) absolute maximum generation curtailment, 2) single for whole day decreased load factor use, and 3) one per one hour decreased load factor use. Each curtailment method is realized in the MIP model to find the optimal solution of generation mix for the power system's hourly daily load dispatch consisting of thermal, nuclear power units, and hydro units of hydroelectric power and hydro pumping power stations. The results of the calculation allow assessing the efficiency of the use of each curtailment method taking into account such parameters: volume of curtailed generation during a day, the possibility of participation wind and solar generation in the balancing (both ramp-up, and ramp-down). The proposed modification of mathematical MIP model could be used both for short-term power system optimal dispatch and also for long-term national generation mix development studies under the growth rates of renewables installed capacities.

K e y w o r d s: power system, daily load profile, robust decisions, mixed linear-integer problem, frequency containment reserve.

Renewable generation is supported in Ukraine by the highest legislative acts [1, 2], for example, the sustainable development goal №7 states that economically affordable and clean energy sources should be available for all citizens, and one of that sources is renewable energy. The priority for renewables development directly stated in the Law of Ukraine on Electricity Market [3], particularly point 2 of article 3 "Electricity market operating principles" of Chapter I "General terms" stated that "Electricity market is operating on the basis ... 8) auspice the development of alternative and renewable energy; ...", and point 1 of article 5 "State policy in the power sector" of Chapter II "State policy, regulatory measures in the power sector and security of supply" straightly states "State policy in the power sector is aimed to: ... 4) support electricity production from alternative energy sources, development of distributed generation and equipment for energy accumulation; ...". The rapid growth of renewables installed capacity embedded into the Ukrainian Power System caused difficult modes of its operation which potentially could lead to low security of supply indicators, and Ukrainian Transmission System Operator (TSO) was induced to curtail power output from wind and solar generation several times during 2020 to ensure grid stability [4, 5]. This situation led to the necessity to adjust the legislation in order to give official power for TSO to curtail renewable generation, and in the middle of 2020 appropriate add-ons were made into the Law of Ukraine on Electricity Market, namely point 3 of article 2 "Legal basis of electricity market operation" of Chapter I "General terms" now is stated "The market rules determines ... the rule of power output curtailment for the producer which sale electricity by "green" tariff or auction price ...". Ergo, renewable curtailment is legally allowed now, but to determine the exact method of renewables curtailment and appropriate algorithm, which will be consensually accepted by all electricity market players is not a trivial task. In this paper, the MIP model [7–9] is modified adding equations that allow solving generation dispatch problem with embedded wind and photovoltaic generation which could be curtailed in three different methods. The comparative analysis of the results of calculations, and general recommendations regarding most affordable curtailment method also presented.

Though there are a lot of articles studying embedded into power system renewables and their curtailment, as a rule, each of that article dedicated only one curtailment method, and because different mathematical models are used in the studies it is a very complicated task to compare results of the article. This paper is studying three curtailment methods with the single mathematical model and input data, and this allows

© S.V. SHULZHENKO, 2020

to compare results of calculations and make a rational analysis of the results. There are three modes of wind and solar generation curtailment revised in the article: 1) absolute maximum generation curtailment, 2) single for whole day decreased load factor use, and 3) one per one hour decreased load factor use. The calculations for each curtailment method were made using basic MIP model described in [8] with equal set of input data.

There are single separate exogenous profiles for wind and solar generation during 13 October 2018 used for calculation in the basic model [8]. To make calculations according to each curtailment method the set of equations were added to the MIP model which are actually constraints. Also, the main constraint of the model, balance between generation and consumption, was modified (1) – correspond to the equation (2) in [8]. All other equations are left unchanged.

$$P_t^W + P_t^{PV} + \sum_{k=1}^{K\setminus(K^{PS}\cup K^{TPP}\cup K^R)} P_{kt}^G + \sum_{k=1}^{K^{TPP}}\sum_{u=1}^{U^{TPP}} P_{kut}^{TPP} + \\ + \sum_{k=1}^{K^{PS}}\sum_{u=1}^{U^{KPS}} \left(y_{kut}^G P_{kut}^G - y_{kut}^P P_{kut}^P \right) + z_t^I - z_t^E = D_t; \forall t \in T, \quad (1)$$

where T — set of periods, as the one day is considered then set consists 24 elements (a day with 1 hour time resolution); K — set of all power units of all power stations including thermal power plants (TPP), nuclear power plants (NPP), combined heat and power stations (CHP), autoproducers (APr), hydro units of hydroelectric power stations (HPS) and hydro pumping storages stations (HPSS), and also wind (Wind) and photovoltaic (PV) power stations; K^{PS} — set of hydro pumped storages stations (namely – Kyiv, Dnister and Tashlyk), for each HPSS the set of hydro units is determined — U^{KPS}; K^{TPP} — set of thermal power plants, for each TPP the set of power units is determined — U^{TPP}; K^R — the set of renewable generators (Wind and PV); P_t^W — the variable corresponding to the curtailed electric power production by Wind, MW; P_t^{PV} — the variable corresponding to the curtailed electric power production by PV, MW; $P_{kt}{}^G$ — electric power produced by CHP, NPP and APr, MW; $P_{kut}{}^{TPP}$ — electric power produced by TPP's power unit, MW; $y_{kut}{}^G$ — binary variable, equal to 1 (one), if hydro unit is operating in generation mode, otherwise is 0 (zero); $P_{kut}{}^G$ — electric power produced by HPSS in generation mode, MW; $y_{kut}{}^P$ — binary variable, equal to 1 (one), if hydro unit is operating in pumping mode, otherwise is 0 (zero); $P_{kut}{}^P$ — electric power consumed by hydro unit of HPSS in pumping mode, MW; $z_t{}^I$ — variable corresponding to imported electric power, MW; $z_t{}^E$ — variable corresponding to exported electric power, MW.

