

СТАТИСТИЧНИЙ АНАЛІЗ СУМАРНОЇ ДІЇ ВІТРОВОЇ ТА СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

к. т. н. Лисенко О. В.

Україна, м. Мелітополь, Таврійський державний агротехнологічний університет

Abstract. *The Statistical analysis of the total action of wind and solar energy according to annual records of wind speed and solar insolation obtained in 2016 in the adjacent areas of the Zaporizhzhya region was shown. These data combined in time and space for further statistical analysis of the total power of wind and photovoltaic stations in the conditions of the given region. To take into account the factor of seasonality, separate months are considered - January, April, July, and October, as the middle of the corresponding seasons. Data can be used to assess stochastic parameters, construct a mathematical model and simulate simulation of various configurations of generating and consumer capacities.*

Keywords: *statistical analysis, wind energy, solar energy, total power of wind and photovoltaic stations.*

Вступ. Зараз в усьому світі вітроелектрогенератори та фотоелектричні системи (ФЕС) є найбільш швидко зростаючими за кількістю та загальною потужністю джерелами відновлюваної енергії. Проте чи не найголовнішим їх недоліком лишається нестабільність генерації під впливом сезонних та метеорологічних факторів. Останні є джерелами коливань потужності тривалістю від кількох діб до кількох хвилин, що негативно впливають на роботу енергосистем так як ість електричної енергії.

Аналізу спостережень метеорологічних показників та оцінці вітрового та сонячного потенціалу території України в цілому присвячено ряд робіт вітчизняних фахівців. Але вивчення особливостей вітрового та сонячного потенціалу та як наслідок їх енергетичних показників окремих регіонів України майже не проводилося.

Результати досліджень. При проведенні аналізу розглядаються річні записи швидкості вітру та сонячної інсоляції, отримані у 2016 році в суміжних районах Запорізької області. Вважається, що ці дані суміщеними в часі та просторі для подальшого статистичного аналізу сумарної потужності вітро- та фотоелектричних станцій в умовах даного регіону. В подальшому ці дані можна використати для оцінки стохастичних параметрів, побудови математичної моделі та імітаційного моделювання різних конфігурацій генеруючих та споживчих потужностей. Автором була опублікована серія робіт [1-4], в яких був проведений статистичний аналіз окремо вітрового потоку та сонячної інсоляції.

Для зручності подальших розрахунків щодо сумарної дії вітрової та сонячної енергії можна значення швидкості вітру та сонячної радіації нормувати за допомогою відповідних величин номінальної потужності вітроелектричних установок (ВЕУ) та фотомодулів (ФМ). [5]

Математична модель роботи системи «вітер-сонце-споживач» передбачає представлення поточної потужності вітрових та сонячних установок у вигляді випадкових процесів. Особливістю моделювання є врахування таких параметрів, як максимальні, середні та мінімальні досяжні значення потужності, характер розподілу випадкових значень, тобто імовірність певних режимів, а також імовірні темп та амплітуда коливань поточних значень в режимі реального часу. При складанні потужностей як випадкових величин враховуємо, що математичне сподівання рівне сумі середніх значень, а дисперсія – сумі дисперсій плюс коваріація, тобто при визначення варіативності суми враховується кореляція доданків.

Для врахування фактора сезонності розглядаємо окремі місяці – січень, квітень, липень та жовтень, як середини відповідних пір року.

Імовірності знаходження сумарної потужності в певних межах, при різних конфігураціях вітро-сонячної системи генерації, наведено в табл. 1.

Окремо розглянемо тривалості періодів, протягом яких сумарна потужність знаходиться в певних межах, при однакових за номінальною потужністю ВЕС та СЕС ($\alpha_1 = \alpha_2 = 0,5$).

Січень: Рівень сумарної потужності менше 0,1 всього у 28 % випадків, в т.ч. тривалістю 15 год. – 2 рази, 1 день повністю; в середньому 3,5 години підряд. Менше 0,2 – 1 день повністю; в середньому 4,2 години підряд. Менше 0,5 – 12 днів повністю; в середньому 8,2 години підряд. Більше 0,8 не зафіксовано.

