

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Тернопільський національний економічний університет
Факультет аграрної економіки і менеджменту
Кафедра менеджменту біоресурсів і природокористування

ГРЕСЬКО Тетяна Орестівна

**Альтернативні джерела енергії як запорука
енергетичної безпеки України / Alternative energy
sources as guarantee of energy safety in Ukraine**

Спеціальність – 8.18010017 “Економіка довкілля і природних ресурсів”
Магістерська програма – Економіка довкілля і природних ресурсів

Магістерська робота

Виконала студентка групи
ЕДПРзм-21
Т.О. Гресько

Науковий керівник:
д.т.н., професор
Ю.В. Дзядикевич

Магістерську роботу допущено
до захисту:

“___” _____ 20__ р.

В.о. завідувача кафедри
_____ Р.Б. Гевко

ТЕРНОПІЛЬ – 2017

ЗМІСТ

ВСТУП	3
РОЗДІЛ I. АЛЬТЕРНАТИВНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ	6
1.1. Сучасний стан застосування поновлювальних джерел енергії	6
1.2. Сонячна енергія	9
1.3. Енергія вітру	15
1.4. Енергія біомаси	21
1.5. Геотермальна енергетика, мала гідроенергетика та низькопотенціальна теплота	23
Висновки до розділу 1	28
РОЗДІЛ II. ОЦІНКА ПОТЕНЦІАЛУ ПОНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ	30
2.1. Геліоенергетичний потенціал України	30
2.2. Потенціал енергії вітру	38
2.3. Використання низькопотенціальної теплоти за допомогою теплових pomp	47
Висновки до розділу 2	62
РОЗДІЛ III. ЕФЕКТИВНІСТЬ ВИКОРИСТАННЯ АЛЬТЕРНАТИВНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ	64
3.1. Ефективність використання сонячних систем теплопостачання	64
3.2. Оцінка ефективності використання енергії вітру	70
3.3. Розрахунок теплової помпи для системи теплопостачання	81
Висновки до розділу 3	88
ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ	89
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	

ВСТУП

Актуальність теми. XXI століття є періодом глибокого переосмислення уявлень про енергетичні ресурси та пошуку нових ефективних і раціональних їх джерел. Людство вже підійшло до меж вичерпання природних ресурсів, насамперед природного газу і нафти. На сучасному етапі розвитку України, однією з основних проблем є неефективне використання енергоресурсів та відсутність стабільного енергозабезпечення.

Сьогодні особливо важливим є пошук та використання альтернативних джерел енергії, економне її використання на виробництві та в побуті. Тому актуальним для кожної людини є збереження природи: раціональне використання вичерпних корисних копалин, вирубування лісів, забруднення природи від виробництва електроенергії, а, отже, - енергозбереження.

На сьогоднішній день альтернативні джерела енергії стають все більш популярними, особливо у світлі енергозберігаючих технологій. У минулому, не затребувані способи отримання енергії тепер актуальні. Ефективне енергозбереження неможливо уявити без застосування альтернативних джерел енергії. Енергетична незалежність, економічна вигода і постійно поновлювані ресурсні джерела – ось той короткий перелік комфорту, який отримує щасливий володар незалежних енергогенеруючих потужностей.

Отже, загострення енергетичних і екологічних проблем сьогодення обумовлює принципово нове ставлення до альтернативної енергетики, та зумовлює пошук перспективних напрямів у досягненні першочергових життєво важливих завдань людства.

Проблемами використання альтернативних джерел енергії займалися багато вітчизняних і зарубіжних вчених, серед яких Р. Бертолді, Г. Г. Гелетуха, Т. Джохансон, А. Є. Конеченков, К. Корі, М. Нілсон,

В. Г. Потапенко, А. В. Прокіп, Т. М. Райхенбах, Г. Річ, А. О. Рожко, Т. Сандквіст, Б. Совакул, О.Ю. Стоян, С. Стунза, Г. С. Трипольська, Р. Фагіані, Д. Ф'юкет, Д. Р. Хаас, Р. Хеквурт, Т. Хулд, Д. Якобс та інші.

Об'єктом дослідження є альтернативна енергетика.

Предметом дослідження є ефективність використання альтернативних джерел енергії.

Метою дослідження є відображення ефективності використання альтернативних джерел енергії.

Відповідно до мети дослідження поставлено наступні *завдання*:

- розкрити суть альтернативної енергетики;
- провести оцінку потенціалу поновлювальної енергетики в Україні;
- відобразити ефективність використання альтернативних джерел енергії.

Для вирішення поставлених завдань у магістерській роботі була використана низка як загальнонаукових, так і специфічних методів та підходів, зокрема: абстрактно-логічний – при визначенні мети і завдань дослідження; аналітико-монографічний – при вивченні літературних джерел, законодавчих та нормативно-правових актів у сфері використання альтернативної енергетики; метод групування – при систематизації класифікації альтернативних джерел енергії; факторний аналіз – при визначенні факторів, що впливають на розвиток альтернативної енергетики; причинно-наслідковий аналіз – при визначенні низки бар'єрів, що перешкоджають розвитку вітчизняного сектору «зеленої» енергетики; системний та комплексний підходи – при уточненні дефініції; статистико-економічний – у процесі збору, обробки статистичних даних та дослідження індикаторів розвитку.

При написанні магістерської роботи було використано законодавчі і нормативні акти, підручники, навчальні посібники, статті з журналів і газет провідних сучасних фахівців із досліджуваної проблематики.

Наукова новизна отриманих результатів. Проведений аналіз альтернативних джерел енергії дозволив оцінити потенціал поновлюваної енергетики України.

Практичне значення отриманих результатів полягає у відображенні ефективності використання альтернативних джерел енергії як запоруки енергетичної безпеки України.

Обсяг та структура роботи. Магістерська робота складається із вступу, трьох розділів, висновків та пропозицій і списку використаних джерел.

РОЗДІЛ І.

АЛЬТЕРНАТИВНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

1.1. Сучасний стан застосування поновлювальних джерел енергії

Нетрадиційні поновлювальні джерела енергії (НПДЕ) називають енергоджерелами ХХІ століття.

В останні роки практично в усіх країнах світу збільшується виробіток електричної і теплової енергії на базі НПДЕ. Особливо слід відзначити, що у країнах Європи, Америки, в Японії розвиток нетрадиційної енергетики проходить на фоні сильної і стабільної економіки, при надлишку традиційних генеруючих потужностей, відсутності енергетичної кризи. Більшість установок НПДЕ створені приватними об'єднаннями, виробнича база виробників забезпечує високі вимоги стандартів цих країн до якості виробів, росте одинична потужність установок і удосконалюються їх конструкції. В усіх країнах, що виробляють установки, є стандарти на них. Як правило, на внутрішній і зовнішній ринок надходять установки НПДЕ тільки із сертифікатами якості. Обсяги використання енергії поновлювальних джерел у європейських країнах наведено в табл. 1.1.

Таблиці 1.1

Використання поновлювальних джерела енергії у Європі (МВт-год)

	Виробництво – обсяг споживання						
	Геотермальна енергія	Гідроенергія	Енергія вітру	Енергія біомаси	Сонячна енергія	Інші види	Всього
Бельгія	11,6	336,8	11,6	2830,0	0	3758,0	6948,0
Данія	11,6	23,2	904,8	13990,0	34,8	0	14964,4
Франція	1798,0	69268,0	0	102451,0	174	2239,0	174928,0
Германія	81,2	17272,0	34,8	380083,0	69,6	14164,0	69704,6
Греція	34,8	2192,6	11,6	6229,0	870,0	0	9338,0
Ірландія	0	812,0	0	1241,0	0	0	2053,0
Італія	25160,0	42096,0	0	34486,8	81,2	4582,0	106406,0
Люксембург	0	69,6	0	69,6	0	301,6	440,8
Нідерланди	0	116,0	150,8	6252,4	23,2	2598,4	9140,8
Португалія	11,6	4628,4	11,6	29823,6	290,0	1751,6	36516,8
Іспанія	23,2	1887,2	0	42398,0	255,2	1148,4	62698,0
Великобританія	11,6	5498,4	34,8	3561,2	58,0	4930,0	14094,0
Загалом по ЄС	27143,6	160184,2	1160,0	281415,6	1856,0	35473,0	507232,4

Використання сонячної, вітрової, геотермальної енергії, біомаси, енергії моря, малих водяних водотоків, а також низькопотенціального викидного тепла електростанцій і промислових підприємств, побутових відходів пов'язано з невинним подорожчанням і все більш очевидним вичерпанням запасів «традиційних» енергоносіїв – нафти, газу, вугілля. Крім цього, більш активне застосування НПДЕ стимулюється загостренням проблем екології, необхідністю надійного, ефективного енергозабезпечення віддалених, важкодоступних і специфічних споживачів. Головна галузь застосування нетрадиційної енергетики – це мала енергетика, тобто задоволення безпосередніх побутових і виробничих потреб людини і невеликих виробництв і підприємств. Вартість одиниці енергії окремих поновлювальних джерел наближається до вартості енергії, отриманої на основі органічного палива (табл. 1.2).

Таблиця 1.2

Світові обсяги використання поновлювальних первинних енергоресурсів, капітальні витрати і ціни на електроенергію

Первинні енергоресурси	Встановлена потужність, МВт	Капітальні витрати, дол. США/кВт	Вартість електроенергії, дол. США/кВт-год
Біомаса	8000 (США)	1800	0,055-0,07
Гідроенергія малих річок		1800	0,1
Вітер	4000	1200	0,07
Геотермальні води	9000	2400	0,085
Сонячна енергія	20500	1600	-
Фотоелектричні установки	500	6000	0,2-0,4
Сонячно-теплові установки		4000	0,1
Системи опалення і гарячого водопостачання	20000	1600	-
Для порівняння: Вугілля, нафта, газ, ядерна енергія	-	800-2000	0,06-0,16

Що стосується співвідношення між традиційною енергетикою, яка засновується на непоновлювальних ресурсах, що вичерпуються, і нетрадиційною енергетикою, то пройде ще не одне десятиріччя, поки між цими видами енергетики наступить рівновага в паливно-енергетичному балансі. Але вже сьогодні визнано, що нетрадиційна енергетика має свою зону економічного застосування. Це перш за все регіони автономного енергопостачання, віддалені і важкодоступні райони, підведення електричних ліній до яких недоцільне у зв'язку з невеликими потужностями підприємств-енергоспоживачів.

Для теплової енергії, що виробляється нетрадиційною енергетикою, зона економічного застосування більш широка, вона охоплює як децентралізовані, так і централізовані райони теплопостачання.

За використанням поновлювальних джерел енергії Україна поки відстає від розвинених країн. Разом з тим потенціал цих джерел надзвичайно великий.

Розрізняють три категорії потенціалу НПДЕ – валовий, технічний і економічний.

Валовий (теоретичний) потенціал НПДЕ – це сумарна енергія, яка міститься в даному виді ресурсу.

Технічний потенціал – це та кількість енергії, яка може бути отримана з даного виду енергоресурсу, при існуючому рівні розвитку науки і техніки. Технічний потенціал постійно збільшується в міру розвитку виробництва і удосконалення технологій і може складати від частки відсотку до декількох десятків відсотків від валового потенціалу.

Економічний потенціал – це величина енергії, отримання якої з даного виду ресурсу економічно виправдано при існуючому співвідношенні цін на обладнання, матеріали, паливо, енергію, робочу силу.

У таблиці 1.3 наведено оціночне розподілення потенціалу України за окремими видами поновлювальних джерел енергії.

Таблиця 1.3

Ресурси нетрадиційних джерел енергії України

Джерело енергії	Теоретичний потенціал, МВт · год/рік	Використання в даний час	
		МВт-год/рік	т у. п.
Геліоресурси	$720 \cdot 10^9$	$81 \cdot 10^3$	$10 \cdot 10^3$
Вітроенергетика	$965 \cdot 10^9$	$0,8 \cdot 10^3$	$0,096 \cdot 10^3$
Геотермальна енергетика	$5128 \cdot 10^9$	$0,4 \cdot 10^3$	$0,048 \cdot 10^3$
Біомаса с/г відходів	$12,5 \cdot 10^6$	$0,014 \cdot 10^3$	$0,002 \cdot 10^3$
Гідроенергетика, у т. ч.	$42,4 \cdot 10^6$	$10,2 \cdot 10^3$	$1,22 \cdot 10^6$
– велика	$25,0 \cdot 10^6$	$9,7 \cdot 10^6$	$1,16 \cdot 10^6$
– мала	$17,4 \cdot 10^6$	$0,5 \cdot 10^6$	$0,06 \cdot 10^6$

Продовження таблиці 4.3

Джерело енергії	Технічний потенціал		Економічний потенціал	
	МВт · год/рік	т у. п.	МВт · год/рік	т у. п.
Геліоресурси	$0,13 \cdot 10^9$	$0,016 \cdot 10^9$	$30-40 \cdot 10^6$	$3,6-4,8 \cdot 10^6$
Вітроенергетика	$0,36 \cdot 10^9$	$0,043 \cdot 10^9$	$4,8-8,4 \cdot 10^6$	$0,56-1 \cdot 10^6$
Геотермальна енергетика	$14 \cdot 10^9$	$1,68 \cdot 10^9$	$2800 \cdot 10^6$	$336 \cdot 10^6$
Біомаса с/г відходів	$6,1 \cdot 10^6$	$0,73 \cdot 10^6$	$6,1 \cdot 10^6$	$0,73 \cdot 10^6$
Гідроенергетика у т. ч.	$21,5 \cdot 10^6$	$2,6 \cdot 10^6$	$21,5 \cdot 10^6$	$2,6 \cdot 10^6$
– велика	$15,1 \cdot 10^6$	$1,8 \cdot 10^6$	$15,1 \cdot 10^6$	$1,8 \cdot 10^6$
– мала	$6,4 \cdot 10^6$	$0,8 \cdot 10^6$	$6,4 \cdot 10^6$	$0,8 \cdot 10^6$

Як видно з таблиці, технічний потенціал складає $1746 \cdot 10^6$ т. у. п. за рік, що практично в 6 разів перевищує рівень енергоспоживання України.

1.2. Сонячна енергія

Використання сонячної енергії сьогодні зводиться в основному до виробництва низькопотенціальної сонячної теплоти за допомогою простих сонячних колекторів. Наприклад, у США в 1990 році з 3,6 млн. ГДж енергії, виробленої за рахунок сонячної радіації, 3,5 млн. ГДж являло собою низькопотенціальну теплоту, яка використовувалася для гарячого водопостачання, підігрівання води у плавальних басейнах і, меншою

мірою, для опалення. В Ізраїлі відповідно до закону, який вимагає, щоб кожний будинок був оснащений сонячною водонагрівальною установкою, встановлено приблизно 800 тис. сонячних колекторів, які виробляють біля 15 млн. гуж енергії і забезпечують 70% населення гарячою водою. Колектор зазвичай встановлюється нерухомо під кутом до горизонту приблизно рівним широті місцевості. На індивідуальний будинок з площею біля 100 м² встановлюється 1 – 2 колектори 1 – 1,5 м² кожний і бак-акумулятор ємністю 150 л. Така установка на західному ринку коштує біля 500 дол. США/м². Залежно від широти місцевості і кліматичних умов річний прихід сонячної енергії на 1 м поверхні змінюється від 8 – 10 ГДж/(м²рік) для широти 30° до 2 – 4 ГДж/(м²рік) для широти 50 – 60°С.

Коефіцієнт корисної дії сонячного колектора визначається його оптичними характеристиками, якістю теплової ізоляції, інсоляцією і температурою теплоносія та навколишнього середовища. У більшості існуючих установок середній річний експлуатаційний ККД колектора 40 – 50 %. Це означає, що для широти біля 30° з 1 м² колектора можна отримати за рік 3 – 5 ГДж теплоти з температурою 60 – 70 °С. Вартість цієї теплоти при таких показниках і терміну служби установки 30 років складає 3 – 4 дол./ГДж, що робить ці установки привабливими для споживача. Для більш високих широт сонячні водонагрівачі виявляються більш ефективними при сезонному їхньому використанні.

Природнокліматичні умови України сприятливі для розвитку геліоенергетики (табл. 1.3). Річна тривалість сонячного сяння складає від 1850 год. (Львів) до 2340 год. (Сімферополь), що перевищує ці показники у країнах, які активно використовують сонячну енергію (США, Німеччина, Австрія та ін.).

У 80 – 90 роках у південних районах колишнього СРСР, у тому числі і в Україні була побудована значна кількість дослідних установок із системами сонячного теплопостачання. Деякі техніко-економічні показники цих установок наведені в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4

Основні техніко-економічні показники запроектованих і
побудованих об'єктів з сонячним теплопостачанням

Показники	Тип будівлі							
	Житловий будинок							
Корисна площа, м ²	66	66	66	91,7	138,8	510	1854	1689
Етажність	1	1	1	1	2	2	4	4
Кількість квартир	1	1	1	1	1	12	12	32
Річне теплопостачання об'єкту, ГДж	85,6	89,7	92,8	38,9	132,9	401,3	1990	1283
у тому числі:								
гаряче водопостач	36,8	36,8	36,8	-	73,6	401,3	1283	1283
опалення	48,8	52,9	56	38,9	59,3	-	707	-
Поверхня геліоприймачів, м ²	30	32	35	46	82	72	698	295
Покриття річних витрат тепла за рахунок сонячної енергії, %	59	60	63	86	90	26	80	59
Економія палива (в перерахунку на умовне), т/рік	3,4	3,4	4	8,3	17,4	7,1	108,7	51,5

Продовження таблиці 1.4.

Показники	Готель	Дитячий садок на 140 дітей
Корисна площа, м ²	3000	1564
Етажність	5	2
Кількість квартир	160	
Річне теплопостачання об'єкту, ГДж	1421,2	702,2
у тому числі:		
гаряче водопостачання	1421,2	702,2
Опалення		
Поверхня геліоприймачів, м ²	634	217
Покриття річних витрат тепла за рахунок сонячної енергії, %	66	77
Економія палива (в перерахунку на умовне), т/рік	64,6	37,2

Порівняльні данні вартості сонячних колекторів і систем сонячного теплопостачання в Україні і за кордоном (середні дані) наведені в таблиці 1.5.

Таблиця 1.5

Вартість систем сонячного теплопостачання (в цінах 2015 року)

Назва	Основні параметри	Питома вартість, дол./м	
		вітчизняні	закордонні
Сонячні колектори	Площа сонцеприйомної панелі від 0,8 до 1,6 м ²	60 – 250	290 – 500
Системи гарячого водопостачання	На 1 м ² встановлених колекторів	200 – 500	500 – 1000
Системи сонячного опалення і гарячого водопостачання	Теж	600 – 1200	1500 – 2000

З наведених даних випливає, що вітчизняні системи за своїми економічними показниками, завдяки дешевій робочій силі, перевищують закордонні. Суттєва різниця в питомій вартості сонячних колекторів пояснюється різницею їхньої конструкції, використаних матеріалів і вартістю останніх, а також умовами виробництва. У Криму в 1987 р. була споруджена перша в СРСР експериментальна сонячна електростанція баштового типу потужністю 5 МВт, досвід експлуатації якої через низьку ефективність не дав змоги зробити висновок про доцільність будівництва електростанцій більшої потужності. Собівартість виробництва електроенергії склала 3 – 4 дол./кВт год замість очікуваних 0,6 – 0,8 дол./кВт год. Економічна криза спричинила консервування станції.

В Україні реалізовано біля 50 експериментальних і промислових проектів використання сонячної енергії для гарячого водопостачання, опалення, охолодження і кондиціонування. Встановлено більше 12 тис. м² геліоколекторів. Реалізована система гарячого водопостачання (період окупності 5 років, 130 м², 0,4 Гкал/м² за сезон), споруджується надбудова над малою паливною котельнею (0,6 Гкал/м²).

В Україні спостерігається криза в тепличних господарствах, тому виникла зацікавленість до використання в них геліосистем. Геліотеплиця запроєктована в Київській області: площа – 0,15 га, місячна продуктивність – 12 ГДж, за сезон – 63 ГДж, сезонна економія палива – 1,9 т н. е., площа колекторів – 40 м².

Досвід спорудження геліосистем водопідігрівання впевнено підтверджує для умов України економію за сезон 0,14 – 0,2 т у. п. або 110 – 145 м³ природного газу на 1 м² колектора.

В Україні ще до 90-х років розроблені ГТФ НАН, Київ ЗНДІЕП та Київ НДІСТ технічні умови і виготовлялись на замовлення сонячні колектори площею 0,6-0,9 м² [106].

Шістьма підприємствами освоєно випуск сонячних колекторів наступних типів: плоский латунно-алюмінієвий, 1600x1000x80, 36 кг, 180 дол./м²; плоский алюмінієвий, 1650x650x50,37 кг, 200 дол./м²; плоский алюмінієвий, 1200x900x130, 32 кг, 200 дол./м²; плоский стальний з натягнутим хвилеподібним стрічковим оребренням, 1560x1000x90, 59 кг, 65 дол./м²; колектор-акумулятор ємнісний атмосферний стальний, 1700x500x700,2, 100 л, 80 кг, 150 дол./м²; колектор-акумулятор ємнісний атмосферний стальний, 1700x500x200, 100 л, 60 кг, 120 дол./м²; колектор з поглинальною пластиною з алюмінію покритий шаром чорного хрому, 1600 x 1000 x 100,35 кг, 100 дол./м².

Потенційні можливості серійного виробництва колекторів складають 30 000 м² за рік.

Одним із найбільш привабливих регіонів України для використання сонячної енергії є Крим.

У 1996 р. у Криму організовані спеціальні підрозділи геліотехніки в АТ «Южстальмонтаж», які освоїли виробництво алюмінієвих колекторів для забезпечення гарячою водою і теплом господарств і окремих об'єктів. Річна економія на 1 м колектора складає в умовах Криму 200 кг у. п.

АТ «Южстальмонтаж» розробила наступні геліоустановки:

— водонагрівальні для тваринницьких ферм площею геліоколектора 8 м^2 , що дозволяє економити до 13,6 тис. кВт год (теплових) за сезон;

— пересувні для літньої доїльної площадки ферми на 200 корів, площа геліоколектора 12 м^2 , дозволяє економити за сезон до 5 тис. кВт год.;

— гарячого водопостачання тваринницького комплексу на 800 корів загальною площею колекторів 236 м^2 . Економія за сезон 28,3 т у. п. (19,8 т н.е.);

— для теплопостачання свинарника-маточника з площею геліоприймачів 130 м^2 . За сезон роботи (квітень-жовтень) геліоустановка виробляє 30-35 тис.кВт год теплової енергії;

— індивідуальні душові кабінки (економія палива до 500 кг у. п. за рік). Сумарний обсяг виробництва сонячних колекторів у Криму в 1996 році досягнув 2500 м^2 .

В останній час у світі підвищився інтерес до установок, які безпосередньо перетворюють сонячну радіацію в електроенергію за допомогою фотоелектричних перетворювачів. Вартість електроенергії, яка виробляється фотоелектричними установками (ФЕУ), сьогодні в декілька разів вища від електроенергії традиційних джерел.

Активне впровадження ФЕУ в промислово розвинених країнах пояснюється тим, що це екологічно чисте джерело, яке підвищує енергетичну автономію і захищає власника при можливих перебоях в централізованому електропостачанні. Крім цього, динаміка зміни показників ФЕУ за останні десятиріччя свідчить, що в найближчий час буде досягнута конкурентоздатність ФЕУ. Департамент Енергетики США прогнозує до 2020 р. вартість 1 Вт ФЕУ 2 дол. США, що робить ці установки конкурентноздатними для децентралізованого електропостачання.

1.3. Енергія вітру

У галузі використання енергії вітру інтенсивні науково-дослідні, дослідно-конструкторські роботи і практичне впровадження вітроенергетичного обладнання ведеться в багатьох країнах світу. Передовими країнами в цьому напрямку енергетики, які проявляють зацікавленість у створенні надійних і ефективних вітроенергетичних установок (ВЕУ), є США, Великобританія, Данія, Германія, Канада, Японія та ін. країни.

На сьогодні вітроустановки є рентабельними тільки на окремих ринках, головним чином, у північній Європі і США. Порівняно надійні ВЕУ будуються там у значних масштабах і виробляють електроенергію з витратами, порівнянними з витратами її виробництва на вугільних теплових електростанціях.

Для оцінки енергетичного потенціалу вітру на сьогодні невироблені усталені універсальні критерії і звичайно для раціонального використання вітрової енергії в різних районах вирішальними є різні фактори. Одним з основних параметрів, який визначає потенціал енергії вітру, є середньорічна швидкість вітру, від якої залежить потужність електричних установок.

