

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ І СИСТЕМ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2021, 1(64): 14–28
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2021.01.014>

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

СТАТИСТИЧНА ОБРОБКА ДАНИХ МІНЛИВОСТІ ГЕНЕРАЦІЇ ВІТРОВИХ ТА СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ ДЛЯ ОЦІНКИ ДОДАТКОВОЇ ГНУЧКОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

Стале майбутнє зростання встановленої потужності мінливих вітрових та сонячних електростанцій в енергетичних системах всього світу вимагає точного прогнозування режимів генерації для кожної доби та кожної години в межах доби, а також оцінки рівнів потенційних небалансів генерування потужності, які цей тип генерації може спричинити. Такі небаланси мають бути згладжені в енергосистемі іншими, зазвичай традиційними генеруючими потужностями щонайменше для забезпечення стабільного режиму функціонування мережі та нормативної якості електроенергії. Одним з основних питань, що виникають в процесі експлуатації енергосистеми, а також планування її розвитку – який обсяг додаткової гнучкої генерації необхідний для згладжування збурень, що спричиняються відновлюваними генеруючими потужностями із мінливим характером відпуску потужності у мережу? Внаслідок стохастичної природи генерування потужності вітровими та сонячними електростанціями очевидним методом оцінювання обсягу додаткової гнучкої генерації є статистична обробка історичних даних профілів генерації відновлюваних генеруючих потужностей, який був застосований для даних 2019 та частково 2020 років (результати для 2020 р. були актуалізовані у статті для року вцілому, коли дані стали доступні на початку 2021 р.). Результати статистичної обробки даних показують що в залежності від встановленої потужності мінливої відновлюваної генерації, а також прийнятого рівня ймовірності додаткова гнучка генерація в обсязі декількох сотень МВт має активно функціонувати в енергосистемі, щоб згладжувати стрибки потужності, спричинені відновлюваними джерелами.

К л ю ч о в і с л о в а: мінлива відновлювана генерація, об'єднана енергетична система, гнучкість, профіль генерації, статистична обробка даних.

Розвиток відновлюваної енергетики, зокрема, мінливих вітрової та сонячної генерації, які зазвичай мають назву мінливі відновлювані джерела енергії (МВДЕ), підтримується в Україні низкою законодавчих та нормативних актів [1–3]. Станом на кінець 2020 р. очікувалось, що до Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України буде під'єднано більше 1,1 ГВт вітрової та більше 5 ГВт сонячної генерації, також очікувалось подальше зростання встановленої потужності такої генерації і в майбутньому. Протягом 2020 р. НЕК «Укренерго», оператор системи передачі України, час від часу обмежував відпуск електричної потужності МВДЕ, підтримуючі баланс між споживанням та генерацією електроенергії задля забезпечення стабільності режимів функціонування мережі та наявності достатнього обсягу резервів потужності.

Ці обмеження пояснюються наявним браком гнучкості, які виникають внаслідок неадекватних обсягів традиційної генерації, що здійснює балансування, і здатної згладжувати збурення, які спричиняються мінливістю відпуску електричної потужності в мережу вітровими та сонячними електростанціями.

Гнучкість енергосистеми є достатньо новим загально використовуваним терміном. Відповідно до визначення Міжнародного агентства з відновлюваної енергетики [4], яке, в свою чергу, посилається на [5] як джерело: «Гнучкість енергосистеми визначається як здатність енергосистеми надійно та економічно-ефективно контролювати мінливість та невизначеність рівнів споживання та генерації у будь-які раціонально-визначені проміжки часу» («Power system flexibility is defined as the ability of a power system to reliably and cost-effectively manage the

© С.В. ШУЛЬЖЕНКО, 2021

variability and uncertainty of demand and supply across all relevant timescales»). Необхідність підвищення гнучкості енергосистеми викликана значними обсягами впровадження чистої, але мінливої відновлюваної генерації в електричні мережі, що є загальносвітовою тенденцією і тому [6]: «В міру того як енергосистеми у світі трансформуються, гнучкість енергосистем є світовим пріоритетом» («As power systems around the world transform, power system flexibility has become a global priority»). Існує багато заходів для підвищення рівня гнучкості енергосистеми [7], але основним та найбільш надійним є використання гнучких електростанцій, які можуть гарантовано змінювати режими експлуатації, тобто гнучко змінювати відпуск електричної потужності в мережу. Наразі, на етапі початку трансформації енергосистем, джерелом гнучкості енергосистеми є електростанції, індивідуальна гнучкість яких характеризується трьома складовими: точність регулювання потужності, діапазон регулювання потужності та швидкість зміни потужності [8]. Вдосконалення складових гнучкості існуючих електростанцій вимагає значних інвестицій та часу на здійснення модернізації, і тому важливим питанням є визначення необхідного рівня гнучкості в енергосистемі, щоб згладити збурення МВДЕ відповідно до поточного і майбутнього рівнів її встановленої потужності. Цей необхідний рівень гнучкості енергосистеми, що є відповідним до встановленої потужності МВДЕ, є індивідуальним для кожної енергосистеми і залежить не тільки від встановленої потужності МВДЕ, але і кліматичних та погодних умов кожної країни. В статті представлені оцінки додаткового обсягу гнучкості, який розрахований з використанням методів статистичної обробки історичних да-

них щодо генерації електроенергії МВДЕ в ОЕС України протягом 2019 та 2020 рр.

Наразі загальноприйнята офіційна національна методологія оцінки необхідного обсягу гнучкості, що виникає внаслідок впровадження МВДЕ в ОЕС України, відсутня. Більш того, наразі в Україні не існує загального розуміння наукових підходів, які можуть бути використані для оцінки необхідного обсягу встановленої потужності гнучкої генерації, яка має надійно компенсувати збурення генерації МВДЕ. Інтуїтивно зрозуміло – оскільки МВДЕ генерують потужність стохастично, то доцільно застосувати методи статистичного аналізу, що запропоновано у статті.

В Україні протягом останніх двох років спостерігається швидке зростання встановленої потужності вітрової та сонячної, так встановлена потужність сонячних електростанцій на кінець 2020 р. сягне рівня більшого, ніж 5 ГВт, порівняно із 1,3 ГВт на початку 2019 р., а встановлена потужність вітрової для аналогічних періодів становить більше, ніж 1,1 ГВт та 389 МВт. Порівняно із загальною встановленою, потужність електростанцій ОЕС України (атомні електростанції – 13,8 ГВт, гідроелектростанції – більше 5,5 ГВт, вугільні теплові електростанції – більше 25 ГВт і інші), встановлена потужність МВДЕ до 2019 р. була відносно незначною і тому статистичні дані щодо генерації МВДЕ були не дуже надійні. Через це фактичні дані щодо встановленої потужності МВДЕ (табл. 1) та профілі генерації ними потужності були використані для 2019 та 2020 рр.

Як вхідні дані були використані профілі генерації електроенергії вітовими та сонячними електростанціями з інтервалом одна година за 2019 р. – 8760 вимірювань, а також за 2020 р. – 8784 вимірювань. З використанням цих даних

Таблиця 1. Встановлена потужність вітрових та сонячних електростанцій в ОЕС України [9], МВт

Місяць	Вітрові		Сонячні	
	2019	2020	2019	2020
Січень	389	1036,5	1310,4	3792,8
Лютий	441,3	1036,5	1629,6	3966,8
Березень	510,6	1036,5	1692,1	4231,3
Квітень	579,5	1050	1777,8	4368,3
Травень	611,9	1064,7	1925,4	4515,4
Червень	611,9	1064,7	2161,6	4593,3
Липень	628,6	1070,7	2312,4	4683,8
Серпень	636,6	1070,7	2371,2	4911
Вересень	697,9	1070,7	2514,8	4938,3
Жовтень	831,7	1070,7	3038,2	5005,7
Листопад	1013,5	1070,7	3145,4	5061,6
Грудень	1025	1111,2	3555,4	5362,6

були розраховані щогодинні рівні зміни генерованої потужності, але для сонячних електростанцій враховані лише дані, коли генерація фактично відбувалась, тобто дані за нічні години не враховувались, тому для сонячних електростанцій для обробки використовувались 4829 вимірювань для 2019 р., та 4944 – для 2020 р.

Статистичні дані профілів генерації МВДЕ містять абсолютні щогодинні дані генерації потужності, яка залежить від фактичного рівня встановленої потужності вітрової та сонячної генерації для кожного періоду, тому, щоб забезпечити порівнянність (сумісність) даних для різних періодів 2019 та 2020 рр. абсолютні рівні генерування потужності були розділені на рівні встановленої потужності відповідного періоду. Таким чином, фактичні ряди були приведені до обсягів генерації, що здійснюється 1 МВт встановленої потужності для кожної години, що розглядалась. Це дає можливість застосуванням оберненої операції оцінювати необхідний рівень гнучкості, відповідно до можливого певного рівня встановленої потужності вітрової та сонячної генерації.