Таблиця 1. Режими роботи енергогенеруючих систем різної структури

Склад	місяць	Імовірність рівня потужності, %				Середня потужність, у.о.
		<0.1	<0.2	<0.5	>0.8	
0,5ВЕС+0,5СЕС	січень	28	46	96	0	0,24
	квітень	24	38	85	2	0,32
	липень	28	45	90	0	0,26
	жовтень	19	26	76	3	0,35
0,25ВЕС+0,75СЕС	січень	41	66	97	0	0,16
	квітень	29	48	85	2	0,25
	липень	35	54	81	0	0,24
	жовтень	22	39	90	0	0,24
0,75ВЕС+0,25СЕС	січень	23	41	71	0	0,32
	квітень	21	39	64	5	0,38
	липень	27	46	83	0	0,27
	жовтень	17	25	46	6	0,46
СЕС (лише денний час)	січень	83	88	94	0	0,17
	квітень	60	68	83	4	0,33
	липень	54	61	77	3	0,38
	жовтень	72	80	90	0	0,26
ВЕС	січень	23	37	62	20	0,41
	квітень	26	40	56	26	0,44
	липень	35	54	77	8	0,28
	жовтень	20	27	39	43	0,56

Квітень: Менше 0,1 – 1 день повністю, крім нього максимум 8 годин; в середньому 2,8 години підряд. Менше 0,2 – 1 день повністю; в середньому 3,9 години підряд. Менше 0,5 – 12 днів повністю; в середньому 6,9 години підряд. Більше 0,8 – всього 20 годин; в середньому 1,2 години підряд (максимум 4).

Липень: Менше 0,1 – максимум 8 годин; в середньому 3,1 години підряд. Менше 0,2 – максимум 10 годин; в середньому 3,5 години підряд. Менше 0,5 – 12 днів повністю; в середньому 7,5 години підряд. Більше 0,8 – всього 5 годин; в середньому 1,0 годину підряд (максимум 3).

Жовтень: Менше 0,1 – максимум 10 годин; в середньому 4,8 години підряд. Менше 0,2 – максимум 12 годин; в середньому 4,8 години підряд. Менше 0,5 – 10 днів повністю; в середньому 8 годин підряд. Більше 0,8 – всього 16 годин; в середньому 2,3 години підряд (максимум 4).

Розглянемо тепер сумарну потужність різних за номінальною потужністю ВЕС та СЕС, де для прикладу потужність ВЕС втричі більша від СЕС ($\alpha_1=0,75$; $\alpha_2=0,25$). Відносні показники наведено в табл. 2.

Окремо розглянемо тривалості періодів, протягом яких сумарна потужність знаходиться в певних межах.

Січень: Рівень сумарної потужності менше 0,1 – максимум 15 годин (і один повний день); в середньому 3,0 години підряд. Менше 0,2 – максимум 14 годин (і два повних дні); в середньому 3,3 години підряд. Менше 0,5 – 7 днів повністю; в середньому 6,7 годин підряд. Більше 0,8 – не зафіксовано.

Квітень: Менше 0,1 – максимум 9 годин (і один повний день); в середньому 2,6 години підряд. Менше 0,2 – максимум 12 годин (і один повний день); в середньому 3,9 години підряд. Менше 0,5 – 7 днів повністю; в середньому 5,6 годин підряд. Більше 0,8 – всього 38 годин; в середньому 1,7 години підряд (максимум 8).

Липень: Менше 0,1 – максимум 9 годин; в середньому 3,2 години підряд. Менше 0,2 – максимум 13 годин; в середньому 3,6 години підряд. Менше 0,5 – 11 днів повністю; в середньому 6,3 години підряд. Більше 0,8 – всього 11 годин; в середньому 2 години підряд (максимум 4).

Жовтень: Менше 0,1 – максимум 12 годин; в середньому 5,3 години підряд. Менше 0,2 – максимум 15 годин; в середньому 5,4 години підряд. Менше 0,5 – 6 днів повністю; в середньому 3,9 годин підряд. Більше 0,8 – всього 46 годин; в середньому 4,6 години підряд (максимум 8).

Тривалість малопотужних періодів визначається головним чином нічними годинами, тому зростання частки сонячної енергії мало впливає на середній рівень тривалості окремих періодів, хоча кількість таких періодів, а отже і питома вага загального часу, при цьому помітно зростає. Натомість зростання частки вітрових потужностей помітно збільшує тривалість періодів з високою (понад 80 % від номінальної) потужністю.