У перспективних для застосування вітроагрегатів регіонах середньорічна швидкість вітру досягав 5 м/с і більше.

Інтегральною характеристикою продуктивності ВЕУ є кількість годин використання встановленої потужності. Позитивного економічного ефекту від роботи ВЕУ слід очікувати при 2000 і більше годинах використання встановленої потужності.

Умовно вітроенергетичні установки можна розбити на чотири групи залежно від потужності: 1 – від 0,1 до 1 кВт, 2 – від 1 до 30 кВт, 3 – від 30 до 100 кВт, 4 – вище 100 кВт.

ВЕУ першої групи комплектуються акумуляторами різної ємності, зарядними пристроями та пристроями керування. Вони призначені для автономної роботи і повністю автоматизовані, їх монтаж і установка не вимагають спеціальних знань.

ВЕУ другої групи призначені для живлення автономних споживачів роботи разом із дизельними електростанціями. ВЕУ потужністю вище 100 кВт, як правило, працюють на паралель з електромережею.

Провідне місце у світі з виробництва вітроелектричних установок належить Данії: до 85% вітроустановок на світовому ринку – датського виробництва, їх встановлена потужність, в 2010 р. склала 200 МВт. Стан розвитку вітроенергетики у світі можна характеризувати за наступними узагальнюючими показниками:

- вартість 1 кВт год. енергії, яка виробляється ВЕУ, порівняно з другими енергоджерелами;
- частка вітроенергетики в загальному енерговиробництві.

Комерційне застосування найшли ВЕУ вартістю 900-1000 дол. За 1 кВт встановленої потужності.

Вартість виробленої енергії ВЕУ складає: в Данії – 8,2, в Німеччині – 12,9-23,5, в Голландії – 11,2 пфенінга/кВт год.

Вважається, що розміри інвестицій на 1 кВт год. виробленої електроенергії зменшуються при збільшенні потужності одиначної ВЕУ. Так, в Данії при збільшенні потужності вітроагрегату з 15 до 200 кВт відповідний показник зменшився з 0,7 до 0,3 дол. за кВт год.

Досвід експлуатації ВЕУ в США і Данії за 2001 – 2009 рр. свідчить про те, що економічні показники вітроенергетичного обладнання постійно покращуються. Вартість виробленої ВЕУ електроенергії практично зрівнялася з вартістю енергії, яка виробляється на вугільних електростанціях. Надійність ВЕУ росте. Річні витрати на експлуатацію, ремонт і технічне обслуговування не перевищує 2% від вартості ВЕУ.

У середині 60-х років у сільському господарстві України експлуатувалось декілька тисяч ВЕУ середньої потужності біля 4 кВт, в основному для водопостачання, виробітку постійного струму, помелу зерна. До 1988 р. їх кількість скоротилась до декількох десятків одиниць, а економія електроенергії за допомогою цих ВЕУ склала в 1987 р. всього 10 тис. кВт год. [24]. Усе це – наслідок як загальної централізації електропостачання сільського господарства, так і недосконалої конструкцій вітроагрегатів, що застосовувались. Окрім саморобних вітряних млинів, в Україні застосовувались і ВЕУ НВО «Ветрозн».

Поряд зі старими українськими підприємствами і організаціями, які ведуть роботи в галузі вітроенергетики, створюються і успішно діють нові малі підприємства. В [17] наведений перелік основних продуцентів вітроенергетичної техніки в Україні. В останній час створені спільні підприємства за участю інофірм, які виробляють вітроенергетичне обладнання, наприклад, СП «АтикаВест» і «УиндЗнерго ЛТД», які займаються розміщенням в Україні виробництва мережних ВЕУ за ліцензіями США, Голландії, Японії, а також розробкою нової віротехніки. Створений НДІ нетрадиційної енергетики і електротехніки також займається питаннями впровадження вітроенергетики в Україні, співпрацюючи з багатьма виробниками і проектними організаціями.

Намагання включити ВЕУ в енергосистему визначається двома основними причинами. По-перше, головною метою впровадження вітроенергетики як екологічно чистого джерела енергії за кордоном вважається «очищення» енергоджерел і збереження запасів мінерального палива. Тому переважає тенденція до максимально можливої заміни традиційної енергетики екологічно чистою, що виражається в будівництві великих багатоагрегатних вітроелектростанцій (ВЕС) з ВЕУ великої одиничної потужності. По-друге, у країнах з повним охопленням території і населених пунктів централізованим електро- і газопостачанням така схема використання ВЕУ, навіть тих, що знаходяться в особистій

власності, виявляється найбільш зручною для споживача, який використовує стандартне (з точки зору параметрів електроенергії) електрообладнання – побутове і виробниче. Окрім цього, забезпечується гарантоване енергопостачання.

Вітроенергетика є одним із пріоритетних напрямів використання НПДЕ в Україні, який уже отримав суттєвий розвиток і впровадження. Так, нині будується і працює 4 ВЕС, спроектовані пілотні черги і розпочинається будівництво ще 4 ВЕС, планується проектування ВЕС для Львівобленерго, Прикарпаттяобленерго, Тернопільобленерго та деяких інших підприємств, які виявили площадки зі сприятливим вітропотенціалом для будівництва ВЕС (в межах від 6,7 до 8,1 м/с на висоті флюгера 25 м).

Значно сприяли розвитку вітроенергетики також Укази Президента України «Про будівництво вітрових електростанцій» 1996 р. і 1997 р., якими дано доручення Уряду України підготувати цільову програму розвитку вітроенергетики в Україні, де значну увагу приділено організації серійного виробництва вітроелектричних агрегатів.

Існуючі наміри держави із впровадження вітроенергетики в Україні засновуються в основному на застосуванні ліцензованої ВЕУ моделі «USW 56-100» і ВЕУ вітчизняної розробки типу «АВЗ-250 с». Фірмою «Уінденерго LTD» розроблений проект програми робіт з проектування, будівництва і експлуатації вітроелектростанцій, а також підготовки серійного виробництва вітроенергетичного обладнання на підприємствах машинобудівного і військово-промислового комплексів України.

ВЕУ моделі «USW 56-100» мають малу для роботи у паралель з енергосистемою України одиничну потужність при формуванні комплексу потужностей генеруючого джерела, що призводить до зменшення ефективності використання землі під ВЕС, вітроенергопотенціалу, зростанню питомих витрат на будівництво і на експлуатацію.

У світі в останні роки основне введення ВЕУ, які працюють на паралель із мережею, проходить по лінії введення установок одиначної потужності 250-800 кВт.

ВЕУ моделі «USW 56-100» не виробляють реактивної потужності, що вимагає додаткових капіталовкладень на компенсацію реактивного навантаження; решіткова конструкція башти установки призводить до великої ймовірності загибелі птахів, тяжкий режим механізмів гондоли із-за знакозмінних навантажень внаслідок застосування систем «рисання» для орієнтації гондоли на напрямок вітру.

На сьогодні змонтовані і працюють на електромережу Криму чотири вітроелектростанції: Акташська, Донузлавська, Чорноморська і Євпаторійська.

У 2013 р. на Донузлавській ВЕС на базі ВЕУ моделі «USW 56-100» введено в експлуатацію 43 установки. Виробіток електроенергії склав 1 368 209 кВт год. при контактному часі 38 379,6 год., а з початку експлуатації вироблено 2 051 900 кВт год. електроенергії.

Промислова вітроенергетика в Україні лише розпочинається. Тому при визначенні місць розташування вітрових електростанцій треба враховувати нестабільність енергетичних параметрів вітру в часі.

Аналіз наявних метеоданих свідчить, що найкращі умови у цьому відношенні притаманні для узбережжя морів Азовського із Сивашем включно, та Чорного в межах Одеської, Миколаївської і Херсонської областей. Будівництво вітрових електростанцій необхідно розгортати саме в цих областях, у більшості яких значний дефіцит власних генеруючих потужностей, що призводить до підвищених втрат електроенергії при її передачі на великі відстані і багаторазовому трансформуванні. У цих районах перевагу необхідно надати будівництву вітрових електростанцій на прилеглих водних акваторіях, зокрема, на незамерзаючій акваторії Сивашу, який ніяк не використовується в господарській діяльності. Через менше гальмування повітряного потоку швидкість вітру на водних

акваторіях на 15 – 20 % вища, ніж на прилеглий частині суходолу, а виробіток електроенергії більший, за досвідом Данії, щонайменше на 30 %. Іншим перспективним для будівництва українських вітрових електростанцій регіоном є Карпати, де найвищі в Україні середньорічні показники швидкості вітру. Одним з ефективних варіантів нейтралізації нестабільності вітру і виробництва енергії вітровими електростанціями є комбінування вітроустановок і гідроакумулюючих електричних станцій (ГАЕС). У цьому випадку вітроустановка може працювати безпосередньо на гідравлічну помпу, яка подає воду у верхнє водосховище ГАЕС. При цьому параметри струму (напругу і частоту) не потрібно витримувати, як у випадку паралельної роботи з електромережею. А тому можливо спростити вітроустановку та знизити її вартість. Найбільшого спрощення й здешевлення вітроустановок, зниження експлуатаційних витрат і собівартості електроенергії в таких комбінованих вітрогідроакумулюючих станціях можливо досягти при використанні вітронасосних установок замість вітроелектричних.

Нині Київська ГАЕС працює не більше 2 – 3 годин на добу. Враховуючи сприятливі показники швидкості вітру на Київському морі можливо забезпечувати додаткові потужності до 500 МВт за рахунок перетворення Київської ГАЕС у ВГАЕС. ВГАЕС потужністю до 200 МВт можливо побудувати на Стрийському гідровузлі, що будується, а також після обґрунтування та розробки проектною документації в ряді інших місць. У південних областях України будівництво ВГАЕС може враховувати потреби меліорації земель та рибництва. Можливість ВГАЕС працювати у піковому режимі за жорстким графіком видачі енергії в мережу є суттєвою їх перевагою перед АЕС, що працюють в базовому режимі, тобто практично без зміни навантаження, а це створює значні незручності і погіршує економічні показники енергетики.

Відпрацювання цієї відомої технології в Україні дозволить ставити в перспективі питання про поступове витіснення теплової та атомної енергетики як екологічно шкідливих та економічно менш ефективних.

1.4. Енергія біомаси

Біомаса являє собою найдавніше джерело енергії, однак її використання до недавнього часу зводилося до прямого спалювання з низьким ККД. В останній час увага до ефективного енергетичного використання біомаси суттєво підвищилась, причому на користь цього з'явилися і нові аргументи:

- використання рослинної біомаси при умові її безперервного відновлення не призводить до збільшення концентрації CO₂ в атмосфері;
- у промислово розвинутих країнах з'явилися надлишки землі, яку доцільно використовувати під енергетичні плантації;
- енергетичне використання відходів (сільськогосподарських, промислових, побутових) вирішує також екологічні проблеми;
- нові технології дозволяють використовувати біомасу значно більш ефективно (таблиця 1.6).

Таблиця 1.6

Ефективність електроустановок при роботі на біомасі вологістю 50%

Технологія спалювання	Термодинамічний цикл	Діапазон потужностей, МВт	Ефективний ККД (за електричним навантаженням), %	Вміст NO _x на виході, МГ МДж	Собівартість енергії, цент кВт год
Пряме спалювання	Паротурбінний	<200	25-35	140-170	6,5-8
Газифікація	Дизель	0,5-10	38-40	<20	5-6
Газифікація	Газотурбінний	1-30	28-36	<50	5,5-6,5
Газифікація	Парогазовий	20-150	42-49	<50	4,5-5,5

У США в 2015 р. завдяки використанню біомаси було вироблено 31 млрд. кВт год електроенергії, крім цього за рахунок твердих побутових відходів ще 10 млрд. кВт. На 2020 р. планується виробити відповідно 59 і 54 млрд. кВт год.

Кількість відходів рослинництва (солота, полова, стебла соняшника, лушпиння насіння, кукурудза, виноградна лоза, деревина) в Україні складає – 40 млн. т/рік, що еквівалентно 25-30 млрд. м³ газу/рік [8]. У США частка енергії з біомаси в загальному енергетичному балансі складає 3,1 % і прогресивно росте, в Швеції 14 % всієї енергії отримують з біомаси.

Спосіб використання:

— пряме спалювання в спеціальних топках (потужність котлів – 10-50 кВт);

— термохімічна газифікація з наступним використанням генераторного газу в теплових двигунах;

— каталітичний реформінг з отриманням рідкого палива.

Термохімічна газифікація біомаси дозволяє отримати газ з теплотою згоряння від 4 до 20 МДж/м³ (при нормальних умовах). Газогенератор потужністю 3 МВт споживає 2000 кг деревини за годину і дає 2200 м³/год. газу. Спалювання генераторного газу екологічно більш чисте, ніж спалювання деревини.

Найбільш радикальний, екологічно чистий, безвідходний спосіб переробки, утилізації та знезаражування різноманітних органічних відходів рослинного і тваринного походження є біогазові технології.

Кількість відходів тваринництва і птахівництва за сухою масою в Україні складає біля 32 млн. т/рік, з яких можна отримати 10,3 млрд. м³ газу в рік.

Біогаз складається з метану (55-85%) і вуглекислого газу (15-45%). Теплотворна здатність – 21-27,2 МДж/м³. З 1 т органічної речовини при вологості 5-10% можна отримати 250-260 м³ біогазу. Переробка 1 т свіжого

коров'ячого гною з вологістю 85% може дати від 45 до 60 м³ біогазу, а 1 т пташиного посліду при вологості 75 % – до 100 м³ біогазу. 1 м³ біогазу еквівалентний за теплою згоряння 0,7 кг мазуту, 0,4 кг бензину, 0,6 кг керосину, 3,5 кг дров. Крім цього, метангенерація органічних відходів дає за 5 – 10 діб екологічно чисті добрива, 1 – 5 т яких заміщує 80 т необробленого гною. Спалювання 1 м³ біогазу в газоелектрогенераторах дає 2 кВт год. електроенергії і до 10,5 – 12 МДж теплової енергії.

При відпрацюванні відповідної технології може бути налагоджено виробництво штучного рідкого палива на основі посівів топінамбура і рапсу.

1.5. Геотермальна енергетика, мала гідроенергетика та низькопотенціальна теплота

Геотермальна енергетика

Україна має значні ресурси геотермальної теплоти. Найбільш перспективними районами її використання є Закарпаття, Крим, Передкарпаття, Харківська, Полтавська, Донецька і деякі інші, райони. Потенціальні ресурси геотермальної теплоти сприятливі для роботи ГеоТЕЦ, оцінюються величиною, еквівалентною запасам палива в 340 млрд. т у. п. [6]. Прогнозна потенціальна потужність ГеоТЕС з урахуванням ресурсів і ККД перетворення геотермальної теплоти в електроенергію складає 230 ГВт. Для розв'язання задач теплопостачання необхідні теплоносії з температурою 50 – 60 °С. Ресурси геотермальної теплоти з такими параметрами є в більшості районів України. Оціночні ресурси геотермальної енергії для теплопостачання складають 1370 ГВт.

В Україні ведуться роботи зі:

- створення промислових ГеоТЕС потужністю від 10 до 100 тис. кВт;
- створення мережі невеликих геотермальних установок потужністю 0,1 – 1,5 МВт, які працюють на базі одиничних свердловин;

— створення систем, які використовують геотермальну теплоту з температурою 70 °С і вище;

— створення установок геотермального теплопостачання і гарячого водопостачання потужністю 1 – 5 МВт.

Питома вартість ГеоТЕС згідно з оціночними розрахунками в Україні буде складати 1,5-2,0 тис. дол./кВт, собівартість електроенергії 2 – 5 центи/кВт год. Питома вартість геотермальної енергії для теплопостачання складе 2 – 4 дол./ГДж.

Мала гідроенергетика

Відомі негативні наслідки великих рівнинних ГЕС, які вважалися раніше екологічно чистими джерелами електроенергії. Комплексу екологічних вимог більше задовольняють малі об'єкти гідроенергетики. Потенціальні ресурси притоків великих, середніх і врахованих малих річок України складає більше 2400 МВт [22]. В результаті спорудження МГЕС досяжна щорічна економія палива до 0,8 млн. т у. п. (0,56 млн. т у нафтовому еквіваленті).

Мала гідроенергетика – це частина гідроенергетики, в якій водні ресурси використовуються за допомогою малих і мікрогідроелектростанцій. Сьогодні прийнято відносити до малих ГЕС електростанції або електроустановки з установленою потужністю, яка не перевищує 30 МВт, при потужності одного гідроагрегата не більше 10 МВт. До мікро-ГЕС належать електростанції або окремі гідроенергоустановки з установленою потужністю до 100 кВт.

Загальна потужність існуючих в Україні 112 малих і міні-ГЕС складає 81344 кВт. З них: у системі Міненерго 31 станція загальною потужністю 65 751 кВт; у селянських спілках – 36 станцій, потужністю 11 540 кВт; у других відомствах – 13 станцій, потужністю 4 053 кВт.

На сьогодні діючими або частково діючими є 32 станції. Це станції, які перебувають на балансі Міненерго і Агропроменерго.

На 22 станціях обладнання частково або повністю демонтоване вціліли дамби і будівлі. Останні в аварійному стані. На чотирьох станціях обладнання законсервоване, три електростанції відновлюються. На 11 станціях обладнання частково розукомплектоване. На 50% всіх електростанцій необхідний ремонт турбін і електрогенераторів або їхня часткова заміна.

На сьогодні в Україні освоєно виробництво гідротурбін для малих ГЕС потужністю 150 – 360 кВт, які відкривають можливості для відновлення закинутих мікро і малих ГЕС, освоюється виробництво агрегатів (насос-турбіна-насос) для місцевих систем водопостачання (потужністю 75 кВт). Освоєно виробництво комплектних мікро ГЕС потужністю 5 – 75 кВт.

Низькопотенціальна теплота. Теплові помпи.

Теплопомпова установка являє собою пристрій для перетворення низькопотенціальної теплової енергії в теплоту більш високого потенціалу. Зовнішня енергія (в основному електрична) витрачається на привод установки і на компресію пари робочого тіла (холодоагента). Теплові помпи дозволяють отримувати 3-6 кВт год теплової енергії на 1 кВт год електроенергії, що витрачається на привод. Якщо кращі котельні агрегати, які працюють на газі, мають коефіцієнт використання палива 0,85-0,9, на вугіллі – 0,8-0,85, то для теплопомпових установок він дорівнює 3-6 (коефіцієнт вище одиниці досягається за рахунок використання теплоти зовнішнього середовища).

Як джерело низькопотенціальної теплоти виступає навколишнє повітря (середня температура 5-15°C), вентиляційні викиди (15-25°C), ґрунт (5-10°C), ґрунтові води (10-15°C), водоймища, ріки, озера, моря (10-17°C), зворотна вода (25-40°C), геотермальні джерела (40-65°C), високотемпературні рідини (40-70°C), молоко (35°C) та ін.

Теплові помпи широко використовуються за кордоном в комунально-побутовому секторі, промисловості і сільському господарстві для:

- теплопостачання курортно-оздоровчих комплексів, для яких обов'язково підвищенні вимоги до охорони навколишнього середовища, замість невеликих котелень;

- теплопостачання промислових підприємств, а також поблизу розташованих населених пунктів, для чого може використовуватися викидна низькопотенціальна теплота (вода з температурою зимою 20 – 30 °С) самих підприємств;

- сільськогосподарських процесів на молочнотоварних фермах для охолодження молока з одночасним нагріванням технологічної води;

- теплопостачання громадських закладів;

- теплопостачання будинків індивідуальної забудови в сільській місцевості (теплопродуктивність теплових pomp 5 – 20 кВт).

Тільки в чотирьох країнах – США, Швеції, Англії та Німеччині сьогодні працює біля 10 млн. теплових pomp, які економлять за рік біля 220 млн. т. у. п.

АТ «Инсолар» освоїло випуск автоматизованої теплопомпової установки АТПУ-10 теплопродуктивністю 10,3 кВт, яка призначена для теплохолодопостачання будівель садибного типу в сільській місцевості за рахунок використання низькопотенціальної теплоти ґрунту. Установка забезпечує протягом року автоматизоване підтримання комфортних умов у житлових приміщеннях, а також забезпечує теплотою і холодом надвірні будівлі (теплиці, фрукто- і овочесховища).

Друга установка АТ «Инсолар» – ТУГВ-200 теплопродуктивністю 2 кВт, використовує низькопотенціальну теплоту вентиляційних викидів приміщень. Установку призначено для гарячого водопостачання будівель садибного типу в сільській місцевості. Вона забезпечує протягом року автоматизоване гаряче водопостачання сільських котеджів, фермерських

будинків тощо, а також працює як холодильна машина в теплі години року. Коефіцієнт використання палива цієї установки 1,32.

З 1986 по 1993 р. було впроваджено біля 300 теплопомпових установок типу ТХУ-М теплопродуктивністю 10 кВт, призначених для гарячого водопостачання молочнотоварних ферм, які використовують теплоту парного молока.

Використання компресійних електроприводних теплових pomp для тепло- та холодозабезпечення ферм, опалення та гарячого водопостачання індивідуальних житлових будинків, курортних комплексів, санаторіїв, готелів, невеликих промислових підприємств може забезпечити теплові навантаження до 1800 МВт, використання абсорбційних ТП для зазначених цілей може забезпечити теплові навантаження до 400 МВт.

В Україні освоюють теплові помпи підприємства, що спеціалізуються на виробництві холодильної техніки: ВО «Мелітопольхолодмаш», ВО «Одесахолодмаш», ВО «Кристал» (м. Харків). НДІ компресорного машинобудування (м. Суми) освоює ТП потужністю 1000 кВт з використанням гвинтового компресора.

Абсорбційні потужністю 10, 30, 60 та 1000 кВт ТП розроблені ІТТФ НАН України.

Обсяги потужностей з виробництва теплової енергії теплопомповими установками в Україні у 2020 р. можуть скласти 100 МВт, що дозволить витіснити споживання нафтопродуктів та природного газу на 300 тис. т у. п. на рік, а відповідні показники у 2030 р. – 1800 МВт та 1800 тис. т. у. п.

Висновки до розділу 1

В Україні розроблено і відпрацьовується ряд варіантів систем гарячого водопостачання й опалення із застосуванням сонячних колекторів і теплових pomp. Відпрацювання цих систем ведеться на ряді об'єктів виробничих енергетичних установок об'єднань, зокрема, на «Вінницяенерго», «Львівенерго» та ін.

У країні почався процес освоєння виробництва обладнання: серійно виготовляються сонячні колектори, вітроенергоустановки потужністю 200, 100 і 45 кВт (паралельна робота з електричною системою), на стадії виготовлення заводських дослідних серій знаходяться вітроустановки на 0,5-1,0 кВт (автономні). Приступили до серійного виробництва 15 типів теплових pomp теплопродуктивністю 7-65 кВт, освоєється декілька спеціалізованих моделей (10-55 кВт), виробляються комплектні мікро-ГЕС 5-30 кВт, малі гідротурбіни 50-350 кВт, асинхронні генератори. Інтенсивно ведуться розробки технологій отримання і використання нетрадиційних газів, термохімічної газифікації біомаси і відходів деревини, освоєно виробництво малих газових турбін, турбодетандерів [9]. Можна відзначити наявність в Україні промислової бази для виробництва практично всіх видів обладнання для нетрадиційної енергетики, але економічні труднощі і незадовільний інвестиційний клімат перешкоджає використанню створеної промислової бази.

Якщо нетрадиційні поновлювальні джерела енергії виробляли 0,5% енергії, то згідно з Енергетичною програмою України до 2030 року структурно їх роль передбачається збільшити до 8 – 10 %. Програмні завдання за технологіями виглядають наступним чином. Виробництво електроенергії: сумарно – 12,74ТВт год, вітроустановки – 3,83 ТВт год., сонячні системи (фотоперетворювачі і комбіновані сонячно-теплові) – 1,9 ТВт год., теплові на вугільному метані – 1,07 ТВт год., на некондиційних газах – 0,86 ТВт год., на побутових відходах і біомасі –

1,6 ТВт год., електрогенеруючі мінітеплоутилізаційні технології – 2,1 ТВт год. Виробництво теплової енергії: сумарно – 26 ТВт год, технології на основі сонячних колекторів – 4,5 ТВт год., геотермальне тепlopостачання – 12 ТВт год., теплопомпові технології – 5,7 ТВт год., малі теплоелектроцентралі на вугільному метані – 0,9 ТВт год., на некондиційних газах – 1,1 ТВт год. і на побутових відходах і біомасі – 3,6 ТВт год.

РОЗДІЛ II.