Обробка статистичних даних (приведених до 1 МВт встановленої потужності вітрових та сонячних електростанцій) здійснювалась за таким алгоритмом:

1) розрахунок різниці між сусідніми проміжками часу:

$\Delta P_{(t;t-1)} = P_t - P_{(t-1)}; \forall t \in T$, де T – загальна кількість даних, що обробляється; $\Delta P_{(t;t-1)}$ – різниця генерації потужності між сусідніми часовими періодами, МВт; $P_t, P_{(t-1)}$ – рівень генерації електричної потужності для поточного періоду часу t та попереднього періоду часу $(t - 1)$, МВт;

2) визначення абсолютного максимального та мінімального значення для рядів даних, отриманих на кроці 1);

3) розділення, отриманого на кроці 2) діапазону на 20 рівних інтервалів;

4) розрахунок частоти потрапляння значень ряду, отриманого на кроці 1) у відповідний інтервал.

Також цей алгоритм був застосований і для ряду, який був побудований об'єднанням рядів за 2019 та 2020 рр. в один («2019 та 2020 разом» в табл. 2)

Результати обробки даних щогодинних змін потужності вітрових та сонячних електростанцій (табл. 2 та рис. 1 відповідно) дозволяють сформулювати гіпотезу щодо нормального розподілу для кожного з цих рядів даних.

Для розрахунку значень дисперсії (щодо математичного сподівання прийнята гіпотеза, що воно дорівнює середньому значенню) використаний

Таблиця 2. Частоти потрапляння значень щогодинної зміни генерації потужності вітровими та сонячними електростанціями, МВт

Інтервал №	Вітрові				Сонячні			
	Значення, МВт	2019	2020	2019 та 2020 разом	Значення, МВт	2019	2020	2019 та 2020 разом
1 (абс. мінімум)	-0,387	1	0	1	-0,229	1	0	1
2	-0,343	0	1	1	-0,204	1	0	1
3	-0,299	1	4	5	-0,179	6	9	15
4	-0,255	8	8	16	-0,153	58	59	117
5	-0,211	31	27	58	-0,128	182	149	331
6	-0,167	55	47	102	-0,103	320	262	582
7	-0,123	172	126	298	-0,078	331	348	679
8	-0,079	436	377	813	-0,052	437	401	838
9	-0,035	1137	1095	2232	-0,027	463	515	978
10	0,009	3418	3745	7163	-0,002	397	554	951
11	0,053	2265	2258	4523	0,024	865	956	1845
12	0,097	771	718	1489	0,049	468	473	941
13	0,141	281	229	510	0,074	353	345	698
14	0,185	113	79	192	0,100	295	258	553
15	0,229	47	36	83	0,125	288	288	576
16	0,273	12	21	33	0,150	227	158	385
17	0,317	9	8	17	0,175	96	124	220
18	0,361	1	2	3	0,201	34	40	74
19	0,404	2	0	2	0,226	4	5	9
20	0,448	0	0	0	0,251	2	0	2
21 (абс. максимум)	0,492	0	3	3	0,277	1	0	1

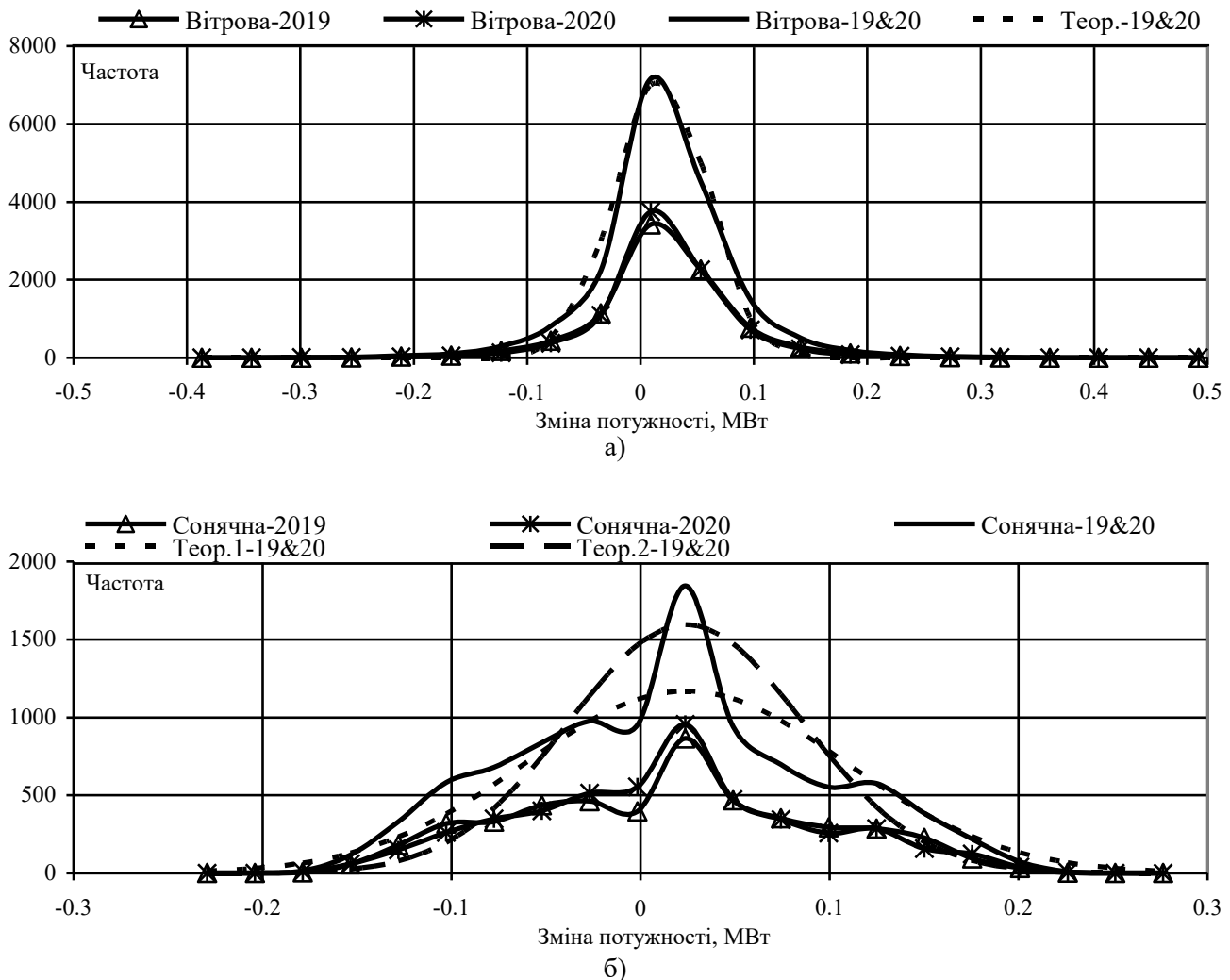


Рис. 1. Гістограми щогодинної зміни потужності вітрових (а) та сонячних (б) електростанцій

метод найменших квадратів, який забезпечує найкращу відповідність між статистичними даними гістограми та теоретичним нормальним розподілом. Для даних зміни потужності вітрової станції отримані значення параметрів нормального розподілу, які майже ідеально співпадають зі фактичним статистичними даними гістограми. Для даних, що характеризують щогодинну зміну потужності сонячної електростанції внаслідок їх варіабельності, принаймні дві теоретичні криві, що забезпечують максимальне співпадіння нормального розподілу з фактичним даними, можуть бути побудовані. Таким чином, параметри теоретичного нормального розподілу, які забезпечують найменшу похибку за методом найменших квадратів для вітрової генерації за 2019 та 2020 рр. разом (рис. 1, а), крива «Теор.-19&20») становлять: математичне сподівання – 0,02, дисперсія – 0,042. Аналогічні значення для сонячної генерації становлять: відповідно до теоретичного розподілу №1 (рис. 1, б), крива «Теор.1-19&20») математич-

не сподівання – 0,024, дисперсія – 0,082, а відповідно до теоретичного розподілу № 2 (рис. 1, б), крива «Теор.2-19&20») математичне сподівання – 0,024, дисперсія – 0,062.

Результати, наведені вище, отримані з використанням даних за весь рік (фактично за два роки) без урахування сезонних змін у генерації електричної енергії вітовими та сонячними електростанціями, хоча очевидно, що для сонячних електростанцій сезонні зміни мають бути значними і певна нерівномірність притаманна також і вітовим електростанціям (табл. 3, рис. 2). Для урахування нерівномірності генерації дані для кожного року в цілому були розділені на два діапазони (6 місяців кожен), які відповідають опалювальному та неопалювальному сезонам в Україні – 1-й сезон зимовий (охоплює час з жовтня до березня включно), 2-й сезон літній (починаючи з квітня і до вересня включно).

