

УДК 621.548

О.О.Кармазін (Інститут відновлюваної енергетики НАН України, Київ)

## Проблеми вписування ВЕС у загальний баланс ОЕС України

*Виконано аналіз структури генеруючих джерел об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України та фактичного стану теплових електростанцій об'єднаної енергосистеми України. Визначено основні проблеми вписування ВЕС у загальний баланс ОЕС України.*

**Ключові слова:** вітрова електростанція, графік добового навантаження, тепла електростанція, первинне регулювання, вторинне регулювання, третинне регулювання, резерв потужності.

*Выполнен анализ структуры генерирующих источников объединенной энергосистемы Украины и фактического состояния тепловых электростанций объединенной энергосистемы Украины. Определены основные проблемы вписывания ВЭС в общий баланс ОЭС Украины.*

**Ключевые слова:** ветровая электростанция, график суточной нагрузки, тепловая электростанция, первичное регулирование, вторичное регулирование, третичное регулирование, резерв мощности.

Згідно оновленої енергетичної стратегії, в Україні до 2030 року планується збудувати 3-4 ГВт вітроелектричних станцій (ВЕС) [1]. Для реалізації заявленої потужності в Україні є всі передумови: високий вітропотенціал, вільні території, придатні для будівництва ВЕС, та державна підтримка.

За даними [2] річний технічно-досяжний енергетичний потенціал вітроенергетики в Україні оцінюється на рівні 79,8 млрд кВт·год/рік.

На кінець 2010 року в Україні було задекларовано 39 вітроенергетичних проектів [3]. Сумарна потужність заявлених проектів склала 14094 МВт. За даними НЕК "Укренерго" на кінець 2013 року встановлена потужність ВЕС становила 280,79 МВт [4].

Згідно світового досвіду, інтеграція значних обсягів електричної енергії, виробленої ВЕС, до енергосистеми на певних етапах може викликати певні проблеми. У переважній більшості ці проблеми пов'язані з нестабільністю потужності, що генерується вітроелектричними установками [5, 6], і полягають у наступному. Для стабільної роботи енергосистеми потрібно постійно підтримувати баланс між споживанням та генерацією, тобто в будь-який момент часу генерація електричної енергії повинна відповідати споживанню. Для цього в енергосистемі певна частка електростан-

цій повинна мати можливість змінювати свою потужність із достатньою швидкістю в певному діапазоні. Поява в балансі енергосистеми ВЕС із нестабільною генерацією вносить додаткові коливання потужності, які можуть негативно впливати на стабільність роботи енергосистеми. Тому ці коливання потрібно компенсувати за рахунок інших електростанцій.

На можливість вписування значних обсягів електричної енергії, генерованої ВЕС, у баланс енергосистеми перш за все впливають: структура генеруючих джерел, конфігурація добового графіка навантаження та характеристика маневрених потужностей, що можуть бути використані для компенсації коливань потужності ВЕС, та вимоги до них.

В даній статті виконано аналіз структури генеруючих джерел ОЕС України, вимог до первинного, вторинного і третинного регулювання частоти та визначено основні проблеми, що можуть виникнути при вписуванні в баланс ОЕС України ВЕС.

Станом на кінець 2013 року сумарна встановлена потужність електростанцій ОЕС України становила 54504,4 МВт. Структура генеруючих джерел станом на 31 грудня 2013 року наведена на рис. 1 [4].

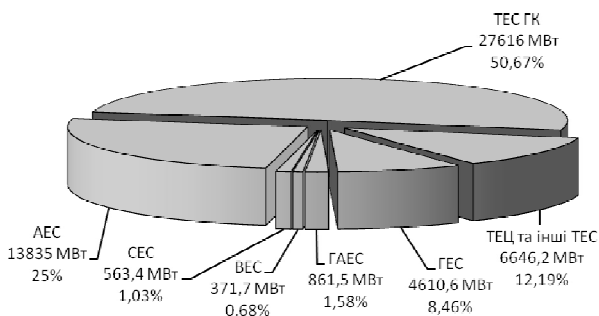


Рис. 1. Структура генеруючого обладнання ОЕС України станом на 31 грудня 2013 року.