ОЦІНКА ПОТЕНЦІАЛУ ПОНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ

2.1. Геліоенергетичний потенціал України

При проектуванні геліоенергетичних систем необхідно враховувати геліотехнічні можливості місцевості. Під цим розуміють кількісні характеристики потоків сонячної інсоляції й можливість їхнього використання для роботи різних типів сонячних установок. Фактичний радіаційний режим визначає характер рельєфу й особливості атмосферних умов. Радіаційний режим території України, особливо її південних районів, сприятливий для практичного використання сонячної енергії. У цілому відома середня інтенсивність сонячної інсоляції для різних регіонів України. Для визначення раціонального місця розташування сонячних установок залежно від метеорологічних зон країни проведено статистичну оцінку кліматичних умов, яка дозволяє отримати інформацію про енергетичну доцільність використання енергії Сонця протягом року.

Річне надходження сумарної сонячної радіації в реальних умовах хмарності знаходиться на рівні 1050 – 1400 кВт год./м² при загальному збільшенні від 52° до 43° північних широт, в яких розташована Україна. Для загальної оцінки ресурсів сонячної радіації територію України умовно розділяють на чотири зони.

Перша зона характеризується річною сумарною сонячною радіацією менше 1100 кВт год./м², друга – 1100 – 1200 кВт год./м², третя – 1200 – 1300 кВт год./м², четверта – 1300 – 1400 кВт год./м². У таблиці 2.1 представлені середньомісячні та середньорічні суми прямої (I), розсіяної (II) і прямої та розсіяної (III) сонячної радіації на горизонтальному поверхню в різних кліматичних зонах України. На рис. 2.1 показана зміна сумарної сонячної радіації по місяцях для районів Чернігова, Києва, Одеси та Євпаторії – міст, які розташовані в різних зонах України [39].

Таблиця 2.1

Середньомісячні і середньорічні суми прямої (I), розсіяної (II) і прямої та розсіяної (III) радіації на горизонтальну поверхню в різних кліматичних зонах України, кВт год./м²

Місяці		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	За рік
I зона Чернігів	I	6,5	13,4	30,7	51,3	80,0	90	81,8	73,5	48,6	20,5	4,5	2,8	503,6
	II	18,6	29,4	47,4	60,3	80,0	81	84,6	68,8	47,7	31,6	15,3	12,1	576,8
	III	25,1	42,8	78,1	111	160	271	166	142	96,3	52,1	19,8	14,9	1080,4
II зона Київ	I	6,9	15,0	37,4	50,7	81,7	98,9	95,5	80,8	55,8	29,8	7,3	4,6	564,4
	II	19,8	26,7	47,9	63,0	79,6	82,1	80,08	66,9	86	33,0	17,4	13,8	579,6
	III	26,7	41,7	85,3	113	161	181	176	147	104	62,8	24,7	18,4	1144,0
III зона Одеса	I	7,1	14,3	40,1	74,1	113	127	140	118	82,5	36,8	12,7	6,1	771,4
	II	19,4	26,9	48,6	60,8	69,9	68,7	65,0	54,9	43,7	36,1	17,1	15,8	526,9
	III	26,5	41,2	88,7	134	181	196	205	173	126	72,9	29,8	21,9	1298,3
IV зона Євпаторія	I	14,6	21,4	47,9	77,7	93,7	123	145	123	86,7	59,3	21,5	107	925,7
	II	31,1	30,8	39,7	59,5	73	70,4	65,7	56,4	49,1	38,8	27,8	20,6	562,9
	III	45,7	52,2	87,6	137	169	193	211	179	135	98,1	49,3	31,3	1390,8
Сумська обл.	III	24,3	42,6	83,8	114,4	158,9	177,3	172,1	145,1	99,7	56,6	21,8	15,9	1112,2
Волинська обл.	III	22,9	33,7	76,8	97,2	143,5	150,7	150,7	131,4	86	47,3	21,8	14,4	977,2
Хмельницька обл.	III	27	40,5	78,5	104,1	146,5	151,1	153,9	137,1	95,5	56,7	23,8	18,4	1033,3
Полтавська обл.	III	27	43,9	78	113,3	161	174,4	176,7	149,2	109,8	63,4	42	16,3	1140,5
Донецька обл.	III	33,6	44,9	77,5	109,2	159,5	173,4	184	159,7	114,3	69,8	30	18,5	1182
Закарпатська обл.	III	29,1	44,2	87,5	120	161,1	169,8	169,8	151,6	113,4	71,8	28,2	17,6	1164
Херсонська обл.	III	32,7	46,4	91	127,1	170,6	191,3	193,1	170,9	123	79,4	32,6	23,4	1281,4

У сумарне значення сонячної радіації внесок розсіяної радіації складає 40 – 50 %. Частка прямої сонячної радіації з листопада до лютого складає 20 – 40 %, з березня до жовтня – 40 – 65 %, на південному березі Криму в літній місяці – до 65 – 70 %. Інтенсивність і годинні суми прямої і розсіяної сонячної радіації в літні місяці ранком більші на 3 – 4 %, ніж у відповідні за висотою Сонця у вечірні часи. Це пов'язано із впливом

прозорості атмосфери, яка в літній час у першій половині дня більш прозора.

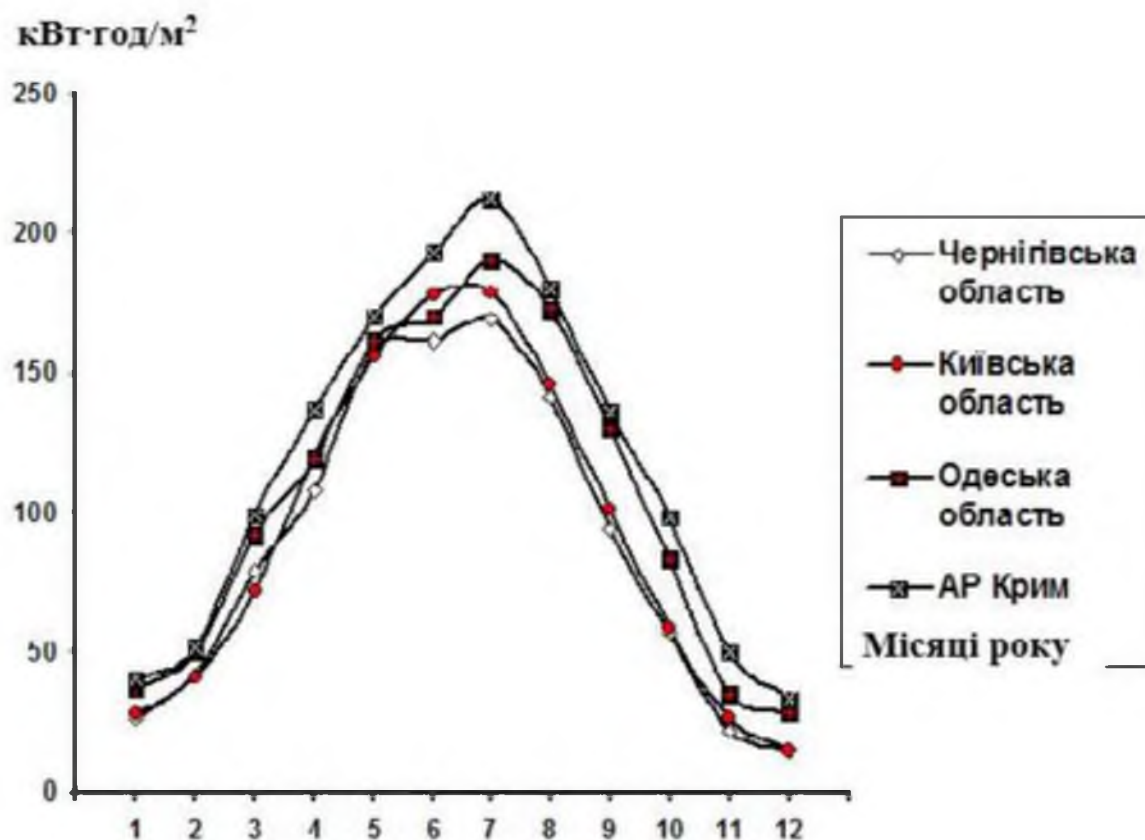


Рис. 2.1. Надходження сумарної сонячної радіації на горизонтальному поверхню в різних кліматичних зонах України

Найбільша кількість годин сонячного сяння (2300 – 2400) спостерігається у Криму і на узбережжі Чорного і Азовського морів. У степній частині України протяжність сонячного сяння за рік складає 2000 – 2200 годин. У напрямку Полісся і на схід України довжина сонячного сяння зменшується до 1740 – 1840 годин, у низинах Закарпатської області кількість годин сонячного сяння досягає 2025 годин. Найбільш сонячні місяці – травень-серпень, менше всього сонця в листопаді-лютому.

Для визначення раціональних місць розташування геліоустановок, більш наближених до місцевості, залежно від метеорологічних даних кліматичних зон України, в ІМЕСГ розроблена програм; статистичної оцінки кліматичних умов [14], яка дозволяє отримати інформацію про

ймовірність енергетично доцільного використання ПДЕ протягом року для технологічних потреб сільського господарства. Програма дозволяє провести параметричну і непараметричну оцінки статистичних реалізацій випадкових процесів надходження сонячної інсоляції. Вона складена за модульним принципом, тобто окремі її відділення виконані з блоків, які з'єднуються і викликаються в міру необхідності керуючого програмою.

На першому етапі вводиться вихідна інформація у вигляді масиву (вибірки) щоденних даних сумарної сонячної радіації (або середньодобової швидкості вітру) за відрізок часу не менше ніж 20 років. За введеними даними визначається математичне сподівання, дисперсія, третій і четвертий центральні моменти, а за ними – асиметрія і ексцес. Ці величини дають можливість знайти шукану ймовірність, за якою визначаються дні року, коли доцільно використовувати установки для утилізації ПДЕ.

За даними ймовірних характеристик отримані ймовірність приходу радіації в зоні метеорологічних станцій кожного дня протягом місяців року. Ці дані викладені у вигляді таблиць у [15], а сумарні місячні приходи сонячної інсоляції влітку наведені в таблиці 2.2.

Відомо, що використання сонячної енергії доцільне при сумарній радіації за добу, більшій 15 МДж/м^2 [16]. За розрахунками нанесені на карту України дані по розподілу її території за інтенсивністю надходження сонячної інсоляції [115]. В якості прикладу на рис. 2.2. наведена така карта для січня та квітня місяця, а на рис. 2.3 для липня, жовтня.

Головними факторами, які визначають характер радіаційного режиму різних фізико-географічних районів території України в теплий період року, є хмарність і режими температури і вологості приземного шару повітря. Деяку роль відіграють також властивості підстиляючої поверхні, оскільки вона впливає на процеси утворення і розсіювання хмар.

У Причорноморському степу і в Криму формування радіаційного режиму проходить під безпосереднім впливом моря. Причому основну роль у цьому відіграють бризи.

Таблиця 2.2

Прихід сумарної сонячної радіації в регіоні розташування метеостанції України з ймовірністю не менше 0,6

№ п/п	Місце розташування метеостанції	Прихід сонячної радіації, кал/см, протягом місяця						Всього кал см ² (МЦжм ²)
		квітень	травень	червень	липень	серпень	вересень	
1	Ковель	-	7533	9589	7954	4935	-	30010(1250)
2	Н. Ушиця	-	8209	10832	11399	5230	-	35670(1486)
3	Бориспіль	2833	13763	16336	15175	10586	-	55862(2327)
4	Полтава	-	11891	15408	14843	10655	1987	54784(2228)
5	Велика-Анадоль	-	8718	14640	14660	12663	-	50681(2111)
6	Асканія Нова	-	13810	15446	14514	11199	3559	59528(2459)
7	Одеса	-	13942	15995	15799	13121	6669	65526(2730)
8	Болград	-	15078	16413	16244	13710	7042	68487(2853)
9	Євпаторія	9149	15612	17456	17999	15545	9366	85127(3546)
10	Карадаг	6489	15361	17207	16845	15171	9640	80713(3363)

У квітні та вересні бризи виражені недостатньо, тому їх вплив несуттєвий. У травні бризи підсилюються і досягають свого найбільшого розвитку в червні і липні. Під їхнім впливом у прибережній смузі створюються умови, які несприятливі для розвитку хмарності, як наслідок – зростає сумарна радіація. На деякій відстані від берега моря (біля 50 км) бризова циркуляція припиняється і створюються умови, що сприяють виникненню вертикального руху. У результаті цього створюються зони збільшеної хмарності і відносного мінімуму сонячної радіації (центр Криму, райони Асканії-Нови, Херсона, Болграда).



Середні добові величини сумарної радіації (МДж/м²)
за даними безпосередніх вимірювань

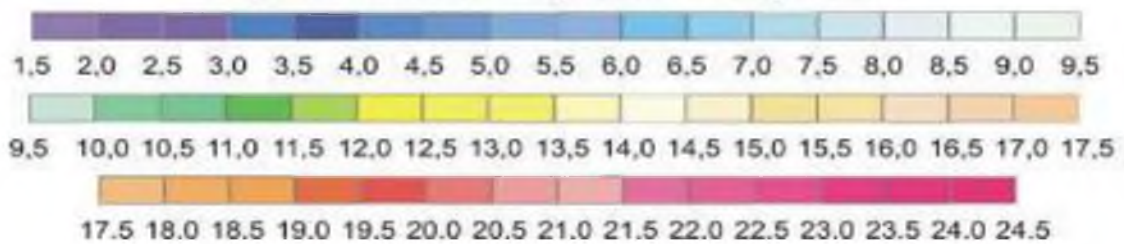


Рис 2.2. Сонячноенергетичні ресурси України (січень, квітень) /Solar energy resources of Ukraine (January, April) [29]



Середні добові величини сумарної радіації (МДж/м²)
за даними безпосередніх вимірювань

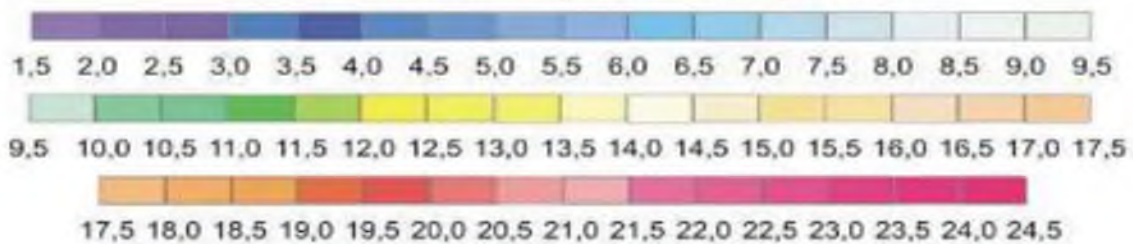


Рис 2.3. Сонячноенергетичні ресурси України (липень, жовтень)
/Solar energy resources of Ukraine (July, October) [29]

У центрі північної частини України, уздовж заплави Дніпра, розташована смуга підвищених значень сумарної радіації, особливо добре виражених у травні-червні. Обабіч цієї смуги на відстані біля 100 км спостерігається зменшення сумарної сонячної радіації, причому на заході більш суттєво, ніж на сході. До півдня смуга розширюється, і різниця в сумарній радіації за довготою згладжується.

Максимальне значення ймовірності добової сумарної радіації більше 15 МДж/м² характерне для Південного берега Криму і Півдня Причорноморської низини. Вони досягають до 88 % (червень-липень), причому в ці місяці площа, що обмежується ізолінією 70 %, займає центральну, східну і південну частини України.

Мінімальне значення ймовірності відзначається у квітні-вересні в західній частині України (від 20 до 35 %). У ці місяці ізолінія 50 % окреслює райони Причорноморської низовини і Криму.

У цілому в теплий період року геліоустановки з плоскими колекторами, які працюють при наявності добових сумарних радіацій більше 15 МДж/м², можуть працювати з повним навантаженням протягом більше 4 місяців у районі півдня України і в Криму, протягом 3,5 – 4 місяців – у центральній, південно-східній і степній частинах України і протягом 3 місяців – у західній і північній частинах України.

2.2. Потенціал енергії вітру

Енергію вітру в Україні використовували з прадавніх часів. У 1917 році кількість вітряків в Україні складала 20 – 30 тисяч, вони виробляли 150 – 200 тисяч кіловат енергії. З початком колективізації кількість вітряків значно зменшилась, а прихильність до гігантизму в радянський час практично витіснила їх із практичного застосування. За офіційними даними, на 1955 рік в УРСР використовувалось всього 8500 вітряків загальною потужністю 60 тис. кінських сил. Загалом вітрова енергія в Україні в останні часи не використовувалась і роботи в галузі вітроенергетики почали проводитись порівняно недавно.

Незважаючи на невелику швидкість вітру в багатьох районах України, енергетичний потенціал його достатньо великий для того, щоб успішно розвивати вітроенергетичну галузь.

Вимірювання швидкості вітру на території України проводиться на 79 метеостанціях Державного комітету з гідрометеорології і на 124 метеорологічних пунктах різних відомств і організацій. Вимірювання проводяться на висоті від 9 до 20 м над рівнем поверхні землі. Швидкість вітру вимірюється за допомогою флюгерів і анемометрів. Систематичне вимірювання швидкості вітру проводиться протягом останніх 40 років. Зміна середньої швидкості вітру протягом року в регіонах України наведена в таблиці 2.4. Дані про зміну швидкості вітру для інших метеорологічних станцій наведені в [11]. За цими даними карта території України розподілена на зони. Зони різної швидкості вітру взимку, весною, влітку та восени показані на рисунках 2.4 – 2.5.

Важливе значення для розрахунків обсягів електроенергії, яка виробляється вітроустановками, має також розподілення потужності вітрового потоку за кількістю днів і частота вітрових потоків протягом року.

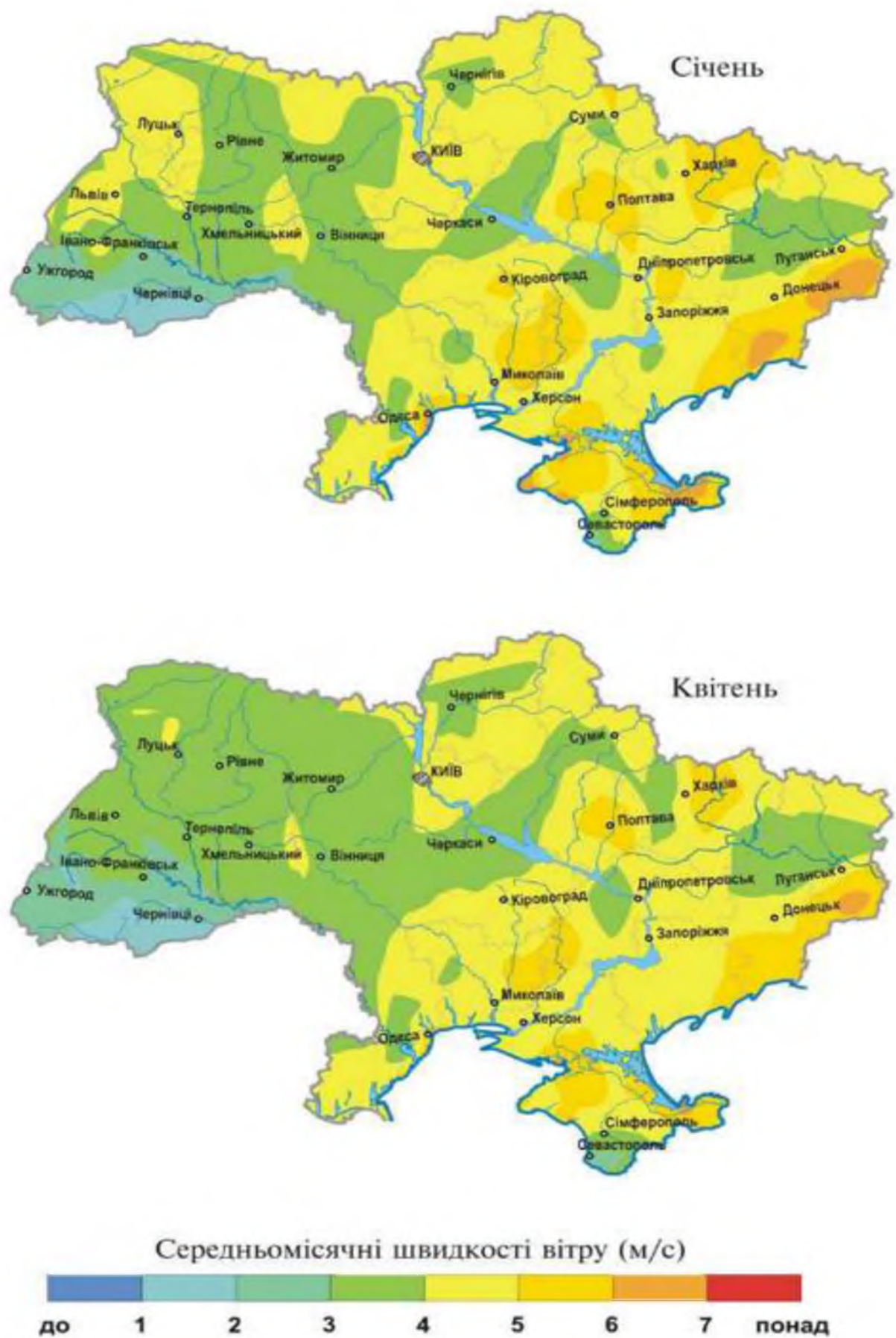


Рис. 2.4. Вітроенергетичні ресурси України (січень, квітень). /Wind energy resources of Ukraine (January, April) [29]

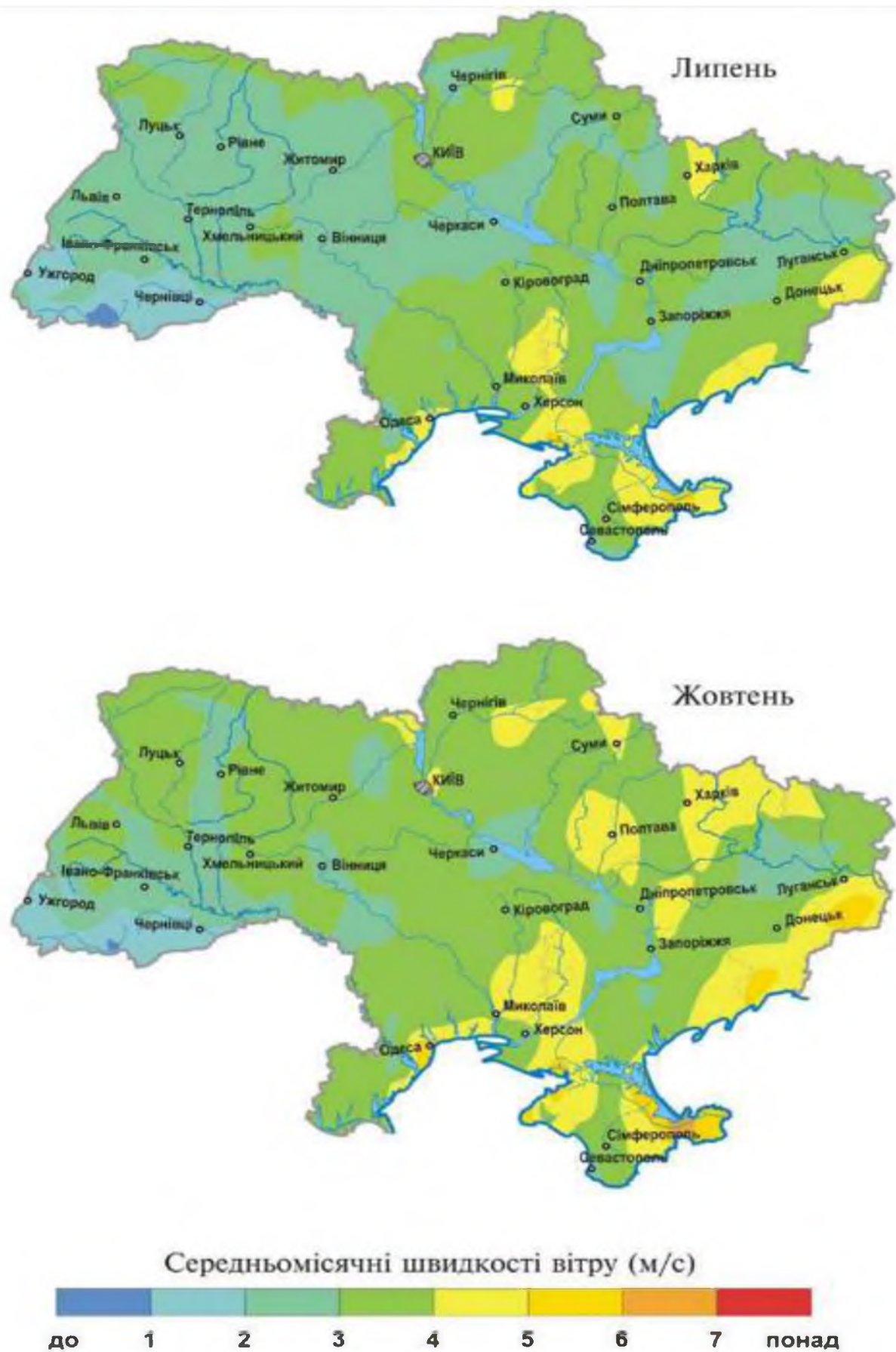


Рис. 2.5. Вітроенергетичні ресурси України (липень, жовтень). /Wind energy resources of Ukraine (July, October) [29]

Швидкості вітру на метеостанціях вимірюються на висоті 9 – 20 м (табл. 2.4), тоді як вісь обертання лопатей сучасних вітроенергетичних установок може розміщуватись на висотах до 52 м.