Для обробки даних зміни потужності генерації вітовими та сонячними електростанціями

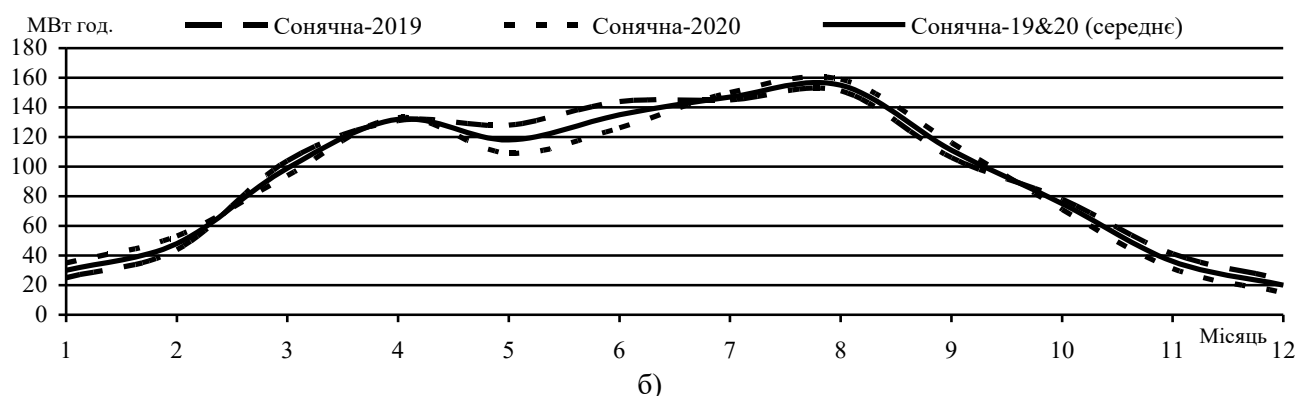
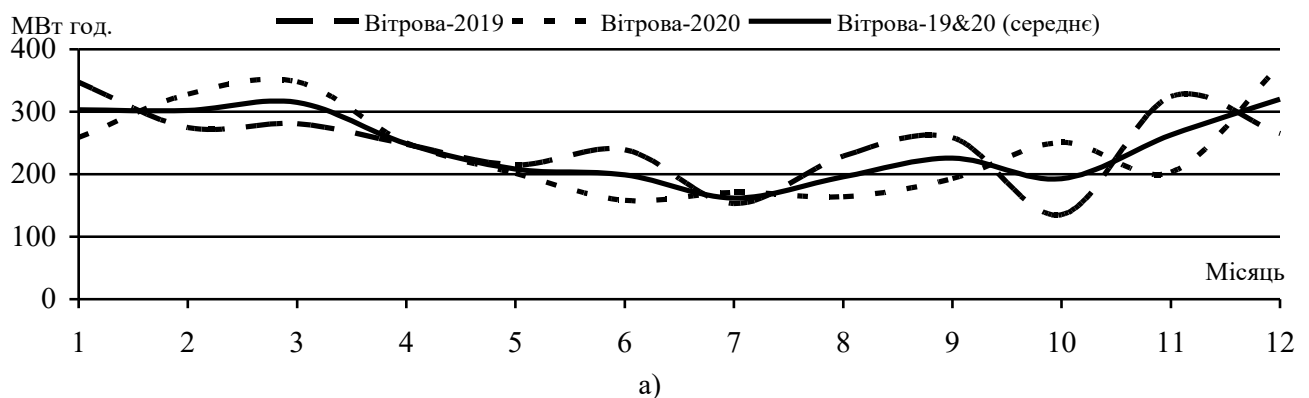
Таблиця 3. Генерація електроенергії вітровими та сонячними електростанціями умовною встановленою потужністю 1МВт протягом року за відповідні місяці, МВт·год

Місяць	Вітрові			Сонячні		
	2019	2020	2019 & 2020 (середнє)	2019	2020	2019 & 2020 (середнє)
Січень	347	259	303	25	35	30
Лютий	275	328	302	44	53	48
Березень	281	348	315	104	94	99
Квітень	248	250	249	131	133	132
Травень	215	201	208	128	109	118
Червень	239	158	199	144	126	135
Липень	153	171	162	145	150	147
Серпень	229	164	196	151	159	155
Вересень	258	193	226	106	116	111
Жовтень	135	251	193	78	71	75
Листопад	324	203	263	41	31	36
Грудень	265	374	320	24	15	20
Всього за рік	2970	2901	2936	1121	1092	1107

для відповідних сезонів був застосований такий же вище наведений алгоритм, як і для даних за рік (або за два роки) в цілому. Результати обробки даних для відповідних сезонів (рис. 3 та 4) показують, що для сонячних електростанцій притаманне більш високе значення стандартного від-

хилення (дисперсії) для періоду з більш високим рівнем генерації – протягом літнього сезону дисперсія більша, ніж удвічі порівняно із зимовим періодом (рис. 4).

За результатами застосування методу найменших квадратів отримані такі параметри теоретич-

**Рис. 2.** Генерація електроенергії вітровими (а) та сонячними (б) електростанціями умовною встановленою потужністю 1 МВт протягом року за відповідні місяці, МВт·год

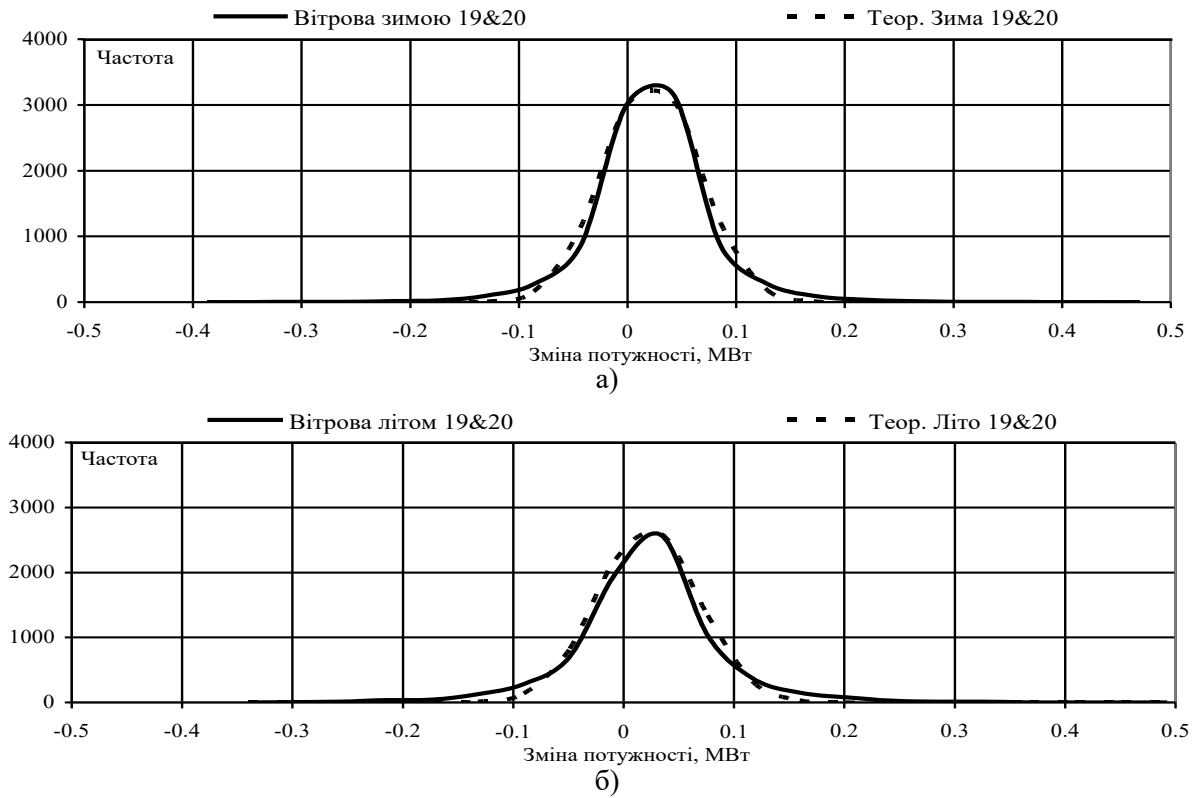


Рис. 3. Гістограми щогодинної зміни потужності вітрових електростанцій для зимового (а) та літнього (б) сезонів