Виробництво електроенергії в ОЕС України в 2013 році склало 193 млрд 563,4 млн кВт·год [7]. Структура генерації електроенергії в 2013 р. наведена на рис. 2. На атомні електростанції (АЕС) припадає 42,99% (83 млрд 209,4 млн кВт·год), на теплові (ТЕС) і теплоелектроцентралі (ТЕЦ) – 44,73% (86 млрд 579,5 млн кВт·год), на гідроелектростанції (ГЕС) і гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС) – 7,34% (14 млрд 215,2 млн кВт·год), на комунальні ТЕЦ і блок-станції – 4,29% (8 млрд 312,3 млн кВт·год), на нетрадиційні джерела (ВЕС, сонячні електростанції, біомаса) – 0,65% (1,247 млрд кВт·год).

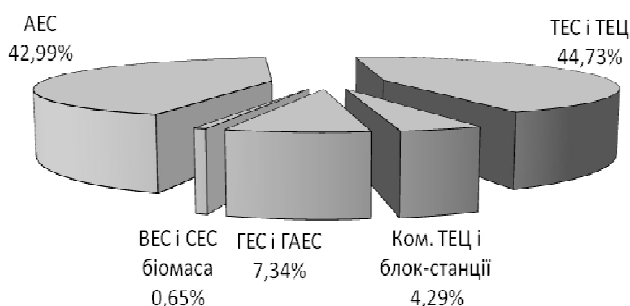


Рис. 2. Структура генерації електроенергії в 2013 р.

Паралельна робота електростанцій ОЕС України здійснюється у відповідності до добового диспетчерського графіка навантаження з погодинним розподілом [8].

Приклад добового графіка навантаження ОЕС України наведено на рис. 3. На графіку виділяють три зони: базова, напівпікова та пікова [9, 10].

В базовій зоні працюють електростанції з кількістю годин використання встановленої потужності більше 6000 год/рік. Як правило, це елек-

тростанції, які не можуть змінювати свою потужність чи змінюють у обмеженому діапазоні (АЕС та ТЕЦ), або мають низьку вартість виробленої електроенергії.

Також у базовій зоні працюють частково ГЕС під час паводку та для підтримки рівня води в річках.



Рис. 3. Добовий графік навантаження ОЕС України.

У піковій зоні працюють електростанції з кількістю годин використання встановленої потужності менше 2000 год/рік. Це високоманеврені електростанції – ГЕС і ГАЕС.

У напівпіковій зоні працюють електростанції з кількістю годин використання встановленої потужності від 2000 до 6000 год/рік. У цій зоні також повинні працювати високоманеврені електростанції, такі як ГЕС.

Для забезпечення стабільної роботи ОЕС України в структурі генеруючих потужностей базові повинні складати 50-55%, напівпікові – 30-35%, пікові – 15% [11]. Згідно з рис. 1, в ОЕС України спостерігається брак пікових потужностей (10,04% проти необхідних 15%). Внаслідок цього до регулювання досить активно залучають енергоблоки ТЕС.

Виходячи з існуючої структури генеруючих джерел ОЕС України, єдиний тип електростанцій, який можливо долучити до компенсації коливань потужності ВЕС, це ТЕС.

В Україні налічується 14 ТЕС. Потужність енергоблоків, їх кількість та період введення в експлуатацію наведено в табл. 1 [13].

Таблиця 1. Теплові електростанції України

Електростанція	Встановлена потужність, МВт	Кількість та потужність генераторів	Роки введення в експлуатацію
<i>Дніпроенерго</i>			
Криворізька	2820	10×282	1965-1973
Запорізька	3600	4×300, 3×800	1972-1979
Придніпровська	1740	4×150, 4×285	1958-1965
<b>Всього</b>	<b>8160</b>		
<i>Донбасенерго</i>			
Зуївська	1200	4 × 300	1981-1988
Слов'янська	1520	1×720, 1×800	1967-1971
Луганська	1400	8×125	1961-1969
Старобешівська	1750	10×125	1961-1967
Курахівська	1460	1×200, 6×210	1971-1975
<b>Всього</b>	<b>7330</b>		
<i>Центренерго</i>			
Вуглегірська	3600	4×300, 3×800	1972-1977
Трипільська	1800	6×300	1969-1972
Зміївська	2150	6×175, 4×275	1960-1969
<b>Всього</b>	<b>7550</b>		
<i>Західенерго</i>			
Бурштинська	2300	8×195, 4×185	1965-1969
Ладжинська	1800	6×300	1970-1971
Добровірівська	300	2×150	1963-1964
<b>Всього</b>	<b>4400</b>		
<b>Всього по ОЕСУ</b>	<b>27440</b>		

Переважну більшість ТЕС було збудовано в 60-х – 80-х роках минулого століття, тому більшість із них уже практично повністю вичерпали свій ресурс та потребують реконструкції [14]. У табл. 2 наведено кількість годин, напрацьованих кожним блоком станом на 01.01.2013.