Таблиця 2.4

Середньомісячні і середньорічні швидкості
вітру в регіонах України (м/с)

Назва метеостанції	Висота вимірювань, м	Місяці												За рік
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Житомир	16	4,3	4,5	4,4	4,1	3,6	3,2	2,9	2,8	3,1	3,7	4,3	4,3	3,8
Чернігів	13	4,2	4,4	4,2	4,8	3,6	3,3	3,1	3,0	3,1	3,7	4,2	4,5	3,8
Суми	14	4,8	5,2	4,8	4,3	3,9	3,5	3,3	3,2	3,5	4,1	4,8	4,9	4,2
Хмельницький	12	4,1	4,3	4,1	3,6	3,2	2,9	2,6	2,5	2,7	3,2	4,2	3,9	3,4
Харків	10	5,1	5,5	5,2	4,9	4,5	3,8	3,7	3,5	5,5	4,1	5,0	5,1	4,5
Полтава	12	5,4	5,8	5,5	5,0	4,6	3,9	3,8	3,7	3,8	4,4	5,2	5,3	5,7
Дніпро	11	5,3	5,7	5,2	4,9	4,6	3,8	3,7	3,6	3,8	4,2	5,0	5,0	4,6
Асканія-Нова	10	5,5	5,9	5,6	5,0	4,4	4,1	4,0	4,0	3,8	4,2	4,9	5,2	4,7
Донецьк	10	6,2	6,8	6,2	5,9	5,0	4,0	3,8	3,8	4,0	4,8	5,9	5,9	5,2
Бердянськ	12	5,7	6,0	5,9	5,2	5,1	4,5	4,4	4,3	4,1	4,9	5,9	6,1	5,2
Генічеськ	14	5,0	5,8	5,7	5,3	5,2	4,8	4,6	4,6	4,5	5,2	5,6	5,0	5,2
Хорли	13	6,1	6,5	6,6	6,1	6,0	5,6	5,4	5,4	5,1	5,6	5,8	6,1	5,9
Керч	14	5,9	6,6	7,0	5,4	5,1	5,1	4,6	4,7	5,0	5,2	5,8	5,8	5,5
Мисове (Крим)	9	6,7	6,9	6,9	6,1	5,6	5,4	5,5	5,7	6,9	6,4	6,6	7,0	6,2
Ай-Петрі (Крим)	11	6,6	6,9	6,1	5,1	4,6	4,6	4,8	4,7	4,4	4,9	5,4	6,2	5,5
Караби-Ялта (Крим)	6	6,9	7,0	6,5	6,2	5,7	5,1	5,0	5,0	5,2	5,6	6,1	6,7	5,9
Плай (Карпати)	10	6,5	6,0	6,1	6,5	5,2	5,3	5,5	5,0	5,8	6,6	7,0	6,6	6,0
Пожежевська (Карпати)	12	7,6	6,9	6,1	4,9	4,3	4,0	4,3	3,9	4,9	5,9	7,7	7,7	5,7

Дані табл. 2.4 приведені до рівнозначних умов, до висоти 10 м над земною поверхнею відповідно до міжнародного стандарту і умов відкритої місцевості, для отримання експертних оцінок вітроенергетичних ресурсів та визначення техніко-економічних показників застосування вітроустановок.

При цьому прийнято, що розподілення швидкості вітру підлягає трипараметричному розподілу Вейбулла. Значення коефіцієнтів розподілу (c – параметр форми, a – зсуву, b – масштабу) наведені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5

Значення коефіцієнтів розподілу Вейбулла
повторювань швидкості вітру

Середньорічна швидкість вітру, v_{cp} , м/с	Коефіцієнти		
	a , м/с	b , м/с	c , в. о.
$V_{cp} < 4,25$	-0,8	4,7	1,4
$4,25 < v_{cp} < 4,75$	-1,25	6,4	1,6
$4,75 < v_{cp} < 5,25$	-0,55	6,1	1,4
$5,25 < v_{cp} < 5,75$	-1,00	7,2	1,6

Розрахунок коефіцієнтів на висоті центру вітроколеса проводять за наступними формулами [13]:

$$A = a \cdot (0,1 \cdot H)^{1/7}, \quad B = b \cdot (0,1 \cdot H)^{1/7}, \quad C = c. \quad (2.1)$$

Природній потенціал E_n , що являє собою кінетичну енергію вітрового потоку за рік і переноситься через перетин перерізом 1 м^2 на висоті H над земною поверхнею, протягом часу T можна розрахувати за формулою:

$$E_n = 0,5 \rho T \int_0^{\infty} \vartheta^3 \Psi_{\vartheta} d\vartheta, \quad (2.2)$$

де ϑ – швидкість вітру,

ρ – густина повітря;

Диференційна щільність розподілу швидкостей вітру протягом часу T розраховується за формулою:

$$Щ = \frac{C}{B} \left(\frac{\vartheta - A}{B} \right)^{C-1} \exp \left[- \left(\frac{\vartheta - A}{B} \right)^C \right]. \quad (2.3)$$

Розрахункова швидкість вітру ϑ_p , на якій переноситься найбільша його енергія протягом року, визначається з умови максимуму підінтегральної функції виразу (2.2).

Обсяг виробництва енергії вітроустановкою з площею вітрового колеса 1 м^2 і центром його розташування на висоті H над земною поверхнею розраховується за виразом [10]:

$$E_T = T \int_{\vartheta_{min}}^{\vartheta_{max}} K_2 K_M P(\vartheta) Щ_{\vartheta} d\vartheta, \quad (2.4)$$

де $P(\vartheta)$ – функціональна залежність потужності вітроустановки від швидкості вітру:

$$P(\vartheta) = P_n \left[\frac{K_6 (\vartheta / \vartheta_n)^3}{1 - (1 - K_6) (\vartheta / \vartheta_n)^3} - K \right]; \quad (2.5)$$

P_n – номінальна потужність генератора:

$$P_n = 0,5 \rho K_E \eta_{zn} \vartheta_n^3 / (1 + K_0), \quad (2.6)$$

за умов, якщо $P(\vartheta) < 0$, то $P(\vartheta) = 0$, при $P(\vartheta) > P_n$ – $P(\vartheta) = P_n$,
 $P_n \leq 500 \text{ Вт/м}^2$ при $\vartheta_n < \vartheta_p$;

K_2 – коефіцієнт технічної готовності вітроустановки,
 $K_2 = 0,95 - 0,97 \text{ в.о.};$

K_M – коефіцієнт, що враховує зупинки вітроустановки за наявності вітру внаслідок обмерзання та налипання мокрого снігу на лопатях, в умовах України $K_M = 0,96 - 0,98$ в.о.;

$\eta_{гн}$ – номінальна величина ККД генератора;

\mathcal{G}_n – номінальна швидкість вітроустановки;

K_E – коефіцієнт використання енергії вітрового потоку за допомогою вітроколеса, $K_E = 0,3 - 0,435$ в. о.;

K_o – коефіцієнт, що характеризує споживання енергії під час роботи вітроустановки без навантаження, $K_o = 0,05$ в. о.;

K_g – коефіцієнт, що характеризує відносне зменшення ККД при швидкості вітру меншій від номінального значення, $K_g = 0,9$ в. о.

У таблиці 2.6 наведені результати розрахунків природного і технічно можливого для реалізації потенціалів енергії вітрового потоку на 1 м^2 перетину залежно від висоти над земною поверхнею. При розрахунках приймалось: $\mathcal{G}_{min} = 3,5 \text{ м/с}$, $\mathcal{G}_{max} = 25 \text{ м/с}$, $T = 8\,760$ год.

Аналіз результатів розрахунків показує, що за допомогою вітроустановки можна технічно реалізувати тільки 15 - 19 % річного обсягу енергії вітру.

Найсприятливіші регіони для промислового виробництва електроенергії характеризуються середньорічною швидкістю вітру 5 м/с та 5,5 м/с на висоті 10 м над земною поверхнею. За статистичними даними, така швидкість вітру спостерігається в таких регіонах України: Азово-Чорноморське побережжя, Одеська, Херсонська, Запорізька, Донецька, Луганська, Миколаївська, Кримська області, район Карпат (табл. 2.4).

Найбільша швидкість вітру спостерігається на відкритих високогірних станціях (Плай, Пожежевська) в Карпатах і у Криму (Ай-Петрі, Карабі-Яйла), на мисах і косах Чорного і Азовського морів.

У захищених передгір'ях і гірських долинах швидкість вітру значно менша.

Таблиця 2.6

Величини природного і технічного потенціалу
енергії вітрового потоку в умовах України

Регіон, середня річна швидкість вітру, м/с	H, м	Природний потенціал		Потенціал, який можна реалізувати технічно		
		E_n , кВт год(м ² рік)	v_p , м/с	E_m , кВт год(м ² рік)	P_n , кВт год(м ² рік)	v_n , м/с
Північ $v_{cp} < 4,25$	10	944	8,5	174	0,125	8,5
	15	1123	8,8	203	0,140	8,8
	30	1512	9,9	279	0,200	9,9
	45	1799	10,5	332	0,240	10,5
	60	2036	11,0	375	0,270	11,0
	80	2303	11,3	421	0,300	11,3
	100	2534	11,7	463	0,330	11,7
Центр $4,25 < v_{cp} < 4,75$	10	1690	10,0	330	0,200	10,0
	15	2011	10,5	390	0,240	10,5
	30	2708	11,5	518	0,310	11,5
	45	3222	12,5	630	0,400	12,5
	60	3645	12,8	702	0,435	12,8
	80	4124	13,3	786	0,480	13,3
	100	4538	13,7	848	0,500	13,5
Південь $4,75 < v_{cp} < 5,25$	10	2365	11,2	439	0,290	11,2
	15	2814	11,8	519	0,340	11,8
	30	3788	13,0	689	0,450	13,0
	45	4508	13,8	797	0,500	13,5
	60	5100	14,4	861	0,500	13,5
	80	5768	15,0	925	0,500	13,5
	100	6346	15,5	976	0,500	13,5
Крим, Карпати $5,25 < v_{cp} < 5,75$	10	2694	11,3	525	0,300	11,3
	15	3206	12,0	622	0,355	12,0
	30	4316	13,3	832	0,480	13,3
	45	5136	14,1	944	0,500	13,5
	60	5811	14,7	1018	0,500	13,5
	80	6574	15,3	1092	0,500	13,5
	100	7234	15,7	1149	0,500	13,5

На Волино-Подільському, Придніпровському і Приазовському узгір'ях, а також Донецькому кряжі відзначається збільшення швидкості вітру.

Енергію вітру найбільш доцільно використовувати:

у зимовий період: у Львівській, Тернопільській, Київській, Чернігівській, Черкаській, Полтавській, Сумській (на південь від лінії Ромни-Білопілля), Одеській (на південь від лінії Роздільне-Сербка), Херсонській, Кримській, Донецькій (на південь від лінії Великоанадоль-Дебальцево) областях;

у весняний період: у Львівській, Тернопільській, Київській, Чернігівській, Черкаській, Полтавській, Сумській (на південь від лінії Ромни Білопілля), Харківській (на північ від лінії Красноград-Харків), Кіровоградській, Миколаївській (на схід від лінії Очаків-Вознесенськ), Херсонській, Кримській, Донецькій (на північ лінії Червоноармійськ-Дебальцево) областях;

у літній період: у Чернігівській, Черкаській, Донецькій (на південь лінії Донецьк-Дебальцево), Кримській областях;

у осінній період: у Львівській, Київській, Чернігівській, Полтавській, Черкаській (на схід від лінії Сміла-Канев), Донецькій (на південь від лінії Великоанадоль-Амвросіївка), Херсонській (на південь від лінії Херсон-Попелак), Кримській областях.

Наявні дані дають можливість сьогодні визначити доцільність використання вітроустановок на конкретній території і напрямок їх діяльності.

Загальна площа, на якій отримання електричної енергії від вітроустановок доцільне, складає 20 % усієї площі України. Річний економічний потенціал вітрової енергії при ефективному використанню вітроагрегатів складає 300 – 600 млрд. кВт год. електроенергії. Для порівняння: у 2015 р. всі електростанції України виробили 282,6 млрд. кВт год. електроенергії.

2.3. Використання низькопотенціальної теплоти за допомогою теплових pomp

Теплова помпа здійснює передачу внутрішньої енергії від енергоносія з низькою температурою до енергоносія з більш високою температурою. Оскільки відповідно до другого основного закону термодинаміки тепла енергія без будь-якої зовнішньої дії може переходити тільки з високого температурного рівня на більш низький, для здійснення теплопомпового циклу необхідно використовувати привідну енергію. Тому процес передачі енергії в напрямку, протилежному природному температурному напору, здійснюється у круговому циклі. На рис. 2.6 як приклад наведена схема парової холодильної машини, де робочою речовиною служить кипляча при низькій температурі рідина – холодоагент.

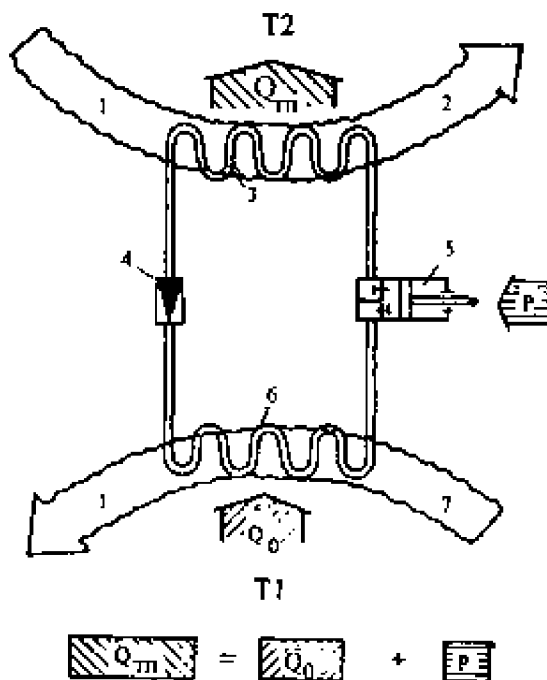


Рис. 2.6. Тепло-помповий цикл (холодильна машина):

1 – енергоносій, 2 – приймач теплоти; 3 – конденсатор; 4 – регулюючий клапан; 5 – компресор; 6 – випаровувач; 7 – джерело теплоти

Енергоносії, які постачають теплову енергію з низькою температурою для здійснення теплопомпового циклу, називаються джерелами теплоти. Вони віддають теплову енергію шляхом теплопередачі, конвекції і (або) випромінювання. Енергоносії, які сприймають в теплопомповому циклі теплову енергію підвищеного потенціалу, називаються приймачами теплоти. Вони сприймають теплову енергію шляхом теплопередачі, конвекції і (або) випромінювання. Енергоносієм, який служить джерелом теплоти, надходить у випаровувач, де випаровується рідкий холодоагент. Теплота випаровування, необхідна для цього, відбирається від джерела теплоти, так як випаровування холодоагенту проходить при низькій температурі

У круговому циклі пари холодоагенту всмоктуються компресором і стискаються до високого тиску. При стискуванні їх температура підвищується, що створює можливість віддачі теплової енергії теплоприймачу.

Пари холодоагенту при підвищенні тиску надходять у конденсатор, через який протікає енергоносієм, що служить приймачем теплоти. Його температура нижча температури пари холодоагенту при підвищеному тискові. При конденсації пари виділяється теплова енергія, яка сприймається теплоприймачем. Із конденсатора рідкий холодоагент через регулюючий вентиль (дросельний клапан) надходить знову у випаровувач, і круговий цикл замикається. У регулюючому вентилі високий тиск, при якому надходить холодоагент із конденсатора, знижується до тиску у випаровувачі. Одночасно знижується його температура.

Таким чином, за допомогою теплової помпи можлива передача теплової енергії від джерела теплоти з низькою температурою до приймача з високою температурою при підводі зовні механічної енергії для привода компресора (приводна енергія). Як видно з рис. 2.6, схема холодильної машини і теплової помпи відрізняється тільки призначенням.

До холодильних машин належить обладнання, яке дозволяє здійснити відбирання теплової енергії від тіл з температурою, нижчою від температури навколишнього середовища (тобто виробництво холоду). Якщо необхідно отримати визначену кількість теплоти з високою температурою або одночасно і теплоти, і холоду, таке обладнання належить до теплових pomp.

Як показано на рис. 2.6, теплопродуктивність (теплова потужність) теплової помпи складається з двох складових: теплоти, отриманої випаровувачем від джерела теплоти (Q_0), і приводної енергії P , за допомогою якої отримана теплова енергія піднімається на більш високий температурний рівень. Звідси впливає визначення теплових pomp: теплова помпа являє собою пристрій, який сприймає тепловий потік при низькій температурі (на холодній стороні), а також необхідну для привода енергію і передає споживачу тепловий потік, об'єднуючи обидва потоки енергії при підвищеній (порівняно з холодною стороною) температурі.

Це визначення дійсне для компресорних та абсорбційних теплових pomp.

Абсорбційна теплова помпа має також випаровувач і конденсатор, які працюють так само, як у паро-компресорному циклі. Теплота підводиться до випаровувача, викликає кипіння холодоагенту при низькому тиску. Корисне тепло відводиться до конденсатора, всередині якого проходить конденсація при високому тиску. Однак в абсорбційному циклі використовується додатковий контур, в якому протікає рідкий абсорбент або розчинник. Випари холодоагенту поглинаються рідиною при низькому тиску.

Потім рідина спеціальною помпою перекачується в область високого тиску, де підводиться теплота, і незважаючи на високий тиск, пари холодоагенту виділяються з рідини. Оскільки суміш рідкого абсорбенту і холодоагенту практично нестисливі, витрати потужності на помпу малі і джерелом первинної енергії є тільки теплота, що підводиться до

генератора пари, який завжди має максимальну температуру циклу. Теплота, що виділилась в абсорбері, підсумовується з теплотою від конденсатора.

На сьогодні найбільше розповсюдження дістали паро-компресорні теплові помпи, тому саме для таких систем в подальшому викладаються енергетичні оцінки і розрахунки.

Енергетична ефективність компресорної теплової помпи оцінюється відношенням:

$$\varepsilon_c = Q_{mn} / P \quad (2.7)$$

де Q_{mn} – теплопродуктивність;

P – споживана потужність.

Відношення (2.7) називається коефіцієнтом перетворення (КОП).

Ідеальний зворотний цикл Карно (теплопомповий цикл) показаний на рис. 2.7 а прямокутником $a-e-c-d$ в інтервалі температур T_1 і T_2 із зміною робочої речовини:

$d \rightarrow c$ – ізотермічне підведення теплоти $Q_d - Q_c$ при температурі T_1 ;

$c \rightarrow b$ – ізоентропійне стискування з витратою роботи W_{cb} ;

$b \rightarrow a$ – ізотермічне відведення теплоти Q_{ba} при температурі T_2 ;

$a \rightarrow d$ – ізоентропійне розширення з поверненням роботи W_{ad} .

Завдяки механічній енергії $W = W_{cb} - W_{ad}$ теплота Q_{dc} сприймається при низькій температурі T_1 , а теплота $Q_{ba} = Q_{mn} = Q_{dc} + W$ віддається при високій температурі T_2 .

Використовуючи визначення ентропії і закони термодинаміки, вираз (2.7) можна записати у вигляді:

$$\varepsilon_c = T_1 / (T_2 - T_1) + 1 = T_2 / (T_2 - T_1), \quad (2.8)$$

а для реальних теплопомпових циклів:

$$\varepsilon = v \cdot \varepsilon_c = v T_2 / (T_2 - T_1), \quad (2.9)$$

де ν – ступінь термодинамічної досконалості реального процесу. КОП циклу Карно (рис. 2.8) вирішальним чином залежить від різниці температур ($T_2 - T_1$) і в меншій мірі залежить від температури джерела теплоти T_1 (у межах $0 - 40$ °C).

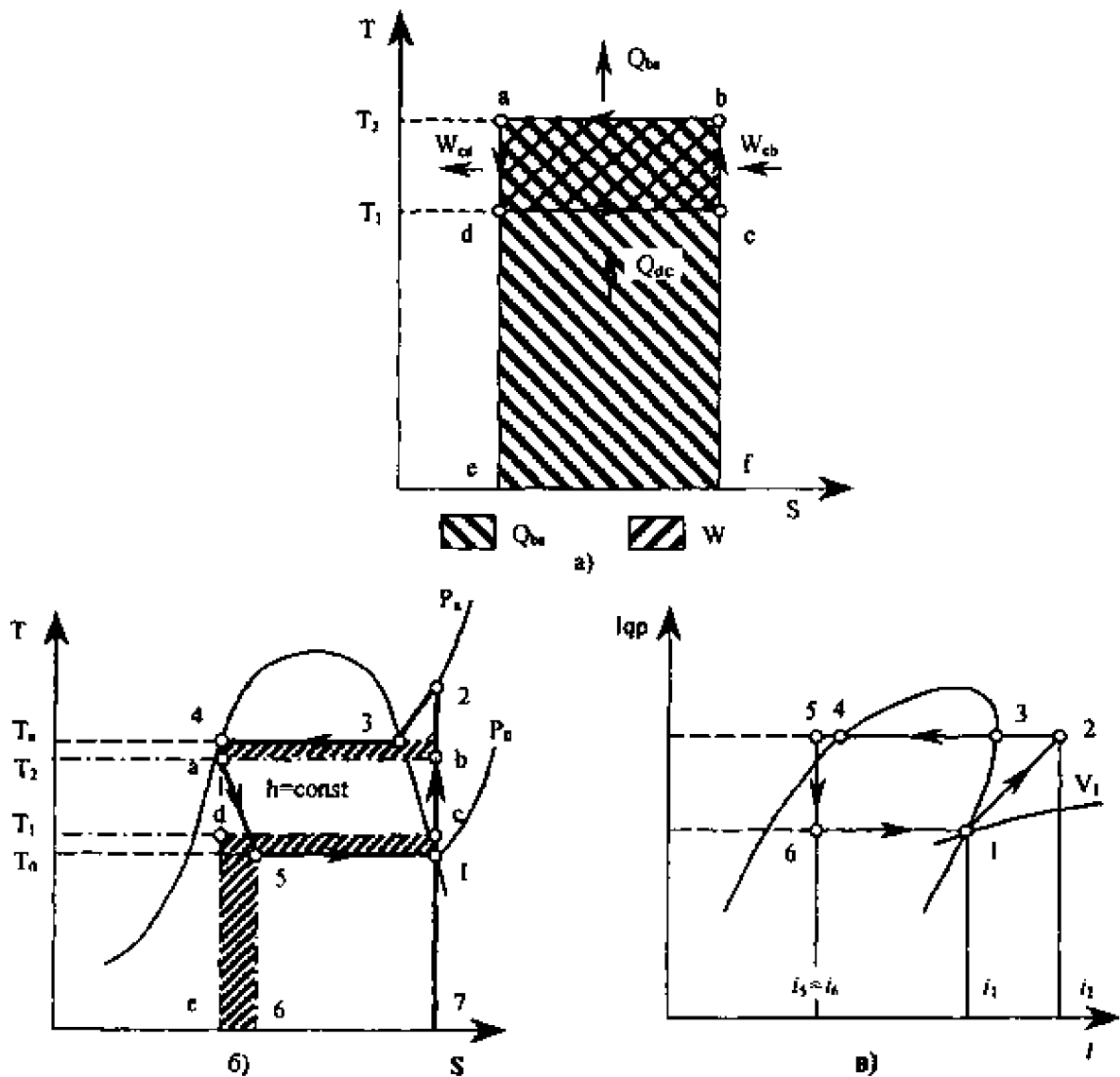


Рис. 2.7. а) ідеальний цикл теплопомпової установки (зворотний цикл Карно); б) паро-компресорний тепло-помповий цикл із всмоктуванням сухої насиченої пари (ідеальний термодинамічний цикл) у координатах $T-S$; в) паро-компресорний цикл в координатах $\lg p-i$

На рис. 2.7. б і в у координатах температура-ентропія і логарифм тиску – питома ентальпія наведені реальні паро-компресорні тепло-насосні

цикли. При всмоктуванні сухої насиченої пари (рис. 2.7 б) з робочою речовиною (холодоагент) проходять наступні зміни стану:

1 → 2 – ізентропійне стискування сухої насиченої пари холодоагенту з витратою зовнішньої роботи, W , яка визначається площею фігури $e-4-3-2-1-5-6$;

2 → 4 – відведення теплоти перегрітої пари 2 → 3 і конденсації холодоагенту 3 → 4 з відведенням корисної теплоти Q_{mn} , яка визначається площею фігури $e-4-3-2-7$;

4 → 5 ізентальпійне розширення (дроселювання) холодоагент;

5 → 1 – випаровування холодоагенту при поглинанні теплоти від теплового джерела Q_0 , визначається площею фігури $6-5-1-7$.