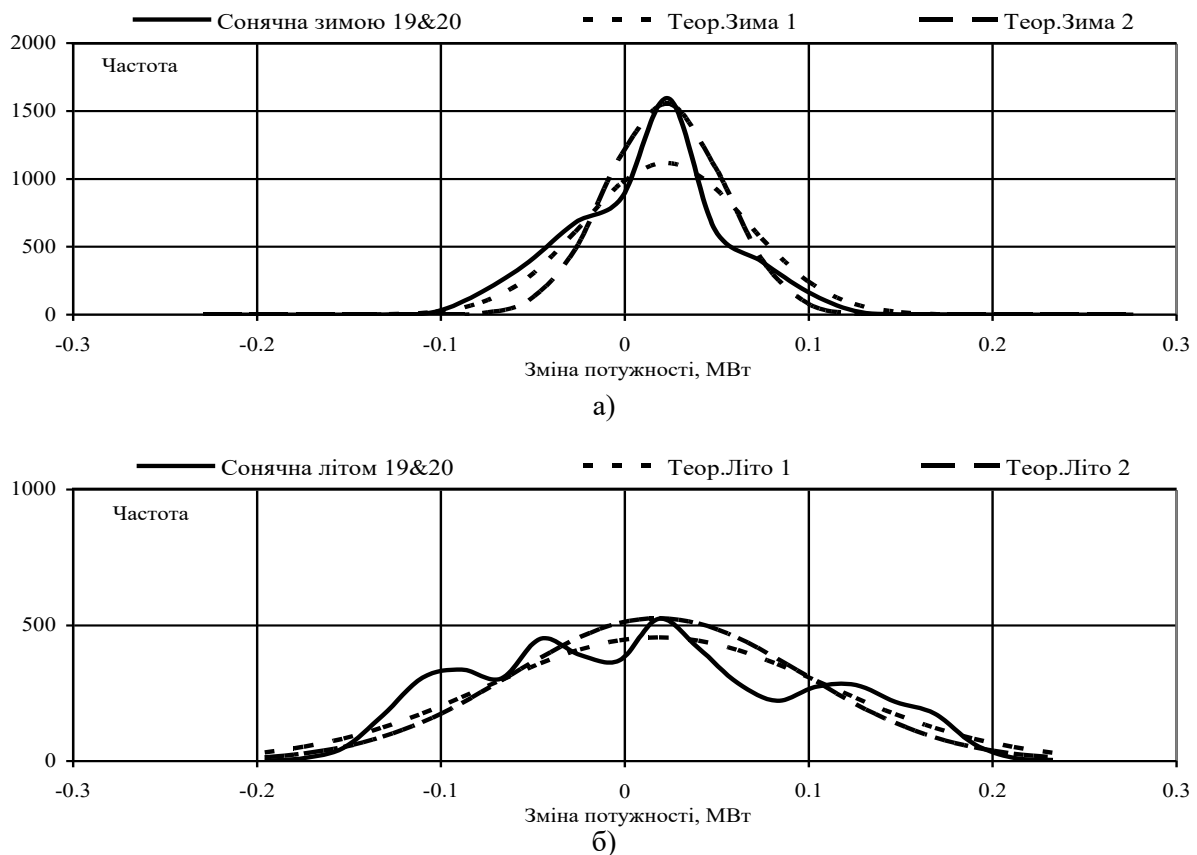


Рис. 4. Гістограми щогодинної зміни потужності сонячних електростанцій для зимового (а) та літнього (б) сезонів

ного нормального розподілу для вітрової генерації для даних за 2019 та 2020 рр.: для зимового сезону (рис. 3, а) – математичне сподівання 0,022, дисперсія – 0,044, а для літнього сезону (рис. 3, б) – математичне сподівання 0,022, дисперсія – 0,046.

Обробка даних зміни потужності генерації електроенергії сонячними електростанціями для зимового та літнього сезонів 2019 та 2020 рр. та застосування методу найменших квадратів дає такі результати: для зимового сезону (рис. 4, а) відповідно до гіпотези 1 – математичне сподівання 0,022, дисперсія – 0,0445, а відповідно до гіпотези 2 – математичне сподівання 0,022, дисперсія – 0,032; для літнього сезону (рис. 4, б) відповідно до гіпотези 1 – математичне сподівання 0,18, дисперсія – 0,0926, а відповідно до гіпотези 2 – математичне сподівання 0,18, дисперсія – 0,0794.

Розраховані параметри теоретичного нормального розподілу для щогодинної зміни потужності вітровими та сонячними електростанціями можуть бути використані для оцінки доцільних режимів експлуатації гнучкої генерації енергосистеми відповідно до встановленої потужності МВДЕ. Очевидно, що в нічні години обсяг необхідної гнучкої генерації для згладжування нерівномірності МВДЕ має відповідати лише обсягам вітрової генерації оскільки сонячна генерація відсутня, і цей необхідний рівень гнучкості енергосистеми буде нижчим за денні години, оскільки сонячна генерація додає нерівномірність до вітрової. Таким чином, окреме визначення варіабельності вітрової та сонячної генерації є доцільним, оскільки дозволяє більш адекватно оцінити вимоги до наявного в енергосистемі обсягу гнучкості протягом всієї доби.

Використовуючи алгоритм визначення параметрів нормального розподілу зміни потужності вітрових та сонячних електростанцій, можливо зробити попередні оцінки необхідних діапазонів гнучкої генерації в ОЕС України, відповідно до прогнозованої встановленої потужності МВДЕ, який, наприклад, наведений у «Звіті з відповідності (достатності) генеруючих потужностей (Проект)» [10]. Відповідно до [10], встановлена потужність вітрових електростанцій прогнозується на рівні 4300 МВт у 2025 р. та 6300 МВт у 2030 р., встановлена потужність сонячних електростанцій прогнозується на рівні 7888 МВт у 2025 р. та 10013 МВт у 2030 р. Використовуючи розраховані параметри нормального розподілу можливо розрахувати діапазони варіабельності потужності, що генерується вітровими та сонячними електростанціями із наперед заданою ймовірністю шляхом множення значення встановленої потужності на розраховані значення математичного сподівання та/або дисперсії.

З теорії ймовірностей відомо, що випадкова величина розподіл якої є нормальним буде знаходитись у межах $[-\sigma; +\sigma]$ із ймовірністю 0,68, отже для вітрової генерації необхідний рівень гнучкості із ймовірністю 0,68 буде знаходитись в інтервалі $[-94,6; 266,6]$ МВт з математичним сподіванням 86 МВт для 2025 р. та в інтервалі $[-138,6; 390,6]$ МВт з математичним сподіванням 126 МВт для 2030 р., а для сонячної генерації відповідні інтервали будуть такими: відповідно до параметрів нормального розподілу відповідно до гіпотези 1 – $[-299,7; 678,4]$ МВт, математичне сподівання 189,3 МВт для 2025 р. та $[-380,5; 861,1]$ МВт із математичним сподіванням 240,3 МВт для 2030 р.; відповідно до гіпотези 2 – $[-478,4; 857,04]$ МВт, математичне сподівання 189,3 МВт для 2025 р. та $[-607,3; 1087,9]$ МВт з математичним сподіванням 240,3 МВт для 2030 р.

Відповідні діапазони для зимового та літнього сезону:

- зимовий сезон:

- вітрова генерація: діапазон – $[-94,6; 283,8]$ МВт, математичне сподівання 94,6 МВт для 2025 р. та $[-138,6; 415,8]$ МВт з математичним сподіванням 138,6 МВт для 2030 р.;

- сонячна генерація відповідно до гіпотези 1: математичне сподівання – 173,5 МВт, діапазон – $[-177,48; 524,55]$ МВт для 2025 р. та математичне сподівання – 220,3 МВт, діапазон – $[-225,29; 665,86]$ МВт для 2030 р.;

- сонячна генерація відповідно до гіпотези 2: математичне сподівання – 173,5 МВт, діапазон – $[-78,88; 425,95]$ МВт для 2025 р. та математичне сподівання – 220,3 МВт, діапазон – $[-100,13; 540,72]$ МВт для 2030 р.;

- літній сезон:

- вітрова генерація: діапазон – $[-124,7; 262,2]$ МВт, математичне сподівання 94,6 МВт для 2025 р. та $[-182,7; 384,3]$ МВт з математичним сподіванням 138,6 МВт для 2030 р.;

- сонячна генерація відповідно до гіпотези 1: математичне сподівання – 142 МВт, діапазон – $[-588,61; 872,58]$ МВт для 2025 р. та математичне сподівання – 180,2 МВт, діапазон – $[-747,18; 1107,65]$ МВт для 2030 р.;

- сонячна генерація відповідно до гіпотези 2: математичне сподівання – 173,5 МВт, діапазон – $[-484,35; 768,31]$ МВт для 2025 р. та математичне сподівання – 220,3 МВт, діапазон – $[-614,83; 975,3]$ МВт для 2030 р.