Таблиця 2. Напрацювання енергоблоків ТЕС України на 01.01.2013, тис. годин

Станція	Станційні номери блоків							
	1	2	3	4	5	6	7	8
	9	10	11	12	13	14	15	–
Вуглегірська	245,1	242,6	234,9	290,0	125,7*	127,4*	133,2*	–
	–	–	–	–	–	–	–	–
Зміївська	311,5	311,2	280,0	295,2	293,1	287,3	251,8	222,9/41,4**
	239,3	258,1	–	–	–	–	–	–
Трипільська	275,3	276,1	280,1	272,0	176,4*	172,5*	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–
Придніпровська	–	–	–	–	–	–	320,2	339,4
	305,1*	317,8	254,9	221,6*	289,7	246,4*	–	–
Криворізька	296,1	295,6	254,1	232,9	278,4	240,5	190,4*	248,6
	178,8*	189,7	–	–	–	–	–	–
Запорізька	256,2	251,2	257,6	237,7	149,0*	127,4*	133,2*	–
	–	–	–	–	–	–	–	–
Бурштинська	274,5	258,6	272,0	290,6	286,1	284,3	267,6	287,3
	269,5	281,2	245,0	238,6	–	–	–	–
Добровірівська	–	–	–	–	320,6	313,2	324,0	304,4
	–	–	–	–	–	–	–	–
Ладжинська	231,2	223,4	210,4	225,3	210,4	222,9	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–
Старобешівська	–	–	–	233,9/11,5**	282,0	289,4	256,4*	286,2

Станція	Станційні номери блоків							
	1	2	3	4	5	6	7	8
	9	10	11	12	13	14	15	–
	274,0	281,3	281,4	280,8	249,0			
Слов'янська	–	–	–	–	–	–	269,6	–
	–	–	–	–	–	–	–	–
Зуївська	175,6	172,2	158,2	143,5	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–
Курахівська	–	–	260,8	241,3	224,1	217,8	229,6	226,2
	231,1	–	–	–	–	–	–	–
Луганська	–	–	–	–	–	–	–	–
	315,4	301,5	315,5	200,0*	274,0	268,9	277,6	–

\* потужності не вводилися в експлуатацію в 2012 році,

\*\* напрацювання після реконструкції

У табл. 3 наведено технічні рішення, які пропонується виконати на енергоблоках у залежності від їх встановленої потужності та напрацювання станом на 01.01.2013 року [13].

Для покриття напівпікової зони ефективно можуть використовуватися лише енергоблоки потужністю 100-200 МВт, частка яких складає лише 17% (табл. 2) проти необхідних 30-35%. Також слід зазначити, що 11 блоків уже відпрацювали понад гранично допустимі 300 тис. годин (табл. 1-3). Тому до покриття напівпікової зони залучають енергоблоки потужністю 300 МВт, які

розраховані на роботу в базовому режимі й непристосовані до маневрових режимів.

Обтяженість енергосистеми значною кількістю базових електростанцій, а також значна нерівномірність добового графіка навантаження ОЕС України (табл. 4) суттєво ускладнюють проходження нічного мінімуму навантаження ОЕС України, тому на ніч на 4-6 годин доводиться зупинити певну кількість енергоблоків ТЕС із подальшим введенням їх у роботу під час ранкового підйому навантаження в енергосистемі [12].

