

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА



МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ

до виконання курсового проєкту
з навчальної дисципліни

«СОНЯЧНА ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКА»

за темою

**«ПРОЄКТУВАННЯ УСТАНОВКИ З ВИКОРИСТАННЯМ
СОНЯЧНОЇ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ»**

*(для студентів усіх форм навчання спеціальності
141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка,
освітньої програми «Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії»)*

Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2021

Методичні рекомендації до виконання курсового проєкту з навчальної дисципліни «Сонячна теплоенергетика» за темою «Проектування установки з використанням сонячної теплової енергії» (для студентів усіх форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітньої програми «Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії») / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; уклад. : О. В. Сенецький, Я. Б. Форкун. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2021. – 39 с.

Укладачі : канд. техн. наук, доц. О. В. Сенецький,
канд. техн. наук, доц. Я. Б. Форкун

Рецензент

Д. В. Тугай, доктор технічних наук, доцент, завідувач кафедри альтернативної електроенергетики та електротехніки Харківського національного університету міського господарства імені О. М. Бекетова

Рекомендовано кафедрою альтернативної електроенергетики та електротехніки, протокол № 8 від 28 січня 2021 р.

Методичні рекомендації складено з метою допомогти студентам спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітньої програми «Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії» під час виконання та захисту курсового проєкту з дисципліни «Сонячна теплоенергетика».

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
1 РОЗРАХУНОК СПОЖИВЧИХ ПАРАМЕТРІВ СОНЯЧНОГО ТЕПЛОВОГО КОЛЕКТОРА (СТК).....	7
1.1 Аналіз водоспоживання і потужності СТК.....	7
1.2 Розрахунок енергоприходу.....	8
1.2.1 Закономірності руху Сонця по небосхилу.....	8
1.2.2 Розрахунок сонячної радіації, що поступає на поверхню СТК.....	11
1.3 Визначення коефіцієнта входження прямої сонячної радіації в СТК.....	14
1.4 Визначення площі СТК.....	14
1.5 Визначення установок СТК.....	15
1.6 Розробка функціональної схеми геліоводопостачання.....	17
1.7 Вибір бака-акумулятора.....	19
1.7.1 Розрахунок витрати теплоносія в першому контурі.....	19
1.7.2 Визначення кількості теплоти, яку бак отримує від теплоносія за один цикл	21
1.7.3 Визначення основних характеристик бака-акумулятора.....	22
1.8 Вибір насоса під гідравлічний опір системи.....	25
2 РОЗРОБКА КОНСТРУКЦІЇ СТК.....	27
2.1 Абсорбер плоского СТК.....	27
2.2 Інші елементи плоского СТК.....	28
2.3 Зборка модуля СТК.....	29
2.4 Розрахунок на міцність вузлів кріплення СТК.....	30
2.4.1 Визначення маси геліополя.....	30
2.4.2 Розрахунок діючих навантажень.....	32
2.4.3 Розрахунок на міцність бовтового з'єднання	34
ВИСНОВКИ.....	35
СПИСОК ДЖЕРЕЛ.....	37
ДОДАТОК А.....	38

ВСТУП

Сьогодні питанням використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) приділяється особлива увага. Ці джерела енергії розглядаються як істотне доповнення до традиційних. Серед таких джерел енергії сонячна радіація по масштабах ресурсів, екологічній чистоті і поширеності найбільш перспективна. Використання відновлюваних видів енергії, зокрема енергії сонця і вітру, придбало відчутні масштаби і стійку тенденцію до росту. За різними прогнозами, ця доля до 2025 р. у багатьох державах досягне 10 % і більше.

Сонячна енергія упевнено завойовує стійкі позиції у світовій енергетиці. Привабливість сонячної енергетики обумовлена рядом обставин [1, 2]:

- сонячна енергетика доступна в кожній точці нашої планети, розрізняючись по щільності потоку випромінювання не більше ніж в два рази, тому вона приваблива для усіх країн та відповідає їх інтересам в плані енергетичної незалежності;

- сонячна енергія є екологічно чистим джерелом енергії, що дозволяє використати його в зростаючих масштабах без негативного впливу на довкілля;

- сонячна енергія також є практично невичерпним джерелом енергії, яке буде доступне і через мільйони років.

Основними напрямками використання сонячної енергії вважаються:

- пряме перетворення сонячної енергії на електричну енергію;

- отримання тепла шляхом абсорбції сонячного випромінювання.

Другий напрям пов'язаний з використанням сонячної енергії для виробництва низько потенційного тепла, комунально-побутового гарячого водопостачання і тепlopостачання.