ВИСНОВКИ

1. Стале очікуване майбутнє зростання встановленої потужності мінливих вітрової та сонячної генерацій у світі потребує більш точного прогнозування обсягів генерування ними потуж-

ності для кожного дня та у межах однієї доби з часовим інтервалом одна година, а також оцінки рівнів збурень, який притаманний цьому типу генеруючих потужностей. Ці збурення мають згладжуватись на рівні енергосистеми іншими, зазвичай традиційними, типами генерації принаймні щоб забезпечити показники надійності електричної мережі та належну якість електроенергії. Важливим питанням є визначення необхідного рівня гнучкості в енергосистемі, щоб згладити збурення МВДЕ, відповідно до поточного і майбутнього рівнів її встановленої потужності. Недостатній обсяг гнучкої генерації призводить до необхідності обмеження обсягів генерування електроенергії МВДЕ, що негативно впливає на економічну ефективність об'єктів генерації чистої електроенергії. З іншого боку, вдосконалення складових гнучкості існуючих електростанцій вимагає значних інвестицій та значного часу на здійснення модернізації, і тому важливим питанням є визначення необхідного рівня гнучкості в енергосистемі, щоб згладити збурення МВДЕ, відповідно до поточного і майбутнього рівнів її встановленої потужності.

2. Наразі загальноприйнята офіційна національна методологія оцінки необхідного обсягу гнучкості, що виникає внаслідок впровадження МВДЕ в ОЕС України відсутня. Більш того, наразі в Україні не існує загального розуміння наукових підходів, які можуть бути використані для оцінки необхідного обсягу встановленої потужності гнучкої генерації, яка має надійно компенсувати збурення генерації МВДЕ. Інтуїтивно зрозуміло – оскільки МВДЕ генерують потужність стохастично, то доцільно застосувати методи статистичного аналізу. В статті представлені оцінки додаткового обсягу гнучкості, який розрахований з використанням методів статистичної обробки історичних даних щодо генерації електроенергії МВДЕ в ОЕС України протягом 2019 та 2020 рр.

3. Результати обробки даних щогодинних змін потужності вітрових та сонячних електростанцій дозволяють сформулювати гіпотезу щодо нормального розподілу для кожного з цих рядів даних. У статті наведені результати розрахунку параметрів нормального розподілу для фактичних даних генерації вітрової та сонячної електроенергії за 2019 та 2020 рр. в цілому, а також для опалювального (зима) та неопалювального (літо) сезонів в Україні. Розраховані параметри дозволяють зробити більш точну оцінку сезонних рівнів варіабельності МВДЕ, що особливо важливо для сонячної генерації.

4. Запропонована в статті методологія дозволяє попередньо оцінити режими експлуатації гнучкої генерації, відповідно до встановленої потужності МВДЕ. У нічні години обсяг необхідної гнучкої генерації для згладжування нерівномірності МВДЕ має відповідати лише обсягам вітрової генерації через те, що сонячна генерація відсутня, і цей необхідний рівень гнучкості енергосистеми буде нижчим за денні години, оскільки сонячна генерація додає нерівномірність до вітрової. Таким чином, окреме визначення варіабельності вітрової та сонячної генерації є доцільним, оскільки дозволяє більш адекватно оцінити вимоги до наявного в енергосистемі обсягу гнучкості протягом всієї доби для сезонів зима/літо.

5. Оцінки, отримані в статті, можуть бути використані як перший крок для більш ефективного управління ринком електричної енергії, наприклад, за рахунок більш точного прогнозування необхідного обсягу гнучкої генерації або допоміжних послуг в енергосистемі для її внутрішньодобової збалансованості.

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: 22.11.2020).

2. Цілі сталого розвитку: Україна: Національна доповідь 2017. URL: http://un.org.ua/images/SDGs_NationalReportUA_Web_1.pdf (дата звернення: 22.11.2020).

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

4. IRENA (2018), Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 1: Overview for policy makers, *International Renewable Energy Agency*, Abu Dhabi.

5. Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility, *International Energy Agency*, Paris. <https://doi.org/10.1787/9789264302006-en>.

6. Status of Power System Transformation 2019: Power system flexibility, *OECD Publishing*, Paris, <https://doi.org/10.1787/7c49400a-en>.

7. Akrami, A., Doostizadeh, M. & Aminfar, F. Power system flexibility: an overview of emergence to evolution. *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*. 2019. Vol. 7. P. 987–1007. <https://doi.org/10.1007/s40565-019-0527-4>

8. Status of Power System Transformation 2017: System Integration and Local Grids, *International Energy Agency*, Paris. <https://doi.org/10.1787/9789264278820-en>.

9. Installed capacity of the IPS of Ukraine values. URL: <https://ua.energy/installed-capacity-of-the-ips-of-ukraine/> (дата звернення: 05.01.2021).

10. Adequacy Report 2020. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/12/Proyekt-zvityz-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyhpotuzhnostej-2020.pdf> (дата звернення: 22.11.2020).

Надійшла до редколегії: 11.01.2021

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

STATISTICAL PROCESSING OF WIND AND SOLAR PV GENERATION VARIABILITY FOR ASSESMENT OF ADDITIONAL POWER SYSTEM FLEXIBILITY

Stable future growth of variable wind and solar PV installed capacity in power systems worldwide critically requires accurate forecasting of its day-by-day and hour-to-hour generation mode and assessing the levels of potential disturbances this type of generation could cause. These disturbances should be smoothed in the Power System by others, usually conventional generators at least to ensure grid stability and electricity quality. One of the key questions for any Power System operation and development planning what additional flexible generation needed to smooth variable renewable energies (VRE) disturbances? Because of the stochastic nature of VRE generation, the obvious method to assess the volume of additional flexible capacity is statistical processing of historical VRE generation data, which was applied to the 2019 and initially partially 2020 data (the results for 2020 have been updated and presented in the article for a whole year as statistical data became available). The results of statistical processing show that depending on VRE installed capacity and accepted level of probability of VRE generation variability the additional several hundred MW of flexible generation should operate in the Power System to abate disturbances caused by VRE.

Key words: variable renewable energy, power system, flexibility, generation profile, statistical data processing.

The development of renewable energy, including variable wind and solar PV electricity generation, which is commonly named variable renewable energy (VRE) is supported in Ukraine by several legislative acts [1-3]. There are more than 1.1 GW of wind and more than 5 GW of solar PV expected to be connected to the Ukrainian Integrated Power System (IPS) by the end of 2020, also expected further growth of installed VRE capacity. During 2020 NPC “Ukrenergo”, Ukrainian Transmission System Operator sometimes has curtailed VRE generation, maintaining the balance between electric power consumption and generation ensuring grid stability and enough volume of operating reserves. These curtailments are explained by the actual lack of flexibility, which occurs due to the inadequate volume of conventional balancing generators capable of smoothing disturbances caused by the variability of wind and solar PV electric power output.

The flexibility of the Power System is a new commonly used term. According to the IRENA [4] which refers to [5] as a source: “Power system flexibility is defined as the ability of a power system to reliably and cost-effectively manage the variability and un-

certainty of demand and supply across all relevant timescales”. The need to increase power system flexibility is induced by the high penetration of clean but variable renewable generation into the power grids, which is a global trend and hence [6]: “As power systems around the world transform, power system flexibility has become a global priority”. There are a number of approaches to improve power system flexibility [7], but basic and one of the most reliable ones is to operate flexible power plants with controlled operation modes. Currently, at the stage of the power systems starts transformation, the sources of power system flexibility basically are the power plants whose individual flexibility is characterized by three dimensions: adjustability, ramping and lead time [8]. The improvement of existing power plants flexibility requires an essential investments and time to retrofit them, and because of that the important question - what is the required level of power system flexibility is needed to smooth current and future VRE generation. This, required power system flexibility level caused by VRE penetration is individual for each national power system and depends not only on the installed capacity of VRE but also on each country’s climatic and weather conditions. The article presents assessments of the additional flexible capacity vol-

© S.V. SHULZHENKO, 2021

ume which was calculated using statistical processing of historical VRE generation data for 2019 and 2020 of the Ukrainian Power System.

There is no official or commonly accepted national methodology to assess the required amount of flexible capacity due to the high penetration of variable renewables in the Ukrainian Power System. Moreover, there is no common understanding in Ukraine about scientific approach(es) that could be used to assess the amount of reserve capacity to reliably compensate fluctuations of renewables. Intuitively clear that because of stochastic nature of renewable (wind and solar) generation then some sort of stochastic analysis will be reasonable to apply.

The rapid growth of wind and solar installed capacity is observed in Ukraine during the last two years, the installed capacity of photovoltaic solar stations (PV) has reached 5.4 GW by the end of 2020 compared to 1.3 GW at the beginning of 2019, the installed capacity of Wind reached 1.1 GW by the end of 2020 compared to 389 MW at the beginning of 2019. Compare to the overall installed capacity of generators of Ukrainian Power System (nuclear – 13.8 GW, hydro – more than 5.5 GW, coal thermal power plants – more than 25 GW and some other generations) the level of renewables before 2019 was comparatively small, hence the statistics about renewable’s generation before 2019 was not very reliable. That is why the actual data about wind and PV installed capacities (table 1) and generation profiles were used for the 2019 and 2020 years.