Таблиця 2. Осереднені показники сумарної потужності ФМ та ВЕУ, у.о.

параметр	січень	квітень	липень	жовтень
Середня потужність	0,32	0,38	0,27	0,46
СКВ	0,24	0,27	0,21	0,28
Вироблена енергія	242	273	200	345
Максимум	0,80	1,0	0,90	0,92

Тривалість періодів з надто низькою чи зависокою потужністю впливає на загальну потребу в акумуляованні енергії. Оскільки сонячна енергія доступна лише вдень, оцінка її впливу на загальне добове енергозабезпечення була б не зовсім коректною, перевага вітру тут очевидна. Натомість порівняємо потребу в акумуляованні протягом денного часу, орієнтуючись на графік роботи більшості підприємств чи закладів. Отже, вважаючи середню встановлену потужність генерування рівною середньому споживанню в денний час (наприклад, з 8.00 до 18.00), порівняємо поведінку небалансу потужностей при різних конфігураціях енергосистеми. Середні відносні потужності для цього часу наведено в табл. 3.

Таблиця 3. Осереднені показники денної потужності ФМ та ВЕУ, у.о.

Середня потужність	січень	квітень	липень	жовтень	за рік
ФМ	0,17	0,43	0,52	0,29	0,35
ВЕС	0,37	0,41	0,27	0,53	0,40

Для прикладу розглянемо як паритетне співвідношення вітрової та сонячної енергетики, так і перевагу однієї з них. Середні значення при цьому відповідатимуть вагам складових, але значення небалансу залежатимуть також від корельованості змін їх потужностей.

В таблицях нижче наведено гістограми кумулятивних (накопичених протягом дня) значень небалансу виробленої енергії, по формулі:

$$\Delta(t)=[k_{\Sigma}(t)-k_{\text{середнє}}]+\Delta(t-1), \quad (1)$$

де $k_{\Sigma}=\alpha_1 \cdot k_w+\alpha_2 \cdot k_s$, а одиничний крок по часу – 0,5 год.

k_w – нормований показник вітрової енергії [5]

k_s – нормований показник сонячної енергії [5]

За небаланс прийнято величину відхилення поточного значення від середнього. Тут $k_{\text{середнє}}$ як фіксований рівень споживання вважається постійним, а небаланс розраховується з початку кожної доби (тобто прийнято гіпотезу циклічної інваріантності стосовно накопичення енергії).

Таблиця 4. Частотний розподіл (гістограми) кумулятивного небалансу

Кумулятивний небаланс	$\alpha_1=\alpha_2=0,5$				$\alpha_1=0,25; \alpha_2=0,75$			
	січ.	квіт.	лип.	жов.	січ.	квіт.	лип.	жов.
<-2,5	2	0	0	6	0	3	0	0
-2,0	8	11	0	12	1	4	0	0
-1,5	12	29	3	28	10	12	2	20
-1,0	35	78	14	55	26	53	3	37
-0,5	86	145	164	96	76	122	67	100
0	163	138	289	140	200	229	380	258
0,5	149	72	83	177	194	95	120	106
1,0	70	44	43	30	83	63	57	55
1,5	47	21	26	41	40	15	22	27
2,0	33	25	21	29	15	29	0	17
2,5	15	21	8	16	6	5	0	31
3,0	0	12	0	21	0	0	0	0
>3,0	0	4	0	0	0	0	0	0
$k_{\text{середнє}}$	0,27	0,42	0,39	0,43	0,22	0,43	0,46	0,36
СКВ	0,87	1,06	0,7	1,07	0,69	0,8	0,47	0,85
max	2,6	3,05	2,15	3	2,15	2,1	1,4	2,35
min	-2,3	-2,5	-2	-3,2	-2,1	-2,7	-1,6	-1,9