The constraints corresponding to the Wind and PV curtailment mode 1) determine the absolute electric power maximum level that Wind (2.1) and PV (2.2) are permitted to supply to the grid:

$$P_t^W = \begin{cases} F_t^W : F_t^W \le Max^W \\ Max^W : F_t^W > Max^W \end{cases}; \forall t \in T; \quad (2.1),$$

$$P_t^{PV} = \begin{cases} F_t^{PV} : F_t^{PV} \le Max^{PV} \\ Max^{PV} : F_t^{PV} > Max^{PV} \end{cases}; \forall t \in T, \quad (2.2)$$

where F_t^W, F_t^{PV} — actual exogenous profiles of Wind and PV electric power generation for each time slice of the day, MW; Max^W, Max^{PV} — parameter determining the absolute electric power maximum the Wind or PV is permitted to supply to the grid, MW during a day. The curtailment mode 1) is illustrated in fig. 1 where the absolute maximum for Wind generation is limited to 0.75 and for PV – 0.52 (actual Wind and PV generation profiles observed in the Power System of Ukraine on 13 October 2018 were used as a reference case).

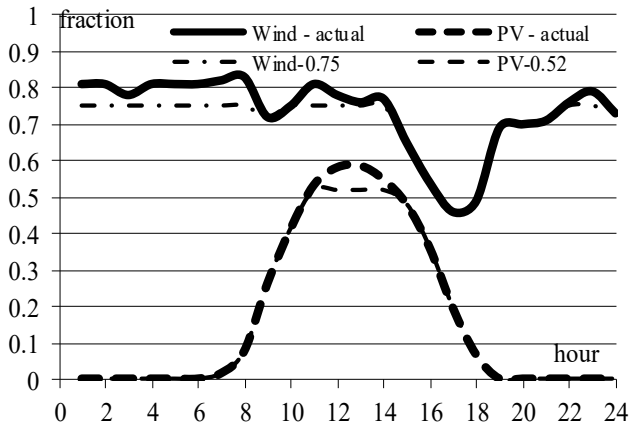

Fig. 1. Actual and curtailed Wind and PV profiles for 13 October 2018 (absolute maximum level for a whole day: Wind – less than 0.75, PV – less than 0.52)

Curtailment mode 2) – the use of single for whole day decreased load factor realized with additional variables for Wind (2.3) and PV (2.4) which correspond to the load factor, and additional constraints determining scaled (curtailed) daily load profile for Wind (2.5) and PV (2.6):

$$1 \ge L^W \ge L_{MIN}^W; \quad (2.3)$$

$$1 \ge L^{PV} \ge L_{MIN}^{PV}; \quad (2.4)$$

$$P_t^W = L^W F_t^W; \forall t \in T; \quad (2.5)$$

$$P_t^{PV} = L^{PV} F_t^{PV}; \forall t \in T, \quad (2.6)$$

where L^W, L^{PV} — variables corresponding single daily load factor for Wind and PV, which are in other

words scale coefficient; L^{W}_{MIN}, L^{PV}_{MIN} — parameters determined minimum allowed decrease of generation by Wind and PV for a whole day.

The use of these constraints in the model causes a downscale of generation profile for a whole day. For example, if the minimum allowed decrease for a Wind and PV generation is 0.8, then the variable corresponding to the load factor could be greater than 0.8 and less than 1 (fig. 2 based on actual profiles for 13 October 2018).

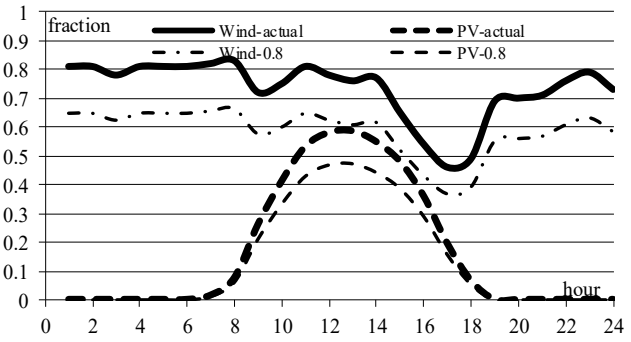

Fig. 2. Actual and curtailed Wind and PV profiles for 13 October 2018 (the variable corresponding to the allowed decrease of load factor is equal to 0.8)

Curtailment mode 3) – the use of one per one hour decreased load factor is formulated with constraints similar to ones for curtailment mode 2), but the variable corresponding to the load factor for Wind (2.7) and PV (2.8) is determined for each time slice (1 hour in that case). Hence the curtailed level of power output from Wind (2.9) and PV (2.10) will be determined for each time slice independently, which could be treated as an automatic power output control.

$$1 \geq L^{W}_{t} \geq L^{W}_{MIN}; \forall t \in T; \quad (2.7)$$

$$1 \geq L^{PV}_{t} \geq L^{PV}_{MIN}; \forall t \in T; \quad (2.8)$$

$$P^{W}_{t} = L^{W}_{t} F^{W}_{t}; \forall t \in T; \quad (2.9)$$

$$P^{PV}_{t} = L^{PV}_{t} F^{PV}_{t}; \forall t \in T, \quad (2.10)$$

where L^{W}_{t}, L^{PV}_{t} — the variables corresponding to the load factor for Wind and PV power output for each time slice.