Цикл Карно протікає між температурами T_1 і T_2 ($a-e-c-d$), внутрішній круговий цикл теплової помпи повинен працювати в інтервалі температур T_0 і T_k . Заштриховані площі на рис. 2.27 б а показують втрати енергії порівняно з аналогічними втратами в циклі Карно. На рис. 2.27 в показаний паро-компресорний теплопомповий цикл з переохолодженням у більш зручній для розрахунків $lgr-i$ -діаграмі. Ця діаграма дозволяє просто розраховувати основні енергетичні характеристики теплової помпи [5].

Потік теплоти Q_0 , підведеної до випаровувача від джерела теплоти:

$$Q_0 = m \cdot (i_1 - i_6); \quad (2.10)$$

потік корисної теплоти Q_{mn} , відведеної від конденсатора:

$$Q_{mn} = m \cdot (i_2 - i_3); \quad (2.11)$$

потужність, підведена до компресора:

$$P = m \cdot (i_2 - i_1); \quad (2.12)$$

КОП:

$$\varepsilon = (i_2 - i_5) / (i_2 - i_1); \quad (2.13)$$

об'ємну теплову потужність (об'ємну теплопродуктивність) в Дж/м³:

$$q_v = m \cdot (i_2 - i_5) / V_k = (i_2 - i_5) / V_1, \quad (2.14)$$

де V_k – об'ємна витрата пари холодоагенту, що всмоктується компресором;

V_1 – питомий об'єм холодоагенту в стані I (рис. 2.27 в);

m – кількість холодоагенту, що циркулює в тепловій pompі.

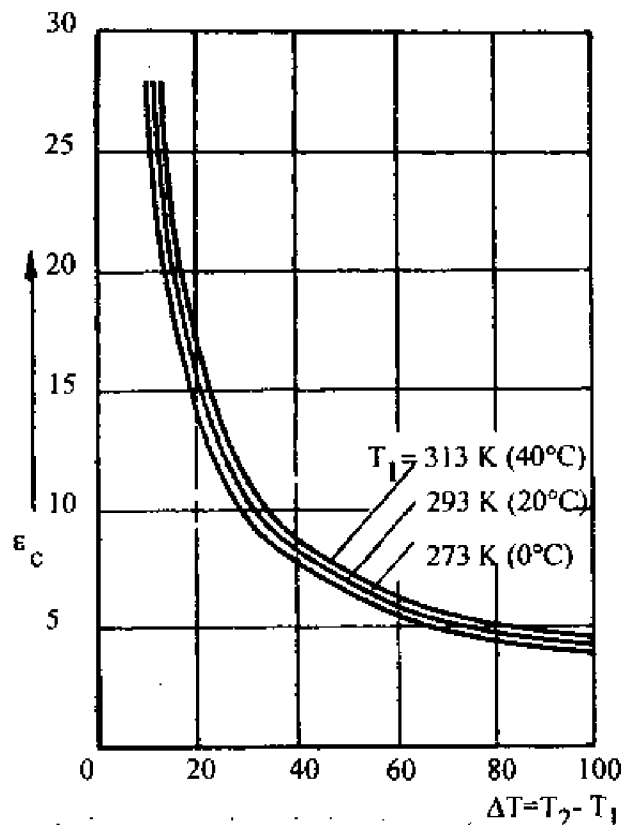


Рис. 2.28. КОП теплових pomp залежно від різниці температур ΔT і температури джерела тепла T_1

Величина КОП відображає міру корисності теплової pompі як виробника більшої кількості теплоти при витратах порівняно невеликої роботи. Однак вона не відображає того факту, що передача енергії у формі роботи пов'язана з більшими втратами, ніж передача енергії у формі теплоти. Електродвигун, наприклад, потребує потужності, яка генерується за рахунок підводу теплоти з великими втратами. Ідеальним був би привод теплової pompі за рахунок дарової роботи вітру або гідроенергії, але це не завжди можливо.

Для оцінки різних теплопомпових систем із приводом компресора за рахунок палива або джерел енергії застосовується коефіцієнт використання первинної енергії (КПЕ).

$KПЕ$ – це відношення корисної теплоти від теплового насоса до втрат первинної енергії:

$$KПЕ = \varepsilon \cdot \eta_g, \quad (2.15)$$

де η_g – ККД джерела енергії.

Для того щоб тепловий насос був енергетично конкурентоздатний, необхідно виконати умову:

$$\frac{T_2}{T_2 - T_1} \geq \frac{\eta_{on}}{\nu \eta_e \eta_l}, \quad (2.16)$$

де η_e – ККД електростанції;

η_l – ККД лінії електропередач;

η_{on} – ККД існуючої системи опалення.

Для оцінки економічної ефективності використання теплової помпи застосовують термін окупності первинної енергії:

$$T_e = \Delta E_K / \Delta E_{ек}, \quad (2.17)$$

де ΔE_K – витрати первинної енергії на додаткові капітальні вкладення;

$\Delta E_{ек}$ – економія первинної енергії протягом року при застосуванні теплових pomp.

Термін окупності показує, за скільки років сумарна економія первинної енергії при застосуванні теплопомпової установки порівняно з традиційною системою опалення досягне розмірів, достатніх для покриття додаткових витрат на її виготовлення і монтаж.

Розглянемо джерела теплоти для теплових pomp.

Повітря як джерело теплоти

Типова повітряно-повітряна тепла помпа показана на рис. 2.29. Зовнішнє повітря проганяється через оребрені трубки випаровувача,

усередині яких циркулює робоче тіло. Таким чином, теплота відводиться від конденсатора до повітря приміщення, що опалюється. У міру зниження температури навколишнього середовища необхідна кількість теплоти для опалення підвищується, але здатність теплової помпи підтримувати навіть постійну теплову потужність знижується. Для усунення цього недоліку застосовують додаткові нагрівачі – електричні або на органічному паливі. Розміщують випаровувач у місцях, де температура повітря підігрівається сонячним випромінюванням, наприклад під покрівлю на горищі будинку.

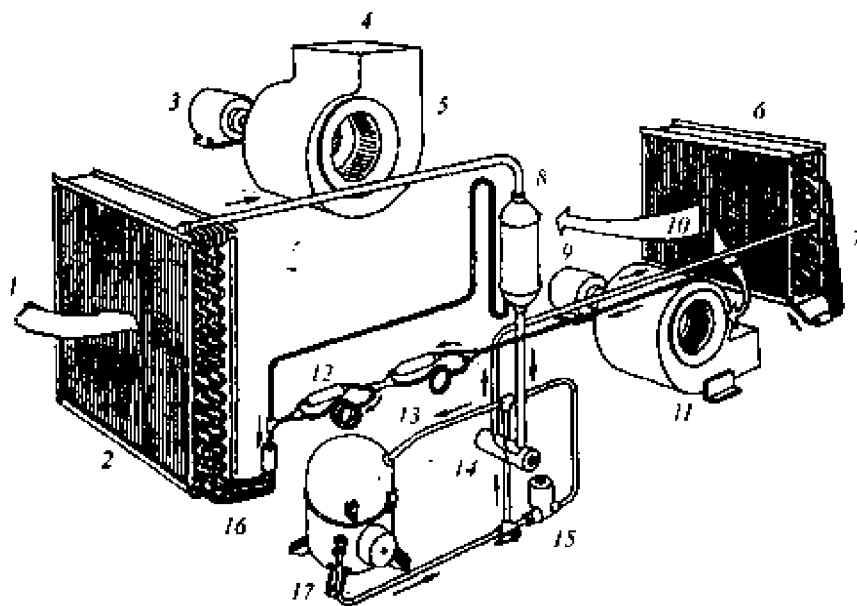


Рис. 2.29. Схема теплової помпи типу повітря – повітря:

1 – зовнішнє повітря; 2 – випаровувач; 3 – двигун вентилятора;
 4 – викиди охолодженого повітря; 5 – вентилятор зовнішнього повітря;
 6 – конденсатор; 7 – холодне повітря з приміщення; 8 – регулятор витрат;
 9 – двигун вентилятора; 10 – нагріте повітря в приміщенні; 11 – вентилятор внутрішнього повітря; 12 – зворотні клапани; 13 – капіляри; 14 – розподільчий клапан; 15 – клапан розвантаження компресора; 16 – розподільувач потоку; 17 – компресор

Вода як джерело теплоти

Артезіанська вода має майже однакову температуру, приблизно від 10°C у північних областях до 15°C поблизу екватора.

Грунтові води, температура яких протягом року складає 8 – 10 °С, мають сприятливі властивості для використання в теплових помпах без підготовчих процесів. Інфільтрація охолодженої води здійснюється в тому випадку, коли грунтова вода не може бути використана для технологічних потреб. Водопідйомні та інфільтраційні колодязі повинні бути розташовані один від одного не менше ніж на 15 м.

Вода відкритих водоймищ, таких, як озера, моря та ріки, також може служити джерелом теплоти. При її використанні, як і у випадку з повітрям, трапляються труднощі взимку. Вода надходить з температурою 4 – 7 °С. Щоб вона не замерзала, її не слід охолоджувати до 1 – 2 °С.

Слабо нагріта вода як джерело теплоти – найбільш привабливе джерело. Тому викидна вода в побуті сільських і міських будинків (ванни, душі посудомийні і пральні машини) може використовуватись як джерело теплоти теплових pomp.

У сільськогосподарському виробництві в якості джерела теплоти можна використовувати: теплоту викидного повітря, рідкого гною, молока.

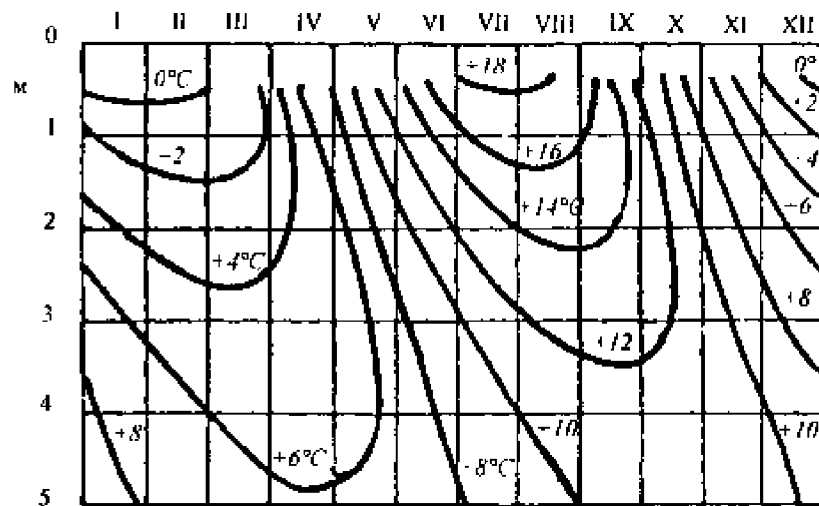


Рис. 2.30. Ізоплети температур ґрунту в залежності від глибини і періоду року (для району Києва)

У США значна частина теплових насосів використовують ґрунт як джерело тепла [17]. На рис. 2.30 показані ізоплети температури ґрунту, характерні для України залежно від глибини і періоду року. Як видно з

рисунку, при закладці теплообмінника на глибину більше 1 м можна вилучати теплоту із ґрунту. При цьому треба мати на увазі, що необхідна для випаровувача теплової помпи площа поверхні землі в багато раз перевищує опалювальну площу.

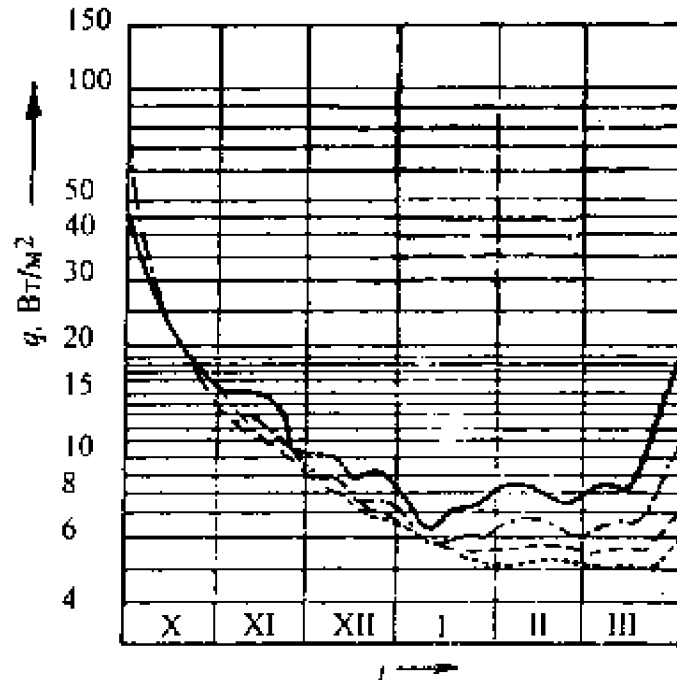


Рис. 2.31. Питоме теплотзімання з ґрунту при різній глибині закладання труб: – 2 м; – 1,5 м; – 1 м; – 0,5 м (I – січень, II – лютий і т.п.)

Зі збільшенням глибини прокладки труб мінімум використання теплового потоку зміщується за часом до моменту, при якому починається зростання температури зовнішнього повітря (рис. 2.31). Таким чином, можна використовувати як джерела: тепло землі – зовнішнє повітря. Додаткове акумулювання теплоти у ґрунті можливе, якщо теплообмінник служить улітку для відводу теплоти у ґрунт.

Теплообмінники у ґрунті, закладені за схемою (рис. 2.32), складаються із систем труб у вигляді горизонтально прокладених змійовиків, по яких пропускається теплоносії (вода, антифриз, розсіл). Теплоносії віддає тепло холодоагенту у спеціальному теплообміннику. Середня температура розсолу взимку складає $-3\text{ }^{\circ}\text{C}$.

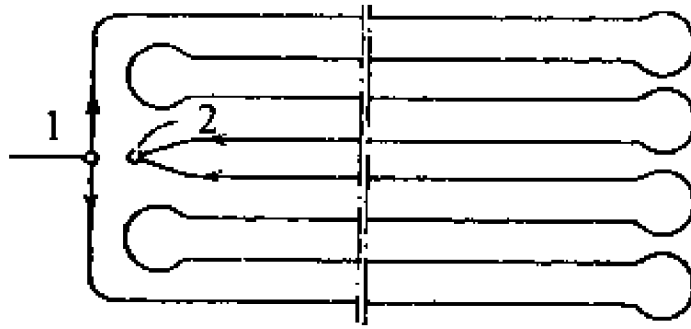


Рис. 2.32. Схема прокладання ґрунтового теплообмінника (1 – подача, 2 – зворотна лінія)

Зі збільшенням вмісту вологи у ґрунті і підвищенню завдяки цьому теплопровідності і кращому контакту із трубами питомий тепловий потік зростає. Теплопровідність сухого ґрунту залежно від щільності і хімічного складу коливається в межах 0,14-0,52 Вт/(мК), вологого – 0,8-2,5 Вт/(мК). Матеріалом труб служить корозійностійкий поліетилен (ТГЛ21581) або нержавіюча сталь.

За датськими дослідженнями, при закладці теплообмінника на глибину 1,5 м при кроці розміщення труб у 2 м погонний тепловий потік до випаровувача з ґрунту складає 20 – 25 Вт/м.

Німецькі дослідження [18] показують наступні оптимальні параметри: діаметр труб 20 – 25 мм, відстань між трубами 0,5 – 1,8 м, глибина закладки 0,5 – 3 м (залежно від властивостей ґрунту), питоме теплонадходження 6 – 45 Вт/м² поверхні ґрунту, довжина труб кожної вітки 100 м, температура теплоносія 0 – 5 °С при ДТ = 5°С.

Продуктивність теплової помпи знижується на 5 % на кожний градус зниження температури випаровувача.

Сонячні колектори і абсорбери як джерела теплоти.

Конструкції та розрахунки цих установок розглянуті в попередньому розділі. Колектори і абсорбери прямо перетворюють сонячну енергію в термічну, підігріваючи теплоносії, який віддає теплоту випаровувачу. Віддаючи тепло у випаровувач при температурі більш високій, ніж навколишнє повітря, ґрунт або вода, сонячні колектори підвищують КОП

теплової помпи. У більшості випадків для стабілізації теплової потужності теплової помпи доцільно тепло від сонячного колектора подавати в рідинний тепловий акумулятор, куди занурені трубки випаровувача. Тепловий акумулятор дає енергію на випаровування, коли навколишня температура низька для випаровувача і може виконувати і функцію гарячого водопостачання.

Обмеження в застосуванні сонячних колекторів накладаються їх вартістю.

У літературних джерелах і проектах фірм енергетичну ефективність колекторів оцінюють за величиною відношення корисної потужності до інтенсивності сонячного випромінювання. При виборі продуктивності колектора коефіцієнт енергетичної ефективності слід оцінювати, виходячи з режиму експлуатації та кліматичних умов – інтенсивності сонячної радіації і різниці температур теплообмінника (абсорбера) і навколишнього середовища.

При виборі сонячних колекторів поряд з їх термодинамічними властивостями вирішальне значення має розмір капіталовкладень.

Сонячні колектори застосовуються також разом із ґрунтовими теплообмінниками (рис. 2.33).

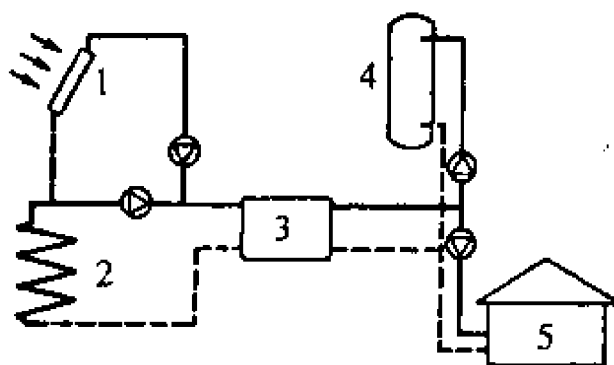


Рис. 2.33. Схема теплової помпи з одночасним використанням теплоти ґрунту і Сонця: 1 – сонячний колектор; 2 – труби у ґрунті; 3 – теплова помпа; 4 – бак; 5 – приміщення, що опалюється

На рис. 2.34 [27] наведені результати розрахунків (для умов США), які показують співвідношення між енергоспоживанням компресора і площею ґрунтового і сонячного колекторів при річному виробітку тепла 12,26 МВт год. Для покриття 1 кВт витрат приміщення, що опалюється, потрібно більше 3 м² площі сонячного колектора. При сонячному колекторі площею 30 м² із ґрунтовим теплообмінником 100 м² КОП теплового насосу складає 3,4. А при відсутності сонячного колектора і площі ґрунтового теплообмінника 300 м² КОП = 2,7.

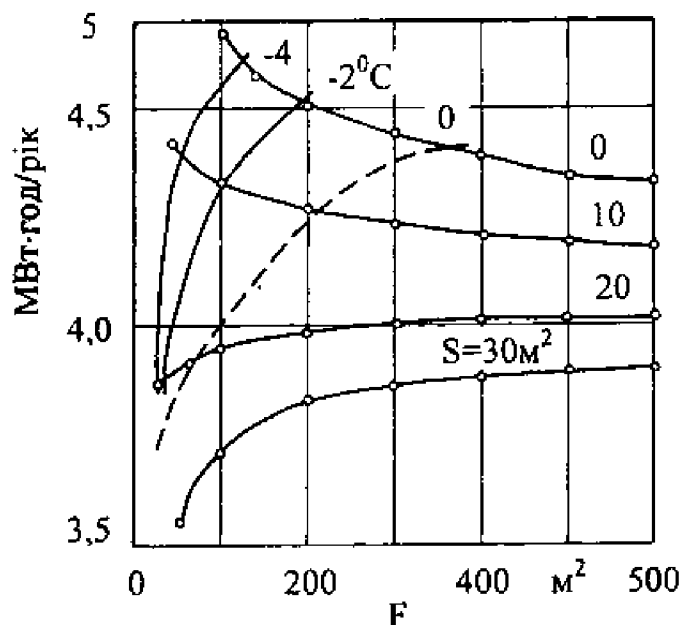


Рис. 2.34. Залежність електроспоживання компресора і циркуляційної помпи від площі ґрунтового F і сонячного S колекторів

Сонячний колектор являє собою зачорнений теплообмінник (абсорбер), ізольований знизу і з боків, а зверху покритий одним або двома шарами скла. Якщо теплообмінник зачорнити з усіх боків, не застосовуючи ізоляції і застосування, то отримаємо сонячний абсорбер, значно дешевший від колектора, який, незважаючи на невеликий коефіцієнт енергетичної ефективності, успішно застосовується як джерело тепла. Важливою характеристикою абсорбера з огляду корисно знятої з нього енергії є коефіцієнт теплопередачі від навколишнього середовища до корпусу абсорбера. Якщо коефіцієнт теплопередачі сонячного колектора

при одношаровому заскленні складає $5 - 8 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \text{ К})$, то в абсорбері він значно більший. Збільшує його величину, а значить, і ефективність використання абсорбера, роса та іній, що випали на корпусі. При цьому коефіцієнт теплопередачі складає $25 - 34 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \text{ К})$. Якщо сонячний абсорбер не входить до складу огорожувальної конструкції покриття, тобто ізоляція його зворотної сторони не потрібна, то коефіцієнт теплопередачі практично подвоюється. За даними німецьких вчених [5], приріст енергії абсорбера за рахунок випромінювання складає 20 %.

Недолік абсорбера полягає в тому, що влітку виникають значні коливання температури випаровування у випаровувачі теплового насоса.

Сонячні абсорбери конкурують як із сонячними колекторами, так і з повітряними теплообмінниками із примусовою циркуляцією повітря. Перевага теплопомпових установок із сонячними абсорберами порівняно з такими ж установками із сонячними колекторами полягає у значно менших капіталовкладеннях, значно більшій кількості годин роботи з повним навантаженням. До недоліків належить дещо знижене значення КОП теплової помпи.

Висновки до розділу 2

При проектуванні геліоенергетичних систем необхідно враховувати геліотехнічні можливості місцевості. Під цим розуміють кількісні характеристики потоків сонячної інсоляції й можливість їхнього використання для роботи різних типів сонячних установок. Фактичний радіаційний режим визначає характер рельєфу й особливості атмосферних умов. Радіаційний режим території України, особливо її південних районів, сприятливий для практичного використання сонячної енергії.

У цілому в теплий період року геліоустановки з плоскими колекторами, які працюють при наявності добових сумарних радіацій більше 15 МДж/м^2 , можуть працювати з повним навантаженням протягом більше 4 місяців у районі півдня України і в Криму, протягом 3,5 – 4 місяців – у центральній, південно-східній і степній частинах України і протягом 3 місяців – у західній і північній частинах України.

Енергію вітру в Україні використовували з прадавніх часів. У 1917 році кількість вітряків в Україні складала 20 – 30 тисяч, вони виробляли 150 – 200 тисяч кіловат енергії. З початком колективізації кількість вітряків значно зменшилась, а прихильність до гігантизму в радянський час практично витіснила їх із практичного застосування. За офіційними даними, на 1955 рік в УРСР використовувалось всього 8500 вітряків загальною потужністю 60 тис. кінських сил. Загалом вітрова енергія в Україні в останні часи не використовувалась і роботи в галузі вітроенергетики почали проводитись порівняно недавно.

Незважаючи на невелику швидкість вітру в багатьох районах України, енергетичний потенціал його достатньо великий для того, щоб успішно розвивати вітроенергетичну галузь.