There are 8760 hourly measurements available for 2019, and 8784 – for 2020. The data for wind and solar PV generation were processed to calculate the hour-by-hour change power output. The zero-power generation by PV during the night time was not accounted for processing, thus for PV there are 4829 values were processed for 2019 and 4944 – for 2020.

The available hourly power generation statistics for wind and solar PV consist of absolute levels of power outputs, which obviously depend on the actual wind and solar PV installed capacity for each period, to provide comparability of processed data for different periods the absolute values of power output from wind and solar PV were divided by appropriate (wind or solar PV) installed capacity. Thus, we get power output per 1 MW of installed capacity during each hour for any time periods considered. And vice versa, multiplying figures of power output from 1 MW on (projected) installed capacity We will get the absolute generation levels, which could be used to assess absolute levels of required amounts of flexible capacity.

The data processing procedure for wind and solar PV power generation data set (related to the 1 MW of installed capacity) includes such steps:

1) calculations of the difference between levels of power generation for neighboring time periods:

$\Delta P_{(t;t-1)} = P_t - P_{(t-1)}; \forall t \in T$, where T – total number of statistical observations for processing; $\Delta P_{(t;t-1)}$ – difference between neighboring time periods, MW; $P_t, P_{(t-1)}$ – power output during time slice t and $(t - 1)$, MW;

2) calculation of absolute minimum and maximum values for data sets calculated at step 1);

3) dividing the obtained at step 2) range into 20 equal intervals;

4) calculation the frequencies of appearing each value within an appropriate interval.

Also, the additional data processing was made for the data set which was constructed unifying two data sets into one (“2019 & 2020 together” in table 2).

The results of hour-by-hour power output change for wind and solar PV (table 2 and appropriate histograms – fig. 1) are allowed to make a hypothesis about the normal distribution for each of these data sets.

Table 1. Installed capacity of Wind and PV generation embedded to the Ukrainian Power System [9], MW

Month	Wind PV		Solar PV	
	2019	2020	2019	2020
January	389	1036,5	1310,4	3792,8
February	441,3	1036,5	1629,6	3966,8
March	510,6	1036,5	1692,1	4231,3
April	579,5	1050	1777,8	4368,3
May	611,9	1064,7	1925,4	4515,4
June	611,9	1064,7	2161,6	4593,3
July	628,6	1070,7	2312,4	4683,8
August	636,6	1070,7	2371,2	4911
September	697,9	1070,7	2514,8	4938,3
October	831,7	1070,7	3038,2	5005,7
November	1013,5	1070,7	3145,4	5061,6
December	1025	1111,2	3555,4	5362,6

Table 2. The frequencies of wind and solar PV hour-by-hour power output changes, MW

Interval #	Wind PV				Solar PV			
	Interval of power output change	2019	2020	2019 & 2020 together	Interval of power output change	2019	2020	2019 & 2020 together
1 (Abs. Min value)	-0,387	1	0	1	-0,229	1	0	1
2	-0,343	0	1	1	-0,204	1	0	1
3	-0,299	1	4	5	-0,179	6	9	15
4	-0,255	8	8	16	-0,153	58	59	117
5	-0,211	31	27	58	-0,128	182	149	331
6	-0,167	55	47	102	-0,103	320	262	582
7	-0,123	172	126	298	-0,078	331	348	679
8	-0,079	436	377	813	-0,052	437	401	838
9	-0,035	1137	1095	2232	-0,027	463	515	978
10	0,009	3418	3745	7163	-0,002	397	554	951
11	0,053	2265	2258	4523	0,024	865	956	1845
12	0,097	771	718	1489	0,049	468	473	941
13	0,141	281	229	510	0,074	353	345	698
14	0,185	113	79	192	0,100	295	258	553
15	0,229	47	36	83	0,125	288	288	576
16	0,273	12	21	33	0,150	227	158	385
17	0,317	9	8	17	0,175	96	124	220
18	0,361	1	2	3	0,201	34	40	74
19	0,404	2	0	2	0,226	4	5	9
20	0,448	0	0	0	0,251	2	0	2
21 (Abs. Max value)	0,492	0	3	3	0,277	1	0	1
Total number of observations (hours)		8760	8784	17544		4829	4944	9797

The method of least squares was used to find the value of dispersion (the hypothesis that statistical average is equal to theoretical mean was accepted) providing the best fit between a statistical histogram and normal distribution. For wind data, the near-ideal fit is obtained, but for solar PV data due to its variability, at least two theoretical normal distribution curves could be constructed with the near-equal difference between statistical data and theoretical normal distribution. Hence, the parameters for normal distribution that provide the best fit of statistical wind curve (fig. 1 a) for 2019 and 2020 with theoretical one is mean - 0.02, dispersion - 0.042. The parameters for normal distribution that provide the best fit of statistical PV curve (fig. 1 b) for 2019 and 2020 with theoretical one are: option 1 - mean - 0.024, dispersion - 0.084; option 2 - mean - 0.024, dispersion - 0.062.

The above-mentioned results have been obtained for a whole year and do not take into consideration the seasonal variation of electricity production or power output of wind and solar PV generation, though it is absolutely obvious for solar PV generation, and somehow for wind generation too (table 3, fig. 2). Based on this the data for wind and solar PV generation were split into 2 ranges (6 months each), which are corre-

sponding to a duration of a heating/no-heating seasons in Ukraine - 1-st for winter (October - March), 2-nd one for Summer (April - September).

The same, above-mentioned data processing procedure for wind and solar PV average generation during winter and summer seasons was used. The results (fig. 3 and fig.4) of data processing shows that for solar PV data set a higher standard deviation (dispersion) value is corresponding to the seasons with higher generation levels - during a summer season the dispersion value more than 2 times larger compared to a winter one (fig. 4).

The parameters for normal distribution that provide the best fit of statistical wind curve for winter season (fig. 3 a) using data for 2019 and 2020 with theoretical one is mean - 0.022, dispersion - 0.044, and for summertime (fig. 3 b) - mean 0.022, dispersion - 0.046.

The parameters for normal distribution that provide the best fit of statistical solar PV curve for winter season (fig. 4 a) using data for 2019 and 2020 with theoretical one are: option 1 - mean - 0.022, dispersion - 0.0445; option 2 - mean - 0.022, dispersion - 0.032, and for summer season (fig. 4 b): option 1 - mean - 0.18, dispersion - 0.0926; option 2 - mean - 0.18, dispersion - 0.0794.

