МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ІМ. В. Н. КАРАЗІНА
ФІЗІКО-ЕНРГЕТИЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ
КАФЕДРА ФІЗИКИ НЕТРАДИЦІЙНИХ ЕНЕРГОТЕХНОЛОГІЙ ТА ЕКОЛОГІЇ

Пояснювальна записка

До дипломного проекту

на здобуття освітньо – кваліфікаційного рівня «магістр»

на тему «Геліотеплонасосна установка для опалення будинку»

Виконав: студент VI курсу, групи НФ-61

Напряму підготовки 8.040204 «Прикладна фізика»

Левішко Кирило Вікторович

Керівник: доктор фіз.-мат. наук, професор

Пеліхатий Микола Михайлович

Рецензент:_____

Робота захищена «___» _____2017р.

з оцінкою _____

Харків 2017 р.

ЗМІСТ

ВСТУП 6

РОЗДІЛ 1. СУЧАСНИЙ СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ ПОНОВЛЮВАНИХ ТА НЕТРАДИЦІЙНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

1.1 Запаси і ресурси джерел енергії 8

1.2 Сучасний стан використання поновлюваних та нетрадиційних енергетичних ресурсів 13

1.3 Проблеми використання нетрадиційних джерел енергії 21

РОЗДІЛ 2. ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ СОНЯЧНОГО ВИПРОМІНЮВАННЯ

2.1 Енергетичні характеристики сонячного випромінювання 27

2.2 Фізичні основи процесу перетворення енергії сонячного випромінювання в тепло 31

2.3 Типи та принцип дії сонячних колекторів 33

2.4 Сонячні водонагрівальні та опалювальні установки 40

РОЗДІЛ 3. ВИКОРИСТАННЯ ПЕРЕПАДІВ ТЕМПЕРАТУР ҐРУНТУ ЗА ДОПОМОГОЮ ТЕПЛОВИХ НАСОСІВ

3.1 Поняття теплового насоса, класифікація та область застосування 43

3.2 Конструкція та основні елементи теплових насосів 47

3.3 Використання теплових насосів в системах теплопостачання 51

РОЗДІЛ 4. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОНАСОСНОЇ УСТАНОВКИ ТА ГЕЛІКОЛЕКТОРА

4.1. Розрахунок теплонасосної установки 53

4.2. Розрахунок геліоколектора 61

ВИСНОВКИ 67

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ 68

ВСТУП

У сучасному всесвіті дуже важко уявити своє життя без використання електричної, теплової, механічної енергії. Людство споживає її просто в неймовірних кількостях. І проблема джерел енергії із часом стає дедалі гостріше, адже непомірне екологічне навантаження на природу, пов'язане з постійним збільшенням виробництва електроенергії, змушує шукати альтернативні шляхи. Цьому сприяє і віддалена перспектива вичерпання природних ресурсів викопних палив. Головна перевага поновлюваних джерел енергії – відсутність негативного впливу на навколишнє середовище або принаймні мінімальний вплив.

Актуальність роботи не визиває ніяких сумнівів, враховуючи теперішній стан енергосистеми безпосередньо в Україні. Лише за останній рік населення істотно відчуло на собі подорожчання абсолютно усіх можливих комунальних послуг. Ціна яких формується в першу чергу на основі собівартості енергоресурсів. Тому все частіше людство замислюється про використання систем опалення на основі геліоколекторів та теплових насосів як на промисловому рівні, так і на індивідуальному.

Перевага застосування теплонасосних установок в системах теплопостачання в порівнянні з іншими способами теплопостачання полягає в значній економії витрат енергії.

Геліоколектори мають дуже широкий спектр використання в теплопостачанні, включаючи гаряче водопостачання і опалення.

Об'єктом дослідження є комбінована геліотеплонасосна система теплопостачання індивідупльного будинку.

Мета – розробка комбінованої системи опалення індивідуального будинку з використанням теплонасосної установки та геліоколекторів.

Завдання:

- аналіз схем, конструкції та обладнання сучасних систем опалення з використанням теплових насосів та сонячної енергії:
- дослідження термодинамічних умов роботи парокомпресійних теплових насосів та вибір найбільш ефективної схеми теплонасосної установки за умов використання екологічнобезпечних холодоагентів;
- розробка системи опалення з геліоколекторами як додаткового джерела тепла для системи опалення та визначення параметрів її роботи .

1 СУЧАСНИЙ СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ ПОНОВЛЮВАНИХ ТА НЕТРАДИЦІЙНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

1.1. Запаси і ресурси джерел енергії

Для кількісної оцінки потенціалу джерел енергії користуються поняттями ресурсу і запасу. **Ресурсом** джерела енергії прийнято називати весь його обсяг, який принципово можливо виділити і перетворити в потрібний вид енергії. **Запас** джерела енергії - це той його обсяг, який можна виділити і перетворити в потрібний вид енергії практично. Практичне виділення і перетворення визначається економічною обґрунтованістю, тобто цей процес може бути припинений, якщо він стане економічно не вигідним.

Наприклад, вся нафта, що знаходиться в надрах Землі має властивості-вигоряння і переробки в нафтопродукти (дизельне паливо і бензин).Тому всі родовища викопної нафти (розвідані і ті, що прогнозуються) складають ресурс земних джерел цього виду енергії. Практично ж будь-яке родовище нафти не може бути викачано повністю по економічного міркувань, коли видобуток стає нерентабельною, що не дивлячись на всі зусилля, що докладаються щодо її вдосконалення. Таким чином, кожне джерело нафти має певний запас, який завжди менше його ресурсу. Те ж саме відноситься і до поновлюваних джерел енергії. Наприклад, енергія фотонів, що представляє суть енергії сонячного випромінювання, принципово однакова в будь-якій частині земної кулі, включаючи океани і полярні широти.

Як бачимо з наведених прикладів, запас джерел енергії завжди менше ресурсу з економічних причин, які, без сумніву ,можуть змінюватися в процесі технічної еволюції, приводячи до змін розмірів запасу. Але в будь-якому випадку запас завжди буде менше ресурсу, тому що з'являються більш кращі умови для розробки альтернативних джерел енергії.

Споживання енергоресурсів має сенс аналізувати з моменту їх індустріального використання. За даними Statistical Review of World Energy 2016 запаси сирої нафти, що залягає в осадових породах, оцінюються в близько 265 млрд тонн. За даними компанії BP (British Petroleum) світових запасів нафти повинно вистачити приблизно ще на 50-60 років. Видобуток природного газу повністю зупиниться через 100 років[1].

Запасів вугілля у світі за даними того ж самого BP становлять 403199 млн тон кам'яного і 488332 млн тон бурого. Однак видобуток вугілля з часом стає все складнішим і дорожчим. А також процес видобутку являє собою безпосередню небезпеку для працівників, що зайняті на виробництві, особливо у нашій країні.

До недавнього часу, а саме до 1986 року, найбільш перспективним паливом вважалося ядерне. За різними оцінками його запасів (хоча і не відновлюваних) вистачило б на багато сотень років, а з вишукування можливостей використання в атомних електростанціях (АЕС) ізотопу ^{238}U, на кілька тисячоліть. В даний час ядерним паливом атомних електростанцій є збагачений природний уран і штучно одержуваний плутоній. Природний уран складається з двох ізотопів - ^{235}U, якого в природному урані близько 0,7%, і ^{238}U, якого в природному урані 99,3%.

Але після Чорнобильської катастрофи відношення до ядерного палива стало неоднозначним, хоча по закінченню часу багато країн світу стали схилятися на користь значного збільшення числа АЕС, розцінюючи ядерну енергію як основну в перехідний період до глобального застосування відновлюваних джерел енергії.

Запаси гідроенергії. Гідроенергія хоч і відноситься до поновлюваних (гідроенергія сонячного походження), але використовується досить широко і

досить довго. Таким чином, вона займає проміжне положення між традиційними і нетрадиційними джерелами енергії.

Тут слід зауважити, що за прогнозами поновлювані джерела енергії в майбутньому повинні стати базовими, основними, а потім і безальтернативними, тобто, перейдуть в розряд традиційних. Наприклад, за даними Greenpeace International у доповіді Energy [R]evolution 2015 людство може повністю відмовитися від викопних видів палива та перейти на відновлювані джерела енергії (ВДЕ) до 2050 року [2].

Світові запаси гідроенергії, тобто, та її частина, використання якої виправдано економічно, складають 10 млрд. тон умовного палива в рік, що приблизно дорівнює всьому світовому енергоспоживанню в даний час.

Гідроенергетика дає майже третину електроенергії, використовуваної в усьому світі. Норвегія, де електроенергії на душу населення більше, ніж де-небудь ще, живе майже виключно гідроенергією. На гідроелектростанціях (ГЕС) і гідроакумулюючих електростанціях (ГАЕС) використовується потенційна енергія води, накоплюється за допомогою гребель. Гідроенергія - один з найдешевших і найчистіших енергоресурсів. Він є відновлюємим в тому сенсі, що водосховища поповнюються припливною річною і дощовою водою. Залишається під питанням доцільність будівництва ГЕС на рівнинах. Існують приливні електростанції, в яких використовується перепад рівнів води, що утворюється під час припливу і відливу. Для цього відокремлюють прибережний басейн невисокою греблею, яка затримує припливну воду під час відливу. Потім воду випускають і вона обертає гідротурбіни.

Найбільш потужним джерелом поновлюваної енергії є Сонце. Мало того, всі інші джерела енергії (традиційні та нетрадиційні) зобов'язані своїм існуванням Сонця. Сонячна енергія, проходячи через атмосферу, частково поглинається, і на поверхні Землі середня інтенсивність сонячного

випромінювання становить 0,35 кВт/м^2. Таким чином, на поверхню Землі за рік надходить приблизно $4 \cdot 10^{17}$ кВт·год. сонячної енергії. Це перевищує найсміливіші прогнози світового енергоспоживання в 21 столітті в сотні разів. Сонячна енергія, в залежності від сезону року може використовуватися на всій території Землі. Однак існують кліматичні зони з великою річною кількістю сонячних годин, на території яких застосування сонячної енергії найбільш ефективно. До таких територій в нашій країні належать переважно південні регіони такі як Херсонська, Миколаївська, Одеська, Запорізька області.

Для оцінки потенційних можливостей вітру зазвичай використовується питома потужність, що розвивається повітряним потоком з поперечним перетином 1 м^2. Ця потужність пропорційна швидкості вітру в третій ступені. Так як швидкість вітру різна по висоті, то різна і його потужність на різних висотах. Сумарна кінетична енергія вітру на висоті до 100 м, де щільність повітря можна вважати постійної, оцінюється в $1{,}5 \cdot 10^{21}$ Дж або $4 \cdot 10^{15}$ кВт·год., що становить приблизно 1% від енергії сонячного випромінювання.

Україна володіє значними ресурсами вітрової енергії і завдяки своїм природно-кліматичним характеристикам може вийти на одне з провідних місць в світі по використанню енергії вітру.

Основний вплив на клімат і, як наслідок, на вітровий режим території України надають Атлантичний і Північний Льодовитий океани. Істотно впливають на формування клімату окремих регіонів країни також висота і напрямок розташування карпатських і кримських гір, Подільської, Волинської та Придніпровської височин, Донецького кряжу, близькість інших регіонів до Чорного і Азовського морів і цілий ряд інших чинників.

Аналіз багаторічних спостережень метеостанцій свідчить про те, що на Україні переважають вітрові потоки із середньорічними швидкостями вітру від 5 м/с (на висоті флюгера, що дорівнює 10 м/с). Такі вітрові потоки при

сучасному рівні розвитку вітроенергетичних технологій дозволяють економічно обгрунтовано використовувати вище зазначені регіони для будівництва потужних вітроенергетичних станцій (ВЕС). Крім того, науковими дослідженнями, проведеними метеорологами Центральної геофізичної обсерваторії України, встановлено, що в найближчі 30-40 років на території України слід очікувати поступове збільшення середньої швидкості вітру на 1-2 м/с, що буде впливати на збільшення прогнозного потенціалу ВЕС.

Енергія вітру розподілена по території України вкрай нерівномірно, причому вітропотенціал на півдні країни значно вище, ніж на півночі. З точки зору використання енергії вітру на суші, найбільш сприятливими регіонами є Крим, Карпати (Львівська, Івано-Франківська, Закарпатська, західна частина Чернівецької області), узбережжя Чорного та Азовського морів (Одеська, Миколаївська, Херсонська, Запорізька і Донецька області), а також Луганська область. Площі територій, придатних для спорудження ВЕС, оцінюються в 8-9 тис. км^2. На цих територіях при використанні 20-30% площ і при щільності будівництва ВЕС 5 - 8 МВт/км^2 можна побудувати ВЕС загальною потужністю 8 - 24 тис. МВт і генерувати 16 - 48 млрд. кВт·год електроенергії на рік.

Правда, при цьому велика частина території України стане непридатною для проживання, і в прямому сенсі цього слова перетвориться на мертву землю. Справа в тому, що ВЕС становлять небезпеку не тільки для птахів, які масово розбиваються об лопаті їх генераторів, а й для всього живого. При роботі ВЕС виробляються інфразвукові коливання великої інтенсивності. Тому з місць, де знаходяться ВЕС, йде все живе і навіть щури. З прибережних вод, де встановлено ВЕС, йде риба. Тому розміщення ВЕС поблизу населених пунктів категорично забороняється.

Набагато більші площі для будівництва потужних ВЕС є на прибережних і внутрішніх акваторіях України. Великий вітропотенціал мають акваторії на

Азовському морі (площа - 60 тис. км^2), на Чорному морі (Одеська банка, площа 10 тис. км^2; Каркинитська затока, площа 25 тис. км^2), на приморських лиманах і на ряді інших водоймищ . В цілому по площах мілководних акваторій, придатних для будівництва ВЕС водного базування, Україна знаходиться на другому місці в світі (після Норвегії).

З урахуванням можливих обсягів інвестицій сумарну потужність ВЕС, які можуть бути побудовані протягом найближчих 10 років в перспективних регіонах України, за даними Інституту відновлюваної енергетики НАН України, можна оцінити в 16 ТВт з можливим річним обсягом виробництва енергії близько 32 млрд. кВт·год/рік [3].

Біопаливо хоч і відноситься до поновлюваних видів енергії, але вимагає певного часу на відновлення. У цьому сенсі воно якісно не відрізняється від викопного палива, але швидкість його відновлення набагато вище. Наприклад, щоб заповнити запаси нафти, що споживається зараз людством протягом року, необхідно мільйон років. Запаси ж спожитого за рік біопалива (при його штучному вирощуванні) поновлюються не більше ніж за рік. Таким чином, є можливість завжди заповнити спожиті запаси біопалива, і тому його вважають поновлюваним джерелом енергії.

Теплотворна здатність біопалива різна і становить від 10 МДж/кг (сира деревина) до 55 МДж/кг (метан). Середня теплота згоряння біомаси 20 МДж/кг [4].

Приблизно половину твердих відходів становить вода. Легко зібрати можна лише 15% сміття. Найбільше, що можуть дати тверді відходи - це енергію, відповідну приблизно 3% споживання нафти і 6% природного газу. Отже, без радикального поліпшення в організації збору твердих відходів вони навряд чи дадуть великий внесок у виробництво електроенергії. На біомасу - деревину та органічні відходи – доводиться близько 14% повного споживання

енергії в світі. Біомаса – звичайне побутове паливо у багатьох країнах, що розвиваються.

Були пропозиції вирощувати рослини (в тому числі і ліс) як джерело енергії. Швидкозростаючі водяні рослини здатні давати до 190 т сухого продукту з гектара на рік. Такі продукти можна спалювати як паливо або пускати на перегонку для отримання рідких або газоподібних вуглеводнів. У Бразилії цукрова тростина була застосована для виробництва спиртових палив, які замінюють бензин. Їх вартість не набагато перевищує вартість звичайних викопних енергоносіїв. При правильному господарюванні такий енергоресурс може бути відновлюваним.

Іншим перспективним альтернативним джерелом є геотермальна енергія. Геотермальна енергія є тепловою енергію ядра Землі, нагрітого до температур (гіпотеза) близько 2500 - 3000 °С. Це тепло під дією градієнта температур надходить на поверхню Землі і бере участь разом з тепловіддачею в тепловому балансі земного клімату. Геотермальна енергія, яка надходить на поверхню землі дуже розсіяна і має щільність близько 0,05 Вт/м^2. Звичайно, що через низьку щільність використовувати геотермальну енергію повсюди буде проблематично. Проте на Землі є місця з підвищеною щільністю геотермальної енергії, точніше, її різновидів, гідро – та паротермальної енергії. Це енергія гарячих джерел води і пари, відносно близько розташованих до поверхні Землі (до 10 км). Особливо ефективні в цьому плані гейзери, тобто, джерела, що періодично викидають над поверхнею фонтани гарячої води (температура 60 - 70 °С) або пари (температура понад 100 °С) висотою 20 - 40 метрів.

Тепло таких джерел використовується, в основному, для гарячого водопостачання та опалення. Такі джерела відомі на Камчатці, Японії, Новій Зеландії, Ісландії і в інших країнах. Потужність світових запасів геотермальної енергії оцінюються в розмірі близько 30 ГВт. Це приблизно менше ніж 0,1%

відповідних світових ресурсів. Отже, це і є основним недоліком геотермальної енергії. Істотного внеску цього ресурсу в енергетику можна очікувати тільки в локальних географічних зонах.

1.2 Сучасний стан використання поновлюваних та нетрадиційних енергетичних ресурсів

За даними Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України, згідно «Національного плану дій з відновлювальної енергетики на період до 2020 року», затвердженим розпорядженням Кабінету Міністрів України від 1жовтня 2014 року № 902-р, Україна у 2020 році має досягти 11% частки енергії, отриманої з ВДЕ, у кінцевому споживанні країни (табл. 1.1-1.3) [5, 6].