Важливе значення для розрахунків обсягів електроенергії, яка виробляється вітроустановками, має також розподілення потужності

вітрового потоку за кількістю днів і частота вітрових потоків протягом року.

Найсприятливіші регіони для промислового виробництва електроенергії характеризуються середньорічною швидкістю вітру 5 м/с та 5,5 м/с на висоті 10 м над землею поверхнею. За статистичними даними, така швидкість вітру спостерігається в таких регіонах України: Азово-Чорноморське побережжя, Одеська, Херсонська, Запорізька, Донецька, Луганська, Миколаївська, Кримська області, район Карпат.

Найбільша швидкість вітру спостерігається на відкритих високогірних станціях (Плай, Пожежевська) в Карпатах і у Криму (Ай-Петрі, Карабі-Яйла), на мисах і косах Чорного і Азовського морів.

Загальна площа, на якій отримання електричної енергії від вітроустановок доцільне, складає 20 % усієї площі України. Річний економічний потенціал вітрової енергії при ефективному використанню вітроагрегатів складає 300 – 600 млрд. кВт год. електроенергії.

РОЗДІЛ III.

ЕФЕКТИВНІСТЬ ВИКОРИСТАННЯ АЛЬТЕРНАТИВНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

3.1. Ефективність використання сонячних систем теплопостачання

Слід розрізняти енергетичну і економічну доцільність використання енергії Сонця для виробничих і побутових потреб.

При визначенні енергетичної ефективності сонячних установок теплопостачання необхідно розрахувати коефіцієнт заміщення теплового навантаження f (частка сонячної енергії в покриванні навантаження), питому (в розрахунку на 1 м сонячного колектора) теплопродуктивність за деякий період часу (рік, сезон) і площу колекторів в установці F_1 . Перший із вказаних параметрів обумовлює значимість даного джерела енергії для споживача, другий – корисний ефект від його застосування, а третій – рівень капітальних витрат.

Навантаження визначається опалювальним об'ємом об'єкту, питомою тепловою характеристикою, яка являє собою теплові витрати, віднесені до одиниці опалювального об'єму і одному градусу різниці температур усередині і зовні будинку ($\text{Вт/м}^3 \cdot \text{К}$), а також кліматичними умовами в даному пункті. Таким чином, опалюване навантаження різне для різних об'єктів.

Навантаження гарячого водопостачання більш уніфіковане і, згідно з вимогами СНіП, складає 100 л води з температурою 60 °С на день на одну людину. Якщо параметр сонячної установки гарячого водопостачання розраховувати на навантаження, яке припадає на одну людину, то отримані результати будуть універсальні, адже пропорційно кількості людей, що забезпечуються гарячою водою, буде змінюватися тільки площа сонячних колекторів в установці, а величини f і g залишаться постійними.

Сонячна установка теплопостачання може застосовуватися для покриття навантаження опалення і гарячого водопостачання, у тому числі протягом року або лише в неопалювальний період.

Авторами [22] розроблена програма для машинного розрахунку значення коефіцієнтів заміщення навантаження і теплопродуктивності сонячної установки, а також приходу сонячної радіації в площині колектора, теплового навантаження, температури гарячої і холодної води, ККД. Розрахунки для колектора проводились f -методом для різних регіонів України за наступних вихідних умов:

- орієнтація колекторів – південна;
- кут нахилу колекторів дорівнює географічній широті місцевості φ при використанні протягом року, $\beta = \varphi - 15^\circ$ при сезонному застосуванні (в неопалювальний період);
- питомі витрати теплоносія через колектор $54 \text{ кг/м}^2 \cdot \text{год.}$;
- питома (на 1 м^2 колектора) ємність бака-акумулятора 75 л/м^2 .

Участь сонячних установок у покритті частки опалювального навантаження можлива лише при збільшенні площі колекторів до величини, порівнянної з опалювальною площею будівлі.

Однак при цьому в неопалювальний період при різкому зменшенні навантаження і значному рості сонячної радіації, що надходить до колектора, теплова потужність установки не може бути використана споживачем, що значно зменшує середньорічну питому корисну теплопродуктивність і техніко-економічні показники установки.

Якщо сонячна установка покриває тільки навантаження гарячого водопостачання, яке в декілька разів менше опалювального, то при відносно невеликій площі колекторів можна досягнути високої питомої теплопродуктивності і прийняттого коефіцієнта заміщення. Тому тут розглянуто тільки установки гарячого водопостачання.

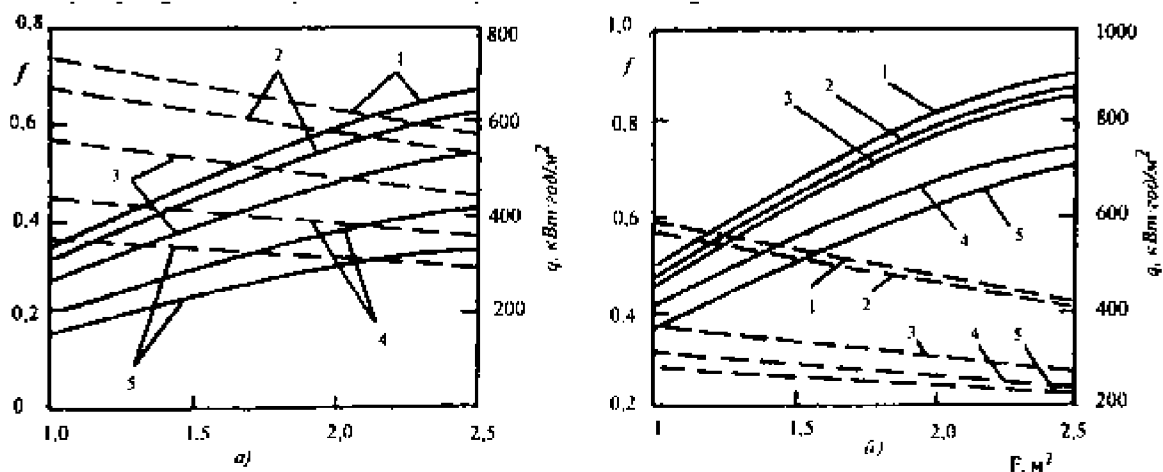


Рис. 3.1. Залежність коефіцієнта заміщення навантаження гарячого водопостачання f (суцільні лінії) і питомої теплопродуктивності g (пунктир) від площі сонячних колекторів, що приходяться на одну людину, при використанні сонячної установки протягом року (а) і застосуванні її в неопалювальний період (б): 1 – Херсон; 2 – Дніпро; 3 – Вінниця; 4 – Рівне; 5 – Чернігів

Як видно з рис. 3.1, а, зі збільшенням площі колекторів f росте, а g падає. В усьому діапазоні зміни площі колекторів, яка припадає на одну людину, f і g для найсприятливішого (серед розглянутих) за кліматичними умовами пункту півдня України – Херсону – складає відповідно 0,34 – 0,66 і 740 – 870 кВт год/м² і приблизно у 2 рази перевищує величини цих параметрів для Чернігів.

Обмеження часу роботи установки неопалювальний періодом дещо зменшує питому теплопродуктивність (рис. 3.1, б). У той же час коефіцієнт заміщення навантаження (мається на увазі навантаження гарячого водопостачання в неопалювальний період) суттєво зростає, наближається або перевищує 0,9 для трьох із п'яти розглянутих пунктів при $F = 2,5$ м². Навіть для такого північного міста, як Чернігів, внесок сонячної енергії в навантаження гарячого водопостачання достатньо вагомий.

Практичний інтерес представляє економія палива за рік (сезон) при використанні сонячних установок гарячого водопостачання. Вона може

бути визначена за величинами питомої річної (сезонної) теплопродуктивності установки з урахуванням ККД паливної водогрійної установки, що заміщується. Залежність питомої річної економії палива (кг у. п. на 1 м^2 колектора) при використанні сонячної установи гарячого водопостачання протягом року (ККД паливного водонагрівача 0,5) від площі сонячних колекторів, що припадають на одну людину, представлені на рис. 3.2.

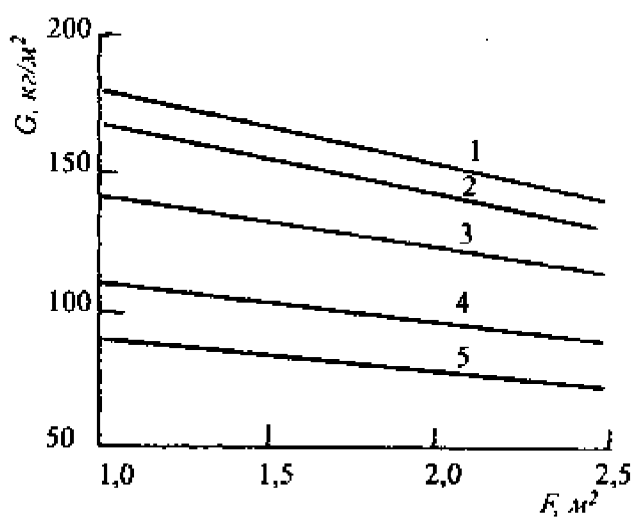


Рис. 3.2. Залежність питомої річної економії палива при використанні установки гарячого водопостачання протягом року від площі сонячних колекторів

Графіки рис. 3.1 і 3.2 дозволяють визначити раціональні для споживача основні параметри сонячної установки (f, g, F). Знаючи ці показники, можна розрахувати техніко-економічні характеристики сонячних установок.

Визначення економічної ефективності використання сонячної енергії в сільському господарстві є важливим етапом на шляху впровадження сонячних установок. На сьогодні відсутні спеціальні нормативно-методичні документи, які дозволяють проводити в повному обсязі розрахунок ефективності використання НПДЕ і, у першу чергу, оцінку екологічного ефекту їх застосування. Відсутні також і спеціальні нормативи, які передбачені Законом України «Про енергозбереження» і в

яких найшли б відображення міри державної підтримки. Слід зауважити, що в жодній країні системи, що використовують НПДЕ, не входять в ринок без спеціальної протекціоністської державної підтримки, яка має різні форми пільг (податкові, кредитні і т.п.). Ці пільги зменшуються в міру становлення галузі.

Таблиця 3.1

Зведені техніко-економічні показники різних систем теплопостачання, які використовують НПДЕ

Джерело енергії	Тип системи	Одиниці вимірювання	Вартість одиниці, тис. дол. США	Річний виробіток на одиницю, МВт·год/рік	Вартість виробленої енергії, дол./МВт·год	Кількість палива, що заміщується т у.п./од	Термін окупності, рік
Сонячна радіація	Сонячні приставки до котелень	МВт	60,0-70,0	550-550	8,5-10,0	90-130	5-6
Сонячна радіація	Сезонні системи сонячного гарячого водопостачання об'єктів	м ³ /добу	1,5-3,0	8,0-10,0	9,5-12,0	1,5-2,5	11-13
Сонячна радіація	Автономні модульні установки водопідігрівання	м ³ /добу	1,5-2,5	7,5-9,5	9,5-12,5	1,3-2,0	12-14
Сонячна радіація	Системи пасивного сонячного опалення	м ² соняч. поверхні	0,015-0,020	0,1-0,15	6,0-9,0	< 0,025	6-8

В Україні відсутня не тільки підтримка, але й нормативно-методична база для розрахунків. В умовах переходу і перебування в умовах ринку

правильна оцінка економічної ефективності набуває визначального значення, а проведення таких розрахунків суттєво ускладнюється. Реалізація одного і того ж технічного рішення може мати суттєво відмінні економічні наслідки залежно від джерела інвестицій і рівня прийнятого рішення. У таблиці 3.1 наведені техніко-економічні показники систем сонячного теплопостачання, виконані у припущенні, що капітальні вкладення будуть здійснюватися за рахунок бюджетних коштів або спеціальних регіональних фондів. Термін окупності цих систем, як свідчать дані табл. 3.1, складає 5 років і більше, що говорить про те, що системи сонячного теплопостачання ще не набули комерційної зрілості і потребують протекціоністської підтримки.

Для систем гарячого водопостачання в кожному конкретному випадку необхідно оцінювати економічну ефективність сонячних установок, порівнюючи їх із традиційними системами водопостачання, що використовують для цього як паливо вугілля, газ, електроенергію.

Економічну доцільність застосування енергії сонця порівняно з мінеральним паливом і електроенергією показано на рисунку 3.3.

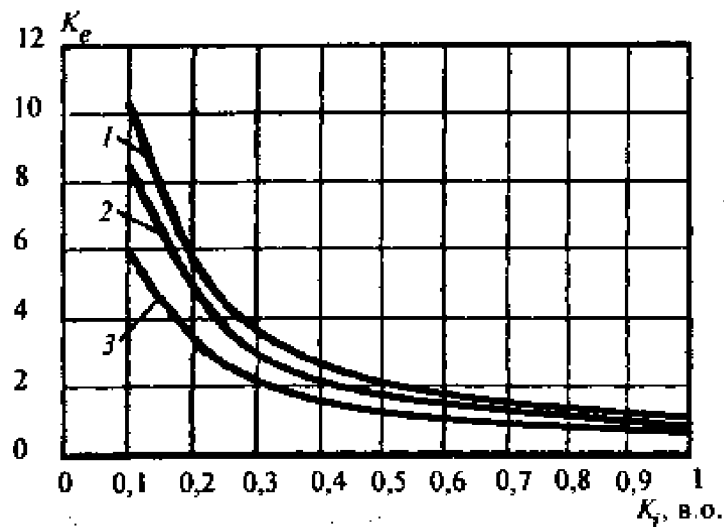


Рис 3.3. Залежність K_e від питомих капіталовкладень для геліоустановок при заміщенні: 1 – вугілля; 2 – електроенергії; 3 – дизельного палива

Для цього визначені залежності коефіцієнта економічної ефективності K_e застосування сонячних установок гарячого водопостачання від відносного значення капітальних вкладень K_i . Величина K_e визначається як обернене значення $f_{ек.}$, а K_i – це відношення величини капіталовкладень з урахуванням відрахувань на реновацію до вартості заміщеної теплоти (отриманої від різних джерел енергії) протягом 7 років використання сонячної установки. При цьому прийнято, що капітальні вкладення здійснюються за рахунок бюджету. При $K_e > 1$ має місце доцільність використання сонячних систем теплопостачання.

Аналіз цих залежностей показує, що при заміщенні вугілля енергією Сонця вартість 1 м² геліоустановки не повинна перевищувати вартості 1,02 т у. п., заміщенні електроенергії – вартості 0,6 т у. п., дизельного палива – 0,85 т у. п..

3.2. Оцінка ефективності використання енергії вітру

Енергетичну ефективність (e_e) використання енергії вітру можна оцінити співвідношенням:

$$e_e = \frac{E_m}{E_g}, \quad (3.1)$$

де E_m – отримана корисна енергія від вітроустановки;

E_g – витрати енергії на виробництво вітроустановки.

E_m за час використання установки можна визначити за (2.4):

$$E_m = \sum_{t=1}^{T_{ел}} E_{mi},$$

де $T_{ел}$ – термін служби установки.

Витрати енергії на виготовлення, монтаж і експлуатацію вітроустановки можна записати у вигляді."

$$E_e = E_{e.od} + \sum_{t=1}^{T_{el}} E_{mi} \quad (3.2)$$

де $E_{e.od}$ – одноразові витрати енергії;

E_{et} – витрати енергії за t -ий рік.

Тоді вираз енергетичної ефективності запишеться у вигляді:

$$e_e = \frac{\sum_{t=1}^{T_{el}} E_{mi}}{E_{e.od} + \sum_{t=1}^{T_{el}} E_{mi}} \quad (3.3)$$

У вищенаведених залежностях прийнято, що термін служби і термін використання енергетичної установки рівнозначні поняття.

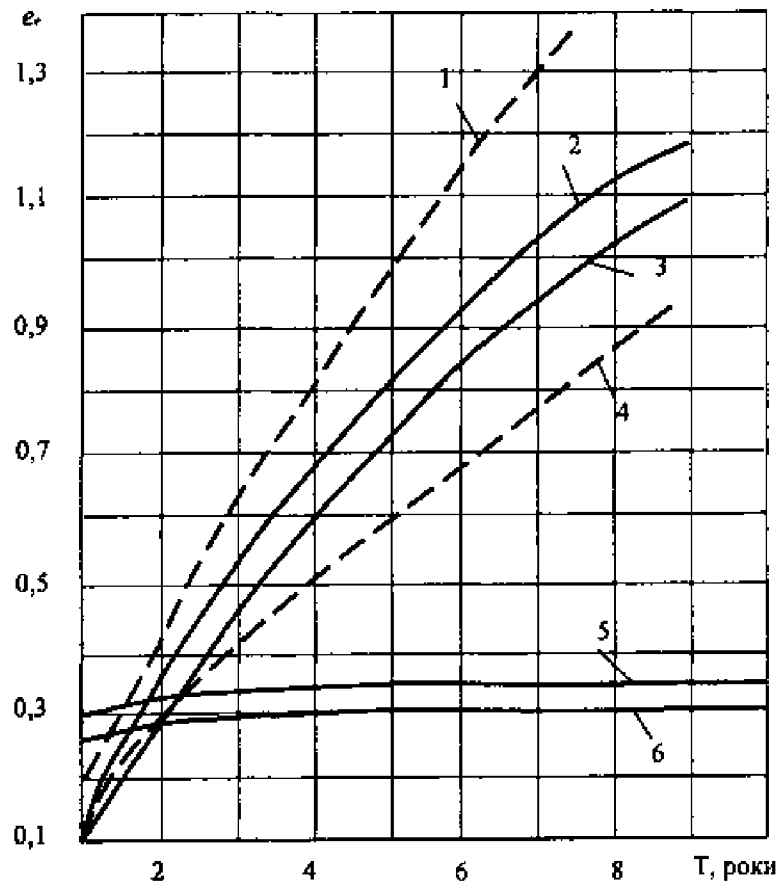


Рис. 3.4. Зміна показника енергетичної ефективності в залежності від терміну експлуатації: 1 – BEC, $v_{срр} = 4,1$ м/с; 2 – CEC, $45, 7^\circ$ п.ш.; 3 – CEC, $51,8^\circ$ п.ш.; 4 – BEC, $v_{срр} = 2,7$ м/с; 5 – TEC; 6 – ДЕС

На рис. 3.4 наведені залежності енергетичної ефективності різних типів електричних станцій від терміну їх служби (строку використання) [6].

Як видно з рисунку, при термінові використання більше року ВЕУ при середній швидкості вітру більше 4 м/с мають вищу енергетичну ефективність порівняно з іншими видами електростанцій.

Економічна ефективність ВДУ детально досліджена в [6]. При відсутності ВЕУ витрати на виробництво електроенергії дизельною електростанцією визначаються за виразом:

$$Z_o = \frac{c_1 \cdot b}{d - \mu} \bar{P}, \quad (3.4)$$

де c_1 , і b – вартість і питомі витрати палива на ДЕС;

μ – темпи росту вартості палива,

$d = \ln(1 + p)$ – коефіцієнт дисконтування, пов'язаний з річною нормою дисконтування p ;

$$\bar{P} = \sum_{i=1}^m \pi_i P_i,$$

де P_1, P_2, \dots, P_n – потужності за графіком навантаження з дольовою участю

$$\pi_1, \pi_2, \dots, \pi_m \left(\sum_{i=1}^m \pi_i = 1 \right)$$

При використанні ВЕУ інтегральний економічний ефект:

$$\Delta Z = \bar{Z}_o - Z = -\frac{n(dK^* + I)}{d} + \frac{c_1 \cdot b}{d - \mu} \sum_{i=1}^m \pi_i [A_i P_i + B_i n P(\vartheta)], \quad (3.5)$$

де n – кількість ВЕУ;

$K^* = K / [1 - \exp(-dT_{en})]$ – капіталовкладення з урахуванням реноваційної складової;

$T_{ел}$ – строк служби ВЕУ;

K – капітальні витрати на спорудження ВЕУ;

I – експлуатаційні витрати;

$P(v)$ – потужність ВЕУ в кіловатах.

Якщо прийняти розподілення швидкості і характеристику ВЕУ у вигляді:

$$f(v) = \begin{cases} 0 & \text{при } v < v_0; \\ (v/v_n)^p & \text{при } v_0 \leq v \leq v_n; \\ 1 & \text{при } v_n \leq v \leq v_{max}; \\ 0 & \text{при } v > v_{max}. \end{cases} \quad (3.6)$$

де v_0 – швидкість рушання вітроколеса;

v_{max} – швидкість вітру, при якій ВЕУ виводиться з робочого режиму;

p – показник степеня ($p = 1,5 - 3$), то коефіцієнти, A і B в (3.5)

визначаються за виразами:

$$\left\{ B_i = \left(\frac{B}{g_n} \right)^p \left\{ \gamma \left[\frac{\rho}{C} + 1, \left(\frac{g_n}{B} \right)^C \right] - \gamma \left[\frac{\rho}{C} + 1, \left(\frac{g_0}{B} \right)^C \right] \right\} + F(g_{max}) - F(g_n) \right\} \quad A_i = 0$$

при $\theta_i \geq 1$,

$$\theta_i = P_i / (nP(g)); \quad (3.7)$$

$$\left\{ B_i = \left(\frac{B}{g_n} \right)^p \left\{ \gamma \left[\frac{\rho}{C} + 1, \left(\frac{g_i^*}{B} \right)^C \right] - \gamma \left[\frac{\rho}{C} + 1, \left(\frac{g_0}{B} \right)^C \right] \right\} \right\}, \quad A_i = F(g_{max}) - F(g_i^*) \quad (3.8)$$

при $\theta_i < 1$,

$$\text{де } F(g) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{g}{B} \right)^C \right];$$

$$v_i^* = \begin{cases} v_n \theta_i & \text{при } v_n \theta_i \geq v_0 \\ v_0 & \text{при } v_n \theta_i < v_0 \end{cases};$$

$y(ax) = \int_0^x t^{a-1} e^{-t} dt$ – неповна гамма-функція, розраховується за рекурентними співвідношеннями [28].

Капітальні витрати на спорудження ВЕУ визначаються як функція діаметра вітроколеса D , висоти H і номінальної потужності P [34].

$$K = \left[0,63 \left(\frac{D}{D_0} \right)^2 + 0,11 \left(\frac{P}{P_0} \right)^{0,6} + 0,09 \left(\frac{H}{H_0} \right)^2 + 0,17 \frac{H \cdot D}{H_0 D_0} \right] C_0 + \Delta K, \quad (3.9)$$

де D_0, H_0, P_0, C_0 – відповідно діаметр, висота, потужність та ціна «базової» установки,

ΔK – вартість будівельно-монтажних робіт, приймається 30 % ціни ВЕУ.

Характеристики базових ВЕУ наведені в таблиці 3.2. Розрахунки проведені для ВЕУ потужністю 25, 150, 300 кВт.

Таблиця 3.2.

Техніко-економічні показники базових ВЕУ

N , кВт	V_0 , м/с	V_n , м/с	V_{max} , м/с	D , м	H , м	K , тис. дол.	K_{min} , тис. дол./кВт
25	4,5	12,0	25,0	10,0	18	61,8	2,5
150	4,0	13,0	25,0	23,8	30	234,0	1,6
300	5,0	15,0	25,0	31,0	30	377,0	1,3

Графіки навантаження за тривалістю апроксимувались двома зонами – базовою P_1 і піковою P_2 .

У таблиці 3.3 представлені значення рівній потужності P_1 і P_2 та відповідні їм відносні тривалості π_1 і π_2 .

Показники графіків навантаження

Параметр	Графік навантаження		
	1	2	3
P_1 , кВт	10	37,5	100
π_1	0,90	0,85	0,80
P_2 , кВт	100	250	500
π_2	0,10	0,15	0,20

На рис. 3.5 представлено порівняння величини вартості електроенергії, отриманої від ВЕУ (1), які серійно випускаються в Західній Європі [31], з паливною складовою паро-газових (2) і дизельних електростанцій (3).