The actual data for generation and consumption in the Power System of Ukraine on 13 October 2018 were used, but actual profiles of Wind and PV generation are upscaled accordingly to the assumed growth of installed capacity for Wind up to 3000 MW, and for PV – 7000 MW as it stated in NPC "Ukrenergo" Adequacy Report 2020 [14] (table 1).

Actual electricity generation by "large" hydropower stations of "Ukrhydroenergo" on 13 October 2018 was 13309 MWh, the range 13000 – 13500 MWh per day was used for calculations with minimum hourly power output from "large" HPS at level 200 MW, and maximum level 1329 MW (as it was actually viewed for that day), maximum hourly ramp-up/down was fixed not greater than 500 MW. Operation modes of hydro pumping storages stations' hydro units are determined by optimization, there three HPSS were used for calculations: Kyiv HPSS – 3 units with generation/pumping power 37/43 each, Dnister HPSS – 3 units 324/421, and Tashlyk HPSS – 2 units 151/216.5 MW. The operation time both in the generation and pumping mode is 3 hours continuously after the operation starts.

Table 1. Input data for calculations, MW (for each hour)

Hour	Power demand	CHP	Auto-producers	Wind	PV	Small Hydro
01	14709	696	126	2437	0	24
02	14091	705	128	2437	0	17
03	13955	702	126	2352	0	23
04	13825	709	130	2437	0	23
05	14029	704	128	2429	0	23
06	14479	710	121	2429	0	23
07	14764	726	152	2468	104	24
08	15178	730	181	2499	534	22
09	16147	735	201	2150	1842	23
10	16394	721	234	2251	2898	24
11	16607	725	250	2429	3746	24
12	16540	729	264	2336	4089	22
13	16244	727	259	2290	4120	22
14	16204	722	205	2313	3856	22
15	16209	719	206	1940	3377	22
16	16071	726	197	1607	2524	22
17	16139	722	212	1382	1363	22
18	16496	739	248	1459	461	22
19	17660	736	266	2072	0	24
20	18010	735	290	2103	0	24
21	17674	729	305	2135	0	24
22	16936	735	349	2290	0	24
23	16080	728	351	2383	0	14
24	15215	729	349	2189	0	13
Total, MWh	**379656**	**17339**	**5278**	**52820**	**28915**	**527**

The number and list of the power units of NPPs and TPPs, and also operation modes (levels of power output) are determined as a result of optimization, and at that power output from NPP's units always generating baseload power at level 960 MW (power units BBEP-440 are not considered). The TPP's power units are characterized by such minimum/maximum stable level of output: power unit with in-

stalled capacity 800 MW – 540/750, power units 300 MW – 175/280 MW each, 200 MW units – 110/190 MW each. All TPP's power units that are in operation should maintain secondary ramp-up/down reserves at a total level of 300 MW.

The total amount of daily import/export to/from the Power System is fixed at a maximum level of 3000 MWh, and the absolute hourly maximum import/export is fixed at a maximum level of 200 MW. The resulting daily import/export balance is constrained to be equal to zero.

The calculations of optimal generation dispatch with Wind and PV curtailed according to the method 1) –absolute maximum generation curtailment was made with four modes of power output limitation:

Mode №1 – Max^{W} and Max^{PV} levels are equal to the 100 % of actual maximum power output from Wind and PV on 13 October 2018, for Wind generation is 2499 MW (corresponding to the power output at 8'th hour, table 1), for PV generation is 4120 MW (corresponding to the power output at 13'th hour, table 1);

Mode №2 – and Max^{PV} levels are equal to the 90 % of actual maximum power output from Wind and PV on 13 October 2018, for Wind generation the absolute limit is 2249 MW, and for PV generation absolute limit is 3708 MW;

Mode №3 – and Max^{PV} levels are equal to the 80 % of actual maximum power output from Wind and PV on 13 October 2018, for Wind generation the absolute limit is 1999 MW, and for PV generation absolute limit is 3296 MW;

Mode №4 – and Max^{PV} levels are equal to the 70 % of actual maximum power output from Wind and PV on 13 October 2018, for Wind generation the absolute limit is 1750 MW, and for PV generation absolute limit is 2884 MW.

There 8 NPP's power units were selected for operation while both for Wind, and PV mode №4 was selected (the average daily load factor of Wind generation is 78%, and for PV is 83% compared to the original actual electricity generation). The daily import/export is 1119.3 MWh which is used to ensure balance between generation and power demand and enough levels of secondary reserves during whole day (fig. 3, table 2).

The calculations of optimal generation dispatch with Wind and PV curtailed according to the method 2) – the use of single for whole day decreased load factor was made with the use of load factor that is changing between 70 – 100 %.