Таблиця 3. Кількість блоків, що підлягають модернізації, та технічні рішення, які потрібно виконати на цих блоках

Технічні рішення	Напрацювання енергоблоків, тис. год		Кількість енергоблоків на 01. 01.2013 р.
	150-200 МВт	300 МВт	
Максимальний термін експлуатації, при якому доцільна реконструкція енергоблоків	200-240	240-250	28
Максимальний термін експлуатації енергоблоків, при якому можлива модернізація з продовженням терміну роботи на 3-8 років	260-290	270-290	30
Граничний термін експлуатації котлоагрегату, після якого необхідна його заміна	більше 300	більше 300	13

Таблиця 4. Параметри добових графіків навантаження\*

Дата	Споживання, МВт		Коефіцієнт нерівномірності	Кількість блоків ТЕС у роботі	
	max	min		max	min
26.03.13	20362	26638	0,76	52,5	47,5
09.04.13	18673	24922	0,75	52,5	37
23.05.13	15812	21603	0,73	41	31,5
26.06.13	16159	21655	0,75	56,5	53,5
28.11.13	19461	27037	0,72	57,5	53,5
11.12.13	21008	29085	0,72	65,5	56,5
01.02.14	23007	29916	0,77	62	53

\*– max – максимум добового навантаження ОЕС України, min – мінімум добового навантаження ОЕС України.

Такі режими роботи енергоблоків ТЕС призводять до збільшення витрат палива та прискореного фізичного зносу обладнання.

Згідно [20] ВЕС повинні працювати в базовій зоні, тому інтеграція значних потужностей ВЕС до ОЕС України може здійснюватись лише за рахунок заміщення потужності енергоблоків ТЕС. Зменшення кількості енергоблоків ТЕС у балансі ОЕС України веде до зменшення регулюючого діапазону енергосистеми. Це, у свою чергу, буде вимагати від блоків ТЕС більш жорстких умов роботи. Існуючі вимоги до ТЕС, що залучаються до підтримання балансу активної потужності, розглянуті нижче.

В ОЕС України на електростанціях для підтримки балансу потужності здійснюють планові та непланові зміни навантаження енергоблоків [15–17]. До непланових змін відносять первинне і вторинне регулювання, до планових – третинне регулювання.

*Первинне регулювання частоти* здійснюється автоматичними регуляторами частоти обертання турбін. При зміні частоти обертання турбіни такі регулятори здійснюють вплив на регулюючі органи турбіни (регулюючі клапани парової турбіни або направляючий апарат у гідротурбіні), змінюючи подачу енергоносія. При підвищенні частоти обертання регулятор зменшує впуск енергоносія в турбіну, а при зниженні частоти – збільшує.

Призначення первинного регулювання полягає в утриманні частоти в допустимих межах при порушенні балансу активної потужності. При цьому частота до номінального значення не відновлюється, що обумовлено статизмом регуляторів.

Час початку дії первинного регулювання з моменту відхилення частоти має становити кілька секунд, час введення в дію необхідного резерву первинного регулювання на 50% – не більше 15 с, а весь сумарний необхідний первинний резерв має бути введеним у дію не більше, ніж за 30 с.

Величина необхідного сумарного нормованого первинного резерву на завантаження і розвантаження для ОЕС України визначається у залежності від режиму роботи її з енергосистемами інших країн і становить:

- в ізолюваному режимі роботи – 1000 МВт (дорівнює величині найбільш потужного енергоблоку ОЕС України). У цьому режимі ця величина може бути загальним обсягом резервів первинного та вторинного регулювання;

- у режимі паралельної роботи зі Спілкою з координації передачі електроенергії (UCTE)<sup>1</sup> та відокремлено від енергооб'єднання країн СНД та Балтії  $\pm 190$  МВт;

- у режимі паралельної роботи з енергооб'єднанням країн СНД і Балтії та відокремлено від UCTE  $\pm 160$  МВт.

Резерв нормованої первинної регулюючої потужності має, за можливості, рівномірно розподілятися між електростанціями всередині енергосистем та їх енергоблоками, з тим, щоб мобілізація резерву первинного регулювання в разі відхилення частоти була максимально швидкою і не спричиняла перевантаження транзитних ліній електропередавання і зовнішніх зв'язків.

У багатьох випадках рівномірному розподілу резерву первинного регулювання в ОЕС України перешкоджають:

- схемні особливості – значна протяжність системотвірної мережі;
- наявність слабких внутрішніх транзитів з обмеженнями перетоків навіть у нормальних режимах;
- широке застосування локальної та системної протиаварійної автоматики;
- значна частина АЕС з обмеженими регулювальними можливостями в балансі ОЕС України;
- зосередження АЕС в окремих частинах ОЕС.