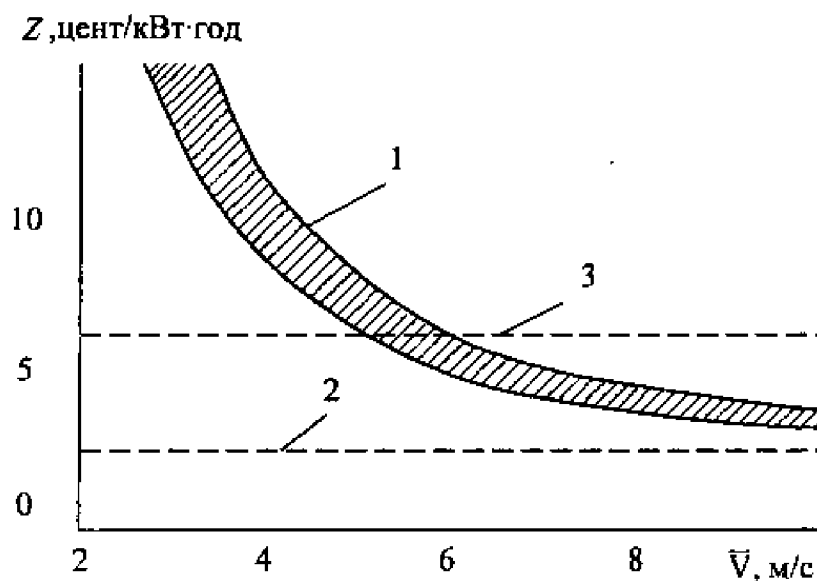


Рис. 3.5. Порівняльна величина вартості електроенергії, отриманої від ВЕУ, з паливною складовою паро-газових і дизельних електростанцій

Видно, що ВЕУ поки що не можуть конкурувати з паро-газовими ТЕС при вартості природного газу (90 дол./т у.п.) на європейському ринку, в той же час при середній швидкості вітру 5 м/с їх використання доцільне для економії дизельного палива (тут прийнято 130 дол./т у.п.).

В автономній системі невеликої потужності ефективність ВЕУ суттєво залежить від величини споживаної потужності і ступеню її нерівномірності в часі.

Якщо при деякому значенні вартості органічного палива використання вітру виявляється доцільним ($C_1 < C_n$), то зі збільшенням кількості ВЕУ інтегральний ефект ΔZ буде зростати до тих пір, коли потужність вітроустановок буде більшою потреб графіка навантаження і частина електроенергії не буде використовуватися споживачем або буде використовуватися менш ефективно (на тепlopостачання). На рис. 3.6 представлені результати розрахунку відносного інтегрального ефекту $\varepsilon = \Delta Z / Z_0$. Розрахунки проводилися при нерівномірному добовому навантаженні, коли $P_1 = 10$ кВт, $P_2 = 100$ кВт.

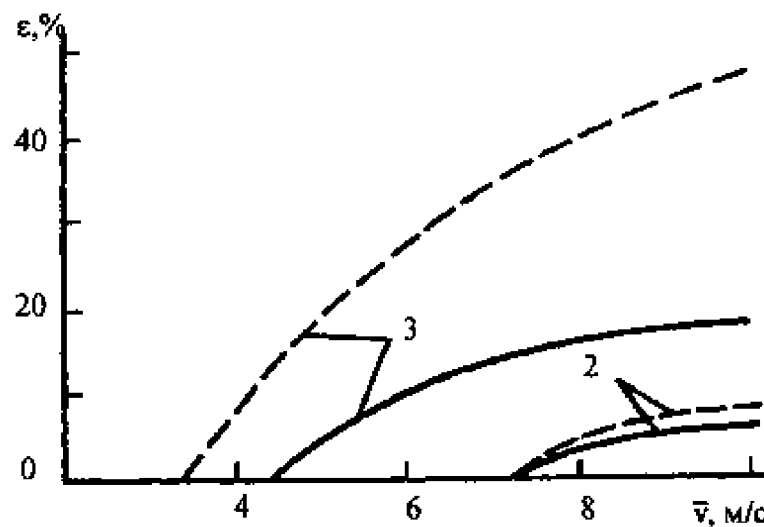


Рис. 3.6. Залежність відносного інтегрального ефекту від швидкості вітру: 2 – $c_1 = 200$ дол. / т у.п.; 3 – $c_1 = 300$ дол. / т у.п. (суцільні криві – без тепlopостачання, пунктирні – з тепlopостачанням)

При вартості дизельного палива 200 дол./т у.п. для кожного варіанту графіків навантаження (табл. 3.3) за вищенаведеною методикою визначена оптимальна потужність ВЕУ і їх кількість, при якому інтегральний ефект (ΔZ) досягав максимуму (табл. 3.4, 3.5). При цьому покладалося $d = 0,1$ од/рік, $\mu = 0,02$ од/рік, питомі витрати умовного палива в ДЕС

450г/(кВт·год), середній строк служби ВЕУ – 20 років, И – 2,5 % від К. Параметри розподілу Вейбулла приводились до відповідної висоти за виразами (2.1).

Таблиця 3.4

Оптимальні потужності ВЕУ та їх кількість

Параметри Вейбулла		Графік навантаження		
В, м/с	С	1	2	3
4	2,0	-	-	-
	1,0	-	-	100/1
5	2,0	-	100/1	200/1
	1,0		100/1	150/1
6	2,0	10/1	100/1	250/1
	1,0	10/1	100/1	200/1

Примітка: чисельник – потужність ВЕУ, кВт; знаменник – кількість ВЕУ

Прочерк означає неефективність застосування ВЕУ при вартості дизельного палива 200 дол./т умовного палива.

Таблиця 3.5

Граничні вартості умовного палива, починаючи з яких економічний ефект застосування ВЕУ позитивний, дол./т у.п.

Параметри Вейбулла		Графік навантаження		
В, м/с	С	1	2	3
4	2,0	425	240	220
	1,0	305	230	180
5	2,0	280	180	150
	1,0	230	185	130
6	2,0	200	135	ПО
	1,0	190	160	105

Примітка. Виділені варіанти з вартістю умовного палива до 200 дол./т

Аналіз даних таблиць показує, що на виробничих об'єктах з $P_2 \leq 250$ кВт з нерівномірним графіком навантаження ($K_n = P_1/P_2 \leq 0,15$) і вартістю палива менше 200 дол./т у.п. застосування ВЕУ доцільно при високих швидкостях вітру ($V \geq 5$ м/с). При потужностях $P_2 > 250$ кВт і рівномірним навантаженням використання ВЕУ ефективно навіть в районах з дешевим паливом при $V \geq 4$ м/с.

Оцінку ефективності використання будь-якого виду нетрадиційних поновлювальних джерел енергії можна провести за терміном окупності капітальних вкладень:

$$T_{ок} = K / (E - I), \quad (3.10)$$

де K – питомі капіталовкладення (бюджетні кошти), дол./кВт;

I – щорічні експлуатаційні витрати, дол./рік, які визначаються як частка n від капіталовкладень; $I = n \cdot K$;

E – економія, яка досягається за рахунок скорочення витрат палива, дол./рік:

$$E = E_m \vartheta_{нум} \Pi \cdot 10^{-6}, \quad (3.11)$$

де E_m – кількість електроенергії, яка виробляється протягом року установкою 1 кВт, кВт год/рік;

$\vartheta_{нум}$ – питомі витрати палива на виробництво електроенергії, т у.п./ (кВт год);

Π – ціна 1 т у.п., дол./т у.п.

$$\Pi = \frac{(1 + nT_{ок})K \cdot 10^6}{E_m \vartheta_{нум} T_{ок}}. \quad (3.12)$$

Розглянемо варіанти $T_{ок} = 3$ і 5 років $n = 0,15$ і $0,05$. $K = 500, 700, 800, 900, 1000, 1500, 2000; 3000$ дол./кВт. $E_m = 1000, 1500, 2000, 2500; 3000, 4000, 5000, 6000$ кВт год. Питомі витрати палива приймаються 325 т у.п./кВт год, що відповідає середнім витратам на традиційних

електростанціях, і 450 т у.п./кВт год, що відповідає витратам палива на дизельних електростанціях. У таблиці 3.6 наведені дані розрахунків ціни 1 т у.п. (дол./т у.п.) при виробництві електроенергії. Чисельник для $T_{ок} = 3$ роки, $v_{нпт} = 325$ т у.п./(кВт год), $n = 0,15$; знаменник – $T_{ок} = 5$ років; $v_{нпт} = 450$ т у.п./кВт год, $n = 0,05$.

Таблиця 3.6

Розрахункова ціна 1 т у.п. (дол./т у.п.) при
виробництві електричної енергії

Кількість годин використання	Ціна 1 т у.п. при питомих капітальних вкладеннях, дол./кВт							
	500	700	800	900	1000	1500	2000	3000
1000	<u>743</u>	<u>1041</u>	<u>1190</u>	<u>1341</u>	<u>1490</u>	<u>2235</u>	<u>2980</u>	<u>4470</u>
	280	392	449	504	560	840	1120	1680
1500	<u>497</u>	<u>695</u>	<u>795</u>	<u>894</u>	<u>993</u>	<u>1490</u>	<u>1987</u>	<u>2980</u>
	187	261	299	336	373	560	747	1120
2000	<u>372</u>	<u>521</u>	<u>596</u>	<u>670</u>	<u>745</u>	<u>1117</u>	<u>1490</u>	<u>2235</u>
	140	196	224	252	280	420	560	840
2500	<u>298</u>	<u>417</u>	<u>477</u>	<u>536</u>	<u>596</u>	<u>894</u>	<u>1192</u>	<u>1788</u>
	112	157	179	202	224	336	448	672
3000	<u>248</u>	<u>348</u>	<u>397</u>	<u>447</u>	<u>497</u>	<u>745</u>	<u>993</u>	<u>1490</u>
	93	131	149	168	187	280	373	560
4000	<u>186</u>	<u>261</u>	<u>298</u>	<u>335</u>	<u>372</u>	<u>559</u>	<u>745</u>	<u>117</u>
	70	98	112	126	140	210	280	420
5000	<u>149</u>	<u>209</u>	<u>238</u>	<u>268</u>	<u>298</u>	<u>447</u>	<u>596</u>	<u>894</u>
	56	78	90	101	112	168	224	336
6000	<u>124</u>	<u>174</u>	<u>199</u>	<u>223</u>	<u>248</u>	<u>372</u>	<u>497</u>	<u>745</u>
	47	65	75	84	93	140	187	280

— Сфера економічно ефективного використання НПДЕ при вартості 1 т у.п. 300 дол. для виробництва електроенергії

— Сфера економічно ефективного використання НПДЕ при вартості 1 т у.п. 100 дол.

Як видно із таблиці 3.6, при ціні 1 т у.п. менше 50,0 дол. ефективність використання поновлювальних джерел за першим варіантом дорівнює нулю. Однак, якщо прийняти до уваги, що вартість 1 т

дизельного палива може складати від 200 до 300 дол., то з'являються зони економічно вигідного використання поновлювальних джерел. За другим варіантом при ціні палива 300 дол. / т у.п. сфера економічного використання НПДЕ достатньо велика.

Для оцінки ефективності використання НПДЕ для отримання теплової енергії розглянемо аналогічні випадки за значеннями $T_{ок}$ і n , капіталовкладення змінюються, дол./кВт – 30, 50, 70, 100, 200, 250, 500, 1000, 1500. При цьому покладається $v_{нпт} = 170$ кг у.п. / Гкал, що відповідає витратам ТЕС і центральних котелень, і $v_{нпт} = 200$ кг у.п. / Гкал = 172 т у.п. / (кВт год), що відповідає питомим витратам палива для котелень потужністю 3 – 5 МВт.

Таблиця 3.7

Розрахункова ціна 1 т у.п. (дол./т у.п.) при виробництві теплової енергії

Кількість годин викорис- тан- ня	Ціна 1 т у.п. при питомих капітальних вкладеннях, дол./кВт								
	30	50	70	100	200	250	500	1000	1500
500	<u>197</u>	<u>329</u>	<u>461</u>	<u>658</u>	<u>1316</u>	<u>1645</u>	<u>3290</u>	<u>6580</u>	<u>9870</u>
	87	145	203	290	580	725	1450	2900	4350
1000	<u>99</u>	<u>164</u>	<u>230</u>	<u>329</u>	<u>658</u>	<u>822</u>	<u>1645</u>	<u>3290</u>	<u>4935</u>
	43	72	101	145	290	362	724	1448	2172
2000	<u>50</u>	<u>82</u>	<u>115</u>	<u>164</u>	<u>329</u>	<u>411</u>	<u>822</u>	<u>1640</u>	<u>2470</u>
	22	36	51	72	145	181	362	724	1086
3000	<u>33</u>	<u>55</u>	<u>77</u>	<u>110</u>	<u>219</u>	<u>274</u>	<u>548</u>	<u>1100</u>	<u>1645</u>
	14	24	34	48	97	121	242	484	726
4000	<u>25</u>	<u>41</u>	<u>58</u>	<u>82</u>	<u>164</u>	<u>206</u>	<u>411</u>	<u>820</u>	<u>1230</u>
	11	18	25	36	72	91	182	364	546
5000	<u>20</u>	<u>33</u>	<u>46</u>	<u>66</u>	<u>132</u>	<u>164</u>	<u>329</u>	<u>600</u>	<u>990</u>
	8,7	14	20	29	58	72	144	288	432
6000	<u>17</u>	<u>27</u>	<u>38</u>	<u>55</u>	<u>110</u>	<u>137</u>	<u>274</u>	<u>550</u>	<u>822</u>
	7,2	12	17	24	48	60	120	240	360
7000	<u>16</u>	<u>24</u>	<u>33</u>	<u>47</u>	<u>94</u>	<u>117</u>	<u>235</u>	<u>470</u>	<u>705</u>
	6,2	10	14	21	41	57	104	208	312

— Сфера економічно ефективного використання НПДЕ при вартості 1 т у.п. 300 дол. для виробництва теплової енергії

— Сфера економічно ефективного використання НПДЕ при вартості 1 т у.п. 100 дол. для виробництва теплової енергії

Розрахунки наведені в таблиці 3.7. Чисельник: $T_{ок} = 3$ роки, $\epsilon_{num} = 170$ кг у.п. / Гкал = 147 г у.п. / (кВт год), $n = 0,15$; знаменник – $T_{ок} = 5$ років, $\epsilon_{num} = 200$ кг у.п. / Гкал = 172 г у.п. / (кВт год); $n = 0,05$. Зони ефективного використання установок НПДЕ при вартості 1 т у.п. 300 дол. окреслені в таблиці 3.7.

Наведений спосіб оцінки ефективності НПДЕ дозволяє замовникам нетрадиційних джерел оцінити можливості і ефективність використання установок при бюджетному фінансуванні. Розширення сфери економічного використання нетрадиційних поновлювальних джерел енергії зумовлює врахування скорочення збитків від забруднення навколишнього середовища і перерв в енергопостачанні.

3.3. Розрахунок теплової помпи для системи теплопостачання

Вихідні дані: теплопродуктивність системи теплопостачання при розрахунковій температурі зовнішнього повітря $Q_{тв}^p = 1$ МВт; температура джерела теплоти низького потенціалу (артезіанська вода) $t_g = 15^\circ\text{C}$, температура води в тепломережі при розрахунковій температурі зовнішнього повітря: прямої $t_{ep}^n = 95^\circ\text{C}$, зворотної $t_{ep}^3 = 70^\circ\text{C}$; розрахункова температура зовнішнього повітря $t_{зн.р} = -15^\circ\text{C}$. Температура повітря у приміщенні $t_{вн} = 18^\circ\text{C}$. Робоче середовище теплового насоса – R-12.

Приймемо теплову помпу ТН-80: середній коефіцієнт теплопередачі конденсатора $K_k = 600$ Вт/(м² · К), випаровувача – $K_b = 500$ Вт/(м² · К); $K_{БК} = 1,44$.

Енергетичні показники котельні і конденсаційної електростанції:

$$\eta_{кот} = 0,8, \eta_{тн} = 0,95, B_k = 0,31.$$

Початок опалювального сезону розпочинається при $t_{3H} < 10^{\circ}\text{C}$. Значення температур зовнішнього повітря і час, протягом якого вони тривають у період опалювального сезону для IV кліматичної зони:

$t_{3H}, ^{\circ}\text{C}$	- (10 – 14,9)	- (5 – 9,9)	0 – (-4,9)	5 – 0,1	10 – 5,1
год.	20	350	840	1400	390

Звідси загальна тривалість опалювального сезону $\tau = 3000$ годин.

На основі вихідних даних будемо графіки зміни теплопродуктивності та річної витрати теплоти системи опалення.

Витрати теплоти на опалення при різних температурах зовнішнього повітря t_{3H} при значенні розрахункової температурі зовнішнього повітря $t_{3H.p}$ і розрахункової теплопродуктивності системи $Q_{тв}^p$ визначаються за виразом:

$$\frac{Q_{тв}}{Q_{тв}^p} = \frac{t_{вн} - t_{3H}}{t_{вн} - t_{3H.p}}$$

Залежність $Q_{тв}$ від t_{3H} побудована на рис. 3.7.

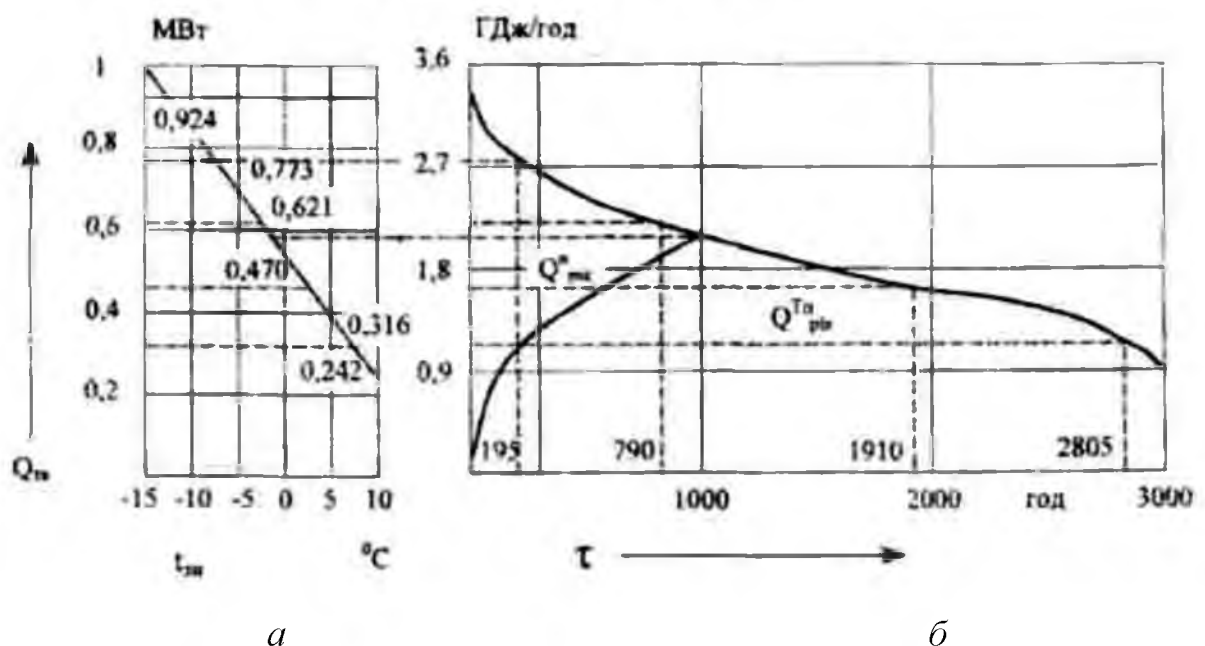


Рис. 3.7. Зміна тепло продуктів системи опалення і тривалості сезонного навантаження

Витрати теплоти за опалювальний сезон визначаються за графіком рис. 3.7.б, де по осі абсцис відкладена кількість годин опалювального сезону τ , протягом якої спостерігається дана температура зовнішнього повітря t_{zn} , по осі ординат – витрати теплоти $Q_{те}$ за годину залежно від значення t_{zn} . Площа, яка обмежена кривою і осями координат, у відповідному масштабі дорівнює витратам теплоти за опалювальний сезон.

У випадку опалення гарячою водою відпуск теплоти регулюється шляхом зміни температури теплоносія (води) при незмінних витратах. Розрахунок системи якісного регулювання зводиться до визначення температур «прямої» і «зворотної» води в опалювальній мережі залежно від необхідного в даних умовах теплового навантаження. Це дозволяє підтримувати на необхідному рівні внутрішню температуру в опалюваних приміщеннях.

На рис. 3.8. побудований температурний графік тепломережі при заданих значеннях t_e^n , і t_e^3 , на основі результатів розрахунків за наступними рівняннями:

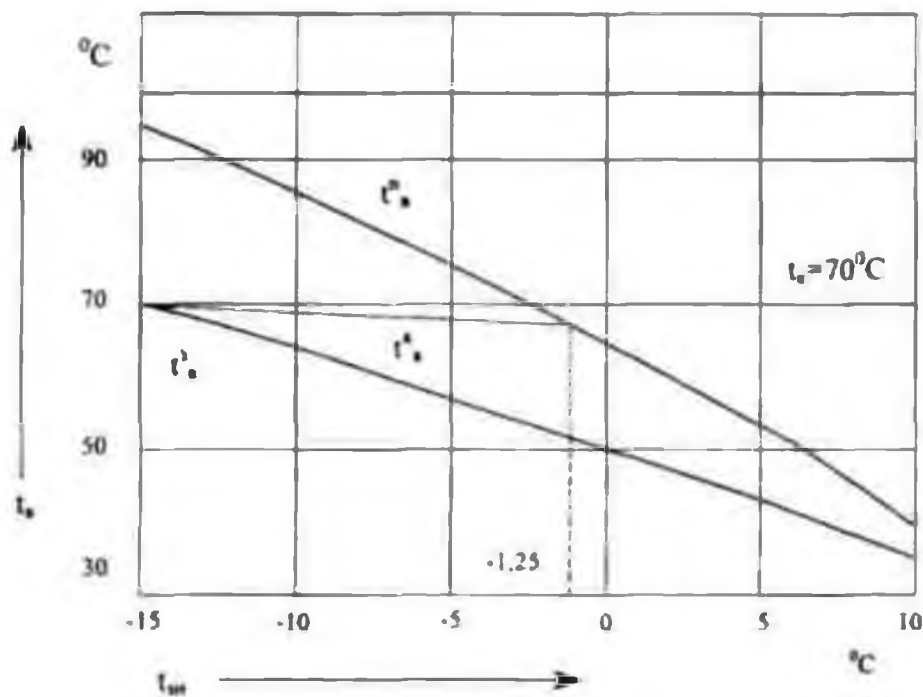


Рис. 3.8. Температурний графік якісного регулювання опалювального навантаження

$$\Delta t_6^n = t_{вн} + (t_{сер.p} - t_{вн}) \left(\frac{Q_{m6}}{Q^p} \right)^{0,8} + \frac{Q_{m6}}{Q^p} \Delta t / 2;$$

$$\Delta t_6^3 = t_{вн} + (t_{сер.p} - t_{вн}) \left(\frac{Q_{m6}}{Q^p} \right)^{0,8} - \frac{Q_{m6}}{Q^p} \Delta t / 2.$$

Маса води, яка циркулює в системі опалення, за формулою:

$$G_6 = \frac{Q_{рад}}{\Delta t \cdot c_6} = \frac{Q_{m6}^p}{\Delta t \cdot c_6}$$

Отже отримаємо

$$G_6 = \frac{1000}{4,187 \cdot (95 - 70)} = 9,55 \text{ кг/с.}$$

Теплопродуктивність теплової помпи визначається за виразом:

$$Q_{тп} = G_6 c_6 (t_6^к - t_6^3).$$

Температура води після конденсатора теплової помпи визначається за виразом:

$$t_6^к = t_к - \frac{t_к - t_6^3}{e^m}.$$

Температура конденсації залежно від температури зовнішнього повітря буде становити:

$$t_к = \frac{e^m t_6^n - t_6^3}{e^m - 1}.$$

Продуктивність системи пікового підігріву визначається за виразом:

$$Q^n = G_e c_e (t_e^n - t_e^3),$$

а при $t_e^n > t_e^k > t_e^3$:

$$Q^n = G_e c_e (t_e^n - t_e^k) = Q_{me} - Q_{mn}.$$

Річний виробіток теплоти знаходиться за графіком (рис. 3.7) з урахуванням температури зовнішнього повітря і співвідношення Q_{mn} / Q_{me} .