Таблиця 1.1 Стан та цілі використання ВДЕ відповідно до Національного плану

Показник	Значення
Частка енергії з відновлюваних джерел у валовому кінцевому обсязі споживання енергії у 2009 р. (базовий)	**3,8 %**
Індикативна ціль щодо частки енергії з відновлюваних джерел у валовому кінцевому обсязі споживання енергії у 2020 р.	**11,0 %**
Очікуваний загальний скоригований обсяг енергоспоживання у 2020 р.	**78080 тис. т н.е.** **У 2015р – 90090 тис. т н.е.**
Очікуваний обсяг енергії з відновлюваних джерел, що відповідає індикативній цілі на 2020 р.	**8590 тис. т н.е.** **У 2015р. – 3204 тис. т н.е.**

Таблиця 1.2 Частка ВДЕ в електроенергетиці

Категорія об'єкта електроенергетики	2009р.		2016р.		2020р.	
	МВт	ГВт·г	МВт	ГВт·г	МВт	ГВт·г
Фотоелектростанції	0	0	1 250	1 310	2 300	2 420
Вітроелектростанції	76	41	1 350	3 240	2 280	5 900
Гідроелектростанції, в т. ч.:	4 549	11 430	4 987	12 440	5 350	13 340
<10 MW	49	30	107	240	150	340
>10 MW	4 500	11 400	4 880	12 200	5 200	13 000
Біоелектростанції	0	0	380	1 680	950	4 220
Геотермальні електростанції	0	0	10	56	20	120
Всього	4 625	11 471	7 977	18 726	10 900	26 000

Таблииця 1.3. Частка ВДЕ в опалюванні та охолодженні

Напрям відновлюваної енергетики	2009р.		2016р.		2020р.	
	тис. т н.е.	тис. Гкал	тис. т н.е.	тис. Гкал	тис. т н.е.	тис. Гкал
Геотермальна	0	0	36	360	50	500
Сонячна	0	0	160	1 600	200	2 000
Біоенергетика	1 433	14 330	3 100	31 000	5000	50 000
Теплові насоси	40	400	280	2 800	600	6 000
ВСЬОГО	**1 473**	**14 730**	**3 576**	**35 760**	**5 850**	**58 500**

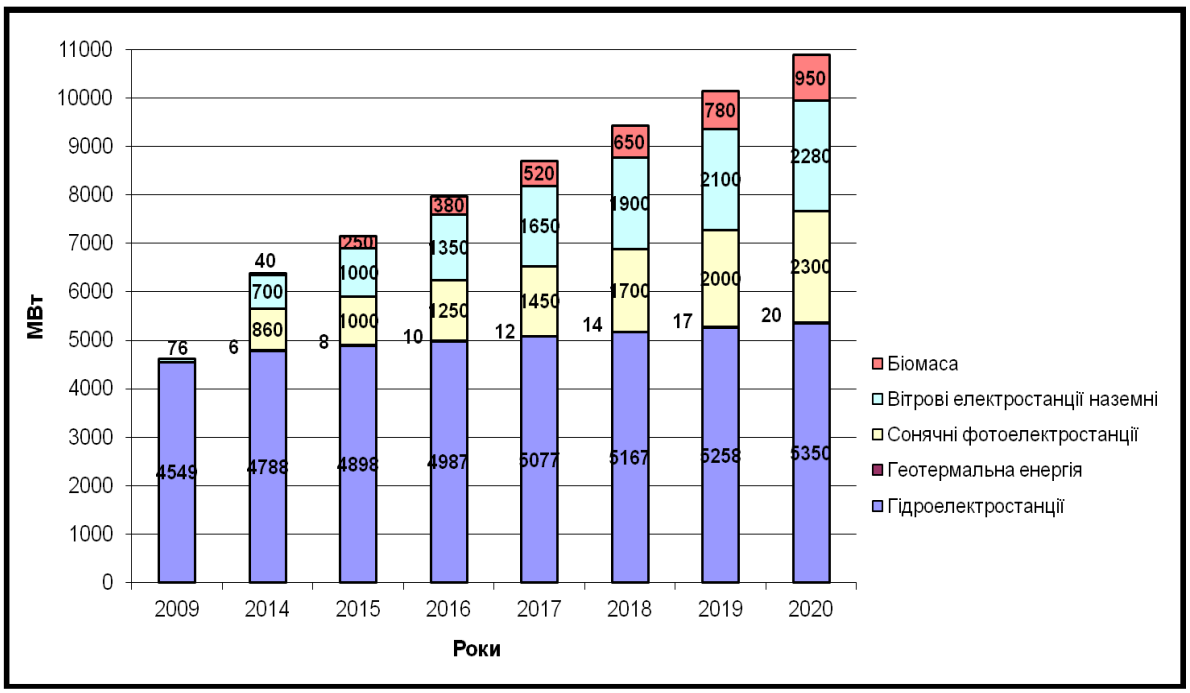


Рисунок 1.1. Встановлена потужність об’єктів енергетики, що виробляють електроенергію з відновлюваних джерел

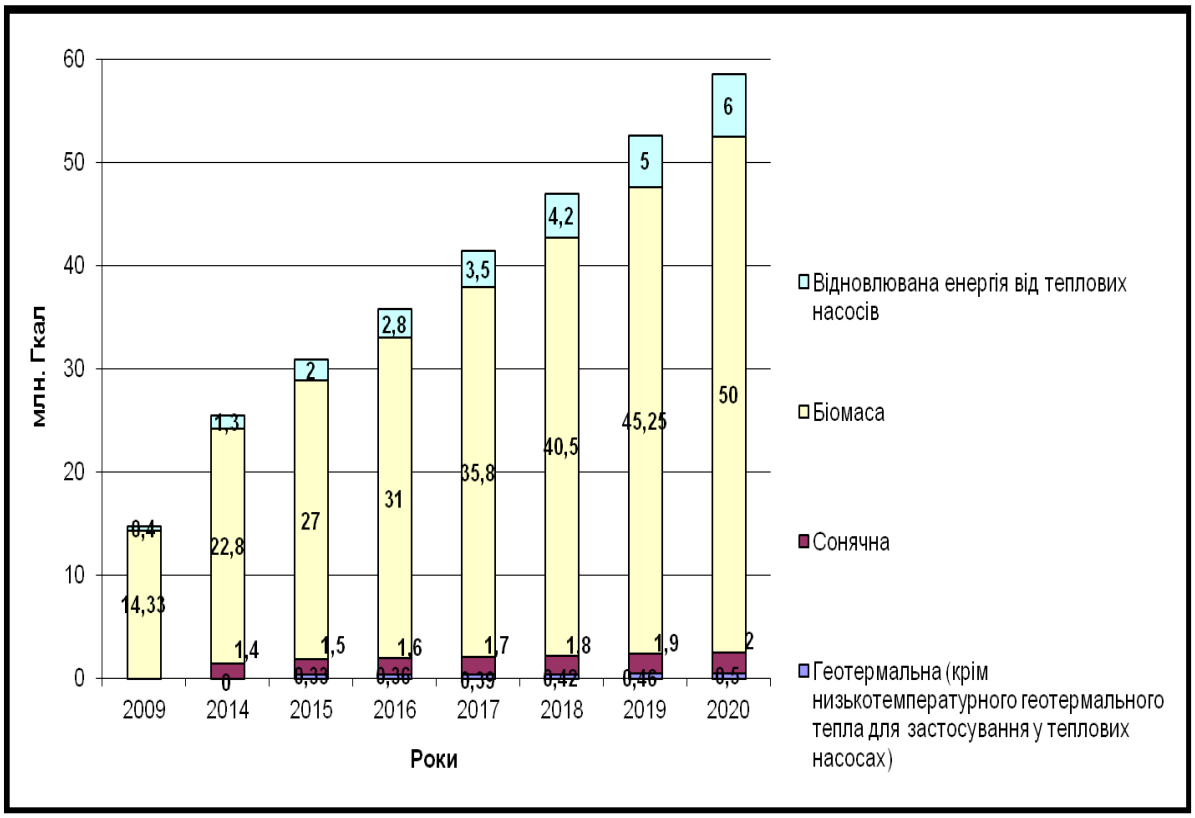


Рисунок 1.2. Обсяг виробництва теплової енергії з відновлюваних джерел в системах опалення та охолодження

Структуру виробництва електроенергії з ВДЕ у 2015 та 2020 роках у відсотках представлено на рис. 1.3, 1.4.

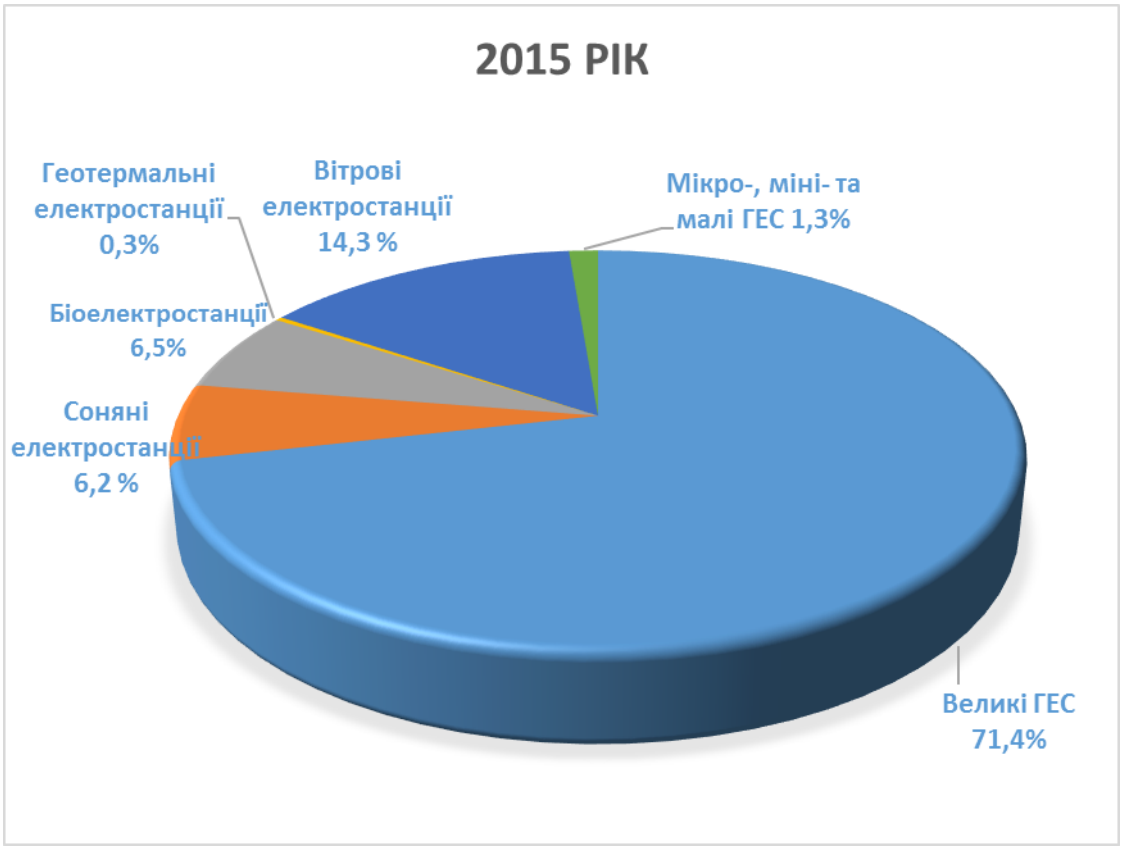


Рисунок 1.3. Структура виробництва ВДЕ у 2015році

Одинадцять відсотків енергії, отриманої з ВДЕ, у кінцевому споживанні це, звичайно не 50, але і така тенденція діяльності Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України не змушує не радіти.

На думку фахівців агентства, виконання Національного плану допоможуть вирішити в нашій країні наступні задачі:

• до 2020 року скоротити використання традиційних ПЕР в обсязі 8,6 млн. т н.е. (9.2млрд. м^3 природного газу);

• покращити екологічну ситуацію;

• створити сприятливі умови для інвестицій у виробництво енергоносіїв з відновлюваних джерел енергії;

• підвищити рівень виробництва енергоносіїв з відновлюваних джерел енергії до вимог Європейського Союзу;

• підвищити рівень конкурентоспроможності економіки України.

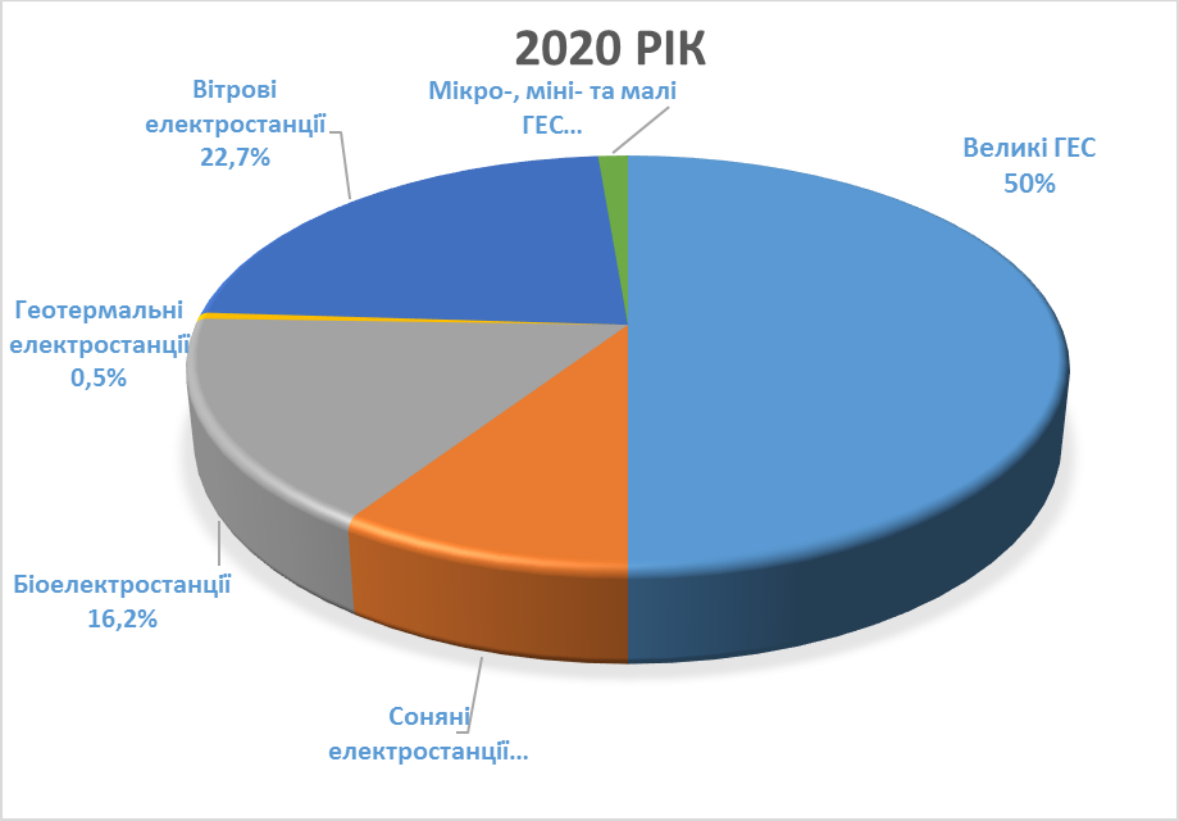


Рисунок 1.4. Структура виробництва ВДЕ у 2020 році

За даними доповіді Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21) відновлювані джерела енергії в цілому в світі станом на 2016 рік дають 24% електроенергії (включаючи гідроенергетику). Без гідроенергетики доля ВДЕ складає 3 %. В Європі цей показник сягає 44 % (з гідроенергетикою), у 2010 році він майже перетинав 24 %. В Німеччині більш ніж третя частина електроенергії виробляється за допомогою ВДЕ[7].

За прогнозами фахівців компанії British Petroleum, доля ВДЕ (без гідро) в Європі до 2035 року буде складати 40%, в США і Китаї – близько 20 % [1].