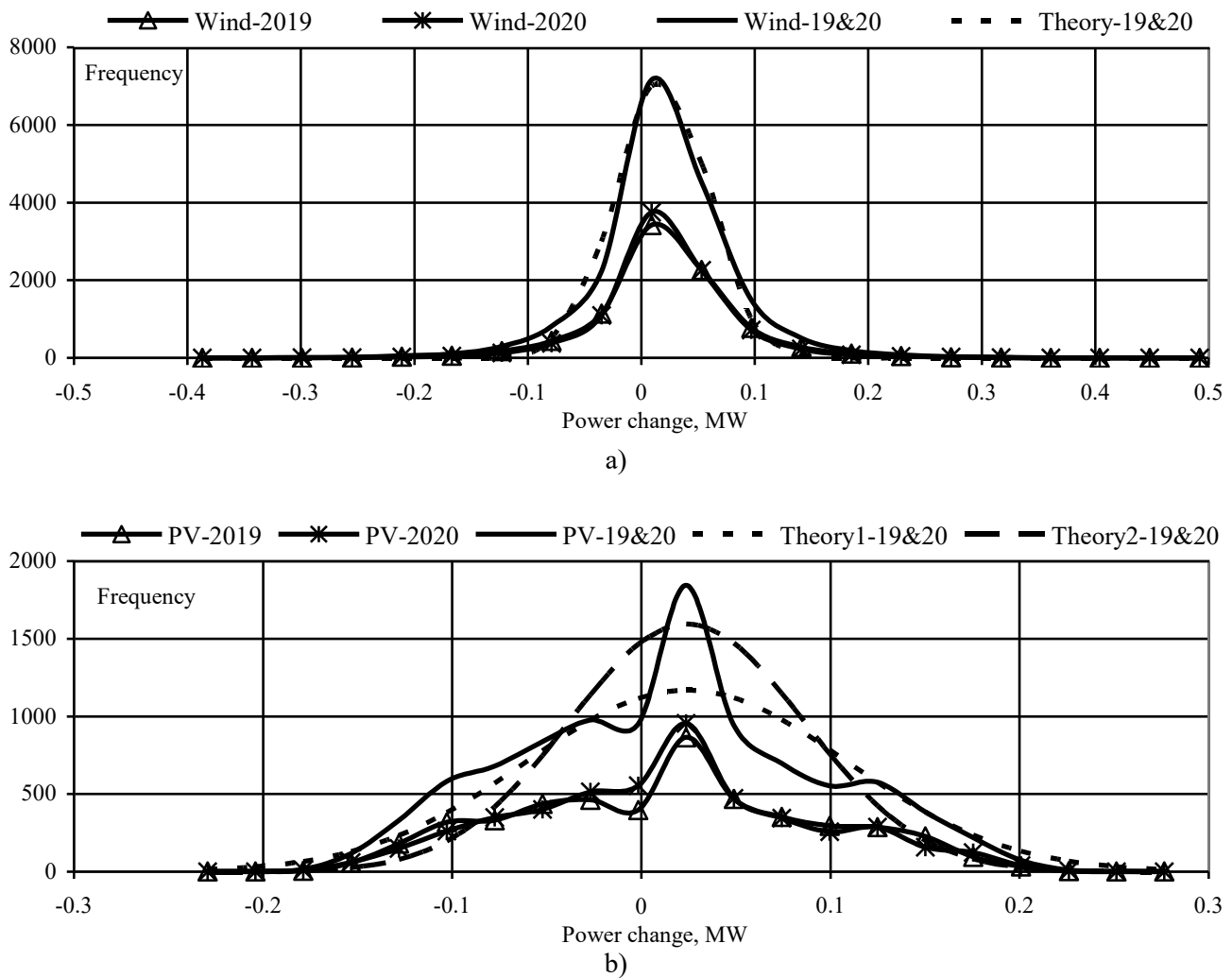
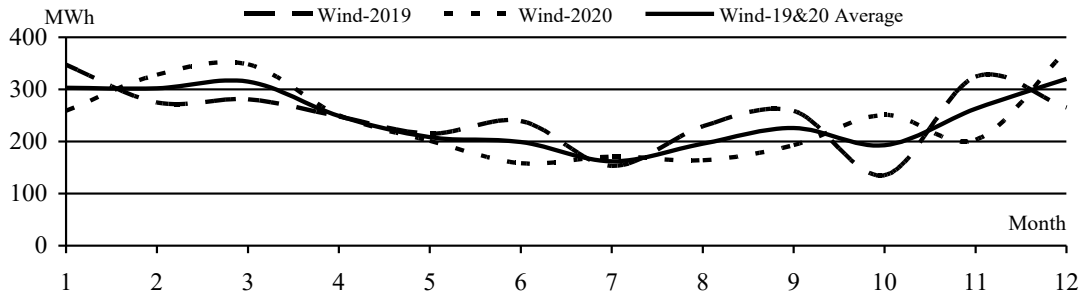


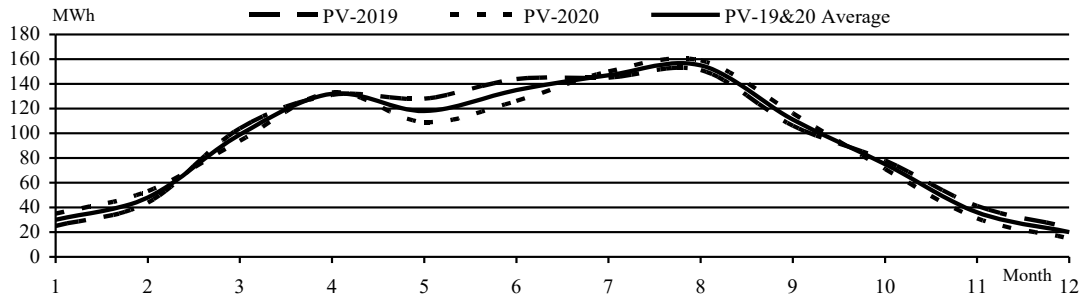
Fig. 1. The histograms of wind (a) and solar PV (b) hour-by-hour power output changes

Table 3. Monthly electricity generation by wind and solar PV reduced to 1MW of installed capacity, MWh

Month	Wind PV			Solar PV		
	2019	2020	2019 & 2020 (average)	2019	2020	2019 & 2020 (average)
January	347	259	303	25	35	30
February	275	328	302	44	53	48
March	281	348	315	104	94	99
April	248	250	249	131	133	132
May	215	201	208	128	109	118
June	239	158	199	144	126	135
July	153	171	162	145	150	147
August	229	164	196	151	159	155
September	258	193	226	106	116	111
October	135	251	193	78	71	75
November	324	203	263	41	31	36
December	265	374	320	24	15	20
Sum	2970	2901	2936	1121	1092	1107

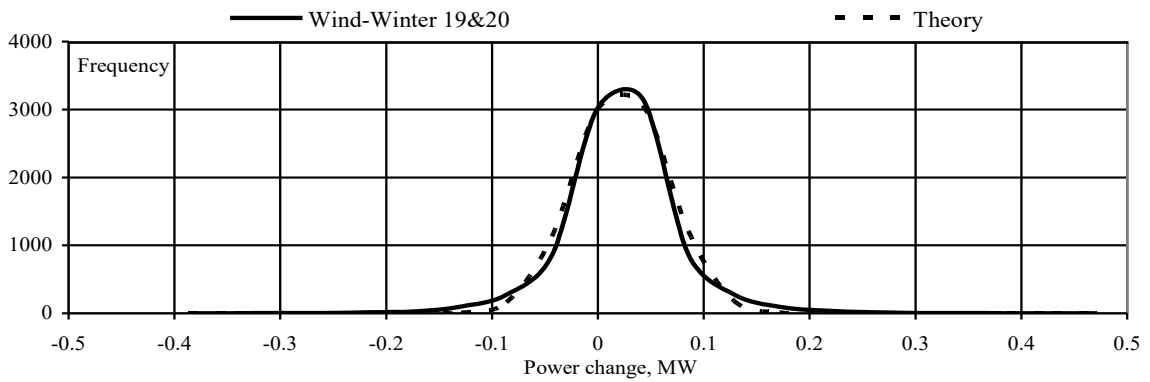


a)

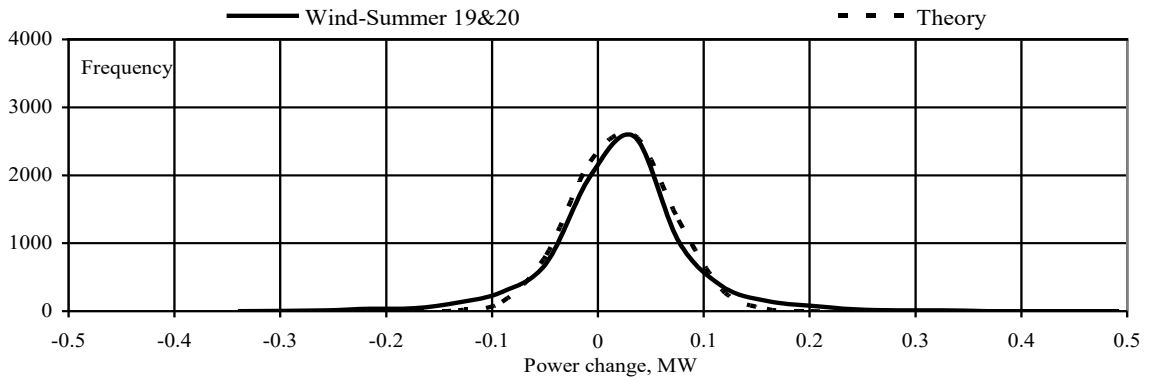


b)

Fig. 2. Monthly electricity generation by wind (a) and solar PV (b) reduced to 1MW of installed capacity, MWh



a)



b)

Fig. 3. The histograms of wind (during a winter season – a), and for summertime -b) hour-by-hour power output changes