There 8 NPP's power units were selected for operation while the applied single load factor for Wind was selected at 93%, and for PV is 70%. The daily import/export is 547.4 MWh which is used to ensure balance between generation and power demand and enough levels of secondary reserves during whole day (fig. 4, table 3).

The calculations of optimal generation dispatch with Wind and PV curtailed according to the method 3) – the use of one per one hour decreased load factor was made with the use of hourly load factors that are changing between 70 – 100 %.

There 9 NPP's power units were selected for operation, the average daily load factor of Wind generation is 84%, and for PV is 72% compared to the original actual electricity generation. The daily import/export is 197.1 MWh (fig. 5, table 4).

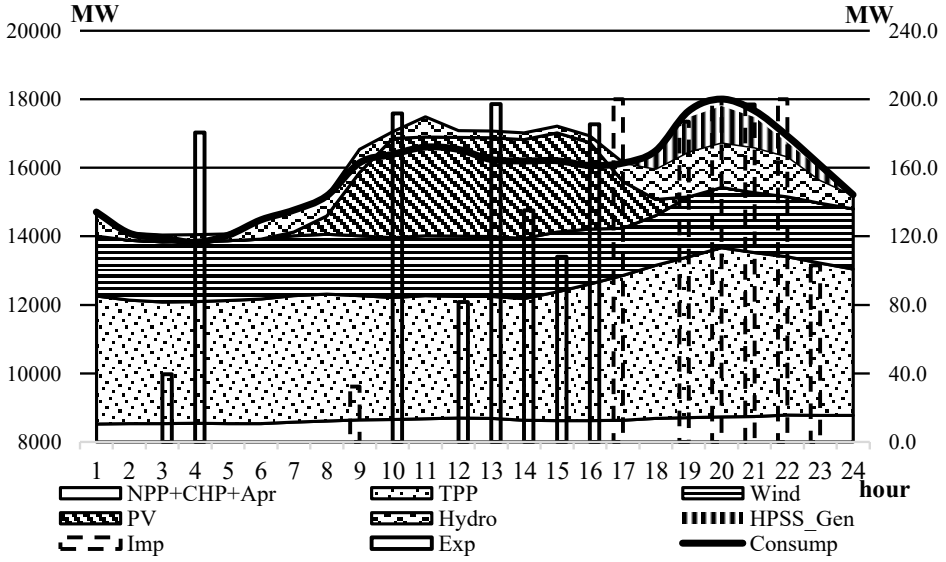

Fig. 3. Optimal generation dispatch with Wind and PV that are curtailed according to the method 1) – absolute maximum generation curtailment, MW

Table 2. Optimal generation dispatch with Wind and PV that are curtailed according to the method 1) – absolute maximum generation curtailment , MW

hour	NPP+ CHP+ Apr	Wind (Curtailed Gen./ Load factor)	PV (Curtailed Gen./ Load factor)	TPP coal	Hydro	HPSS (Pump / Gen)	Imp/Exp	Reserves at TPP (Up/ Down)
01	8526	1750 / 72	0 / 0	3729	704	0 / 0	0 / 0	1711 / 472
02	8530	1750 / 72	0 / 0	3607	204	0 / 0	0 / 0	1833 / 350
03	8531	1750 / 74	0 / 0	3557	200	43 / 0	0 / 39.5	1883 / 300
04	8542	1750 / 72	0 / 0	3557	200	43 / 0	0 / 180.5	1883 / 300
05	8535	1750 / 72	0 / 0	3587	200	43 / 0	0 / 0	1853 / 330
06	8534	1750 / 72	0 / 0	3637	558	0 / 0	0 / 0	1803 / 380
07	8582	1750 / 71	104 / 100	3687	641	0 / 0	0 / 0	1753 / 430
08	8613	1750 / 70	534 / 100	3696	585	0 / 0	0 / 0	1744 / 439
09	8639	1750 / 81	1842 / 100	3627	678	421 / 0	32.3 / 0	1813 / 370
10	8659	1750 / 78	2884 / 100	3557	200	464 / 0	0 / 191.7	1883 / 300
11	8679	1750 / 72	2884 / 77	3587	592	885 / 0	0 / 0	1853 / 330
12	8695	1750 / 75	2884 / 71	3557	200	464 / 0	0 / 81.7	1883 / 300
13	8688	1750 / 76	2884 / 70	3557	200	637.5 / 0	0 / 197.2	1883 / 300
14	8629	1750 / 76	2884 / 75	3557	200	680.5 / 0	0 / 135.2	1883 / 300
15	8627	1750 / 90	2884 / 85	3753	200	897 / 0	0 / 108.1	1687 / 496
16	8625	1607 / 100	2524 / 100	3981	200	680.5 / 0	0 / 185.4	1459 / 724
17	8636	1382 / 100	1363 / 100	4221	553	216.5 / 0	200 / 0	1219 / 964
18	8689	1459 / 100	461 / 100	4461	914	0 / 512	0 / 0	979 / 1204
19	8706	1750 / 84	0 / 0	4701	1329	0 / 987	187 / 0	739 / 1444
20	8729	1750 / 83	0 / 0	4941	1329	0 / 1061	200 / 0	499 / 1684
21	8738	1750 / 82	0 / 0	4788	1329	0 / 873	196.9 / 0	652 / 1531
22	8788	1750 / 76	0 / 0	4618	1183	0 / 398	200 / 0	822 / 1361
23	8773	1750 / 73	0 / 0	4448	683	0 / 324	103 / 0	992 / 1191
24	8771	1750 / 80	0 / 0	4278	417	0 / 0	0 / 0	1162 / 1021
Total,	**Σ**	**Σ / average load factor, %**	**Σ / average load factor, %**	**Σ**	**Σ**	**Σ (Pump / Gen)**	**Σ (Imp/Exp)**	—
MWh	**207464**	**41188 / 78**	**24133 / 83**	**94691**	**13500**	**5475 / 4155**	**1119.3 / 1119.3**	—