В ОЕС України нормований резерв первинного регулювання орієнтовно має розміщуватись не менш ніж на 30 енергоблоках ТЕС (по два на електростанцію), а також на агрегатах ГЕС і енергоблоках АЕС.

---

<sup>1</sup> Синхронно з UCTE працює виділена частина енергосистеми України - т. зв. "Бурштинський острів", утворений з Бурштинської ТЕС, Калушської ТЕЦ, Теребля-Рікської ГЕС та прилеглих електричних мереж.

На електростанціях, які залучаються до первинного регулювання, первинний резерв не включається до добового диспетчерського графіка.

*Вторинне регулювання частоти* – процес відновлення планового балансу потужності шляхом використання вторинної регулюючої потужності для компенсації небалансу, що виник, ліквідації перевантаження транзитних зв'язків, відновлення частоти і використаних при первинному регулюванні резервів первинної регулюючої потужності. Вторинне регулювання може здійснюватися автоматично або за командою диспетчера.

Вторинне регулювання має починатися після дії первинного, не пізніше, ніж через 30 с і закінчуватися не пізніше, ніж через 15 хв після виникнення небалансу потужності.

В ОЕС України резерв вторинного регулювання в окремі періоди розміщується не менше, ніж на 30 енергоблоках 300 і 200 МВт ТЕС, а також на агрегатах ГЕС.

Для ОЕС України діапазон вторинного регулювання приймається в обсязі, що відповідає величині найбільш імовірної аварійної втрати генерації або споживання:

- на завантаження – 1000 МВт;
- на розвантаження – 500 МВт.

*Третинне регулювання* використовується для відновлення резервів первинного і вторинного регулювання та для надання взаємодопомоги енергосистемам при нездатності окремих енергосистем у складі ОЕС самостійно забезпечити вторинне регулювання.

Третинне регулювання має починатися із часовим випередженням, щоб відновлення вторинного діапазону регулювання починалося раніше його вичерпання.

У разі третинного регулювання швидкість зміни потужності енергоблоку визначається його технологічними можливостями.

Для ОЕС України розрахунковий резерв третинного регулювання має складати:

- на завантаження – не менше, ніж 1000 МВт;
- на розвантаження – не менше, ніж 500 МВт.

Під час відпрацювання енергоблоками ТЕС планових або непланових змін навантаження швидкість, з якою може бути змінено навантаження блока, унормовано в [18] та наведено в табл. 5.

Планова зміна навантаження енергоблоку відбувається з початковою зміною (стрибком) зі швидкістю до 4% номінальної потужності за хвилину на величину  $\Delta P_{поч}$ .

Непланова зміна навантаження енергоблоку відбувається з початковим стрибком на величину  $\Delta P$  без обмежень швидкості.

Після відпрацювання початкового стрибка подальша швидкість зміни навантаження відбувається відповідно до величин, наведених у табл. 5.

Діапазон, у межах якого енергоблок може змінювати свою потужність, залежить від виду палива та стану обладнання і може складати від 20 до 70% [17, 19]. Нижня межа діапазону автоматичного регулювання навантажень енергоблоків у залежності від виду палива має становити:

- до 30% від номінального навантаження для блоків із газомазутними котлами;
- від 60% до 65% від номінального навантаження для блоків із пиловугільними котлами з сухим видаленням шлаку;
- від 65% до 75% від номінального навантаження для блоків із пиловугільними котлами з рідким видаленням шлаку.

Таблиця 5. Допустимі швидкості зміни навантаження блоків ТЕС\*

Тип турбіни	Планові зміни навантаження		Непланові зміни навантаження	
	Початкова зміна $\Delta P_{поч}$ , МВт/%	Швидкість подальшої зміни $dP/dt$ , МВт/хв	Початковий стрибок $\Delta P$ , МВт/%	Швидкість подальшої зміни $dP/dt$ , МВт/хв
К-160-130	35/23,3	1,5	15/10	0,5
К-210-130	50/25	2,5	20/10	1
К-300-240	40/13,3	1,7	20/6,67	0,8
Т-250/300-240	50/20	2,5	20/8	1
К-800-240-3	140/17,5	5	60/7,5	2,5

\* – зазначені обмеження не відносяться до аварійних режимів енергосистем, під час яких швидкість зміни потужності визначається швидкодією систем регулювання та обмежується лише числом таких дій.