За даними світової енергетичної статистики Enerdata [8], 10 перших країн світу по виробництву електроенергії з ВДЕ станом на 2015 рік (у тому числі гідро) (рис. 1.5, 1.6):

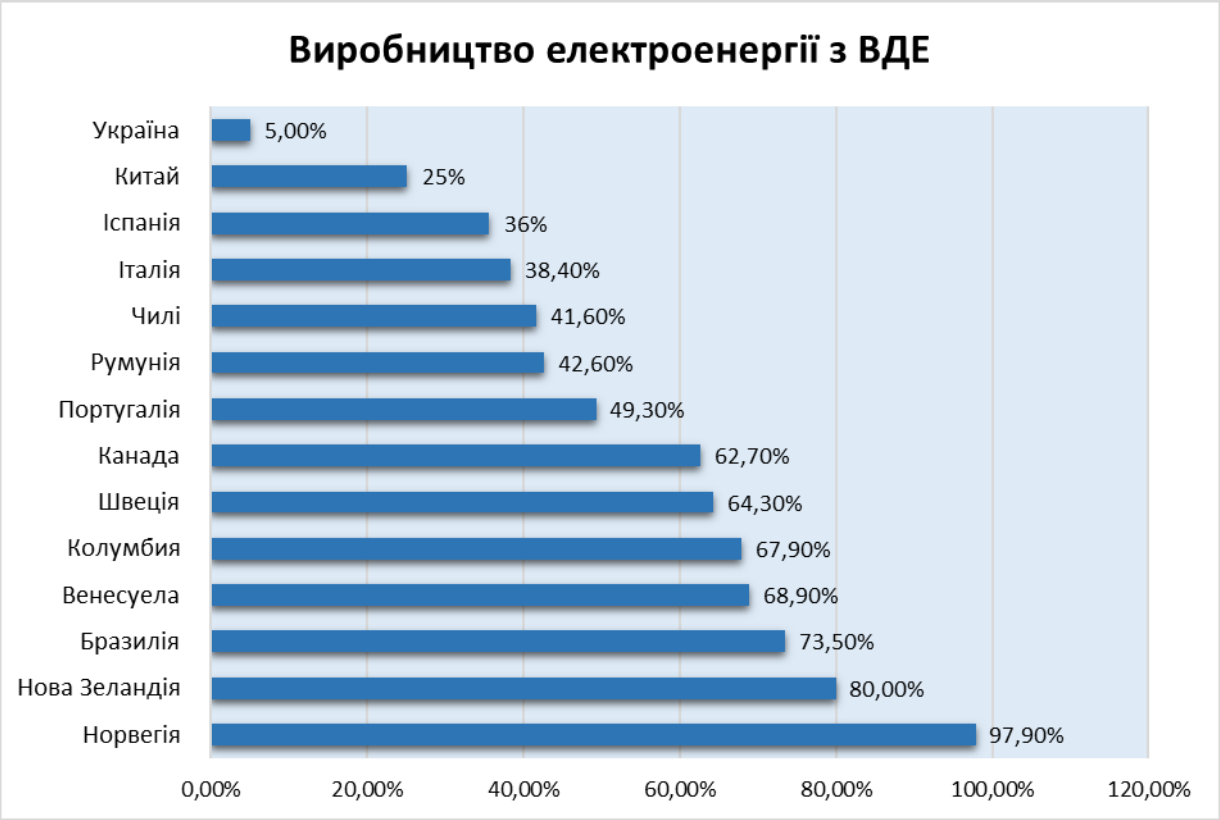


Рисунок 1.5. Доля виробництва електроенергії з ВДЕ

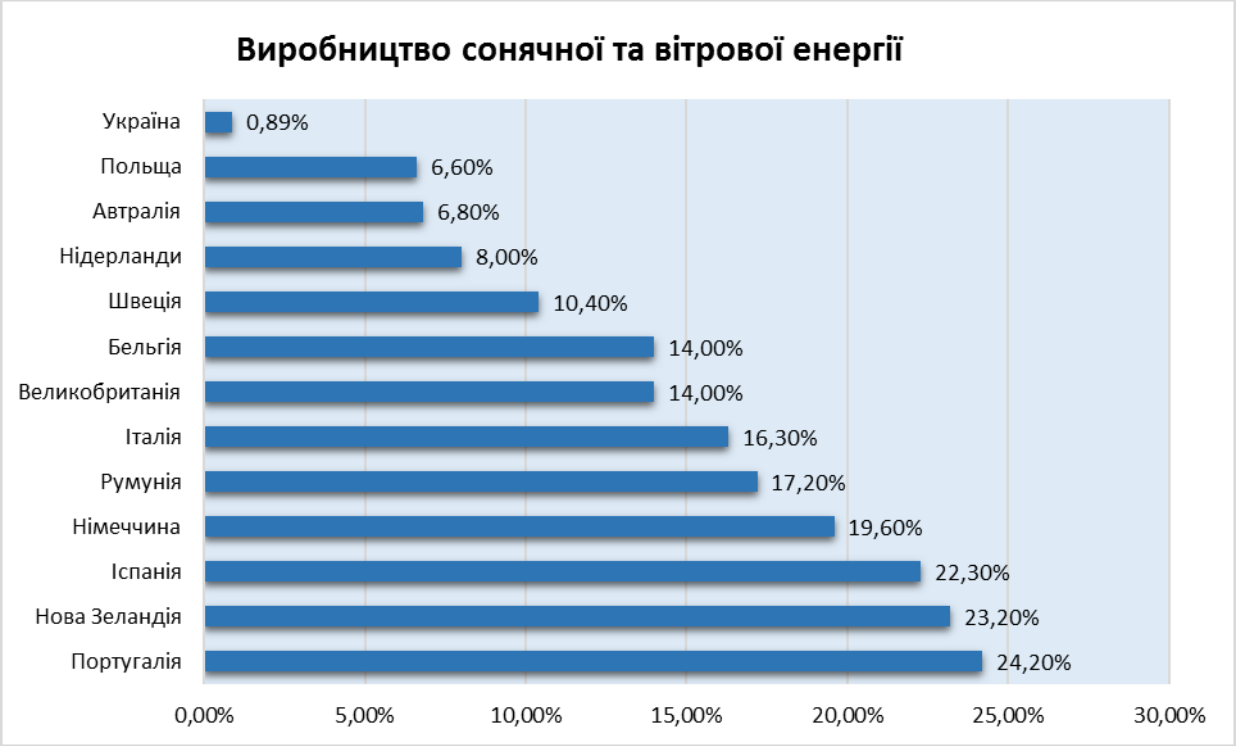


Рисунок1.6. Доля виробництва сонячної та вітрової енергії

Таким чином, в найближчі роки ВДЕ можуть певною мірою змінити паливно-енергетичний баланс як окремих країн, так і світової спільноти в цілому. З економічними наслідками таких змін доведеться рахуватися.

1.3 Проблеми використання нетрадиційних джерел енергії

Характерною особливістю більшості нетрадиційних джерел енергії є їх низька щільність і неможливість повністю керувати ними. Виняток становлять гідроенергія річок, біопаливо і припливи. Це створює проблеми їх застосування у великій енергетиці та має враховуватися при визначенні умов ефективного застосування поновлюваних джерел енергії.

Поновлювані джерела енергії несхильні до виснаження. Крім того, вважається, що відновлювані джерела енергії практично не роблять шкідливого впливу на екологію. Однак до цього твердження слід ставитися дуже обережно. Так створення потужних системних електростанцій навіть на таких «чистих»

поновлюваних джерелах енергії, якими є сонячне випромінювання або вітер, може здійснювати вплив на зміну клімату. Причинами можуть стати зміна альбедо поверхні Землі в місці розташування великої кількості сонячних колекторів або зміна вітрових потоків в місцях розташування потужних багатоагрегатних вітрових електростанцій. Використання невеликих електростанцій на поновлюваних джерелах енергії, розосереджених на великій території, не може привести до екологічних змін [9].

Таким чином, широкомасштабне застосування відновлюваних джерел енергії дозволило б запобігти або істотно пом'якшити назріваючі проблеми енергетики. Однак масове застосування поновлюваних джерел енергії для енергопостачання теж зустрічається з рядом проблем, в основному техніко-економічного характеру.

Так електроенергія, що отримується від поновлюваних джерел енергії, в даний час досить дорога і її вартість в большості випадків перевищує вартість електроенергії, одержуваної традиційними способами. Це призводить до того, що застосування перетворювачів енергії поновлюваних джерел в енергосистемах в даний час може виявитися економічно невигідним. Тобто, економія електроенергії, що отримується за рахунок використання відновлюваних джерел енергії, не перевищує витрат на спорудження енергоустановок на основі ВДЕ.

Якщо ж припустити, що всі потреби в енергії будуть задовольнятися за рахунок сонячного випромінювання, то буде потрібно площа від 1 до 3 млн. км^2. У той же час площа орних земель в світі становить приблизно 13 млн. км^2. Звичайно, ця тенденція буде змінюватися в майбутньому на користь сонячних енергоустановок, за рахунок розробки нових матеріалів (в тому числі і штучних полімерних), підвищення к.к.д. сонячних перетворювачів, використання «зайнятих» площ, наприклад дахів будівель, охоронних територій

і т.п. Проте, навіть з урахуванням можливих поліпшень, реально в цьому столітті можна очікувати деяке збільшення частки атомних електростанцій (в 2-2,5 рази), деяке зменшення паливних електростанцій (із зменшенням застосування нафтопродуктів) і збільшення частки ВДЕ до 20-25%. Тобто, централізоване електропостачання матиме традиційний стан (зі збільшенням частки природного газу, атомного палива, вугілля), але з деяким збільшенням відновлюваних джерел енерергіі [10].

Однак слід зазначити, що для деяких об'єктів, віддалених від енергосистем на значні відстані, можливо тільки автономне електропостачання, так як підключення їх до централізованої системі вимагає великих капітальних витрат, пов'язаних зі будівництвом і експлуатацією протяжних ліній електропередач. Для таких об'єктів вартість електроенергії, одержуваної від поновлюваних джерел енергії, стає сумірною з вартістю електроенергії, одержуваної від енергосистем, і цей фактор перестає бути зтримаючим для застосування відновлюваних джерел енергії. Крім того, автономні паливні електростанції мають більш низьку якість електроенергії, і в зв'язку з цим енергоустановки на поновлюваних джерелах енергії набувають більшої перспективи витримати конкуренції.

Проте, застосування відновлюваних джерел енергії для електропостачання віддалених об'єктів все ж залишається проблематичним. Залишаються такі перешкоди, як мала щільність енергії багатьох поновлюваних джерел, їх нерегулярність і некерованість. Мала щільність поновлюваних джерел енергії в даний час створює практично непереборні перешкоди при електропостачанні потужних споживачів з економічної точки зору. Потужні енергоустановки на поновлюваних джерелах енергіі в даний час вельми дорогі і, тим не менш, не можуть забезпечити високу надійність електропостачання в автономному режимі.

Слід зазначити, що надійність автономного електропостачання може бути збільшена за рахунок підвищення потужності електростанції і застосування акумуляторів енергії. Однак це несприятливо відобразиться на вартості електроенергії.

Проблему малої щільності поновлюваних джерел енергії посилюють низькі ККД багатьох перетворювачів енергії. Так, ККД сучасних фотоелектричних перетворювачів енергії сонячного випромінювання, найпотужнішого виду енергії поновлюваних джерел, не перевищує 27% для лабораторних умов. Комерційні установкина фотоелектричних перетворювачів мають ККД всього 10-14 %. При використанні поновлюваних джерел енергії разом з традиційними джерелами енергії в єдиній енергосистемі проблема нерегулярності надходження потужності від ВДЕ в значній ступені усувається за рахунок розміщення нетрадиційних енергоустановок в різних кліматичних зонах і використанні їх в якості розвантажуючих. Однак при цьому виникають проблеми забезпечення необхідної якості одержуваної електроенергії. Ці проблеми пояснюються сильною нерівномірністю надходження енергії в енергетичні періоди. Так вітер над материками володіє значною поривчастістю, що вимагає спеціальних заходів з підтримки частоти обертання генераторів змінного струму, сонячне випромінювання має сильну залежність від стану атмосфери [9].

Гідроенергія і біопаливо вільні від проблем нерегулярності і некерованості, однак, їх використання може породити проблеми екологічного характеру. Ці проблеми обумовлені наступними обставинами. Для підвищення щільності гідроенергії річок будуються спеціальні споруди, що забезпечують накопичення енергії перед її використанням і збільшують енергетичний потенціал в період її використання. Накопичення енергії здійснюється за рахунок збільшення обсягу води перед її подачею на гідротурбіну генератора. Це можливо шляхом будівлі перешкоди природному перебігу води у вигляді

греблі, тобто створення штучного водоймища. Підвищення потенціалу відбувається за рахунок підвищення рівня води, що скидається на гідротурбіну, що теж забезпечується штучно створеної греблею. Таким чином, гідроелектростанції вимагають затоплення великих територій, часто сільськогосподарських угідь або лісових масивів. Все це не тільки негативно позначається на екології, а й на вартості виробленої на гідроелектростанціях електроенергії.

Біопаливо. На перший погляд використання біопалива не може надавати негативного впливу на екологію, так як продукти його згоряння мають органічне походження і повертаються в природну біосферу. Однак це не завжди так. Якщо біопаливо використовувати з високою інтенсивністю, то природне його поновлення буде відставати від штучного витрачання, що може привести до виснаження біомаси.

Зелена біомаса (флора) бере участь в газовому балансі атмосфери Землі, і її винищення призведе до негативних екологічних наслідків. Крім того, інтенсивне використання біопалива вимагає зміщення виробництва рослинної продукції від продовольчого та соціального спрямування до енергетичного. Тобто, при штучному вирощуванні біопалива буде потрібно зменшувати площі сільськогосподарських угідь під традиційними культурами продовольчого і соціально-технічного призначення. Вважається, що при виробництві біопалива можна отримувати корисної побічний продукт - поживні органічні добрива. Однак виробництво біопалива зазвичай проводиться в анаеробних умовах (з обмеженням кисню повітря). Отриманий таким чином побічний продукт у вигляді твердого залишку після виділення біогазу має підвищену кислотність і його застосування буде закісляти грунт. Проте, з огляду на, що у нас в країні і в світі дуже багато біомаси у вигляді різних відходів спалюється без використання отримуємого тепла, виробництво біопалива слід вважати

корисним, але саме виробництво необхідно вести з урахуванням альтернативних вариа використання земельних площ і біомаси.

І наостанок охарктеризуємо геотермальну енергію та енергію припливів. Геотермальна енергія при її використанні не робить негативного впливу на екологію, тому що її тепло є низькотемпературне і не порушує природний тепловий баланс. Недоліком застосування цього виду енергії є те, що на території України вона доступна в малих кількостях.

Енергія припливів є найбільш регулярною з усіх видів нетрадиційної енергії, тому приливні електростанції легко розраховуються і керуються. Імовірно приливні електростанції не можуть порушувати екологію. Однак місць, де можуть бути побудовані приливні електростанції, на Землі небагато, що не дозволяє припустити значної частки енергії припливів у світовій і вітчизняній енергетиці [11].

Таким чином, проаналізувавши сучасний стан та перспективи використання поновлюваних джерел енергії, можна зробити висновок, що одним з найбільш перспективних напрямків сьогодні є використання теплоти земної кори та енергії Сонця.

2 ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ СОНЯЧНОГО ВИПРОМІНЮВАННЯ

2.1. Енергетичні характеристики сонячного випромінювання

Сонячна енергія обумовлена термоядерними процесами всередині ядра Сонця, яке в наслідок цього має температуру близько 10^7 К. Потік тепла від ядра Сонця досягає його поверхні і поглинається неактивними (в сенсі виробництва тепла) зовнішніми шарами. Поверхня Сонця нагрівається до температури приблизно 5800 К і має відносно неперервне спектральне випромінювання, подібне випромінюванню абсолютно чорного тіла (рисунок 2.1).

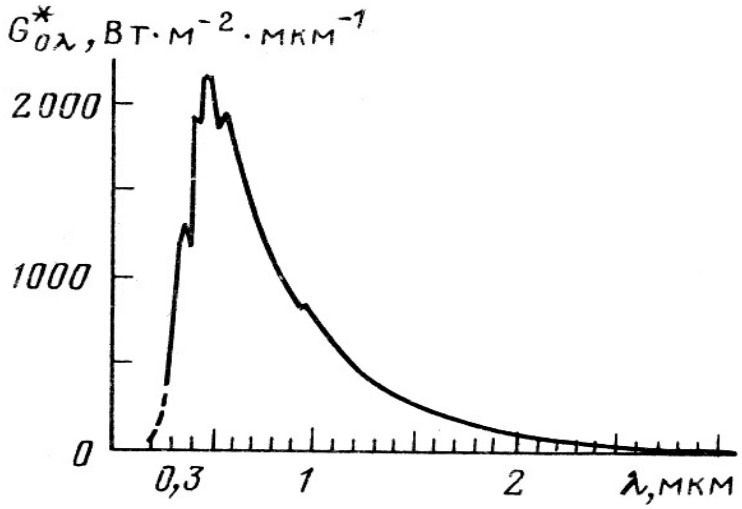


Рисунок 2.1.Спектральний розподіл сонячного випромінювання поза атмосферою Землі

Площа, обмежена цією кривою, дорівнює сонячній сталій G_c =1353 Вт/м^2. Сонячна стала являє собою щільність потоку сонячного випромінювання (або інтенсивність сонячного випромінювання) над атмосферою Землі на відстані $1{,}496 \cdot 10^8$ км від Сонця (середня відстань між Землею і Сонцем).

У строгому розумінні сонячна стала не є постійною і змінюється на ± 1,5% через малу еліптичність орбіти Землі відносно Сонця (± 4%) [9].

Спектр сонячного випромінювання відповідає спектру випромінювання абсолютно чорного тіла з температурою приблизно 5800 К, і його можна розділити на три основні області:

- ультрафіолетове випромінювання (λ <0,4 мкм) - 9%;
- видиме випромінювання (0,4 мкм <λ <0,7 мкм) - 45%;
- інфрачервоне випромінювання (λ> 0,7 мкм) - 46%.

Проходячи через атмосферу, сонячне випромінювання частково поглинається і розсіюється, і на поверхні Землі має меншу інтенсивність. Інтенсивність сонячного випромінювання має сезонний характер і змінюється протягом доби. Параметри сонячного випромінювання, що потрапляє на земну поверхню, реєструються метеостанціями протягом багатьох років. Однак дані метеостанцій є осередненими, і поточні значення помітно відрізняються від середніх значень[12].

Інтенсивність сонячного випромінювання залежить від взаємної орієнтації Сонця і сонячного колектора.