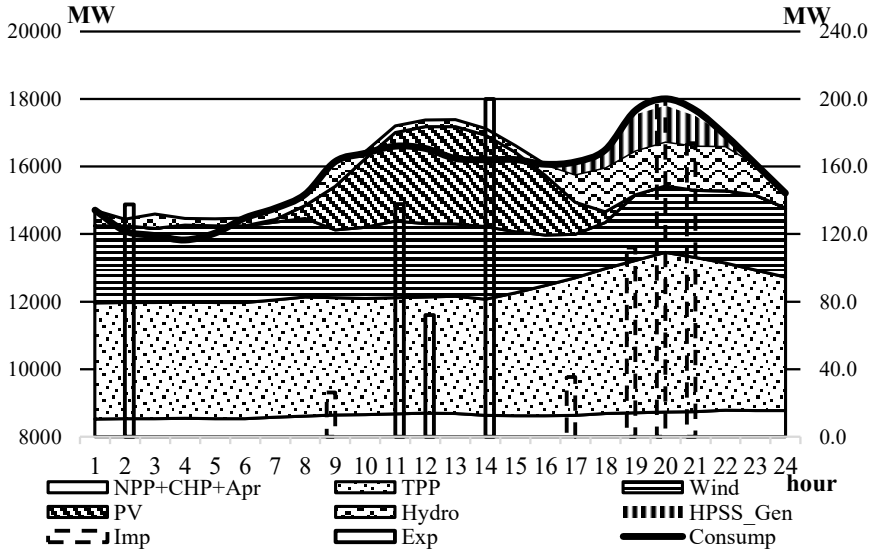

Fig. 4. Optimal generation dispatch with Wind and PV that are curtailed according to the method 2) – the use of single for whole day decreased load factor, MW

Table 3. Optimal generation dispatch with Wind and PV that are curtailed according to the method 2) – the use of single for whole day decreased load factor, MW

hour	NPP+ CHP+ Apr	Wind (Curtailed Gen./ Load factor)	PV (Curtailed Gen./ Load factor)	TPP coal	Hydro	HPSS (Pump / Gen)	Imp/Exp	Reserves at TPP (Up/ Down)
01	8526	2274 / 93	0 / 0	3441	468	0 / 0	0 / 0	1815 / 300
02	8530	2274 / 93	0 / 0	3441	200	216.5 / 0	0 / 137.6	1815 / 300
03	8531	2194 / 93	0 / 0	3441	426	637.5 / 0	0 / 0	1815 / 300
04	8542	2274 / 93	0 / 0	3446	200	637.5 / 0	0 / 0	1810 / 305
05	8535	2267 / 93	0 / 0	3441	207	421 / 0	0 / 0	1815 / 300
06	8534	2267 / 93	0 / 0	3441	237	0 / 0	0 / 0	1815 / 300
07	8582	2303 / 93	73 / 70	3474	331	0 / 0	0 / 0	1782 / 333
08	8613	2332 / 93	374 / 70	3524	335	0 / 0	0 / 0	1732 / 383
09	8639	2006 / 93	1289 / 70	3478	708	0 / 0	26.2 / 0	1778 / 337
10	8659	2100 / 93	2029 / 70	3441	208	43 / 0	0 / 0	1815 / 300
11	8679	2267 / 93	2622 / 70	3441	200	464 / 0	0 / 137.8	1815 / 300
12	8695	2180 / 93	2863 / 70	3441	200	766.5 / 0	0 / 72.1	1815 / 300
13	8688	2136 / 93	2884 / 70	3471	209	1144.5 / 0	0 / 0	1785 / 330
14	8629	2158 / 93	2699 / 70	3441	200	723.5 / 0	0 / 200	1815 / 300
15	8627	1811 / 93	2364 / 70	3628	200	421 / 0	0 / 0	1628 / 487
16	8625	1499 / 93	1767 / 70	3848	332	0 / 0	0 / 0	1408 / 707
17	8636	1289 / 93	954 / 70	4068	832	0 / 324	35.4 / 0	1188 / 927
18	8689	1362 / 93	322 / 70	4288	1323	0 / 512	0 / 0	968 / 1147
19	8706	1934 / 93	0 / 0	4518	1329	0 / 1061	112 / 0	738 / 1377
20	8729	1963 / 93	0 / 0	4728	1329	0 / 1061	200 / 0	528 / 1587
21	8738	1992 / 93	0 / 0	4569	1329	0 / 873	173.8 / 0	687 / 1428
22	8788	2136 / 93	0 / 0	4359	1329	0 / 324	0 / 0	897 / 1218
23	8773	2223 / 93	0 / 0	4159	925	0 / 0	0 / 0	1097 / 1018
24	8771	2042 / 93	0 / 0	3959	443	0 / 0	0 / 0	1297 / 818
Total,	**Σ**	**Σ / average load factor, %**	**Σ / average load factor, %**	**Σ**	**Σ**	**Σ (Pump / Gen)**	**Σ (Imp/Exp)**	—
MWh	**207464**	**49284 / 93**	**20240 / 70**	**90488**	**13500**	**5475 / 4155**	**547.4 / 547.4**	—