Для електростанцій, що працюють в УСТЕ, типові значення швидкості зміни потужності енергоблоків, які залучаються до вторинного регулювання, становлять [17]:

- для ТЕС газомазутних – 8% від номінальної потужності за хвилину;
- для ТЕС на антрациті – 2-4% від номінальної потужності за хвилину;
- для ТЕС на бурому вугіллі – 1-2% від номінальної потужності за хвилину.

Параметри первинного, вторинного і третинного регулювання електростанцій і енергоблоків суб'єктів паралельної роботи з ОЕС України задаються НЕК "Укренерго".

Необхідні резерви первинного, вторинного і третинного регулювання мають передбачатись у графіках навантаження, вибраних НЕК "Укренерго", електростанцій, енергоблоків.

Максимальна швидкість та діапазон зміни навантаження в енергосистемі залежать від кількості та параметрів енергоблоків, що працюють у даний час. Заміщення потужності енергоблоків ТЕС за рахунок ВЕС у балансі веде до скорочення кількості енергоблоків ТЕС, а це може позначитись на маневрових можливостях ОЕС України. Вирішити цю проблему частково можливо через залучення до регулювання частоти і потужності ВЕС. Згідно [5] ВЕС із певними обмеженнями можуть приймати участь у вторинному регулюванні. Чинні в Україні нормативні документи з регулювання частоти і потужності не враховують ці можливості ВЕС. Для створення відповідної нормативної бази необхідно виконати дослідження можливості паралельної роботи ВЕС з іншими електростанціями ОЕС України.

**Висновки.** ОЕС України переобтяжена базовими потужностями і характеризується гострим дефіцитом маневрових потужностей. Через брак маневрових потужностей до підтримання балансу активно залучаються енергоблоки ТЕС. Значна кількість енергоблоків ТЕС майже повністю вичерпала свій ресурс та потребує реконструкції.

Добовий графік ОЕС України характеризується значною нерівномірністю. Для проходження нічного мінімуму навантаження доводиться зупиняти певну кількість енергоблоків ТЕС, що

негативно позначається на їхніх експлуатаційних показниках.

Інтеграція значних потужностей ВЕС до ОЕС України без залучення ВЕС до балансування енергосистеми може позначитись на регулюючих можливостях ОЕС України та вплинути на обсяги резервів потужності. Існуюча нормативна база з регулювання частоти та потужності в ОЕС України не дозволяє залучати до цього процесу ВЕС.

Для інтеграції значних потужностей ВЕС до ОЕС України необхідно провести відповідні дослідження та розробити рекомендації з участі ВЕС у регулюванні частоти і потужності.

1. *Енергетична стратегія України на період до 2030 р.* – Схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 24.07.2013 № 1071.

2. *Кудря С.О.* Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії: підручник / Кудря С. О.– Київ: Національний технічний університет України ("КПІ"), 2011. – 494 с.

3. *Зарубіжна практика стимулювання розвитку поновлюваних джерел енергії та їх приєднання до електромереж енергосистем* / Звіт. Київ: НЕК "Укренерго" Науково-технічний центр електроенергетики, 2012 р. – 75 с.

4. *Зміни встановленої потужності ОЕС України у 2013 році* [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/ukrenergo/control/uk/public/article?art\\_id=149524&cat\\_id=35061](http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/ukrenergo/control/uk/public/article?art_id=149524&cat_id=35061).

5. *Кармазин А.А., Кудря С.А.* Анализ мирового опыта работы ветроэлектрических станций в едином режиме с энергосистемой // *Альтернативная энергетика и экология.* – 2012. – №7. – С. 41–47.

6. *Некоторые особенности реализации проектов "зеленой" энергетики в Украине* [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [http://esco-ecosys.narod.ru/2011\\_7/art189.htm](http://esco-ecosys.narod.ru/2011_7/art189.htm).

7. *Новини* [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://vcourse.ua/ua/business/sokratila-proizvodstvo-elektroenergii-na-2-3.html?top-rotate>.