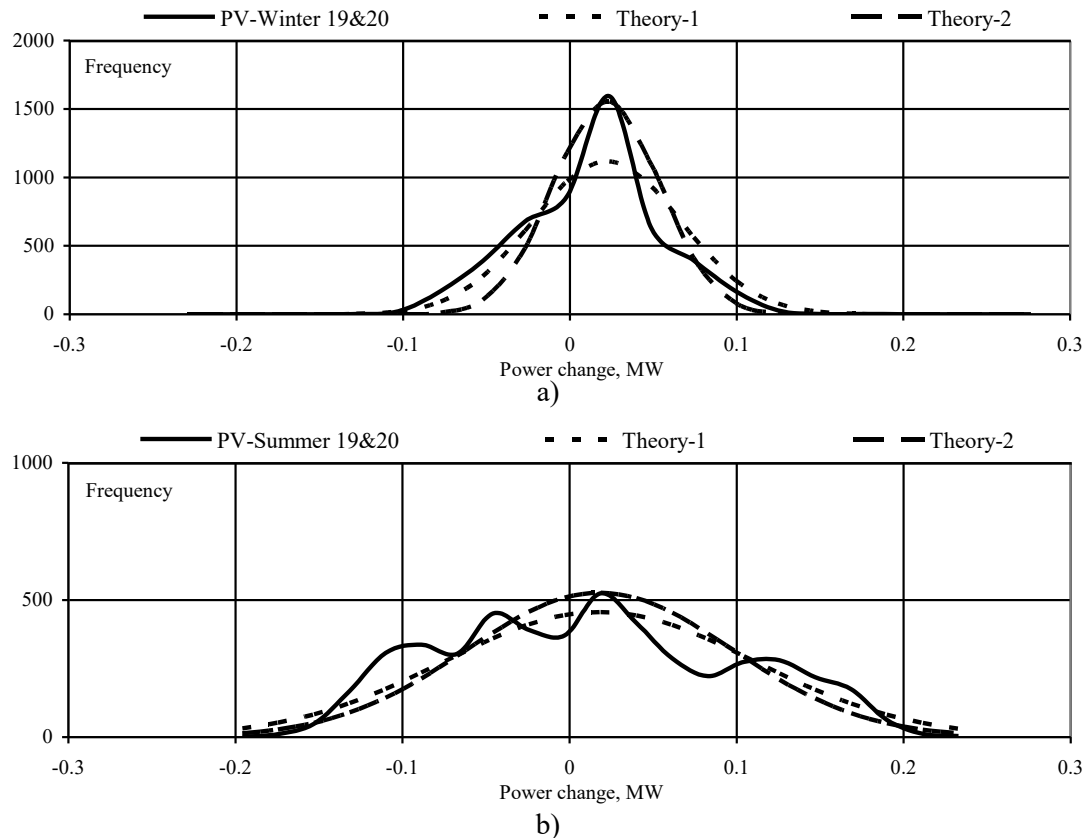


Fig. 4. The histograms of solar PV (during a winter season – a), and for summertime -b) hour-by-hour power output changes

The parameters of theoretical normal distributions (mean and dispersion) which were calculated for hour-by-hour wind and solar PV generation changes could be used to assess operation modes of flexible generators in the power system depending on levels of wind and solar PV installed capacities. Also is clear that during nighttime the flexible generation is needed to smooth only wind generation because of the absence of power output from solar PV, and this level of flexibility will be lower compared to the daytime as solar PV generation fluctuations are added to the wind. Therefore, the separate assessments of wind and solar PV variation are important as this allows more adequately assess required levels of power system flexibility during a whole day.

Taking into account above stated approach and results the preliminary ranges of flexible generation's operation modes according to the installed capacities of VRE generation projected in «Adequacy Report 2020 (Project)» [10] could be assessed. The installed capacity of renewable energy sources according to the «Adequacy Report 2020 (Project)» are forecasted at levels: 4300 MW in 2025 and 6300 MW in 2030 for wind, and for PV - 7888 in 2025 and 10013 MW in 2030. Using the parameters of the theoretical normal distributions, we obtained as a result of processing statistics, we can estimate the range of variation

of the output power with an acceptable probability multiplying the value of installed capacity by calculated mean and/or dispersion.

It is known that for events distributed according to the normal distribution law the random value will be within the range of $[-\sigma; +\sigma]$ with probability 0.68, hence for wind the required level of flexibility with probability 0.68 will be within the range $[-94.6; 266.6]$ with mean 86 MW for 2025 and $[-138.6; 390.6]$ with mean 126 MW for 2030, and for solar PV appropriate ranges will be: using parameters of theoretical distribution according to the option 1) – $[-299.7; 678.4]$ with mean 189.3 MW for 2025 and $[-380.5; 861.1]$ with mean 240.3 MW for 2030, and according to the option 2) – $[-478.4; 857.04]$ with mean 189.3 MW for 2025 and $[-607.3; 1087.9]$ with mean 240.3 MW for 2030.

The appropriate ranges for:

- winter season are:

- wind generation: $[-94.6; 283.8]$ with mean 94.6 MW for 2025, and $[-138.6; 415.8]$ with mean 138.6 MW for 2030;

- solar PV generation, mean and dispersion according to the Option 1: mean – 173.5 MW, range $[-177.48; 524.55]$ for 2025, and mean - 220.3 MW, range $[-225.29; 665.86]$ for 2030;

- solar PV generation, mean and dispersion according to the Option 2: mean – 173.5 MW, range

- [-78.88;425.95] for 2025, and mean – 220.3 MW, range - [-100.13;540.72] for 2030;

- summer season are:

- wind generation: [-124.7;262.2] with mean 94.6 MW for 2025, and [-182.7;384.3] with mean 138.6 MW for 2030;

- solar PV generation, mean and dispersion according to the Option 1: mean – 142 MW, range – [-588.61;872.58] for 2025, and mean – 180.2 MW, range – [-747.18;1107.65] for 2030;

- solar PV generation, mean and dispersion according to the Option 2: mean – 142 MW, range – [-484.35;768.31] for 2025, and mean – 180.2 MW, range – [-614.83;975.3] for 2030.

CONCLUSIONS

1. Stable future growth of variable wind and solar PV installed capacity in power systems worldwide critically requires accurate forecasting of its day-by-day and hour-to-hour generation mode and assessing the levels of potential disturbances this type of generation could cause. These disturbances should be smoothed in the Power System by others, usually conventional generators at least to ensure grid stability and electricity quality. One of the key questions for any Power System operation and development planning what additional flexible generation needed to smooth variable renewable energies (VRE) disturbances? Lack of flexible generation causes VRE curtailments that negatively affect economic efficiency of such clean generation. From the other hand, the improvement of existing power plants flexibility requires an essential investments and time to retrofit them, and because of that the important question - what is the required level of power system flexibility is needed to smooth current and future VRE generation.

2. There is no official or commonly accepted national methodology to assess the required amount of reserve capacity due to the high penetration of variable renewables in the Ukrainian Power System. Moreover, there is no common understanding in Ukraine about scientific approach(es) that could be used to assess the amount of flexible capacity to reliably compensate fluctuations of renewables. Intuitively clear that because of stochastic nature of renewable (wind and solar) generation then some sort of stochastic analysis will be reasonable to apply. The article presents assessments of the additional flexible capacity volume which was calculated using statistical processing of historical VRE generation data for 2019 and 2020 of the Ukrainian Power System.

3. The results of statistical data processing for wind and solar PV hour-by-hour power output changes allow accepting the hypothesis about the normal distribution of these data sets. The key parameters of theoretical normal distributions are calculated for

wind and solar PV data sets for 2019 and 2020 as a whole, and also for winter and summer seasons, which allow obtaining a more precise assessment of variability levels for renewables, especially for solar PV hour-by-hour generation changes.

4. The methodology proposed in the article allows the preliminary ranges of flexible generation's operation modes according to the installed capacities of VRE in the power system could be assessed. Because during nighttime the flexible generation is needed to smooth only wind generation due to the absence of power output from solar PV, separate assessments for wind and solar PV variability are needed. Therefore, the separate assessments of wind and solar PV variation were calculated and this allows more adequately assess required levels of power system flexibility during a whole day and according to the winter/summer season.

5. The assessments obtained in the article also could be used as the first step for more efficient management of the electricity market, for instance, forecasting the required level of flexible generation or ancillary services market for intraday power system balancing.

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: 22.11.2020) [in Ukrainian].

2. Tsili staloho rozvytku: Ukraina: natsionalna dopovid 2017. URL:http://un.org.ua/images/SDGs_NationalReportUA_Web_1.pdf (Last accessed: 22.11.2020) [in Ukrainian].

3. Pro rynek elektrychnoi enerhii: Zakon Ukrainy vid 13.04.2017 №2019-VIII. *Vidomosti Verkhovnoi Rady (VVR)*, 2017, № 27-28, st.312.

4. IRENA (2018), Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 1: Overview for policy makers, *International Renewable Energy Agency*, Abu Dhabi.

5. Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility, *International Energy Agency*, Paris. <https://doi.org/10.1787/9789264302006-en>.

6. Status of Power System Transformation 2019: Power system flexibility, *OECD Publishing*, Paris, <https://doi.org/10.1787/7c49400a-en>.

7. Akrami, A., Doostizadeh, M. & Aminfar, F. (2019). Power system flexibility: an overview of emergence to evolution. *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, 7, 987–1007. <https://doi.org/10.1007/s40565-019-0527-4>

8. Status of Power System Transformation 2017: System Integration and Local Grids, *International Energy Agency*, Paris. <https://doi.org/10.1787/9789264278820-en>.

9. Installed capacity of the IPS of Ukraine values. URL: <https://ua.energy/installed-capacity-of-the-ips-of-ukraine/> (Last accessed: 05.01.2021) [in Ukrainian].

10. Adequacy Report 2020. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/12/Projekt-zvitu-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyh-potuzhnostej-2020.pdf> (Last accessed: 22.11.2020) [in Ukrainian].

Resived to the Editorial Board: 11.01.2021