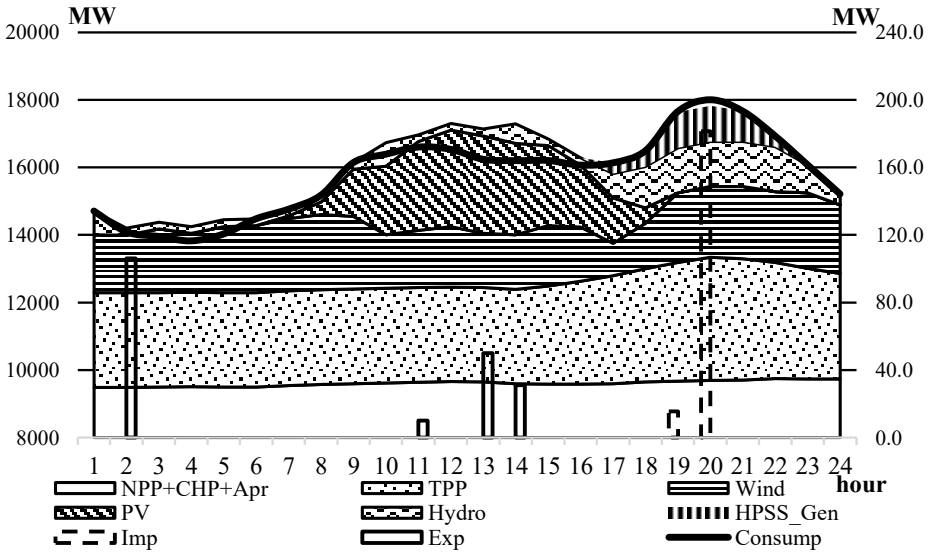

Fig. 5. Optimal generation dispatch with Wind and PV that are curtailed according to the method 3) – the use of one per one hour decreased load factor, MW

Table 4. Optimal generation dispatch with Wind and PV that are curtailed according to the method 3) – the use of one per one hour decreased load factor, MW

hour	NPP+ CHP+ Apr	Wind (Curtailed Gen./ Load factor)	PV (Curtailed Gen./ Load factor)	TPP coal	Hydro	HPSS (Pump / Gen)	Imp/Exp	Reserves at TPP (Up/ Down)
01	9486	1722 / 71	0 / 0	2801	700	0 / 0	0 / 0	1325 / 300
02	9490	1706 / 70	0 / 0	2801	200	0 / 0	0 / 106.1	1325 / 300
03	9491	1884 / 80	0 / 0	2801	200	421 / 0	0 / 0	1325 / 300
04	9502	1743 / 72	0 / 0	2801	200	421 / 0	0 / 0	1325 / 300
05	9495	1954 / 80	0 / 0	2801	200	421 / 0	0 / 0	1325 / 300
06	9494	1984 / 82	0 / 0	2801	200	0 / 0	0 / 0	1325 / 300
07	9542	2148 / 87	73 / 70	2801	200	0 / 0	0 / 0	1325 / 300
08	9573	2230 / 89	374 / 70	2801	200	0 / 0	0 / 0	1325 / 300
09	9599	2150 / 100	1397 / 76	2801	200	0 / 0	0 / 0	1325 / 300
10	9619	1591 / 71	2029 / 70	2801	700	345.5 / 0	0 / 0	1325 / 300
11	9639	1701 / 70	2622 / 70	2801	200	345.5 / 0	0 / 10.1	1325 / 300
12	9655	1788 / 77	2863 / 70	2801	200	766.5 / 0	0 / 0	1325 / 300
13	9648	1603 / 70	2884 / 70	2801	200	842 / 0	0 / 50	1325 / 300
14	9589	1619 / 70	2699 / 70	2801	585	1058.5 / 0	0 / 30.9	1325 / 300
15	9587	1799 / 93	2364 / 70	2896	200	637.5 / 0	0 / 0	1230 / 395
16	9585	1607 / 100	1836 / 73	3046	214	216.5 / 0	0 / 0	1080 / 545
17	9596	967 / 70	1342 / 98	3196	714	0 / 324	0 / 0	930 / 695
18	9649	1342 / 92	461 / 100	3356	1214	0 / 475	0 / 0	770 / 855
19	9666	2072 / 100	0 / 0	3516	1329	0 / 1061	15.6 / 0	610 / 1015
20	9689	2103 / 100	0 / 0	3646	1329	0 / 1061	181.5 / 0	480 / 1145
21	9698	2135 / 100	0 / 0	3602	1329	0 / 910	0 / 0	524 / 1101
22	9748	2093 / 91	0 / 0	3442	1329	0 / 324	0 / 0	684 / 941
23	9733	2236 / 94	0 / 0	3282	829	0 / 0	0 / 0	844 / 781
24	9731	2023 / 92	0 / 0	3132	329	0 / 0	0 / 0	994 / 631
Total,	**Σ**	**Σ / average load factor, %**	**Σ / average load factor, %**	**Σ**	**Σ**	**Σ (Pump / Gen)**	**Σ (Imp/Exp)**	—
MWh	**230504**	**44199 / 84**	**20944 / 72**	**72330**	**13000**	**5475 / 4155**	**197.1 / 197.1**	**—**

It is impossible to make absolutely proven decision about only one optimal choice of the best Wind and PV curtailment method which should be applied as it is a multicriterial task (table 5), moreover, it is hard to make arrangements of the results because they have different nature and have different influence on the power system stability.