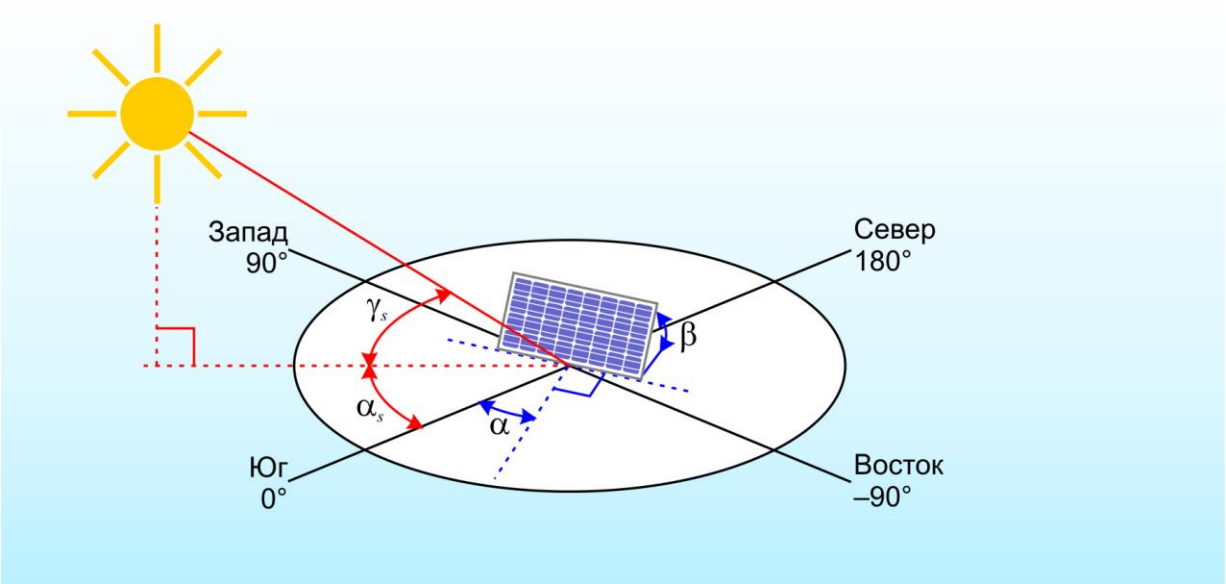


Рис.2.2 Визначення кута нахилу Сонця

α – азимутальний кут, β – кут нахилу до горизонту сонячного колектора, γ_s – кут піднесення Сонця

Поточні значення інтенсивності сонячного випромінювання і тривалості їх дії залежать від широти місцевості, кліматичної зони, пори року і доби, і інших чинників. В силу цього вони носять випадковий характер.

На рисунку 2.3 представлений розподіл сукупної річної інтенсивності сонячного випромінювання на території України.



Рис.2.3 Розподіл сукупної річної інтенсивності сонячного випромінювання на території України

На рисунку 2.4 представлений середньомісячний рівень сонячної радіації (сонячна стала) в Харкові (кВт·год/(м^2·добу)).

Так як сонячне випромінювання є випадковою величиною, то більш правильно говорити про інтенсивність сонячного випромінювання, гарантовану з якоюсь, заздалегідь заданою, ймовірністю. Така ймовірність інтенсивності сонячного випромінювання відповідає ймовірності потрапляння випадкової величини в заданий інтервал, і може бути визначена наступним чином[9]:

$$P(N_x \leq N \leq N_{max}) = \int_{N_x}^{N_{max}} N(t)dt \qquad ((\quad 2.1)$$

де $P(N_x \leq N \leq N_{max})$ – ймовірність того, що інтенсивність сонячного випромінювання буде перебувати в інтервалі N_x ... N_{max} ;

N_x - гарантована інтенсивність сонячного випромінювання, Вт/м^2;

N_{max} - максимально можлива інтенсивність сонячного випромінювання в даній місцевості, Вт/м^2.

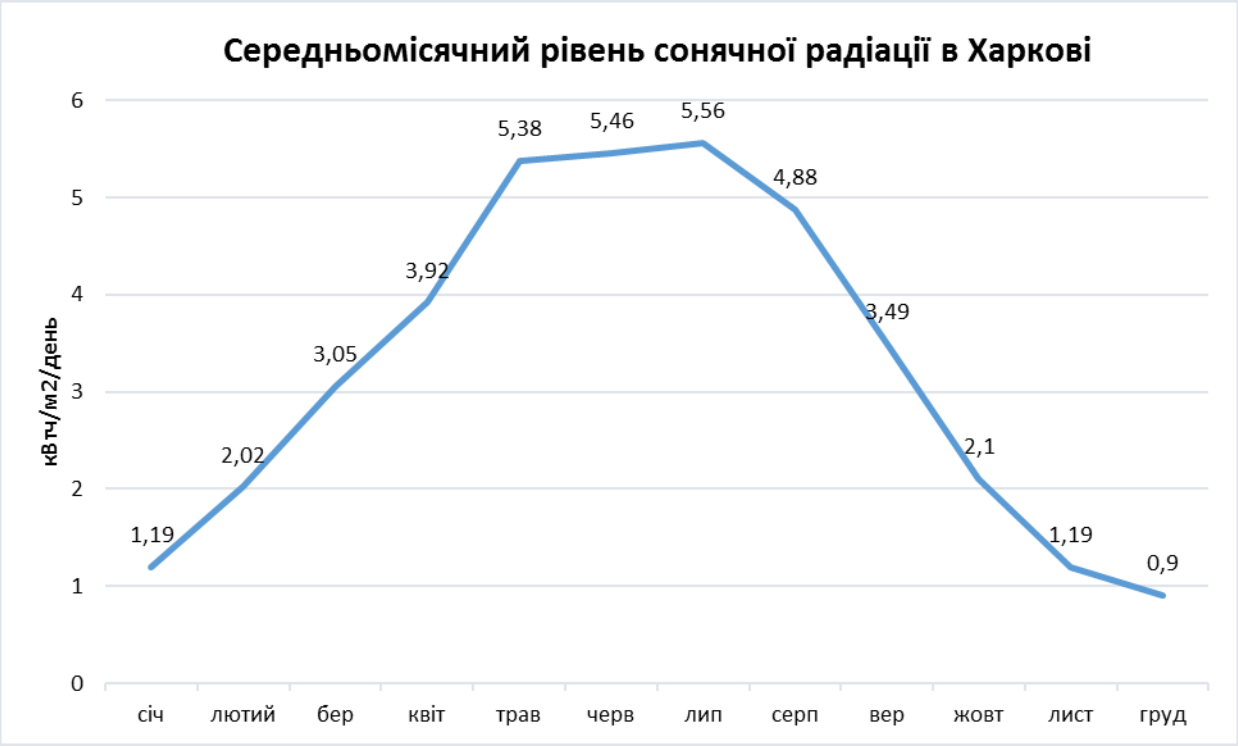


Рис.2.4 Середньомісячний розподіл рівня сонячної радіації в Харкові

Якщо інтенсивність сонячного випромінювання розподілена по нормальному закону, що, наприклад, має місце на території Харківської області, то шукану ймовірність можна визначити, використовуючи функцію Лапласа:

$$P(N_x \leq N \leq N_{max}) = \Phi\left[\frac{N_{max} - \bar{N}}{\sigma_C}\right] - \Phi\left[\frac{N_x - \bar{N}}{\sigma_C}\right] \qquad (2.2)$$

де $\overline{N}$ – математичне очікування інтенсивності сонячного випромінювання, Вт/м^2;

σ_C – стандартне відхилення інтенсивності сонячного випромінювання, Вт/м^2.

Стандартне відхилення інтенсивності сонячного випромінювання для будь-якого моменту часу можна визначити з умови симетрії нормального розподілу[9]:

$$0{,}5=\Phi\left[\frac{\bar{N}}{\sigma_C}\right] \qquad (2.3)$$

2.2. Фізичні основи процесу перетворення енергії сонячного випромінювання в тепло

Принцип отримання тепла дуже простий – енергія сонячного випромінювання поглинається речовиною і переходить в кінетичну енергію атомів речовини, які при збільшенні коливань збільшують свою температуру. Теплоту від нагрітого тіла можна передавати різними способами менш нагрітому тілу. Процес нагріву пояснюється рисунком 2.5

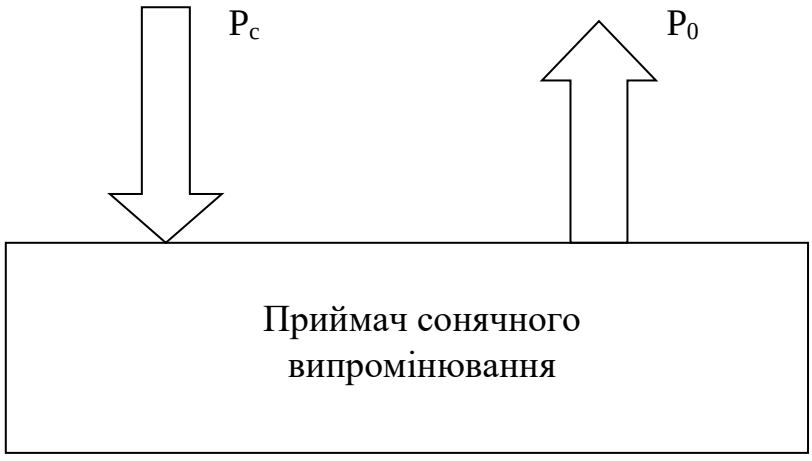


Рис.2.5 Процес нагрівання приймача

Потік променевої енергії, що поглинається якимось приймачем сонячного випромінювання, дорівнює [4,13] (2.4):

$$P_c = \alpha_{пр} F_{пр} N_{пр} \quad (2.4)$$

де P_c – потік променистої енергії, що поглинається приймачем сонячного випромінювання, Вт;

$\alpha_{пр}$ – коефіцієнт поглинання поверхнею приймача сонячного випромінювання;

$F_{пр}$ – площа освітлюваної поверхні, м^2;

$N_{пр}$ – інтенсивність сонячного випромінювання на приймач, Вт/м^2.

Приймач сонячного випромінювання, нагріваючись до температури, що перевищує температуру навколишнього середовища, сам починає віддавати тепло в навколишнє середовище. Потік віддачі тепла визначається за формулою[13] (2.5):

$$P_0 = (T_{пр} - T_{ос}) F_{пр} \beta_{пр} = \frac{T_{пр} - T_{ос}}{R_t} \quad (2.5)$$

$T_{пр}$ – температура поверхні приймача, К;

$T_{ос}$ – температура навколишнього середовища, К;

$\beta_{пр}$ – коефіцієнт тепловіддачі, Вт/К·м^2;

R_t – термічний опір, К·с/Дж.

Результуючий потік тепла дорівнює геометричній сумі потоку променистої енергії від Сонця і потоку тепловіддачі в навколишнє середовище (2.6):

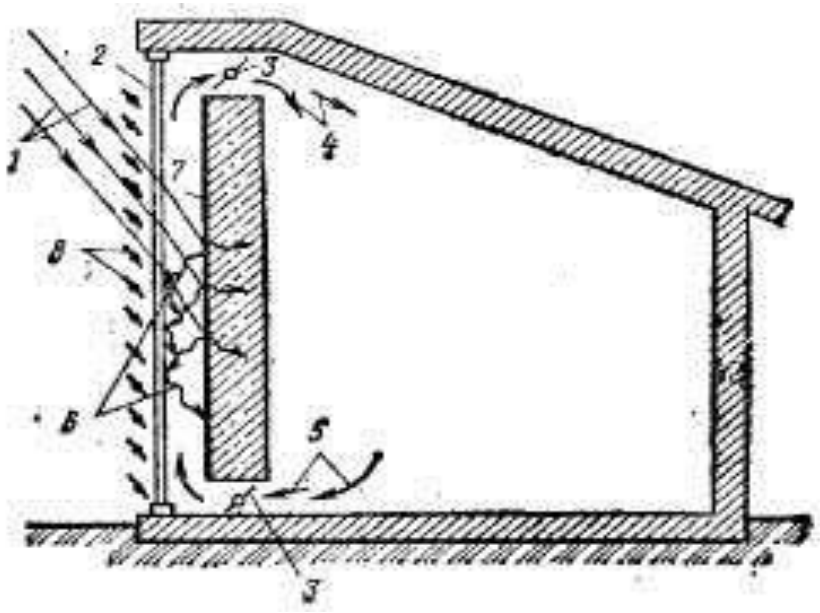
$$P_\Sigma = \alpha_{пр} F_{пр} N_{пр} - \frac{T_{пр} - T_{ос}}{R_t} = \eta_{си} F_{пр} N_{пр}, \quad (2.6)$$

$\eta_{си}$ – коефіцієнт захоплення сонячного випромінювання.

Виходячи з формул (2.5, 2.6) для більш повного використання енергії сонячного випромінювання для нагрівання приймача необхідно збільшувати коефіцієнт захоплення сонячного випромінювання, тобто, збільшувати коефіцієнт поглинання сонячного випромінювання приймача і його термічний опір. Останнє еквівалентно зменшенню коефіцієнта тепловіддачі. Ці умови враховуються при створенні сонячних колекторів – нагрівальних пристроїв.

2.3. Типи та принцип дії сонячних колекторів

Сонячні системи опалення можуть бути пасивними і активними. Пасивними називаються системи сонячного опалення, в яких в якості елемента, що сприймає сонячну радіацію і перетворює її в теплоту, служать сама будівля або його окремі огорожі (будівля – колектор, стіна – колектор, покрівля – колектор і т. п. (рис. 2.6)



1 – сонячні промені; 2 – прозорий екран; 3 - повітряна «подушка»; 4 – нагріте повітря; 5 – охолоджене повітря з приміщення; 6 – власне довгохвильове теплове випромінювання стіни; 7 – чорна сприймаюча проміні поверхня стіни; 8 – жалюзі

Рис. 2.6 Пасивна низькотемпературна система сонячного опалення "стіна-колектор"

Активні сонячні системи мають нагрівач, що сприймає енергію сонячного випромінювання і віддає тепло елементам, що нагріваються. В якості нагрівача може використовуватися будь-який матеріал, а сам нагрівач може бути будь-якої конструкції. Але від цих параметрів залежить ефективність всієї системи отримання тепла, тому зупинимося більш детально на сонячних колекторах, пристроях, що сприймають енергію сонячного випромінювання і перетворюють цю енергію в тепло.

В якості теплосприймаючої панелі можна використовувати будь-який металевий або пластмасовий лист з каналами для теплоносія. Виготовляються теплосприймаючі панелі з алюмінію або сталі двох типів: лист-труба і штамповані панелі (труба в листі). Пластмасові панелі через недовговічність і швидке старіння під дією сонячних променів, а також через малу теплопровідність не знаходять широкого застосування. Під дією сонячної радіації теплосприймаючі панелі розігріваються до температур 70...80 °С, перевищують температуру навколишнього середовища, що веде до збільшення конвективної тепловіддачі панелі в навколишнє середовище і її власного випромінювання в повітря. Для досягнення більш високих температур теплоносія поверхню пластини покривають спектрально-селективними шарами, які активно поглинають короткохвильове випромінювання сонця і знижують її власне теплове випромінювання в довгохвильовій частини спектра. Такі конструкції на основі «чорного нікелю», «чорного хрому», окису міді на алюмінії, окису міді на міді та інші – дорожчі (їх вартість можна порівняти з вартістю самої теплосприймаючої панелі) [11].

Світло, що пройшло через селективне покриття, відбивається від теплопоглинача (приймальна панель) у вигляді інфрачервоних променів, які в свою чергу відбиваються від внутрішньої сторони селективного покриття і

назад потрапляють на теплопоглинач. Таким чином, значно знижуються втрати тепла через відображення.

Корисна потужність, що відводиться з одиниці площі колектору, визначається наступним чином [9,14,15]

$$N_k = N_{пр} k_{опт} k_т - \Delta N, \quad (2.7)$$

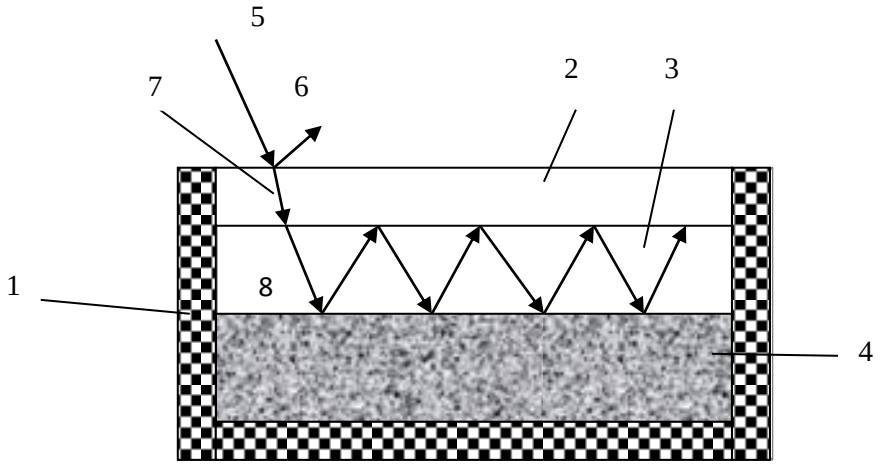
де N_k – питома корисна потужність, Вт/м^2;

$N_{пр}$ – інтенсивність сонячного випромінювання на приймач, Вт/м^2;

$K_т$ – коефіцієнт ефективності приймальної панелі, що дорівнює відношенню теплоти, наданої теплоносію, до поглиненої теплоти;

$K_{опт}$ – оптичний ККД колектора;

ΔN – щільність теплових втрат сонячного колектору, Вт/м^2;



1 – теплоізоляційний корпус, 2 – селективне покриття, 3 – повітряний проміжок, 4 – панель, 5 – падаючий промінь світла, 6 – відбитий промінь, 7 – зломлений промінь, 8 – хід світла між приймальною панеллю і селективним покриттям

Рис. 2.5 Схема сонячного колектору з селективним покриттям

Оптичний ККД дорівнює

$$k_{опт} = \mu_{сп} \alpha_{пр} \quad (2.8)$$

$\alpha_{пр}$ – коефіцієнт поглинання поверхнею приймача сонячного випромінювання;

$\mu_{сп}$ – пропускна спроможність селективного покриття.