Таблиця 5. Частотний розподіл кумулятивного небалансу

Кумул. небал.	$\alpha_1=0,75; \alpha_2=0,25$				ФМ: $\alpha_1=0; \alpha_2=1;$				ВЕС: $\alpha_1=1; \alpha_2=0.$			
	січ.	кв.	лип.	жов.	січ.	кв.	лип.	жов.	січ.	кв.	лип.	жов.
<-4,0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	29
-3,5	0	0	0	10	0	0	0	0	6	12	0	14
-3,0	4	0	0	11	0	2	0	0	16	24	0	21
-2,5	8	11	0	14	0	9	0	2	21	39	0	25
-2,0	18	39	2	33	0	11	2	15	26	48	13	42
-1,5	21	70	12	52	6	22	8	32	52	64	54	34
-1,0	60	91	74	47	68	80	17	50	68	63	112	29
-0,5	119	100	195	64	122	79	54	112	83	67	124	36
0	136	87	181	71	193	202	297	184	88	75	157	63
0,5	75	57	57	113	67	60	171	74	63	39	51	93
1,0	70	43	50	78	63	72	102	47	56	37	28	55
1,5	35	32	25	53	70	52	0	48	34	29	39	51
2,0	40	24	15	35	39	41	0	71	48	27	13	40
2,5	26	27	18	30	20	0	0	16	17	20	18	42
3,0	22	18	17	21	3	0	0	0	21	20	13	31
3,5	10	12	5	14	0	0	0	0	16	23	10	21
4,0	5	12	0	3	0	0	0	0	10	12	13	16
4,5	2	7	0	0	0	0	0	0	11	11	2	9
> 4,5	0	0	0	0	0	0	0	0	15	20	4	0
$k_{\text{середнє}}$	0,32	0,42	0,33	0,5	0,17	0,43	0,52	0,29	0,37	0,41	0,27	0,53
СКВ	1,32	1,55	1,00	1,56	0,95	1,00	0,50	1,06	1,85	2,12	1,35	2,13
max	4,0	4,3	3,2	3,6	2,5	1,9	0,95	2,2	6,0	5,5	5,0	4,4
min	-3,1	-2,8	-2,0	-4,2	-1,6	-3,0	-2,1	-2,6	-3,8	-3,9	-2,3	-5,5

Відхилення величини кумулятивного небалансу в бік більших значень потужності дещо переважають відхилення в меншу сторону (особливо це властиво сонячній енергії), хоча загалом розподіл небалансів близький до нормального (рис. 1).

Оскільки екстремальні значення можуть мати характер випадкових «викидів», оцінимо імовірний розкид значень небалансу для різних конфігурацій ВЕСС протягом денного часу (табл. 6) при довірчих імовірностях 0,99 та 0,95.

Таблиця 6. Фактичні показники кумулятивного небалансу Δk , у.о.

конфігурація	місяць	max 0,99	min 0,99	max 0,95	min 0,95	СКВ
0,5ВЕС+0,5СЕС	січень	2,4	-2,2	2,0	-1,8	0,87
	квітень	3,0	-2,3	2,5	-1,9	1,06
	липень	2,1	-1,5	1,8	-1,1	0,70
	жовтень	2,9	-2,9	2,6	-2,1	1,07
0,25ВЕС+0,75СЕС	січень	2,1	-1,9	1,7	-1,4	0,69
	квітень	2,1	-2,5	1,8	-1,7	0,80
	липень	1,4	-1,4	1,2	-0,9	0,47
	жовтень	2,3	-1,9	2,1	-1,6	0,85
0,75ВЕС+0,25СЕС	січень	3,9	-3,1	3,1	-2,4	1,32
	квітень	4,2	-2,8	3,6	-2,4	1,55
	липень	3,2	-2,0	2,7	-1,5	1,0
	жовтень	3,5	-4,0	3,0	-3,3	1,56
СЕС	січень	2,5	-1,6	2,2	-1,4	0,95
	квітень	1,9	-3,0	1,8	-2,3	1,0
	липень	0,9	-2,0	0,8	-1,3	0,50
	жовтень	2,2	-2,5	2,0	-2,0	1,06
ВЕС	січень	5,9	-3,7	4,5	-3,2	1,85
	квітень	5,4	-3,8	4,6	-3,4	2,12
	липень	4,6	-2,3	3,6	-2,0	1,35
	жовтень	4,3	-5,4	3,8	-4,5	2,13