Максимальна холодопродуктивність визначається при $t_0 = 5 \text{ }^\circ\text{C}$, $t_{ec} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$ і $t_k = 70 \text{ }^\circ\text{C}$ за формулою:

$$Q_0 = Q_{me} q_0 / q.$$

Температура води (джерела) після випаровувача знаходиться з рівнянь:

$$\theta_e = Q_0 / (K_e F_e);$$

Витрати води через випаровувач визначаються формулою:

$$G_e^e = \frac{Q_0}{c_e (t_g - t_e^e)}.$$

Результати розрахунків зведені в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8

Результати розрахунків теплової помпи
в режимі опалюваного навантаження

Величина	Температура зовнішнього повітря $t_{zn}, \text{ }^\circ\text{C}$						
	-15	-10	-5	-1,25	0	5	10
1	2	3	4	5	6	7	8
$Q_{ТВ}, \text{ МВт}$	1	0,848	0,697	0,583	0,545	0,394	0,242
$Q_{ТП}, \text{ МВт}$	0	0,204	0,436	0,583	0,545	0,394	0,242
$t_e^n, \text{ }^\circ\text{C}$	95	85,2	75	67,2	64,5	53,5	41,8
$t_e^3, \text{ }^\circ\text{C}$	70	63,9	57	52,6	50,9	43,7	35,7

1	2	3	4	5	6	7	8
$t_6^K, \text{ }^\circ\text{C}$	-	69	67,9	67,2	64,5	53,5	41,8
$G_6^K, \text{ кг/с}$	9,55						
$t_K, \text{ }^\circ\text{C}$	-	70	70	70	67,2	55,4	43
$\theta_K, \text{ }^\circ\text{C}$	-	2,8	6	8	7,5	5,4	3,3
$K_K F_K, \text{ Вт/К}$	72875						
$Q^n, \text{ МВт}$	1	0,644	0,261				
$F_K, \text{ м}^2$	121,5						
$F_B, \text{ м}^2$	175						
$Q_0, \text{ МВт}$	-	0,157	0,331	0,439	0,418	0,332	0,213
$K_B F_B, \text{ Вт/К}$	87750						
$\theta_6, \text{ }^\circ\text{C}$	-	1,79	3,77	5	4,76	3,79	2,43
$t_6^6, \text{ }^\circ\text{C}$	-	12,1	8,9	7	7,3	8,9	11,2
$G_6^6, \text{ }^\circ\text{C, кг/с}$	13,03						
$t_0, \text{ }^\circ\text{C}$	-	11,4	7,45	5	5,4	7,37	10,2
λ	-	0,74	0,715	0,695	0,71	0,77	0,82
η_i	-	0,74	0,74	0,735	0,737	0,735	0,71
η_e	-	0,703	0,703	0,698	0,7	0,698	0,675
$G_a, \text{ кг/с}$	-	1,6	3,35	4,41	4,07	2,89	1,67
$v_K, \text{ м}^3/\text{с}$	-	0,094	0,232	0,34	0,303	0,186	0,092
$Na, \text{ кВт}$	-	46	106	144	127	62	29
$P, \text{ кВт}$	-	65,4	150,8	206,3	181,4	88,8	43
ε	-	3,1	2,9	2,8	3	4,4	5,6

Річні витрати електроенергії компресором теплової помпи становлять:

$$\begin{aligned}
 W_{\text{КОМП}} &= (65,4 / 2) \cdot 20 + 350 \cdot (65,4 + 150,8) / 2 + 630 \cdot (150,8 + 206,3) / 2 + \\
 &+ 210 \cdot (206,3 + 181,4) / 2 + 1400 \cdot (181,4 + 88,8) / 2 + 390 \cdot (88,8 + 43) / 2 = \\
 &= 406500 \text{ кВт}\cdot\text{год.}
 \end{aligned}$$

Потужності pomp системи, при $\eta = 0,7$ і $H_y = 0,49$ МПа, $H_a = 0,687$ МПа, $H_6 = 0,15$ МПа, дорівнюють:

$$P_y = 6,7 \text{ кВт}, P_a = 12,8 \text{ кВт}, P_6 = 2,8 \text{ кВт.}$$

Витрати енергії помпами за опалювальний період будуть становити:

$$W_n = (6,7 + 12,8 + 2,8) \cdot 3000 = 66900 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Частка теплоти, в її загальній кількості необхідної для опалення за опалювальний сезон, теплової помпи дорівнює:

$$Q_{\text{рік}}^{\text{min}} = 102 \cdot 20 + 320 \cdot 350 + 483 \cdot 420 + 556,5 \cdot 210 + 564 \cdot 210 + \\ + 470 \cdot 1400 + 318 \cdot 390 = 1334225 \text{ кВт}\cdot\text{год} = 4803210 \text{ МДж};$$

в свою чергу для пікової системи опалення:

$$Q_{\text{рік}}^n = 824 \cdot 20 + 465 \cdot 350 + 177 \cdot 420 + \\ + 47,5 \cdot 210 = 263545 \text{ кВт}\cdot\text{год} = 948000 \text{ МДж.}$$

Загальна кількість теплоти необхідної для опалення

$$Q_{\text{ТВ. рік}} = 1334225 + 263545 = 1597770 \text{ кВт}\cdot\text{год} = 5751972 \text{ МДж.}$$

Економія палива за рік при застосуванні теплових pomp складає:

$$\Delta B = \frac{4803210}{29,3 \cdot 0,8 \cdot 0,95} - (406500 + 66900) \cdot 0,31 = \\ = 68946,1 \text{ кг у.н./ рік} = 68,95 \text{ т у.н./ рік.}$$

Таким чином, виходячи з критерію енергетичної ефективності, застосування теплової помпи для теплопостачання вигідніше порівняно з опалювальною котельнею.

Висновки до розділу 3

Сонячна установка тепlopостачання може застосовуватися для покриття навантаження опалення і гарячого водопостачання, у тому числі протягом року або лише в неопалювальний період.

Участь сонячних установок у покритті частки опалювального навантаження можлива лише при збільшенні площі колекторів до величини, порівнянної з опалювальною площею будівлі.

Однак при цьому в неопалювальний період при різкому зменшенні навантаження і значному рості сонячної радіації, що надходить до колектора, теплова потужність установки не може бути використана споживачем, що значно зменшує середньорічну питому корисну теплопродуктивність і техніко-економічні показники установки.

Якщо сонячна установка покриває тільки навантаження гарячого водопостачання, яке в декілька разів менше опалювального, то при відносно невеликій площі колекторів можна досягнути високої питомої теплопродуктивності і прийняттого коефіцієнта заміщення. Тому тут ми розглядали тільки установки гарячого водопостачання.

Дослідження показують, що при заміщенні вугілля енергією Сонця вартість 1 м^2 геліоустановки не повинна перевищувати вартості 1,02 т у. п., заміщенні електроенергії – вартості 0,6 т у. п., дизельного палива – 0,85 т у.п..

При термінові використання більше року вітроенергетичні установки при середній швидкості вітру більше 4 м/с мають вищу енергетичну ефективність порівняно з іншими видами електростанцій.

Проведений розрахунок теплової помпи для системи тепlopостачання показує, що економія палива за рік при застосуванні теплових помп складає 68, 95 т у. п., що, в свою чергу, дозволяє стверджувати наступне: застосування теплової помпи для тепlopостачання є вигіднішим порівняно з опалювальною котельнею яка працює на традиційних видах енергоресурсів.

ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ

Проведене в магістерській роботі дослідження показало наступне:

Якщо нетрадиційні поновлювальні джерела енергії, на сьогоднішній день, становлять 0,5 % від усієї енергії, що виробляється в Україні, то згідно з Енергетичною програмою України до 2030 року структурно їх роль передбачається збільшити до 8 – 10 %. Програмні завдання за технологіями виглядають наступним чином. Виробництво електроенергії: сумарно – 12,74 ТВт год з яких повинно бути отримано за рахунок вітроустановок – 3,83 ТВт год., сонячних систем (фотоперетворювачів і комбінованих сонячно-теплових) – 1,9 ТВт год., теплових на вугільному метані – 1,07 ТВт год., на некондиційних газах – 0,86 ТВт год., на побутових відходах і біомасі – 1,6 ТВт год., електрогенеруючих мінітеплоутилізаційних технологій – 2,1 ТВт год. Виробництво теплової енергії: сумарно – 26 ТВт год, технології на основі сонячних колекторів – 4,5 ТВт год., геотермальне теплопостачання – 12 ТВт год., теплопомпові технології – 5,7 ТВт год., малі теплоелектроцентралі на вугільному метані – 0,9 ТВт год., на некондиційних газах – 1,1 ТВт год. і на побутових відходах і біомасі – 3,6 ТВт год.

При проектуванні геліоенергетичних систем необхідно враховувати геліотехнічні можливості місцевості. Під цим розуміють кількісні характеристики потоків сонячної інсоляції й можливість їхнього використання для роботи різних типів сонячних установок. Фактичний радіаційний режим визначає характер рельєфу й особливості атмосферних умов. Радіаційний режим території України, особливо її південних районів, сприятливий для практичного використання сонячної енергії.

У цілому в теплий період року геліоустановки з плоскими колекторами, які працюють при наявності добових сумарних радіацій більше 15 МДж/м^2 , можуть працювати з повним навантаженням протягом більше 4 місяців у районі півдня України і в Криму, протягом 3,5 – 4 місяців – у центральній, південно-східній і степній частинах України і протягом 3 місяців – у західній і північній частинах України.

Енергію вітру в Україні використовували з прадавніх часів. У 1917 році кількість вітряків в Україні складала 20 – 30 тисяч, вони виробляли 150 – 200 тисяч кіловат енергії. З початком колективізації кількість вітряків значно зменшилась, а прихильність до гігантизму в радянський час практично витіснила їх із практичного застосування. За офіційними даними, на 1955 рік в УРСР використовувалось всього 8500 вітряків загальною потужністю 60 тис. кінських сил. Загалом вітрова енергія в Україні в останні часи не використовувалась і роботи в галузі вітроенергетики почали проводитись порівняно недавно.

Незважаючи на невелику швидкість вітру в багатьох районах України, енергетичний потенціал його достатньо великий для того, щоб успішно розвивати вітроенергетичну галузь.

Важливе значення для розрахунків обсягів електроенергії, яка виробляється вітроустановками, має також розподілення потужності вітрового потоку за кількістю днів і частота вітрових потоків протягом року.

Найсприятливіші регіони для промислового виробництва електроенергії характеризуються середньорічною швидкістю вітру 5 м/с та 5,5 м/с на висоті 10 м над землею поверхнею. За статистичними даними, така швидкість вітру спостерігається в таких регіонах України: Азово-Чорноморське побережжя, Одеська, Херсонська, Запорізька, Донецька, Луганська, Миколаївська, Кримська області, район Карпат.

Загальна площа, на якій отримання електричної енергії від вітроустановок доцільне, складає 20 % усієї площі України. Річний економічний потенціал вітрової енергії при ефективному використанню вітроагрегатів складає 300 – 600 млрд. кВт год. електроенергії.

Проведений розрахунок теплової помпи для системи тепlopостачання показує, що економія палива за рік при застосуванні теплових pomp складає 68, 95 т у. п., що, в свою чергу, дозволяє стверджувати наступне: застосування теплової помпи для тепlopостачання є вигіднішим порівняно з опалювальною котельнею яка працює на традиційних видах енергоресурсів.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Альтернативная энергетика [Электронный ресурс] : [сайт]. – Режим доступа : URL : <http://www.alterenergy.info/>
2. Бобров Є. А. Енергетична безпека держави / Є. А. Бобров ; Ун-т економіки та права, ВНЗ “КРОК”. – Київ, 2013. – 306 с.
3. Величко О. В. Стан розвитку, проблеми та перспективи використання відновлюваних джерел енергії в Україні / О. В. Величко // Нові технології. – 2012. – № 2-3 (36-37). – С. 169-174.
4. Відновлювана енергетика XXI століття : матеріали 9 Міжнар. конф., присвяч. 90-річчю НАН України та 90-річчю ф-ту електроенерготехніки та автоматики НТУУ “КПІ”, 15-17 верес. 2008 р. – Крим, 2008. – 316 с.
5. Відновлювані джерела електричної енергії (аналіз, перспективи, проекти) : монографія / І. О. Сінчук, С. М. Бойко, І. А. Луценко, Г. І. Ткаченко ; під ред. Сінчука О. М. - Кременчук : Вид-во ПП Щербатих О.В., 2013. - 102 с/
6. Войтко С. В. Системний аналіз енергетичної безпеки країн : аспект використання відновлюваних джерел енергії / С. В. Войтко // Економічний форум. – 2013. – № 4. – С. 29- 34.
7. Гевко Р.Б. Підвищення ефективності виробництва біопалива / Р.Б. Гевко, Р.І. Розум // Матеріали круглого столу «Проблеми розвитку альтернативних та відновлювальних джерел енергії: економічний аспект» (26 травня 2011р.) Тернопіль ТНЕУ С. 26-32.
8. Герасимчук Б. П. Регіональна політика розвитку нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії / Б. П. Герасимчук // Економічний форум. – 2015. – № 3. – С. 106-112/
9. Гончарук Т. В. Виробництво біопалива у формуванні енергетичної безпеки України [Електронний ресурс] / Т. В. Гончарук // 3б.

наук. пр. Тавр. держ. агротехнол. університету. – 2013. – № 2, т. 3. – С. 77–82. – Режим доступу : URL : [http://nbuv.gov.ua/j-pdf/znptdau_2013_2\(3\)_10.pdf](http://nbuv.gov.ua/j-pdf/znptdau_2013_2(3)_10.pdf)

10. Дзядикевич Ю.В. Особливості процесу спалювання деревної біомаси та шляхи його покращення / Ю.В. Дзядикевич, Р.І. Розум, М.В. Буряк // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – Харків. – 2010. № 10 (80). – С.41 – 45.

11. Дзядикевич Ю.В. Энергетичний менеджмент. Підручник / Ю.В. Дзядикевич, Р.Б. Гевко, М.В. Буряк, Р.І. Розум. – Тернопіль: Підручники і посібники. – 2014. – 336 с.

12. Дзядикевич Ю.В. Шляхи підвищення ефективності використання відходів деревини / Ю.В. Дзядикевич, Р.І. Розум, М.В. Буряк // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – Харків. – 2011. № 4. – С.22 – 27.

13. Дзядикевич Ю.В. Методи оцінки ефективності інвестицій в енергозбереження / Ю.В. Дзядикевич, Р.І. Розум, М.В. Буряк // Інноваційна економіка. – Тернопіль. – 2011. – № 2 [21]. – С. 119 – 122.

14. Дзядикевич Ю.В. Управління процесами ефективного енергозбереження / Ю.В. Дзядикевич, Р.Б. Гевко, Р.І. Розум, М.В. Буряк // Інноваційна економіка. – Тернопіль. – 2010. – № 3. – С. 151 – 154.

15. Дзядикевич Ю.В. Управління енергозабезпеченням шляхом використання вторинних енергоресурсів / Ю.В. Дзядикевич, Р.І. Розум, М.В. Буряк // Інноваційна економіка. – Тернопіль. – 2010. – № 2. – С. 44 – 50.

16. Дзядикевич Ю.В. Підвищення ефективності використання твердого біопалива (огляд) / Ю.В. Дзядикевич, Р. Б. Гевко, Р.І. Розум, М.В. Буряк // Вісник інженерної академії України. – 2010. - № 3-4. – С. 213-219.

17. Економіка довкілля і природних ресурсів: монографія / Ю.В. Дзядикевич та інші. – Тернопіль: Астон. – 2016. – 392 с.

18. Екологічна безпека уранового виробництва / В. І. Ляшенко, Ф. П. Топольний, М. І. Мостіпан, Т. С. Лісова ; М-во палива і енергетики України, МОНМС України, Укр. наук.-дослід. та проект.- розвідув. ін-т пром. технології, Кіровогр. нац. техн. університет. – Кіровоград : КОД, 2011. – 237 с.

19. Енергетика, радіційна безпека та захист довкілля від фізичних забруднень. Загальний курс : навч. посібник / В. В. Сабадаш, І. М. Петрушка, М. С. Мальований, О. А. Нагурський ; Нац. ун-т “Львів. Політехніка”. – Львів : Вид-во Львів. політехніки, 2014. – 295 с.

20. Енергетика України на шляху до Європейської інтеграції / А. І. Шевцов, М. Г. Земляний, В. О. Бараннік [та ін.] ; Нац. ін-т стратег. дослідж., Дніпропетр. філія. – Дніпропетровськ : Журфонд, 2004. – 160 с.

21. Енергетична безпека держави: високоефективні технології видобування, постачання і використання природного газу / Є. І. Крижанівський, М. І. Гончарук, В. Я. Грудз [та ін.]; Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу, НАК “Нафтогаз України”, ДАТ “Чорноморнафтогаз”, Нац. гірн. університет. – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2006. – 282 с.

22. Енергетична безпека Європи ХХІ століття. Євразійські енергетичні коридори : зб. пр. 8 Міжнар. конф., 25-27 трав. 2005 р. / ред. : І. М. Карп. – Київ, 2005. – 80 с.

23. Енергетична безпека Європи. Погляд у ХХІ століття : пр. Міжнар. конф., 22-25 трав. 2001 р. – Київ: Укр. енциклопед. знання, 2001. – 240 с.

24. Енергетична безпека навколишнього середовища : матеріали Міжнар. наук.-практ. конф., 25-27 квіт. 2012 р. / МОНМС України, Луц. нац. техн. ун-т, ННЦ “Ін-т ґрунтознавства і агрохімії ім. О.Н. Соколовського”, Поліс. дослід. станція, Ун-т приклад. наук, Ун-т М. Кюрі-Склодовської в Любліні. – Луцьк, 2012. – 152 с.

25. Енергетична стратегія України до 2030 року [Електронний ресурс]. – Режим доступу : URL : <http://www.energoatom.kiev.ua/ua/about/strategy/>
26. Енергетична безпека України : зб. ст. та аналіт. матеріалів / ред. : О. О. Волович ; Нац. ін-т стратег. досліджень. – Одеса : Фенікс, 2009. – 354 с.
27. Енергетична безпека України: оцінка та напрямки забезпечення / за ред. Ю. В. Продана, Б. С. Стогнія ; НАН України, Нац. техн. ун-т України “Київ. політехн. інститут”. – Київ, 2008. – 400 с.
28. Енергетична безпека України: Стратегія та механізми забезпечення / А. І. Шевцов, М. Г. Земляний, В. В. Вербинський [та ін.]; Дніпропетр. філія Нац. ін-т стратег. досліджень. – Дніпропетровськ: Пороги, 2002. – 264 с.
29. Енергетична безпека України: чинники впливу, тенденції розвитку / ред. : М. П. Ковалик ; НАН України. – Київ, 1998. – 159 с.
30. Енергетичний форум : молодіжна наук.-практ. конф., 27 берез. 2012 р. / Нац. техн. ун-т України “Київ. політехн. ін-т”, Благод. фонд Б. Гаврилишина, Укр. ядерне т-во, Всеукр. молодіж. громад. орг. “Студент. республіка”. – Київ : Атопол, 2012. – 61 с.
31. Енергозбереження, енергоефективність та альтернативні джерела енергії : бібліографічний покажчик / уклад. : Кузуб І. Є.; Наукова бібліотека ДонДТУ, Інформаційно-бібліографічний відділ. – Лисичанськ : ДонДТУ, 2016. – 54 с.
32. ЕнергоРесурс [Електронний ресурс] : [сайт]. – Режим доступу : URL : <http://energetyka.com.ua/>
33. Кириленко О. В. Енергетична безпека України в умовах поточної української кризи [Електронний ресурс] / О. В. Кириленко // Вісн. Нац. акад. наук України. – 2014. – № 5. – С. 73–74. – Режим доступу : URL : http://nbuv.gov.ua/j-pdf/vnanu_2014_5_19.pdf

34. Забезпечення енергетичної безпеки України / С. М. Бевз, Д. В. Волошин, О. І. Закревський [та ін.] ; Рада нац. безпеки і оборони України, Нац. ін-т проблем міжнар. безпеки. – Київ : НІМПБ, 2003. – 264 с.
35. Заремба І. М. Проблеми оптимізації енергозабезпечення України та шляхи їх вирішення : автореф. дис... канд. екон. наук : 21.04.01 / Заремба Ігор Миколайович ; Рада нац. безпеки і оборони України, Нац. ін-т проблем міжнар. безпеки. – Київ, 2006. – 20 с.
36. Клопов І. О. Передумови розвитку відновлюваних джерел енергії / І. О. Клопов // Науковий вісник Мукачівського державного університету. – 2015. – Вип. 2., Ч. 1. – С. 17-23.
37. Крикавський Є. В. Маркетинг енергозабезпечення / Є. В. Крикавський, Н. С. Косар, Л. А. Мороз ; Нац. ун-т “Львів. політехніка”. – Львів, 2001. – 196 с.
38. Ксьонзенко В. П. Енергетична безпека як визначальний чинник економічної незалежності України : автореф. дис... канд. екон. наук : 08.01.01 / Ксьонзенко Валерій Петрович ; Київ. нац. екон. університет. – Київ, 2001. – 16 с.
39. Малкін Е. С. Енергетичний стан в Україні та енергозбереження : конспект лекцій / Е. С. Малкін, В. Є. Пісарев ; Київ. нац. ун-т буд-ва і архітектури. – Київ, 2001. – 16 с.
40. Маляренко В. А. Енергетика, довкілля, енергозбереження / В. А. Маляренко, Л. В. Лисак. – Харків : Рубікон, 2004. – 360 с.
41. Михайлюк О. Л. Енергетична безпека України в Чорноморському регіоні : аналіт. доповідь / О. Л. Михайлюк, О. Є. Калашникова ; Нац. ін-т стратег. дослідж., Регіон. філ. у м. Одесі. – Одеса: Фенікс, 2011. – 72 с.
42. Нові тенденції у сфері енергетичної безпеки : матеріали міжнар. наук.- практич. конф., 22 жовт. 2003 р. / ред. : О. Гринкевич ; Нац. ін-т проблем міжнар. безпеки при Раді нац. безпеки і оборони України, Регіон.

представництво Фонду ім. Ф. Еберта в Україні, Білорусі і Молдові. – Київ : Логос, 2014. – 250 с.

43. Проект енергетичної безпеки України на основі власних геотермальних ресурсів [Електронний ресурс] / Ю. П. Стародуб, В. М. Карпенко, В. М. Стасенко [та ін.] // Вісн. Львів. держ. ун-ту безпеки життєдіяльності. – 2012. – № 6. – С. 107–114. – Режим доступу : URL : http://nbuv.gov.ua/j-pdf/Vldubzh_2012_6_17.pdf

44. Прокіп А. В. Гарантування енергетичної безпеки: минуле, сьогодення, майбутнє / А. В. Прокіп. – Львів : ЗУКЦ, 2011. – 154 с.

45. Розум Р.І. Еколого-економічні системи: основні аспекти / Р.І. Розум, М.В. Буряк, І.В. Любезна // Науковий огляд. Науковий журнал. – Київ, 2015. – № 6 (16). – С. 33-49.

46. Розум Р.І. Підвищення ефективності управління асортиментною політикою підприємств деревообробного комплексу / Р.І. Розум, Р.В. Хамедюк // Матеріали наукового семінару “Екологізація економіки та регулювання використання природних ресурсів”. – 20 травня 2014. – Тернопіль: ТНЕУ. – С. 8-10.

47. Розум Р. Формування просторової структури землекористування в нових соціально-економічних умовах / Р. Розум, В. Карпенко // Матеріали Всеукраїнської науково-практичної конференції з міжнародною участю «Теоретичні та прикладні аспекти розвитку аграрного бізнесу України». – 28 жовтня 2015. – Тернопіль: ТНЕУ. – С. 200-202.

48. Стогній Б. С. Енергетична безпека України. Світові та національні виклики / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, С. П. Денисюк ; Відня фіз.-техн. проблем енергетики НАН України. – Київ : Укр. енциклопед. знання, 2006. – 408 с.

49. Тороп В. Енергетична безпека України: час реформ настав [Електронний ресурс] : огляд конференції “Енергетична безпека України: виклики геополітичної кризи” / В. Тороп. – Режим доступу : URL :

<http://ua.boell.org/uk/2014/06/12/energetichna-bezpeka-ukrayini-chas-reformnastav-oglyad-konferenciyi-energetichna-bezpeka> -

50. Брич В. Я., Гевко Б. Р. (№11) Проблеми застосування сонячної енергії в сфері житлово-комунального господарства //Інноваційна економіка. – 2016. – №. 1-2. – С. 152-157.

51. Українська енергетика [Електронний ресурс] : [сайт]. – Режим доступу : URL : <http://ua-energy.org/>

52. Energy and Energy Conservation [Electronic resource]. – Way of access : URL : http://www.science.gov/browse/w_121.htm

53. Energy and National Security [Electronic resource]. – Way of access : URL : <http://csis.org/program/energy-and-national-security>

54. Energy Security Analysis, Inc. [Electronic resource] : [website]. – Way of access : URL : <http://www.esai.com/>

55. Energy security: Commission puts forward comprehensive strategy to strengthen security of supply [Electronic resource] : press release of European Comission, 28 may 2014. – Way of access : URL : http://europa.eu/rapid/pressrelease_IP-14-606_en.htm