В сучасних сонячних колекторах оптичний ККД близький до одиниці. Коефіцієнт ефективності приймальної панелі в даний час перевищує 0,9. Таким чином, сучасні сонячні колектори щодо здатності приймати тепло, практично досягли досконалості, і подальше підвищення їх ефективності в цьому напрямку просувається повільно. Як вже зазначалося, при нагріванні сонячного колектору температура його поверхні підвищується і перевищує температуру навколишнього середовища. Це призводить до того, що нагрітий колектор починає віддавати тепло в навколишнє середовище.

Це свідчить про необхідність знижувати коефіцієнт конвективного теплообміну з навколишнім середовищем і зниження чорноти поверхні. Це досягається шляхом поліпшення теплоізоляції, застосування подвійного скла, розташування колектору в місце, захищене від вітру, шляхом застосування дзеркального покриття корпусу (крім приймальної сторони) і селективністю приймальної сторони.

Крім того, стає зрозумілим, що зі збільшенням різниці температури колектору і температури навколишнього середовища теплові втрати зростають, отже, ККД падає.

Потужність, необхідна для нагріву теплоносія, наприклад, рідини, що прокачується, визначається подачею цієї рідини, її теплоємністю та необхідною температурою нагріву[9]:

$$N_п = gc_p(T_2 - T_1) \qquad (2.9)$$

$N_п$ – корисна потужність нагріву, Вт/м^2;

g – подача теплоносія, кг/м^2·с;

c_p – питома теплоємність рідини при постійному тиску, Дж/кг·град;

T_2 – температура рідини на виході, К;

T_1 – температура рідини на вході, К.

Виходячи з рівняння теплового балансу потужності, ККД сонячного колектору може бути визначено наступним чином[9]:

$$\eta_k = \frac{gc_p\Delta T}{N_c} = k_{опт}k_т - \frac{\Delta P}{N_c} \quad (2.10)$$

ΔT – різниця температур теплоносія та навколишнього середовища

N_c – загальний потік сонячного випромінювання, Вт/м^2.

Або, враховуючи лінійне приближення функції теплових втрат, отримуємо[4,9]:

$$\eta_k = k_т(\mu_{сп}\alpha_{пр} - k_{сп}\frac{\Delta N}{N_c}) \quad (2.11)$$

Таким чином, ККД сонячного колектору тим вище, чим прозоріше захисне покриття, велика поглинальна здатність і менше коефіцієнт тепловіддачі. При збільшенні температури навколишнього середовища ККД сонячного колектору так само зростає. Зі збільшенням температури теплоносія ККД сонячного колектору зменшується. Це ще раз підтверджує ефективність використання сонячних нагрівачів в теплих кліматичних зонах, наприклад, в південно-східному регіоні України.

Ефективність сонячного колектору залежить від його типу. На рисунках 2.6 – 2.9 наведені типи сонячних колекторів в порядку зростання ефективності [9].

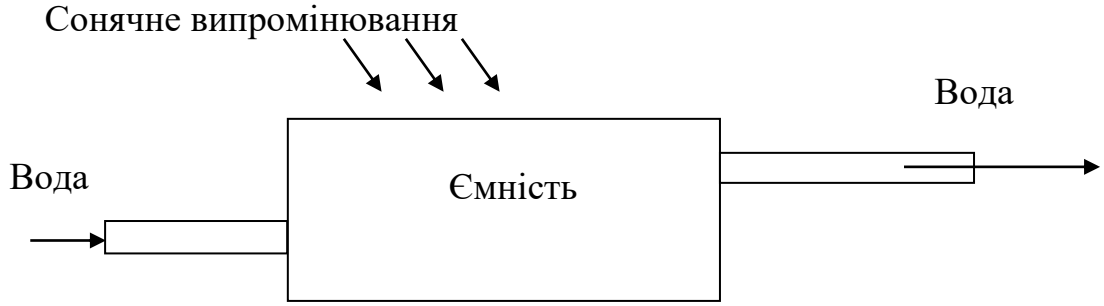


Рис. 2.6 Металева ємність без теплоізоляції

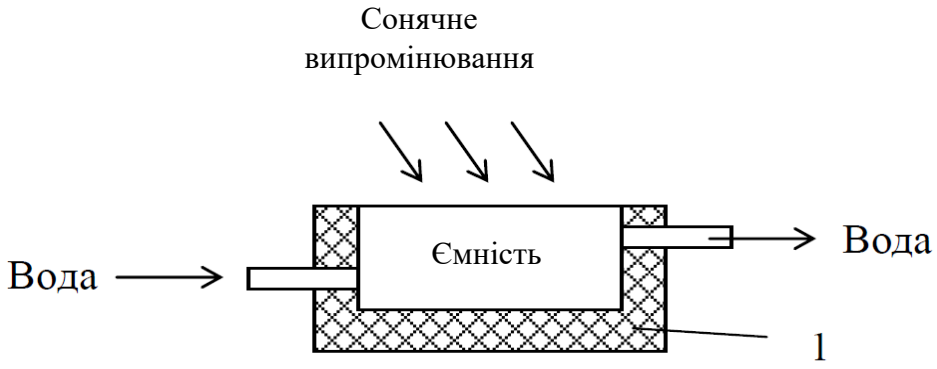


Рис. 2.7 Металева ємність з теплоізоляцією

1 – теплоізоляція

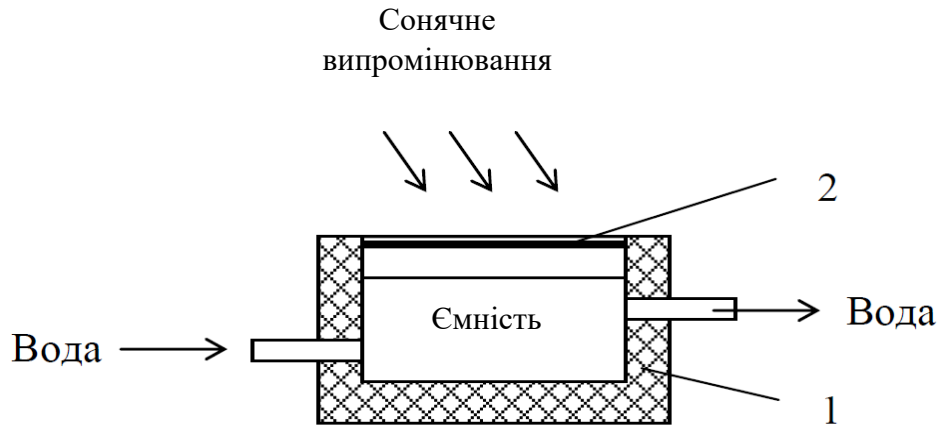


Рис. 2.8 Металева ємність з теплоізоляцією і селективним покриттям:

1 – теплоізоляція; 2 – селективне покриття

В якості теплоносіїв активних сонячних колекторів можуть застосовуватися різні речовини. Повітря є широко поширеним незамерзаючим у всьому діапазоні робочих параметрів теплоносієм. При застосуванні його в якості теплоносія можливе суміщення систем опалення з системою вентиляції. Однак повітря має малу теплоємність, що веде до збільшення витрат металу на улаштування систем повітряного опалення порівняно з водяними системами.

Вода має велику теплоємність та є широкодоступним теплоносієм. Однак при температурах нижче 0 ° С в неї необхідно додавати незамерзаючі рідини. Крім того, потрібно враховувати, що вода, насичена киснем, викликає корозію

трубопроводів і апаратів. Але витрати металу в водяних сонячних колекторах значно нижче, ніж в повітряних, що сприяє більш широкому їх застосуванню.

Також розрізняють **плоскі** і **фокусуючі** сонячні колектори[17].

У низькотемпературних установках зазвичай застосовують **плоскі** колектори. Їх робота заснована на принципі так званого гарячого ящика. Сонячний колектор має плоску променевопоглинаючу поверхню, що має надійний тепловий контакт з рядами труб або каналів, по яких рухається теплоносій. Все це, разом узяте, утворює єдиний конструктивний елемент, що зветься **абсорбером** [16]. Він виготовляється з матеріалів з високою теплопровідністю: зі сталі, алюмінію, міді та ін. Для кращого поглинання сонячної енергії на зовнішню поверхню абсорбера наноситься спеціальне покриття, що поглинає або поверхня фарбується в чорний колір. Температура теплоносія в плоскому колекторі зазвичай становить 60 – 90 °С і рідко перевищує 100 °С. Важлива перевага плоского колектора полягає в тому, що він вловлює як пряму (променисту) сонячну, так і розсіяну енергію. Тому колектор може встановлюватися стаціонарно, без пристрою стеження за сонцем. Плоскі колектори складаються з окремих секцій площею 0,6 – 5,0 м^2 і розміщуються на дахах будівель, споруд або біля поверхні землі.

Фокусуючі сонячні колектори складаються з системи дзеркал і лінз. Даний тип колекторів обов'язково повинен забезпечуватися автомати-ческий системою стеження за сонцем. Такі системи дозволяють отримувати високу щільність сонячної енергії, тому вони застосовуються там, де потрібні високі температури: в сонячних електростанціях, печах і т.п. У системах опалення фокусують колектори зазвичай не застосовують. Дзеркала фокусують колекторів (плоскі, параболоїдні або параболоїдних-циліндричні) виготовляються з металевих листів або фольги з високою здатністю, що відображає, а лінзи - з скла або пластмас.

Акумулятори теплоти. Необхідність акумулювання теплоти в сонячних опалювальних установках обумовлена мінливістю значення сонячного випромінювання. Найпростішим акумулятором є бак-накопичувач (див. рис.2.8), в більш потужних установках знаходять застосування і більш складні теплові акумулятори. За характером фізико-хімічних процесів, що відбуваються в теплоакумулюючих матеріалах, розрізняють акумулятори:

- ємнісного типу, в яких використовується теплоємність матеріалу (вода, камінь, водні розчини солей та ін.);
- фазового переходу, в яких використовується теплота плавлення або затвердіння речовини;
- енергії оборотних хімічних і фотохімічних реакцій.

2.4. Сонячні водонагрівальні та опалювальні установки

Класифікація і схеми. За способом циркуляції теплоносія сонячні водонагрівальні установки поділяють на два типи: з **природною** і **примусовою** циркуляцією, за способом передачі тепла - на **одно-контурні** та **двоконтурні**. Можна виділити також автономні (або ізольовані) сонячні водонагрівальні установки і комбіновані, що поєднуються з традиційними джерелами теплової енергії. За призначенням вони поділяються на установки ГВП (гарячого водопостачання), опалювальні установки, кондиціонери та інші різні поєднання.

Розглянемо найпростішу і найбільш поширену схему одно-контурної водонагрівальної установки з природною циркуляцією теплоносія (рис. 2.8).

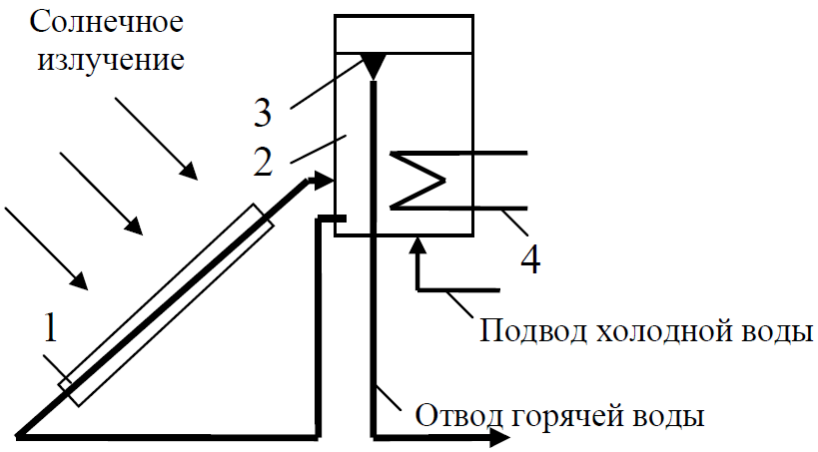


Рис.2.9 Схема сонячної водонагрівальної установки з природною циркуляцією:

1 - блок сонячних колекторів; 2 - бак-акумулятор; 3 - поплавок;

4 - додатковий водонагрівач

Теплоносієм служить вода, яка нагрівається в процесі сонячного випромінювання і далі надходить безпосередньо до споживача. Основними елементами подібних схем є блок сонячних колекторів *1*, що сприймає випромінювання, і бак-акумулятор *2*. У баку біля поверхні води, де температура найвища, знаходиться поплавок *3*, з'єднаний з лінією відведення гарячої води до споживача. Знизу бак-акумулятор підживлюється холодною водою. Для додаткового нагрівання води в баку-акумуляторі може бути розміщений нагрівач *4*. Загальний недолік установок з природньою циркуляцією полягає в тому, що бак-акумулятор для накопичення гарячої води повинен знаходитися вище сонячного колектору, інакше не зможе відбуватися природня циркуляція. Зазначеного недоліку можна уникнути, якщо включити в перший контур циркуляційний насос і перейти до примусової циркуляції. Схеми з примусовою циркуляцією зазвичай застосовують в двоконтурних і досить потужних установках[17].

Розглянемо схему двоконтурної установки з примусовою циркуляцією (рис.2.10).

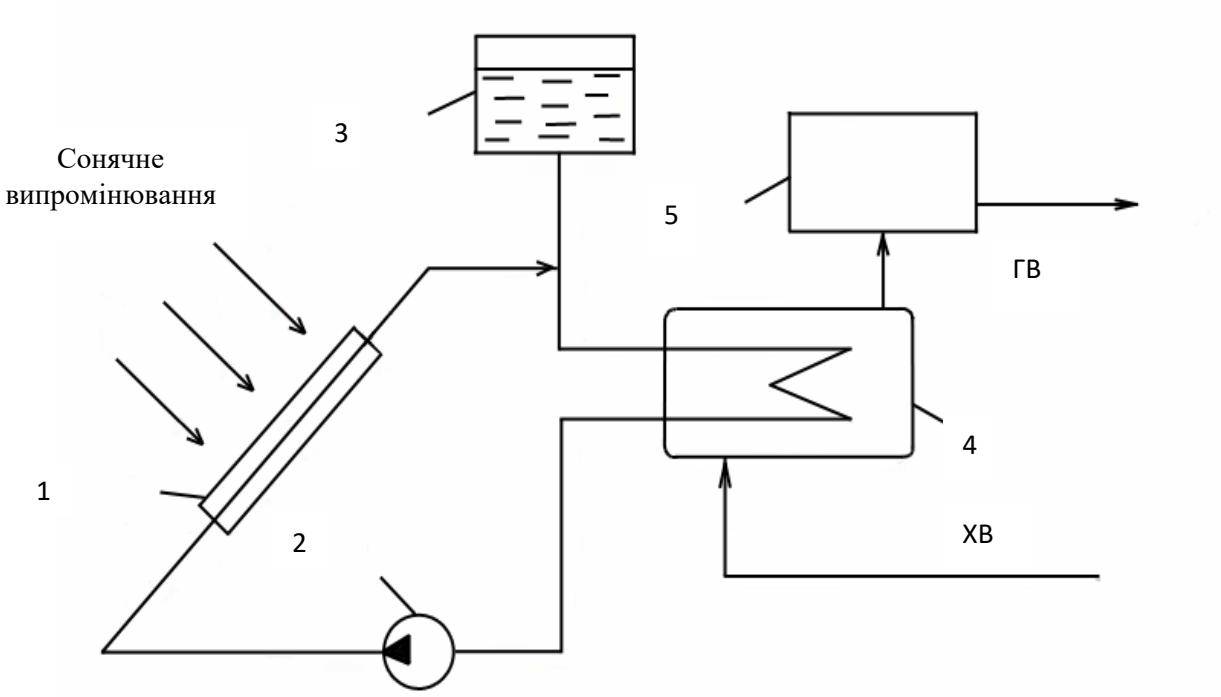


Рис. 2.10 Схема сонячної водонагрівальної установки з примусовою циркуляцією:
ХВ – підведення холодної води; ГВ – відведення гарячої води;
1 – блок сонячних колекторів; 2 - циркуляційний насос; 3 – розширювальний бак;
4 – бак-акумулятор; 5 – додатковий водонагрівач

Перший контур включає в себе блок сонячних колекторів *1*, циркуляційний насос *2* і розширювальний бак *3*, що дозволяє компенсувати теплове розширення теплоносія. Другий контур, де циркулює мережева вода, забезпечений баком-акумулятором *4* і додатковим водонагрівачем *5*. У двоконтурних установках є можливість застосування в першому контурі теплоносіїв, що не замерзають при низьких температурах.

Таким чином, у середній смузі геліосистема може бути використана як така, що частково забезпечує потребу опалення та нагрівання води. Досвід експлуатації показує, що сезонна економія палива за рахунок використання сонячної енергії досягає 60%.

3 ВИКОРИСТАННЯ ПЕРЕПАДІВ ТЕМПЕРАТУР ҐРУНТУ ЗА ДОПОМОГОЮ ТЕПЛОВИХ НАСОСІВ

3.1 Поняття теплового насоса, класифікація та область застосувань

Тепловий насос – установка, що для переносить тепло від більш холодного теплоносія до більш гарячого за рахунок підведення зовнішньої енергії або витрати роботи. Теплові насоси мають дуже широкий спектр застосування як в системах централізованого так і в індивідуальному опаленні. Вони можуть створювати альтернативну конкуренцію газовим та твердопаливним котлам.

Принцип дії теплового насоса заснований на віддачі і поглинанні теплоти робочого агента «хладагенту» в циклі при періодичному переході його з одного стану в інший. За видом робочого агента поділяються на три типи: **парокомпресійні**, **абсорбційні** і **термоелектричні**.

У парокомпресійних теплових насосах (рис. 3.1) використовується теплота випаровування і конденсації хладагенту, яким зазвичай є фреони [19].