8. *Техническая эксплуатация электрических станций и сетей.* Правила: ГКД 34.20.507. – [Чинний від 2003–07–13]. – К.: Міністерство палива та енергетики України, 2003. – 372 с. – (Галузевий керівний документ).

9. *Маневренность паровых турбин и паротурбинных установок - часть 1* [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [http://db-energo.ru/publ/turbiny/manevrennost\\_parovykh\\_turbin\\_chast\\_1/2-1-0-10](http://db-energo.ru/publ/turbiny/manevrennost_parovykh_turbin_chast_1/2-1-0-10).

10. *Технологический процесс выработки электроэнергии* [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://portal.tpu.ru/SHARED/g/GAL/education/TPWE/Tab/Lekziy1.pdf>.

11. *Енергетика України: стан і тенденції розвитку* (Доп. Центру Разумкова) // *Національна безпека і оборона.* – 2012. – №6 (135). – С. 2–41.

12. *Аналіз споживання електроенергії в Україні в 2013-2014 р.* [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/ukrenergo/control/uk/publicsh/category?cat\\_id=35021](http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/ukrenergo/control/uk/publicsh/category?cat_id=35021).

13. *Перспективи впровадження чистих вугільних технологій в енергетику України: монографія/ І. А. Вольчин [та ін.].* – Київ: ГНОЗІС, 2013. – 308 с.

14. *Проблеми діагностики обладнання ТЕС і продовження термінів його експлуатації* [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.ecu.gov.ua/ua/press/news.html?m=publications&t=rec&id=1377>.

15. *Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України.* Настанова: СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009.– [Чинний від 2009–05–23].– К.: Мінпаливенерго України, 2009. – 56 с.

16. *Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах*

России: СТО 17330282.29.240.002-2007. – [Действующий от 2007–11–01]. – М.: Стандарт организации ОАО РАО "ЕЭС России", 2007. – 68 с.

17. *Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках ТЕС (ТЕЦ): СОУ-Н ЕЕ 04.157:2009.* – [Чинний від 2009–05–23].– К.: Мінпаливенерго України, 2009. – 56 с.

18. *Нормы предельно допустимых скоростей изменения нагрузки при работе энергоблоков 160-800 МВт в регулировочном диапазоне: РД 34.25.504.* – [Действующий от 1987–09–01], 1987. – 2 с.

19. *Режимы работы и маневренность блочных ТЭС* [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://prommatika.ru/staty/107-rejimrabotytes>.

20. *Закон України "Про електроенергетику": редакція від 27.04.2014* [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80>.

УДК 621.548

**І.Ю.Перькова** (Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут", Київ)

## Оцінка потенціалу енергії вітру південних регіонів України для зрошення городніх культур

*Подані методичні положення та результати досліджень оцінки потенціалу енергії вітру південних регіонів України для зрошення городніх культур.*

**Ключові слова:** енергія вітру, зрошення, технічний потенціал енергії вітру.

*Представлены методические положения и результаты исследований оценки потенциала энергии ветра южных регионов Украины для орошения огородных культур.*

**Ключевые слова:** энергия ветра, орошение, технический потенциал энергии ветра.

Значна територія України розташована в зонах із недостатнім та нестійким зволоженням, тому розв'язання задачі зрошуваного землеробства є необхідною умовою для отримання більшої кількості продукції з одиниці площі та інтенсивного ведення сільського господарства в цілому.

Оцінюючи ефективність зрошення, слід враховувати ту обставину, що з економічного погляду вода є важливим виробничим ресурсом, який має вартість, а використання його – раціональні межі. Це означає, що максимальна віддача від зрошення досягається лише за певних обсягів використання

води. Поливальний сезон півдня України зазвичай встановлюється з 15 квітня по 15 вересня.

Розрахунки обсягів поливання здійснюються за виразом:

$$B = S \cdot T \cdot N \cdot E,$$

де  $B$  – вартість поливання;  $S$  – площа земельної ділянки;  $T$  – усереднений місяць року, використовується для впорядкування розрахунків за послуги водопостачання та водовідведення;  $N$  – норма на поливання зелених насаджень;  $E$  – тариф за  $1 \text{ м}^3$  централізованого водопостачання.

Сільськогосподарські культури у свої фазі