Based on the criterion of Power System self-sufficiency the most appropriate curtailment method is 3) – the use of one per one hour decreased load factor, but the implementation of this method requires that about 30% of renewables be equipped with automatic power output control devices, that not so simple task in practice. Implementation of method 2) – the use of a single for whole day decreased load factor allows to reach a minimum level of Wind and PV curtailment, but it is clear that the biggest daily volume of Wind generation is possible due to the lowest PV generation. Method 2) has the advantage that some fraction of curtailed power (theoretically 100% of curtailed power) as We do know that the power output strictly equal to maximum power decreased by some load factor could be used as a ramp-up reserve. The weakest option is the use of method 1) – absolute maximum generation curtailment because the power exchange with neighboring power systems (daily volume of import/export) is the biggest one among

Table 5. The results compare

Parameter	Curtailment method		
	1	2	3
Daily Import/Export, MWh	1119	547	197
Daily generation, MWh			
NPP	184320	184320	207360
TPP	94691	90488	72330
Hydro	13500	13500	13000
Wind	41188	49284	44199
PV	24133	20240	20944
Total, Wind + PV	65321	69524	65142
Average daily load factor, %			
Wind	78.0	93.3	83.7
PV	83.5	70.0	72.4
Wind + PV	79.9	85.1	79.7
Daily volume of curtailed electricity, MWh			
Wind	11632	3536	8622
PV	4782	8674	7971
Total, Wind + PV	16414	12211	16593

the other options, so the Power System is highly insufficient. Also, the method 1) does not allow us to assess the "unused" capacity that could be used as a ramp-up reserve because We only know the absolute maximum power output and do not know what is the exact load factor of a generator in a moment.

Concluding, the most appropriate curtailment option in the short-term is method 2), because its implementation only requires administrative measures, which could be put into force by some legislations and does not require fulfillment of complicated technical measures in the Power System. Another advantage of method 2) is its implementation creates a basis for the participation of Wind and PV generation in the ancillary services market and in intraday power system balancing. In the middle-term it is reasonable to implement method 3) as it allows to reach high self-sufficiency (minimum daily volume of import/export and hence well-balanced system) of the Power System, and also to dispatch additional NPP's power units and minimize the use of coal-fired TPP's power units, which is decreasing negative impact on air.

The MIP model is written using MathProg [15] language, a freeware version of AMPL. As a solver, the GNU GLPK [16] program is used. The overall time for one calculation with standard table PC is about 30 seconds. MIP model could be used both for short-term power system optimal dispatch and also for long-term national generation mix development studies under the growth rates of renewables installed capacities.

CONCLUSIONS

1. The modification of mathematical MIP model [8] for the finding of optimal solution of generation mix for the power system's hourly daily load dispatch consisting of thermal, nuclear power units, and hydro units of hydroelectric power and hydro pumping power stations is proposed. There are three modes of wind and solar generation curtailment revised in the article: 1) absolute maximum generation curtailment, 2) single for whole day decreased load factor use, and 3) one per one hour decreased load factor use. The results of the calculation allow assessing the efficiency of the use of each curtailment method taking into account such parameters: volume of curtailed generation during a day, the possibility of participation wind and solar generation in the balancing (both ramp-up, and ramp-down).

2. It is impossible based on the results to make absolutely proven decision about only one optimal choice of the best Wind and PV curtailment method which should be applied as it is a multicriterial task, moreover, it is hard to make arrangements of the results because they have different nature and have different influence on the power system stability. To assess the efficiency of the use of each curtailment method it is reasonable to account such parameters (results of calculations): volume of curtailed renewable generation during a day, the possibility of participation wind and solar generation in the balancing (both ramp-up, and ramp-down), the daily volume of electricity exchange with neighboring countries, number of the NPP's and TPP's power units which are in operation, because the maximization of nuclear and minimization of coal-fired electricity decreasing negative impact on air.

3. The analysis of the results is evident that the most appropriate curtailment option in the short-term is method 2), because its implementation only requires administrative measures, which could be put into force by some legislations and does not require fulfillment of complicated technical measures in the Power System. Another advantage of method 2) is its implementation creates a basis for the participation of Wind and PV generation in the ancillary services market and in intraday power system balancing. In the middle-term it is reasonable to implement method 3) as it allows to reach high self-sufficiency (minimum daily volume of

import/export and hence well-balanced system) of the Power System, and also to dispatch additional NPP's power units and minimize the use of coal-fired TPP's power units, which is decreasing negative impact on air.

4. The modification of the MIP model described in the article is written using MathProg language, a freeware version of AMPL. As a solver, the GNU GLPK program is used. The overall time for one calculation with standard table PC is about 30 seconds, that is allowing the use of the model for stochastic optimization with set of Wind and PV profiles to obtain robust decisions.