$q_и$ *- теплота, що віддається низькопотенційним теплоносієм і одержувана хладагентом при його випаровуванні;*

$q_к$ *- теплота, що віддається хладагентом при його конденсації і отримується високопотенційним теплоносієм;*

$l_{ст}$ *– робота, необхідна для стиснення хладагенту;*

$q_{тн}$*- теплове навантаження*

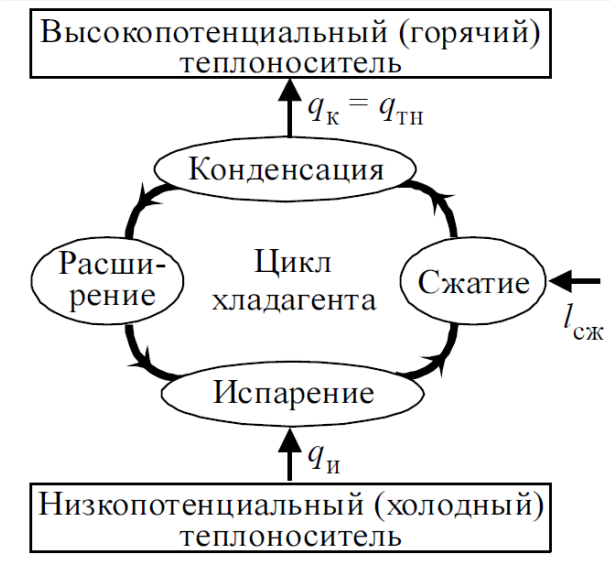


Рис.3.1 Цикл парокомпресійного теплового насосу

Температура конденсації (кипіння) підвищується при більш високому тиску, тому хладагент конденсується при більш високій температурі, ніж випаровується. Завдяки цьому тепловий насос дозволяє передавати теплоту від холодного теплоносія до гарячого. Для цього процесу необхідна енергія $l_{ст}$, що витрачається на стиснення хладагенту. Кількість теплоти $q_и$, що отримується гарячим теплоносієм повинна бути вище за енергію $l_{ст}$. Різниця між ними буде характеризувати ефективність роботи теплового насосу [20].

Відношення теплоти, переданої гарячому теплоносію, до роботи, що витрачається на стиснення, називається коефіцієнтом перетворення теплоти μ:

$$\mu = \frac{q_и}{l_{ст}}. \quad (3.1)$$

Значення μ повинно бути більше 1. Чим воно вище тим робота теплового насоса ефективніше. При μ = 1 робота теплового насоса втрачає сенс, тому що електроенергію, затрачену на стиск, можна використовувати для отримання теплоти за допомогою набагато більш дешевих, ніж теплові насоси, електронагрівачів. При μ<1 в тепловому насосі енергії витрачається більше, ніж виробляється теплоти.

Компресійні теплові насоси є найпоширенішими.

В **абсорбційному тепловому насосі** як робоче тіло використовується суміш холодоагента з його розчином в рідині, що має більш високу температуру кипіння. На відміну від чистих речовин розчини мають здатність абсорбувати пар розчину одного складу рідким розчином іншого складу навіть в тому випадку, коли температура рідини вище температури пара. Схема абсорбційної установки аналогічна схемі ідеальної парокомпресійної установки, тільки компресор замінений абсорбційним вузлом (рис. 3.2) [21].

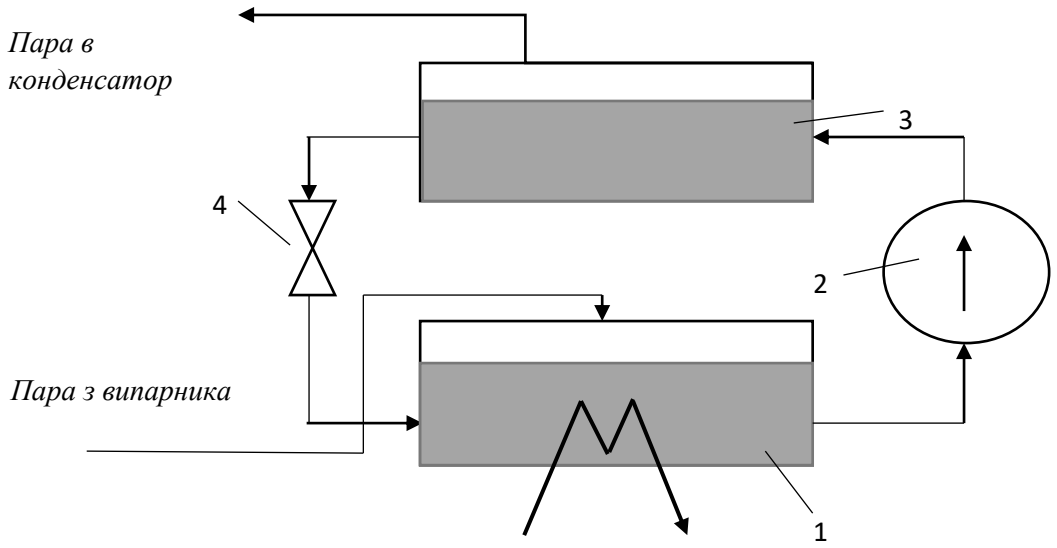


Рис 3.2 Абсорбційний вузол холодильної установки:

1 – абсорбер; 2 – насос; 3 – генератор пару; 4 – редукційний вентиль

Абсорбційний вузол (рис. 3.2) служить для стиснення хладагенту від тиску на виході з випарника теплонасосної установки p_2 до тиску на вході в конденсатор теплонасосної установки p_1. В абсорбер надходить суха насичена пара хладагента, куди подається також розчин хладагента, що має температуру T_1. Цей розчин абсорбує хладагент, а теплота абсорбції, що виділяється відводиться холодним теплоносієм. Концентрація хладагента в розчині в процесі абсорбції збільшується, і отже, з абсорбера виходить збагачений розчин. За допомогою насоса, що підвищує тиск збагаченого розчину від p_2 до p_1, розчин подається в генератор аміачної пари, де за рахунок теплоти, що підводиться до розчину від зовнішнього джерела, відбувається випаровування розчину. Пара, що виділяється при цьому практично складається з хладагента, так як парціальний тиск розчинника в газовій фазі при цих температурах мізерно малий. Збіднений хладагентом розчин, що виходить з генератора пари, дроселюється в редукційний вентиль від тиску p_1 до тиску p_2 потім надходить в абсорбер, де він збагачується хладгентом [22].

Перевага цього способу стиснення хладагенту полягає втому, що для підвищення тиску використовується насос, а не компресор. Витрати роботи на привід насоса дуже малі порівняно з витратою роботи в компресорі. Виграш в

роботі, що витрачається на привід компресора, компенсується витратою теплоти в генераторі пари. Ця теплота відводиться потім холодним теплоносієм в абсорбері .

До недоліків абсорбційних насосів можна віднести наявність двох теплообмінників (абсорбера і генератора), до яких відповідно необхідно підводити холодний і гарячий теплоносій. Абсорбційні холодильні установки доцільно застосовувати в тому випадку, коли може бути використана відпрацьована пара або інші теплоносії низького температурного потенціалу [23].

З розвитком компресоробудування абсорбційні холодильні установки були витиснені парокомпресійними установками. Термоелектричні теплові насоси використовують ефект виникнення електричного струму при нагріванні спаїв різнорідних металів і зворотний ефект охолодження спаїв при проходженні через них електричного струму [24].

Теплові насоси можуть використовуватися для наступних цілей.

1. Індивідуально-побутове теплопостачання житлових і громадських будівель. При цьому холодним теплоджерелом є теплота довкілля (в основному водних джерел, землі і, дуже рідко, повітря) і теплота геотермальних джерел. При використанні теплового насоса економиться електроенергія або паливо, яких споживається менше, ніж при використанні електрообігрівача або водогрійних котлів.

2. Застосування в системах вентиляції для нагріву нового холодного повітря або отримання води на опалення за рахунок теплоти теплого повітря, що видаляється з приміщення.

3. Отримання гарячої води для технічного водопостачання промислових підприємств за рахунок низькопотенційних теплових відходів, наприклад, оборотної системи охолодження компресорів, систем кондиціонування та охолодження обладнання, заміна градирень та інших охолоджуючих пристроїв

на оборотних системах водопостачання підприємств [25].

4. Підігрів оборотної води теплових мереж.

5. Використання для вироблення теплоти в системах централізованого теплопостачання з піковим підігрівом води, що подається в звичайних котельнях. Застосування теплових насосів вигідно:

- при незначному підвищенні температурного потенціалу;
- при постійному тепловому навантаженні та температурах теплоносіїв;
- при низькій вартості електроенергії в порівнянні з паливом.

Основним недоліком теплових насосів є їх висока вартість [26].

3.2 Конструкція, принцип дії та основні елементи теплових насосів

В загальному вигляді система включає в себе власне тепловий насос, пристрій забору і пристрій розподілу тепла. Внутрішній контур теплового насоса складається з компресора, що живиться від електромережі, випарника, дросельного клапана і конденсатора.

Розглянемо схему парокомпресійного теплового насосу (рис 3.3) [27]. В ньому використовується дросельний вентиль, процес розширення в якому можна розглядати як незворотній адіабатичний. Дросельний вентиль являє собою клапан у вигляді регульованого сопла або отвору, або нерегульовану капілярну трубку. Використання дроселя замість детандера збільшує втрати, тому що процес йде не по адіабаті, а по лінії постійної ентальпії. Втрати будуть більше, чим вище різниця температур випаровування і конденсації.

Стискати технічно можливо тільки газ, тому в компресор повинен надходити пар без домішки рідини. Стиснення супроводжується втратами енергії і відбувається не адіабатично, а політропно.

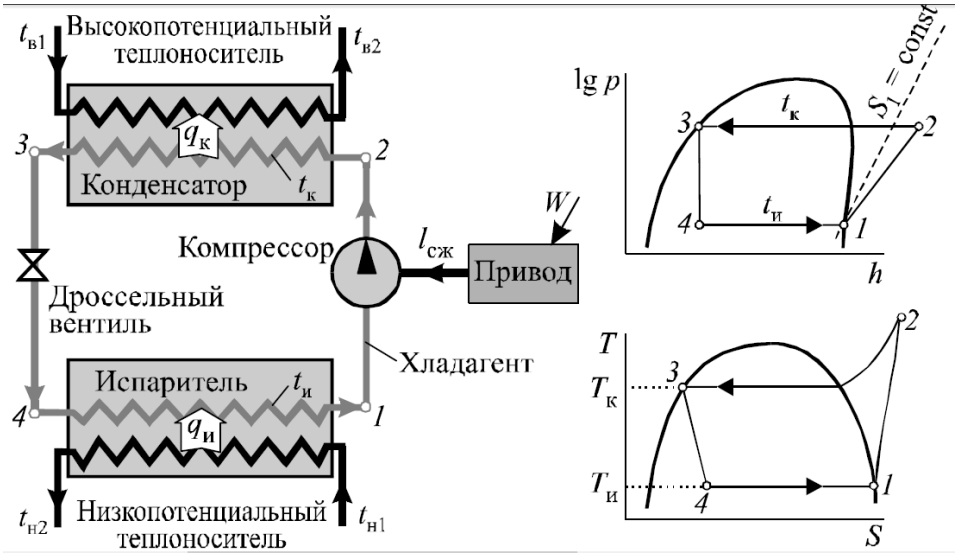


Рис. 3.3 Схема і цикл парокомпресійного теплового насоса:

$t_{в1}$, $t_{в2}$, $t_{н1}$, $t_{н2}$ -температури високопотенційного і низькопотенційного теплоносія на вході і виході

Процес 1-2 – незворотний політропний процес стиснення парів хладагента в компресорі.

Процес 2-3 – ізотермічна конденсація хладагента в конденсаторі і віддача теплоти високопотенційному теплоносію.

Процес 3-4 – незворотний адіабатичний процес розширення хладагента в дросельному вентилі.

Процес 4-1 – ізотермічне випарування хладагента у випаровувачі за рахунок теплоти, відібраної у холодного теплоносія.

Втрати енергії в парокомпресійному тепловому насосі внаслідок незворотності процесів представлені на рис.3.4.

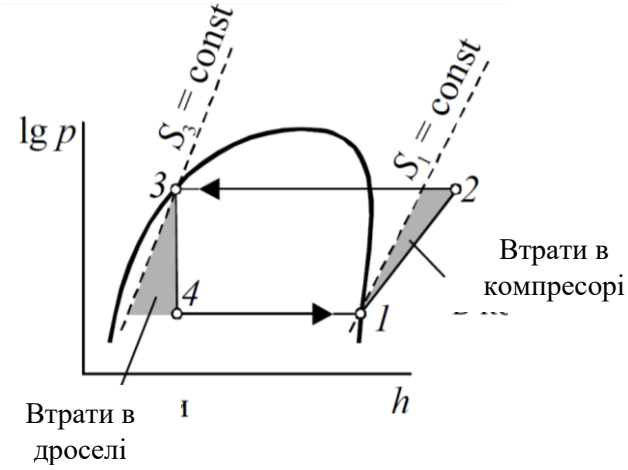


Рис.3.4 Втрати в парокомпресійному тепловому насосі внаслідок незворотності процесів.

В реальних циклах теплових насосів на вхід в компресор повинен подаватися пар без домішок рідини. Тому пара перед компресором повинна бути трішки перегрітою і точка 1 має знаходиться не на лінії насичення, а правіше від неї.

Втрати тиску через тертя в з'єднувальних трубопроводах між конденсатором і дроселем викликають часткове випаровування фреону. Якщо на вхід дроселя надходить парорідинна суміш, ефективність його роботи знижується. Тому рідина після конденсатора додатково переохолоджують так, щоб точка 3 перебувала не на лінії насичення, а лівіше від неї. Це також покращує роботу теплового насоса, так як знижує частку пари, що надходить у випарник, що призводить до меншої витрати фреону в циклі [28].

Переохолодження рідини в конденсаторі неможливо, тому що це вимагає більш високого температурного напору між фреоном і гарячим теплоносієм а, значить, зниження температури гарячого теплоносія (що неможливо за вимогами до одержуваного теплоносія) або підвищення тиску і температури конденсації фреону (що значно підвищить вартість основного компонента теплового насоса – компресора). Перегрів пари в випарнику також неможливий, бо температуру холодного теплоносія змінити не можна, тому для перегріву

необхідно знижувати температуру випарування, а, значить, збільшувати ступінь підвищення тиску в компресорі.

Переохолодження рідини і перегрів пари поєднують в додатковому проміжному теплообміннику, де гарячий фреон після конденсатора нагріває холодний фреон після випарника рис. 3.5 [29].

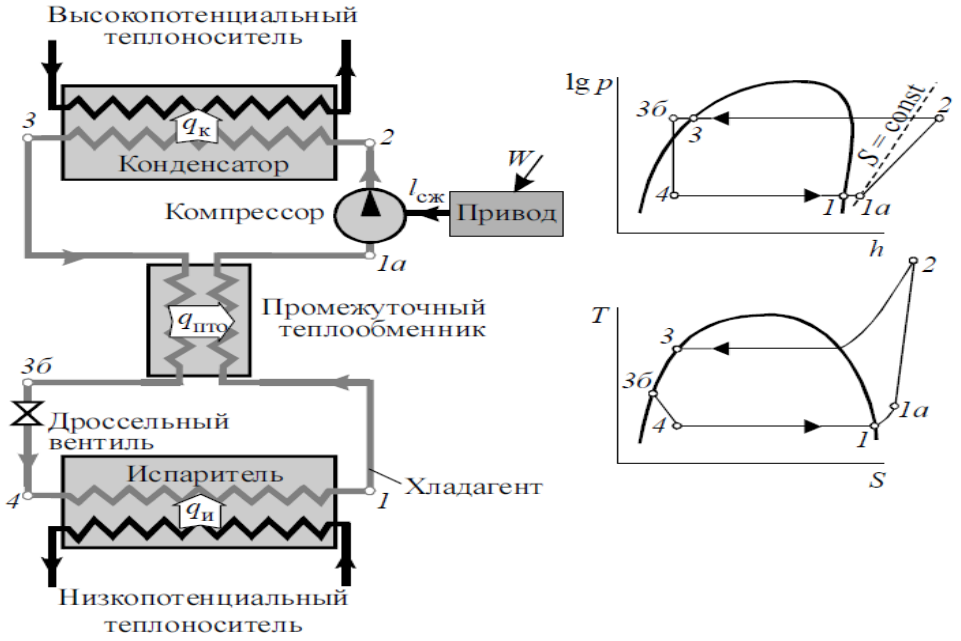


Рис. 3.5 Схема і цикл теплового насоса з проміжним теплообмінником

Якщо гарячий теплоносій виробляється для водопостачання, тобто надходить на вхід набагато холодніше, ніж виходить з теплового насоса, переохолодження рідини можливо в додатковому теплообміннику – переохолоджувачі, який встановлюється після конденсатора рис. 3.6 [30].