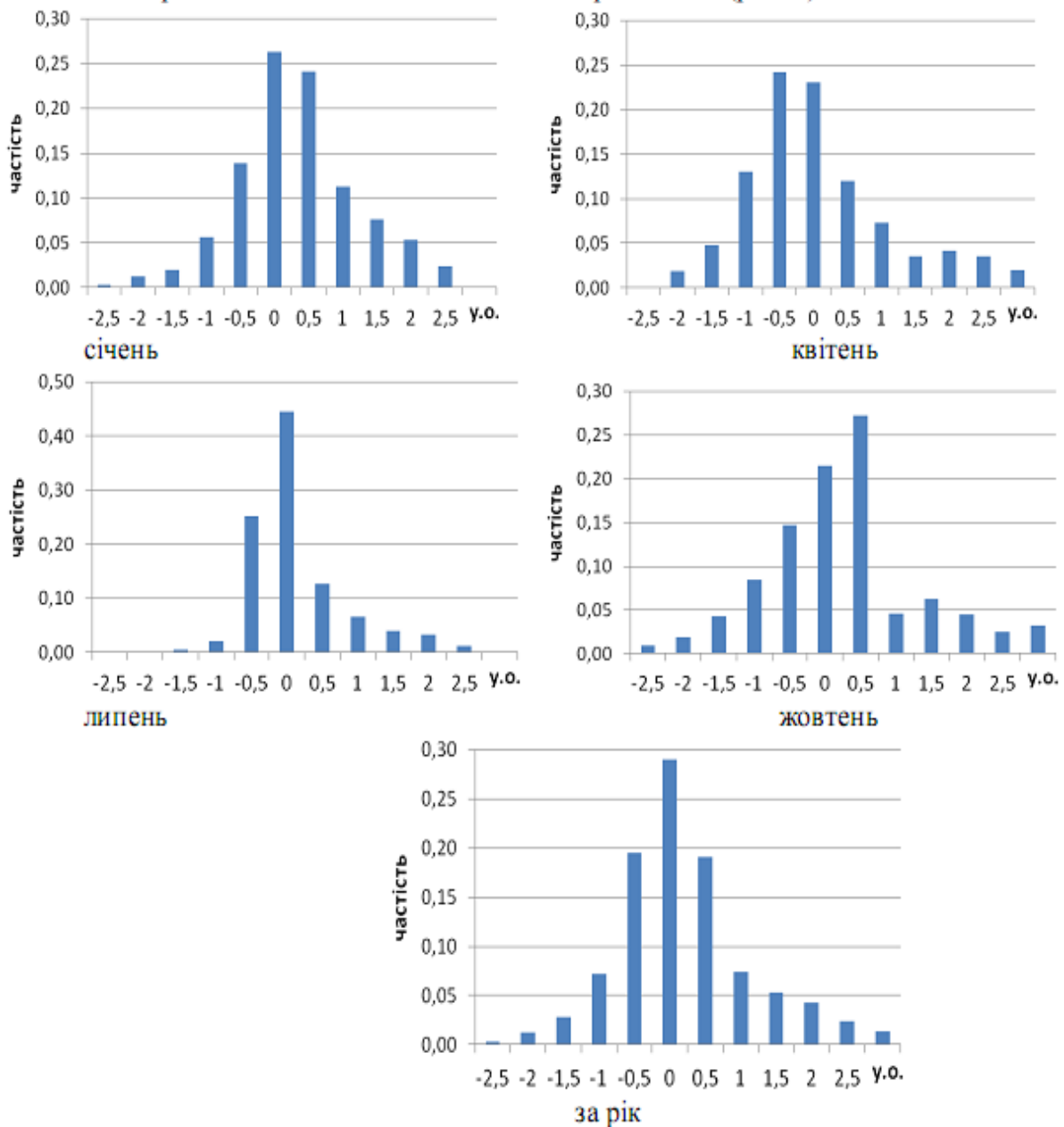


Рис. 1. Розподіл відхилень поточної потужності від середньої ($\alpha_1=\alpha_2=0,5$)

Варіант щодо імовірності 0,99 мало відрізняється від максимальних відхилень, оскільки 0,5 % від загальної кількості складає лише 3 значення (всього взято по 650 значень для світлої частини доби, з 7.30 по 17.30 включно). Тут розглядається симетричний стосовно максимальних та мінімальних значень довірчий інтервал. Відкидання по 16 значень (2,5 %) зменшує розкид значень небалансу (відхилень від середнього) на 16 % для однотипних генерацій (тільки ВЕС або СЕС), та на 20 % для змішаної генерації (рис. 2). Великі абсолютні значення небалансу Δk спричинені кумулятивним ефектом, тобто накопиченням за тривалий час.