5. The modification of the MIP model could be used both for short-term power system optimal dispatch and also for long-term national generation mix development studies under the growth rates of renewables installed capacities. The proposed model could be used to conduct studies for finding conditions of Wind and PV generation efficient participation in the ancillary services market and in intraday power system balancing.

Referenses

1. Pro Tsili staloho rozvytku Ukrainy na period do 2030 roku: Ukaz Prezydenta Ukrainy vid 30.09.20 No. 722/2019. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/722/2019 (Last accessed: 06.11.2020) [in Ukrainian].
2. Tsili staloho rozvytku: Ukraina: natsionalna dopovid 2017. URL: http://un.org.ua/images/SDGs_NationalReportUA_Web_1.pdf (Last accessed: 06.11.2020) [in Ukrainian].
3. Pro rynok elektrychnoi enerhii: Zakon Ukrainy vid 13.04.2017 №2019-VIII. *Vidomosti Verkhovnoi Rady (VVR),* 2017, № 27-28, st.312.
4. Roziasnennia schodo obmezhennia heneratsii VES ta SES 7 sichnia 2020 roku. Kyiv: NEK "Ukrenerho", 2020. URL: https://ua.energy/zagalni-novyny/roz-yasnennya-shhodo-obmezhennya-generatsiyi-ves-ta-ses-7-sichnya-2020-roku/ (Last accessed: 10.11.2020) [in Ukrainian].
5. Robota enerhosystemy 7–13 veresnia 2020 roku. Kyiv: NEK «Ukrenerho», 2020. URL: https://ua.energy/zagalni-novyny/robota-energosystemy-7-13-veresnya-2020-roku/ (Last accessed: 10.11.2020) [in Ukrainian].
6. Pro vnesennia zmin do deiakykh zakoniv Ukrainy schodo udoskonalennia umov pidtrymky vyrobnytstva elektrychnoi enerhii z al'ternatyvnykh dzherel enerhii: Zakon Ukrainy vid 21.07.2020 r. № 810-IX. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/810-20#n95 (Last accessed: 10.11.2020) [in Ukrainian].
7. Shulzhenko, S.V., Turutikov, O.I., & Tarasenko, P.V. (2019). Model of Mathematical programming with integer variables for determining the optimal regime of loading of hydroelectric pumped storage power plants for balancing daily Profile of electric loads of the power system of Ukraine. *The Problems of General Energy*, *4(59),* 13—23 [in Ukrainian]. https://doi.org/10.15407/pge2019.04.013
8. Shulzhenko, S.V., Turutikov, O.I., & Ivanenko, N.P. (2020). Mixed-integer linear programming mathematical model for founding the optimal dispatch plan of Ukrainian thermal power plants' units and hydro pumping storages stations' units for balancing daily load profile of power system of Ukraine. *The Problems of General Energy*, *1(60),* 14—23 [in Ukrainian]. https://doi.org/10.15407/pge2020.01.014
9. Shulzhenko, S., Turutikov, O., & Bilenko, M. (2020). Mixed integer linear programming dispatch model for power system of Ukraine with large share of baseload nuclear and variable renewables, *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS).* Kyiv, Ukraine, 2020. P. 363—368. https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9160222
10. Frank Meissner, & Clemens Stiewe. (2019). Curtailment of renewable electricity as a flexibility option Policy Paper PP/04/2019. *BE Berlin Economics GmbH.* 2019. URL: https://www.lowcarbonukraine.com/wp-content/uploads/LCU_PP04_2019-10_en.pdf (Last accessed: 09.11.2020).
11. Kies, A., Schyska, B.U., & Von Bremen, L. (2016). Curtailment in a Highly Renewable Power System and Its Effect on Capacity Factors. *Energies, 9,* 510. URL: https://www.mdpi.com/1996-1073/9/7/510/htm (Last accessed: 09.11.2020). https://doi.org/10.3390/en9070510
12. Nan Li, Bo Yuan & Fuqiang Zhang. (2018). Study on reasonable curtailment rate of large scale renewable energy. *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.* 121 052092. URL: https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/121/5/052092/pdf (Last accessed: 09.11.2020). https://doi.org/10.1088/1755-1315/121/5/052092
13. Xiaohe Yan, Chenghong Gu, Furong Li & Zhaoyu Wang. (2018). LMP-based Pricing for Energy Storage in Local Market to Facilitate PV Penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 33, No. 3. URL: https://www.researchgate.net/publication/321930875_LMP-based_Pricing_for_Energy_Storage_in_Local_Market_to_Facilitate_PV_Penetration (Last accessed: 09.11.2020). https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2785286
14. Zvit z otsinky vidpovidnosti (dostatnosti) heneruiuchykh potuzhnostej (Proekt). Kyiv: NEK "Ukrenerho", 2020. URL: https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/12/Proyekt-zvitu-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyh-potuzhnostej-2020.pdf (Last accessed: 11.11.2020) [in Ukrainian].
15. Makhorin Andrew. (2016). Modeling Language GNU MathProg / Language Reference – for GLPK. – Version 4.58. February 2016. URL: http://ftp.gnu.org/gnu/glpk/glpk-4.65.tar.gz (Last accessed:09.11.2020).
16. GLPK (GNU Linear Programming Kit). URL: https://www.gnu.org/software/glpk/ (Last accessed: 09.11.2020).

Resived to the Editorial Board: 17.11.2020