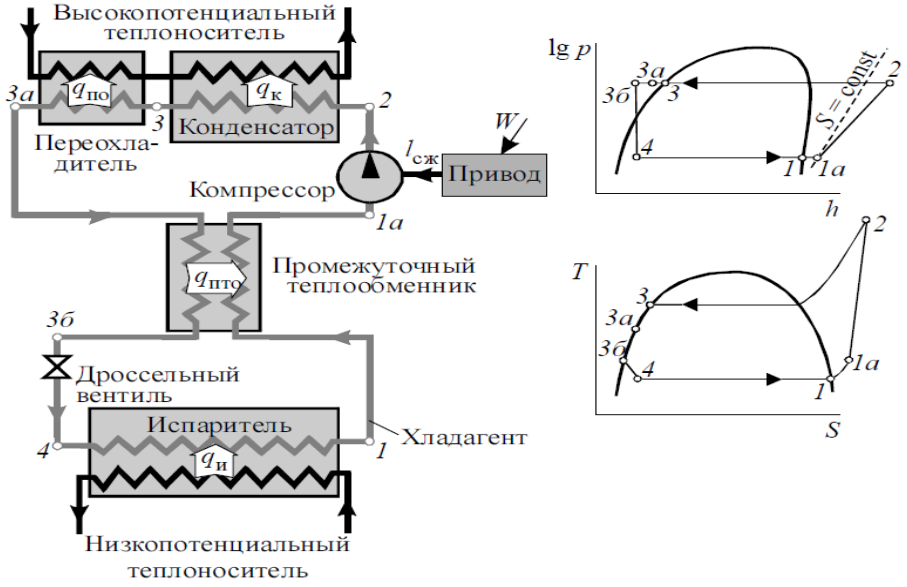


Рис.3.6. Схема і цикл теплового насоса с проміжним теплообмінником та переохолоджувачем

Теплові насоси малої потужності, як правило, виконуються з випарником і конденсатором, а великої потужності – з проміжним теплообмінником, і, можливо, з переохолоджувачем.

3.3 Застосування теплових насосів у системах централізованого теплопостачання

На ТЕЦ наявні джерела низькопотенційної теплоти, які в нинішній час губляться в системах охолодження технічної води і складають 20...25 % від теплоти, що відпускається. Ці втрати зростають при зниженні теплового навантаження в тепліші періоди року. Така ситуація обумовлює інтерес застосування ТНУ в системах централізованого теплопостачання. Використання теплових насосів на ТЕЦ можливо двома варіантами [31]:

- заміна градирень з утилізацією теплоти технічної води, що втрачається в них;
- догрівання у споживачів гарячої води з використанням в якості низькопотенційного джерела зворотної мережевої води зі зниженням її

температури до 20...25 °С. Це дозволяє знижувати втрати в теплових мережах, що доставляють теплоносій до споживача і зменшувати витрати теплоносія.

Іншим способом використання теплових насосів є заміна водогрійних котлів. Але в системах опалення потребується різне теплове навантаження в залежності від температури зовнішнього повітря. Тому в найбільш холодні періоди теплові насоси повинні виробляти максимальну температуру гарячого теплоносія. Зростаючий температурний перепад між холодним і гарячим теплоносієм значно підвищує витрати енергії в теплонасосній установці. Тому в системах теплопостачання теплові насоси зазвичай поєднують з піковими котельнями [32]. Базова частина теплового навантаження забезпечується тепловим насосом, при підвищенні теплового навантаження вода догрівається в котельні, встановленій після теплового насоса (рис. 3.7).

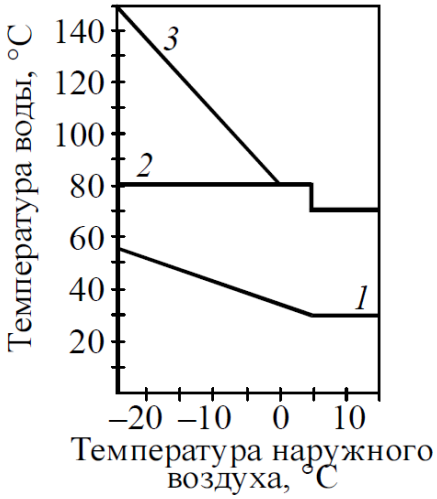


Рис.3.7 Температура мережевої води при роботі теплового насоса з піковою котельнею:1 – зворотна лінія; 2 - після теплового насоса; 3 – після пікової котельні

Також використання ТНУ з електроприводом і акумуляторами теплоти, що працюють тільки в нічний час, дозволяє оптимізувати структуру електроспоживання. Економічно ефективніше використовувати для ТНУ великої потужності не електропривід, а газові турбіни або двигуни внутрішнього згоряння, при цьому собівартість одержуваної теплоти в декілька разів нижче, ніж для ТЕЦ і котелень і ТНУ може повністю замінити котельню [22].

4 РОЗРАХУНОК ТЕПЛОНАСОСНОЇ УСТАНОВКИ ТА ГЕЛІОКОЛЕКТОРА

4.1. Розрахунок теплонасосної установки

Вихідні дані для розрахунку:

- теплове навантаження $Q_{тн}$ 6 кВт
- температура низькопотенційного теплононосія (росол) на вході в тепловий насос $t_{н1}$ 5 °С;
- температура низькопотенційного теплононосія (росол) після теплового насоса $t_{н2}$ -5 °С;
- температура високопотенційного теплононосія (гаряча вода) на вході в тепловому насосі $t_{в1}$ 35 °С;
- температура гарячої води після теплового насоса $t_{в2}$ 55 °С;
- температура навколишнього середовища T_0 -15 °С;
- перепади температури на виході з теплообмінників: випарника $\Delta t_{исп}$, конденсатора $\Delta t_к$, переохолоджувача $\Delta t_{по}$ 5 °С,
- температура перегріву пари в проміжному теплообміннику $\Delta t_п$ 20°С.

Хладогент R22 – дифторхлорметан.

Розрахунок парокомпресійного теплового насоса (схема№1)

1. Температура випаровування фреона:

$$t_и = t_{н2} - \Delta t_и = -5 - 5 = -10°С$$

2. За температурою випаровування $t_и$ = -10 °С за таблицями термодинамічних властивостей хладагенту R22 в стані насичення або за p, h-діаграмою (рис. 3.1) визначаються параметри в точці 1 – ентальпія на правій прикордонної кривої h" і тиск p:

h_1 = 401,20 кДж/кг;

$p_и$ = 0,35479 МПа

3. Температура конденсації фреона:

$$t_к = t_{в2} + \Delta t_к = 55 + 5 = 60°C;$$

4. За температурою конденсації $t_к$ = 60°C за таблицями термодинамічних властивостей хладагенту R22 в стані насичення визначаються параметри в точці 3 – ентальпія на лівій прикордонної кривій h' і тиск p:

h_3 = 277,61 кДж/кг;

$p_к$ = 2,42750 МПа

точка 3 відмічається на p, h – діаграмі.

5. За допомогою комп'ютерної програми «REFPROP» (Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties) на перетині лінії постійної ентропії S_1, що проходить через точку 1, і лінії ізобари $p_к$, що проходить через точку 3, визначається точка 2а, потім за допомогою тієї ж програми визначається ентальпія в цій точці:

h_{2a} = 450,7 кДж/кг;

6. Адіабатний ККД компресора $\eta_а$

$$\eta_а = 0{,}98\frac{273 + t_0}{273 + t_k} = 0{,}98\frac{273 - 15}{273 + 60} = 0{,}76$$

Ентальпія фреона після стискання з врахуванням втрат

$$h_2 = h_1\frac{h_{2a} + h_1}{\eta_а} = 401{,}2 + \frac{450{,}7 - 401{,}2}{0{,}76} = 466{,}3 \text{ кДж/кг}$$

За значенням ентальпії h_2=466,3 кДж/кг і тиску $p_к$ = 2,42750 МПа на діаграмі відмічається точка 2. Температура в цій точці

t_2 = 107,6°C

7. За значенням ентальпії $h_3 = h_4 = 277{,}61$ кДж/кг і тиску $p_и = 0{,}35479$ МПа на діаграмі відмічається точка 4.

8. Питомі теплові навантаження у вузлах теплового насоса:

$$q_и = h_1 - h_4 = 401{,}2 - 277{,}61 = 123{,}59 \text{ кДж/кг};$$

$$q_к = h_2 - h_3 = 466{,}3 - 277{,}61 = 188{,}69 \text{ кДж/кг};$$

$$l_{ст} = h_2 - h_1 = 466{,}3 - 401{,}2 = 65{,}1 \text{ кДж/кг};$$

Вірність розрахунку визначається перевіркою теплового балансу

$$123{,}59 + 65{,}1 = 188{,}69 \text{ кДж/кг}$$

Теплове навантаження теплового насосу:

$$q_{тн} = q_к = 188{,}69 \text{ кДж/кг};$$

9. Енергія, що споживається електродвигуном W:

$$W = \frac{l_{ст}}{\eta_{е.м}\eta_е} = \frac{65{,}1}{0{,}95 \times 0{,}95} = 72{,}1 \text{ кДж/кг};$$

$\eta_{е.м}$ – електромеханічний ККД компресора, дорівнює 0,9…0,95, в нашому випадку 0,95;

$\eta_е$ – ККД електродвигуна, дорівнює 0,6…0,95, в нашому випадку 0,95

10. Показники енергетичної ефективності теплового насоса: коефіцієнт перетворення теплоти

$$\mu = \frac{q_к}{l_{ст}} = \frac{188{,}69}{65{,}1} = 2{,}89;$$

коефіцієнт перетворення електроенергії:

$$\mu_е = \eta_{е.м}\eta_е\mu = 0{,}95 \times 0{,}95 \times 2{,}89 = 2{,}6;$$

питомі витрати первинної енергії:

$$ПЕ = \frac{1}{\eta_{е.м}\eta_е\eta_{е.с}\eta_{пер}} \times \frac{1}{\mu} = \frac{1}{0{,}95 \times 0{,}95 \times 0{,}4 \times 0{,}95} \times \frac{1}{2{,}89} = 1{,}01$$

де $\eta_{е.с}$ – ККД електростанції (≈ 0,4); $\eta_{пер}$ – ККД систем енергопостачання (≈ 0,95).

Для водогрійних котлів ПЕ дорівнює величині, зворотній їх ККД. ККД водогрійних котлів становить не більше 0,85, значить величина ПЕ

– повинна бути не менше 1,2. В нашому випадку ПЕ = 1,01, тобто з енергетичної точки зору опалення з використанням теплового насоса більш вигідно, ніж при спаленні природного палива, що використовується для виробництва електроенергії.

11. Ступінь підвищення тиску в компресорі:

$$\varepsilon = \frac{p_k}{p_и} = \frac{2{,}4275}{0{,}35479} = 6{,}84$$

Розрахунок парокомпресійного теплового насоса (схема№2)

Температура фреона на вході в компресор

$$t_{1a} = t_и t_п = -10 + 20 = 10°C$$

Ентальпія фреону на вході в компресор h_{1a}. Визначається за властивостями перегрітої пари фреону за температурою t_{1a} і тиску p_u = 0,35479 МПа.

h_{1a} = *415* кДж/кг.

Ентальпія фреону після адіабатного стиснення h_{2a}. Визначається за властивостями перегрітої пари фреону за ентропії S_{1a} і тиску p_k = 2,4275 МПа.

h_{2a} = 469,63 кДж/кг.

Ентальпія фреону після компресора, h_2, кДж/кг:

$$h_2 = h_{1a} + \frac{h_{2a} - h_{1a}}{\eta_a} = 415 + \frac{469{,}63 - 415}{0{,}76} = 486{,}88 \text{ кДж/кг}$$

Ентальпія гарячого фреону на вході в проміжний теплообмінник $h_{3б}$, кДж/кг:

$$h_{3б} = h_3 – (h_{1a} – h_1) = 277{,}61 – (415 – 401{,}2) = 263{,}87 \text{ кДж/кг}$$

Температура гарячого фреону після проміжного теплообмінника $t_{3б}$. Визначається за властивостями рідкого фреону за ентальпією $h_{3б}$ і тиску p_k = 2,4275МПа.

$$t_{3б} = 51°C.$$

Ентальпія фреону перед випаровувачем:

$$h_4 = h_{3б} = 263,87 \text{ кДж/кг}.$$

Питоме теплове навантаження випаровувача $q_{и}$, кДж/кг:

$$q_и = h_1 – h_4 = 401,2 – 263,87 = 137,33 \text{ кДж/кг};$$

Питоме теплове навантаження конденсатора $q_к$, кДж/кг:

$$q_к = h_2 – h_3 = 486,88 – 277,61 = 209,27 \text{ кДж/кг};$$

Питоме теплове навантаження теплового насосу $q_{тн}$ кДж/кг:

$$q_{тн} = q_к = 209,27 \text{ кДж/кг};$$

Питоме теплове навантаження проміжного теплообмінника:

$$q_{пто} = h_{1а} – h_1 = 415 – 401,2 = 13,8 \text{ кДж/кг};$$

Робота стиснення в компресорі $l_{ст}$, кДж/кг:

$$l_{ст} = h_2 – h_{1а} = 486,88 – 415 = 71,88 \text{ кДж/кг};$$

Перевірка теплового балансу:

$$q_и + l_{ст} = q_к = 137,33 + 71,88 = 209,21 \text{ кДж/кг}.$$

Енергія, що споживається електродвигуном W:

$$W = \frac{l_{ст}}{\eta_{е.м}\eta_е} = \frac{71,88}{0,95 \times 0,95} = 79,6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

$\eta_{е.м}$ – електромеханічний ККД компресора, дорівнює 0,9…0,95, в нашому випадку 0,95;

$\eta_е$ – ККД електродвигуна, дорівнює 0,6…0,95, в нашому випадку 0,95

Показники енергетичної ефективності теплового насоса:

коефіцієнт перетворення теплоти

$$\mu = \frac{q_{тн}}{l_{ст}} = \frac{209,27}{71,88} = 2,91;$$

коефіцієнт перетворення електроенергії:

$$\mu_е = \eta_{е.м}\eta_е\mu = 0,95 \times 0,95 \times 2,91 = 2,63;$$

питомі витрати первинної енергії:

$$ПЕ = \frac{1}{\eta_{е.м}\eta_{е}\eta_{е.с}\eta_{пер}} \times \frac{1}{\mu} = \frac{1}{0,95 \times 0,95 \times 0,4 \times 0,95} \times \frac{1}{2,91} = 1,002$$

де $\eta_{е.с}$ – ККД електростанції (≈ 0,4); $\eta_{пер}$ – ККД систем енергопостачання (≈ 0,95).

Розрахунок парокомпресійного теплового насоса (схема№3)

Теплоємність фреону після конденсатора, $c'_{р3}$, кДж/кг·К. Визначається за властивостями насиченої рідини та тиску p_k = 2,4275 МПа.

$$c'_{р3} = 1,539 \text{ кДж/кг·К}$$

Температура фреону після конденсатора, $t_{3а}$°С:

$$t_{3а} = \frac{c'_{р3} t_k + c_в(\Delta t_{по} + t_{в1})}{c'_{р3} + c_в} = \frac{1,539 \times 60 + 4,19 \times (5 + 35)}{1,539 + 4,19} = 45,4°C$$

$t_к$ = 60°С – температура конденсації фреона;

$t_{в1}$ = 35°С – температура високопотенційного теплоносія (гарячої води) на вході в тепловий насос;

$\Delta t_{по}$ = 5°С – перепад температури на виході з переохолоджувача;

$c_в$ – теплоємність води 4,19 кДж/кг·К.

Ентальпія гарячого фреону на вході в переохолоджувач $h_{3а}$, кДж/кг. Визначається за властивостями рідкого фреону за температури $t_{3а}$ = 45,4°С і тиску

p_k = 2,4275 МПа:

$$h_{3а} = 256,65 \text{ кДж/кг;}$$

Температура води після переохолоджувача $t_{вп}$ °С:

$$t_{вп} = t_{3а} – t_{по} = 45,4 – 5 = 40,4°C;$$

Ентальпія гарячого фреону на вході в проміжний теплообмінник $h_{3б}$, кДж/кг:

$h_{3б} = h_{3а} – (h_{1а} – h_1) = 256,65 – (415 – 401,2) = 242,85$ кДж/кг;

Ентальпія фреону перед випаровувачем:

$$h_4 = h_{3б} = 242,85 \text{ кДж/кг};$$

Питоме теплове навантаження випаровувача $q_{и}$, кДж/кг:

$$q_и = h_1 – h_4 = 401,2 – 242,85 = 158,35 \text{ кДж/кг};$$

Питоме теплове навантаження конденсатора $q_{к}$, кДж/кг:

$$q_к = h_2 – h_3 = 486,88 – 277,61 = 209,27 \text{ кДж/кг};$$

Питоме теплове навантаження переохолоджувача $q_{по}$, кДж/кг:

$$q_{по} = h_3 – h_{3а} = 277,61 – 256,65 = 20,96 \text{ кДж/кг};$$

Питоме теплове навантаження проміжного теплообмінника:

$$q_{пто} = h_{1а} – h_1 = 415 – 401,2 = 13,8 \text{ кДж/кг};$$

Питоме теплове навантаження теплового насосу $q_{тн}$,кДж/кг:

$$q_{тн} = q_к + q_{по} = 209,27 + 20,96 = 230,23 \text{ кДж/кг};$$

Робота стиснення в компресорі $l_{ст}$, кДж/кг:

$$l_{ст} = h_2 – h_{1а} = 486,88 – 415 = 71,88 \text{ кДж/кг}$$

Перевірка теплового балансу:

$$q_и + l_{ст} = q_к + q_{по}$$

$$158,35 + 71,88 = 230,23 \text{ кДж/кг}$$

Енергія, що споживається електродвигуном W:

$$W = \frac{l_{ст}}{\eta_{е.м}\eta_е} = \frac{71,88}{0,95 \times 0,95} = 79,6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

Показники енергетичної ефективності теплового насоса:

коефіцієнт перетворення теплоти

$$\mu = \frac{q_{тн}}{l_{ст}} = \frac{230,23}{71,88} = 3,2;$$

коефіцієнт перетворення електроенергії:

$$\mu_е = \eta_{е.м}\eta_е\mu = 0,95 \times 0,95 \times 3,2 = 2,89;$$

питомі витрати первинної енергії:

$$ПЕ = \frac{1}{\eta_{е.м}\eta_{е}\eta_{е.с}\eta_{пер}} \times \frac{1}{\mu} = \frac{1}{0,95 \times 0,95 \times 0,4 \times 0,95} \times \frac{1}{3,2} = 0,91$$

де $\eta_{е.с}$ – ККД електростанції (≈ 0,4); $\eta_{пер}$ – ККД систем енергопостачання (≈ 0,95).