Середньоквадратичне відхилення сонячної потужності загалом менше, ніж вітрової (при цьому значно меншими є й середні значення). Складання двох джерел приводить до менших абсолютних відхилень. По показнику коефіцієнта варіації C_v , тобто відносного рівня відхилень, цей ефект значно помітніший (рис. 3) – майже для всіх розглянутих варіантів коефіцієнт варіації сумісної генерації нижчий, ніж однотипної. Деякий виняток становить липень, коли генерація більшою мірою залежала від сонячної енергії, а вплив ВЕС мало відчутний.

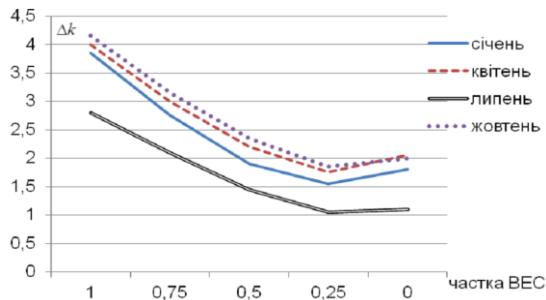


Рис. 2. Амплітуди кумулятивного небалансу залежно від частки ВЕС (α_1), у.о.

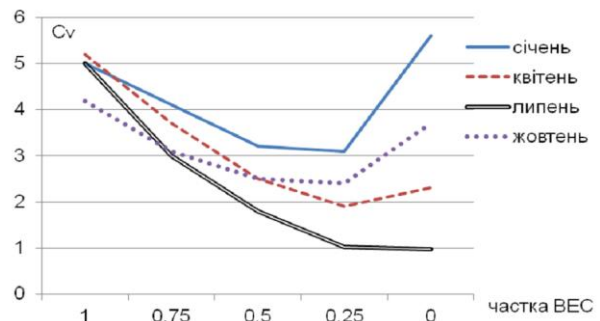


Рис. 3. Залежність варіації кумулятивного небалансу від частки ВЕС

Висновки. Розглянуті характеристики поведінки потужностей електростанцій на базі сонячної та вітрової енергії, отримані з фактичних метеоданих, надалі можуть бути використані як тестові при розробці математичної моделі роботи сумісної вітро-сонячної станції. Така модель необхідна для оптимального вибору розмірів генеруючих та акумулюючих потужностей відповідно до режимів споживання енергії, для розрахунку показників надійності забезпечення енергією, тощо.

ЛІТЕРАТУРА

1. Кузнецов М. П., Лисенко О. В. Оцінка градієнтів генеруючої потужності вітроенергетичних установок Науковий вісник Таврійського державного агротехнологічного університету. - Мелітополь: ТДАТУ, 2017. - Вип. 7, Т. 1 с. 3-10
2. Кузнецов М. П., Лисенко О. В. Оцінка характеристик вітрового режиму півдня України для потреб вітроенергетики // Науковий вісник НУБіП України. Серія: Техніка та енергетика АПК. – 2017. – №. 261.
3. Кузнецов Н. П., Лысенко О. В. Вероятностные аспекты использования возобновляемых источников энергии на пустующих и непригодных для сельского хозяйства территориях // International Scientific and Practical Conference World science. – ROST, 2017. – Т. 2. – №. 7. – С. 45-51.
4. Кузнецов М. П., Лисенко О. В. Статистический анализ энергетических показателей солнечной радиации (на примере данных Токмакской солнечной электростанции) // "Проблемы региональной энергетики" Электронный ресурс №2(34)2017 Академия наук республики Молдова, Институт энергетики.
5. Лисенко О. В., Назаренко І. П. Статистичний аналіз потенціалу спільної роботи вітрової та сонячної електростанцій. // Вісник ХНТУСГ ім. Петра Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». – Харків: ХНТУСГ. – 2017. - Вип. 186 с. 21-22