Показники ефективності зводяться в таблицю 3.1.

Питоме теплове навантаження теплового насоса $q_{тн}$ характеризує витрати фреону, а значить, впливає на вартість компресора і теплообмінників. Ступінь стиснення в компресорі визначає його вартість. Коефіцієнт перетворення енергії і питома витрата первинної енергії характеризують економічність роботи теплового насоса.

Таблиця 3.1.

Показники енергетичної ефективності розрахованих варіантів

Показник	№ схеми		
	1	2	3
Питоме теплове навантаження теплового насосу $q_{тн}$,кДж/кг	188,69	209,27	230,23
Енергія, що споживається електродвигуном W, кДж/кг	72,1	79,6	79,6
Ступінь стиснення в компресорі ε	6,84		
Коефіцієнт перетворення теплоти μ	2,89	2,91	3,2
Коефіцієнт перетворення електроенергії $\mu_{е}$	2,6	2,63	2,89
Питомі витрати первинної енергії ПЕ	1,01	1,002	0,91

Як видно з таблиці найвищий коефіцієнт перетворення теплоти і електроенергії, а також найменша витрата первинного палива – в схемі № 3.

Таким чином, для подальших розрахунків приймаємо схему №3.

Масова витрата хладагента $G_{ха}$, кг/с, визначається по тепловому навантаженню установки (кількість теплоти, що отримується гарячим теплоносієм), і питомим тепловим навантаженням:

$$G_{ха} = \frac{Q_{тн}}{q_{тн}} = \frac{6}{230,23} = 0,026 \text{ кг/с}$$

Повне навантаження у вузлах теплового насоса:

- В компресорі:

$$N = WG_{ха} = 79,6 \cdot 0,026 = 2,07 \text{ кВт};$$

- У випарнику:

$$Q_{и} = q_{и}G_{ха} = 158,35 \cdot 0,026 = 4,12 \text{ кВт};$$

- В конденсаторі:

$$Q_{к} = q_{к}G_{ха} = 209,27 \cdot 0,026 = 5,44 \text{ кВт};$$

- В переохолоджувачі:

$$Q_{по} = q_{по}G_{ха} = 20,96 \cdot 0,026 = 0,54 \text{ кВт};$$

- В проміжному теплообміннику:

$$Q_{пто} = q_{пто}G_{ха} = 13,8 \cdot 0,026 = 0,36 \text{ кВт};$$

4.2. Розрахунок геліосистеми

- Тип колектора – плоский пластинчастий, розміри 2х0,8 м.
- Опір тепловтрат: $R_{п} = 0,13$ м^2·К/Вт;
- температура приймальної поверхні колектора $T_{п} = 5$˚С;
- температура оточуючого повітря $t_{ос} = -4,5$ ˚С;
- коефіцієнт пропускання сонячного випромінювання прозорим покриттям $\tau_{пов} = 0,9$ для одинарного скляного покриття;
- коефіцієнт поглинання приймальною поверхнею колектора сонячного випромінювання $\alpha_{пр} = 0,9$ для одинарного скляного покриття,
- теплоносій - 54% розчин етиленгліколю;
- початкова температура розчину $t_{н} = 25$ ˚С;

- кінцева температура води $t_к = 60$ ˚С.
- теплове навантаження системи опалення $Q_{тн} = 6$ кВт.

Проведення розрахунку геліосистеми зводиться до визначення площі геліополя при існуючих кутах інсоляції, що визначаються для конкретного місяця

1. Широта місцевості (район міста Харків) $\psi = 49, 58°$ с. ш., переведемо в радіани

$$\psi = 49, 58° \cdot \pi/180 = 0,865$$

2. Кут нахилу геліоколекторів до горизонтальної площини.

Оптимальний кут нахилу КСЕ дорівнює широті місцевості для систем, що працюють круглий рік; $\beta = \psi + 15°$ для систем, працюючих тільки в опалювальний сезон; $\beta = \psi - 15°$ для систем, працюючих в літній період.

Обираємо для холодного періоду року $\beta = \psi + 15°$

$$\beta = \psi + 15° = 49,58° + 15° = 1,127 \text{ рад}$$

3. Кут склону сонця для місяця лютий

$$\delta = -23,0° = -0,4 \text{ рад}$$

4. Часовий кут заходу (світанку) сонця для горизонтальної поверхні для грудня місяця:

$$\omega_г = \arccos [- tg \psi \cdot tg \delta] = \arccos \cdot [-tg49,58° \cdot tg(-13°)] = 1,2964$$

5. Часовий кут заходу (світанку) сонця для похилої поверхні:

$$\omega_п = \min\{ \omega_г; \arccos [- tg (\psi - \beta) \cdot tg \delta]\}$$

В якості $\omega_п$ приймаємо меншу з двох величин, вказаних у фігурних скобках.

$$\omega_п = \min\{ 1,2964; \arccos [- tg (49,58° - 64,58°) \cdot tg (-13°)]\}$$

$$\omega_п = \min\{ 1,2964; \arccos [- tg (-15°) \cdot tg (-13°)]\}$$

$\arccos [- tg (-15°) \cdot tg (-13°)] = 1,509$, отже приймаємо $\omega_п = 1,2964$

6. Кутовий коефіцієнт

$$R = \frac{[\cos(\psi - \beta) \cdot \cos\delta \cdot \sin\omega_п + 0{,}0174\,\omega_п \cdot \sin(\psi - \beta) \cdot \sin\delta]}{[\cos\psi \cdot \cos\delta \cdot \sin\omega_г + 0{,}0174\omega_г \cdot \sin\psi \cdot \sin\delta]}$$

де $\psi - \beta = 49{,}58 - 64{,}58 = -15° = -0{,}262$ рад

$$R = \frac{\cos(-15) \cdot \cos(-23) \cdot \sin 60{,}13 + 0{,}0174 \cdot 1{,}049 \cdot \sin(-15) \cdot \sin(-23)}{\cos 49{,}58 \cdot \cos(-23) \cdot \sin 60{,}13 + 0{,}0174 \cdot 1{,}049 \cdot \sin 49{,}58 \cdot \sin(-23)}$$

= 1,5.

7. Сумарна кількість сонячної енергії, що потрапляє на геліоколектори, МДж/(м^2·добу):

$$E_\Sigma = E[(1 - E_D/E) \cdot R + (1+\cos\beta) \cdot E_D/2E + 0{,}25(1 - \cos\beta)],$$

Де E – сумарна добова кількість сонячної енергії, що потрапляє на горизонтальну поверхню (для м. Харків, лютий E = 5,36 МДж/(м^2·добу));

E_D – добова кількість дифузного випромінювання (для м. Харків, лютий E_D = 3,43 МДж/(м^2· добу)).

$$E_\Sigma = 5{,}36[(1 - 3{,}43/5{,}36) \cdot 1{,}5 + (1 + \cos 64{,}58) \cdot 3{,}43/2 \cdot 5{,}36 + 0{,}25(1 - \cos 64{,}58)] =$$

$$= 5{,}36\,[0{,}36 + 0{,}457 + 0{,}1427)] = 5{,}14 \text{ МДж/(м}^2\text{·добу).}$$

В таблиці 3.2 представлені теплофізичні властивості 54% водного розчину етиленгліколю.

Табл. 3.2

Теплофізичні властивості 54% водного розчину етиленгліколю, температура кристалізації мінус - 40 ° С

Температура розчину, t°C	Густина, кг/м^3	Теплоємність, $C_р$, кДж/(кгК)	Теплопровідність, Вт/(м·К)	Динамічна в'язкість, $\cdot 10^{-3}$ [Н·с/м^2]	Кінематична в'язкість, $\cdot 10^{-6}$ [(м^2/с]
-40°C	1108	3,04	0,416	110,8	100
-20°C	1100	3,11	0,409	27,50	25
-10°C	1096	3,15	0,407	17,56	18,5
0°C	1092	3,19	0,405	10,37	9,5
20°C	1082	3,26	0,402	4,87	4,5
40°C	1069	3,34	0,398	2,57	2,4
60°C	1057	3,41	0,394	1,59	1,5
80°C	1045	3,49	0,390	1,05	1,0
100°C	1032	3,56	0,385	0,722	0,7

Витрати теплоносія в геліосистемі, кг/с:

$$L = Q_{тн} / \rho_{ег} C_{ег} (t_к – t_н),$$

$$L = 6/1079 \cdot 3,28(60 – 25) = 4,84 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с},$$

де $Q_{тн}$ – теплове навантаження системи опалення, кВт;

$\rho_{эг}$ – густина розчину етиленгліколю, $\rho_{эг}$ = 1079 кг/м^3;

$C_{ег}$ – теплоємність розчину етиленгліколю, $C_{ег}$=3,28 кДж/(кг·К).

Не вся енергія, що потрапляє на колектор, передається теплоносію, а тільки її частина, що характеризується коефіцієнтом переходу k_f сонячної

енергії, який показує долю теплового потоку $Q_{ск}$, що передається рідині, приймається рівним 0,85

$$Q_{тн} = Q_{ск}\, k_f = Q_{ск}\, 0{,}85$$

Тоді необхідна кількість теплоти для нагріву теплоносія, кВт

$$Q_{ск} = Q_{тн}/0{,}85$$

$$Q_{ск} = 6/0{,}85 = 7{,}06 \text{ кВт}$$

Потік променистої енергії $Q_{пов}$, що поглинається поверхнею приймача, складає:

$$Q_{пов} = \tau_{пов} \cdot \alpha_{пр} \cdot F_{гк} \cdot E,$$

де $\tau_{пов} = 0{,}9$ – коефіцієнт пропускання сонячного випромінювання прозорим покриттям для одинарного скляного покриття;

$\alpha_{пр} = 0{,}9$ – коефіцієнт поглинання приймальною поверхнею колектора сонячного випромінювання для одинарного скляного покриття;

$F_{гк}$ – площа геліоколектора, м^2;

$E = E_{\Sigma} /(3{,}6 \cdot \tau) = 5{,}14/(3{,}6 \cdot 8) = 0{,}18$ кВт/м^2 – інтенсивність сонячного випромінювання.

Під час процесу поглинання енергії температура поверхні приймача підвищується і стає суттєво вище температури оточуючого повітря. Це призводить до виникнення зворотного теплового потоку в оточуюче середовище, який можна визначити:

$$Q_{пот} = F_{гк}(T_п - T_{о.п.})/R_п,$$

Де $T_п$ – температура приймаючої поверхні колектора, К;

$T_{о.п.}$ – температура оточуючого повітря, К;

$R_п$ – термічний опір приймаючої поверхні колектора, для одинарного скла 0,13 м^2·К/Вт

Тоді рівняння сонячного колектора можна представити у вигляді:

$$Q_{ск} = F_{гк}[\tau_{пов}\cdot\alpha_{пр}\cdot E – (t_п – t_{о.с.})/R_п]$$

Звідси визначається площа геліоколектора $F_{гк}$, м^2:

$$F_{гк} = Q_{ск} /[\tau_{пов}\cdot\alpha_{пр}\cdot E – (t_п – t_{о.с.})/R_п] =$$

$$= 7060/[0,9\cdot0,9\cdot180 – (5 – (-4,5))/0,13] = 97 \text{ м}^2.$$

ВИСНОВКИ

1. Проведено аналіз сучасного стану та визначено основні тенденції розвитку використання поновлюваних та нетрадиційних джерел енергії для тепловодопостачання.

2. Проаналізовано термодинамічні цикли роботи та схеми парокомпресійних теплонасосних установок. Проведено розрахунок роботи теплових насосів за трьома схемами за умов використання озононеруйнуючого холодоагенту для системи опалення потужністю 6 кВт. За результатам розрахунку обрано схему з регенерацією теплоти та переохолоджувачем, яка має найкращі показники теплової ефективності – коефіцієнт перетворення теплоти $\mu = 3,2$; коефіцієнт перетворення електроенергії $\mu_e = 2,89$ та питомі витрати первинної енергії ПЕ = 0,91, що показує перевагу застосування даної тепло насосної установки в порівнянні з традиційною системою з водогрійним котлом.

3. Розглянуто принцип дії, конструктивні особливості та питання проектування водогрійних та опалювальних геліоустановок для індивідуально-побутового теплопостачання житлових будинків. Запропоновано використання геліосистеми в якості додаткового джерела теплової енергії в системі опалення. Розрахунки показали, що загальна площа геліоколекторів для забезпечення заданої потужності теплового навантаження в опалювальний період, повинна складати не менш 95 м^2.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. BP Statistical Review of World Energy 2016 (електронний ресурс). Режим доступу: https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf.

2. Доповідь Energy [R]evolution 2015 (електронний ресурс). Режим доступу: https://issuu.com/greenpeaceinternational/docs/energy-revolution-2015-full-hr.

3. Международный єлектротехнический журнал. Любас Д. Ветроэнергетика Украины: потенциал и перспективы развития (электронний ресурс). Режим доступу: http://www.electrician.com.ua/posts/1280

4. Кирилин В.А. Энергетика. Главные проблемы. – М.: Знание, 1990. – 128 с.

5. «Національний план дій з відновлювальної енергетики на період до 2020 року» (електронний ресурс). Режим доступу: https://www.saee.gov.ua.

6. Державна служба статистики України (електронний ресурс). Режим доступу: http://www.ukrstat.gov.ua.

7. Доповідь Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21) (електронний ресурс). Режим доступу: http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report.

8. Мировая энергетическая статистика. Ежегодник 2016 (електронний ресурс). Режим доступу: https://yearbook.enerdata.ru/#renewable-in-electricity-production-share-by-region.html.

9. Воронин С.М. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии (курс лекций), Зерноград, 2008. – 230 с.

10. Бреусов В.П. Технологии преобразования нетрадиционных возобновляемых источников энергии. СПб.: Нестор, 2001. – 173 с.

11. Городов Р.В., Губин В.Е., Матвеев А.С. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии (курс лекций). Томск: ТПУ, 2009 –293с.

12. Кудрявцев И. Н. Солнечная энергетика (курс лекций). Харьков: ХНУ, 2013. – 171с.

13. Андреев В.М. Фотоэлектрическое преобразование концентрированного солнечного излучения. / Андреев В.М., Грилихес В.А., Румянцев В.Д. – Л.: Наука, 1989. – 310 с.

14. Воронин С.М. Возобновляемые источники энергии и энергосбережение. /Воронин С.М., Оськин С.В., Головко А.Н. – Краснодар, КубГАУ, 2006. – 267с.

15. Амерханов Р.А. Оптимизация сельскохозяйственных энергетических установок с использованием возобновляемых видов энергии. – М.: Колос-Пресс, 2003. – 532 с.

16. Возобновляемая энергетика 2003: Сб. докл. – СПб: СПбГПУ, 2003. – 267 с.

17. Л.В. Зысин, В.В. Сергеев «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии» Часть 1. Возобновляемые источники энергии. – СПб: СПбГПУ, 2008. – 191 с.

18. Калнинь И. М., Л. Я. Лазарев, А. И. Савицкий «Энергосберегающие, экологически чистые технологии теплоснабжения производственных и жилых помещений». 2004. – 187 с.

19. П.А. Трубаев, Б.М. Гришко «Тепловые насосы». – Б: БГТУ им. В.Г. Шухова, 2009. – 142 с.

20. Васильев Г. П., Н. В. Шилкин «Использование низкопотенциальной тепловой энергии земли в теплонасосных». АВОК: – 2003. – С. 52–60.

21. В. П. Фролов, С. Н. Щербаков, М. В. Фролов, А. Я. Шелгинский «Анализ эффективности использования тепловых насосов в централизованных системах горячего водоснабжения». Энергосбережение. – 2004. – № 2.

22. В. В. Данилов «Повышение эффективности системы централизованного теплоснабжения на основе применения технологии тепловых насосов». – М.: МЭИ, 2000. – 156 с.

23. Андрющенко А. И. Сравнительная эффективность применения тепловых насосов для централизованного теплоснабжения / А. И. Андрющенко. Промышленная энергетика. – М – 1997. – 144с.

24. . Везиришвилли О. Ш. Энергосберегающие теплонасосные системы тепло- и хладоснабжения / О. Ш. Везиришвилли, Н. В. Меладзе. – М.: МЭИ, 1994. – 123с.

25. Пустовалов Ю. В. Экономические вопросы развития теплонасосных станций / Ю. В. Пустовалов // Теплоэнергетика. – 1996. – № 3. – 118с.

26. Николаев Ю. Е. Основы повышения эффективности теплоснабжающих комплексов городов: Дис. д-ра техн. наук / Ю. Е. Николаев – Саратов:Гос. техн. ун-т, 2003.

27. Кутателадзе С. С. Справочник по теплопередаче / С. С. Кутателадзе, В. М. Боришанский. – М.: Госэнергоиздат, 1999. – 415 с.

28. Проценко В. П. Проблемы использования теплонасосных установок в системах централизованного теплоснабжения Энергетическое строительство. – Спб.– 1994. – 211с.

29. Васильев Г. П. Теплонасосные системы теплоснабжения для потребителей тепловой энергии в сельской местности. – Х. «Теплоэнергетика», 2001. – 254с.

30. Михайлов-Вагнер А. Современные энергосберегающие технологии. – М.: Энергетика. 1997. – 194с.

31. Лебедев П. Д. Теплообменные, сушильные и холодильные установки: Учебник для студентов технических вузов / П. Д. Лебедев. – Изд. 2-е, перераб.– М., «Энергия», 2000. – 320 с.

32. Справочник по теплообменникам. Т. 1: Пер. с англ.; Под ред. Б. С. Петухова, В. К. Шикова. – М.: Энергоатомиздат, 1997. – 560 с.