У районах з річним приходом сонячної радіації не менше ніж 1 000 (кВт·год)/м² при ефективному використанні цього виду енергії можна буде забезпечити до 50 % теплоспоживання в системах гарячого водопостачання. Завдяки цьому знизиться витрата органічного палива і забруднення повітряного басейну шкідливими газовими викидами, що містять оксиди азоту і сірки. Найбільш простими в конструктивному відношенні є сонячні водонагрівальні системи з річною ККД 30–50 %.

Також треба відзначити, що у віддалених від джерел енергопостачання районах використання сонячної енергії (разом з енергією вітру) є практично єдиною альтернативою і дозволяє значно поліпшити умови життя населення.

На Україні існують усі необхідні і достатні умови для широкомасштабного впровадження геліоенергетики в народне господарство. Наразі використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в Україні складає 5,6 млн т у. п., що еквівалентно 2,8 % традиційних джерел (табл. 1).

Таблиця 1 – Вклад різних ВДЕ у виробництво ними енергетики в Україні за 2019 р.

Тип енергетики	Відсоток	Тип енергетики	Відсоток
Велика гідроенергетика	46,75 %	Вітроенергетика	9,04 %
Біоенергетика	0,98 %	Геотермальна енергетика	0,1 %
Мала гідроенергетика	0,88 %	Сонячні фотоелектричні панелі	42,25 %
Всього 100 %			

Основна проблема у використанні сонячної енергії для опалювання індивідуальних будинків в нашій країні – відсутність масового виробництва сонячних колекторів, акумуляторів сонячної енергії і іншого устаткування. Ключові питання – розробка, оптимізація, конструювання і виробництво геліоустановок, що мають високу ефективність при допустимих капітальних витратах.

Порядок виконання роботи та оформлення звіту

Для успішної підготовки та виконання курсового проєкту необхідно:

- уважно ознайомитися зі змістом завдань та обрати свої чисельні значення вихідних даних з таблиці додатка А;
- вивчити теоретичний матеріал з відповідних тем конспекту лекцій, звертаючи особу увагу на методики практичних розрахунків, підібрати за списком рекомендованої літератури один з підручників, детально ознайомитися з описом підходів до розрахунку теплових процесів у теплообмінному устаткуванні;
- провести попередній розрахунок завдань за допомогою обчислювальної техніки, дотримуючись послідовності розрахунків і самоперевірок відповідно до приведеного нижче прикладу;
- якщо при підготовчій роботі або в процесі розрахунків виникають питання або незрозуміння, студенту необхідно звертатися до викладача за консультацією.

Основні вимоги до оформлення звіту з курсового проєкту:

- звіт повинен починатися титульним аркушем, на наступній сторінці повинен бути «Зміст» та робоче завдання до курсового проєкту;
- завершуватися звіт повинен списком використаної літератури;
- звіт повинен бути надрукований на аркушах формату А4 (210 × 297);
- кожен рисунок повинен супроводжуватися розгорнутим підписом;
- всі розрахунки оформляються в розгорнутому вигляді, тобто спочатку записується формула, далі знак рівності та чисельні значення всіх параметрів,

що включені до формули в тій же послідовності, як вони стоять у формулі, далі знак рівності та результат обчислення і його розмірність, якщо це величина має розмірність;

– розрахункові формули повинні супроводжуватися лаконічними поясненнями, що включають і повну розшифровку всіх прийнятих умовних позначень;

– всі довідкові величини і окремі найважливіші теоретичні положення повинні супроводжуватися посиланнями на використані літературні джерела.

Робоче завдання до курсового проєкту

1. За вихідними даними побудувати діаграму гарячого водопостачання споживачів.

2. Для регіону, який вказаний для кожного варіанту, визначити загальні кути розташування Сонця для широти та кількість сонячної радіації, що надходить на поверхню Землі.

3. Визначити площу сонячного колектору, характеристики бака-акумулятора, міцність основних елементів конструкції (детально все викладено у розділах методичних рекомендацій).

4. Написати висновки за результатами проведених розрахункових досліджень.

5. Навести переваги та недоліки впровадження СТК.

Вихідні дані наведено у додатку А. Варіант відповідає останній цифрі порядкового номеру у журналі викладача.

Далі докладно наведено приклад розрахунку для вихідних даних, які вказані в таблиці 2.

Таблиця 2 – Вихідні дані для прикладу розрахунку

Показник	Значення
Приведений графік споживання гарячої води (ранкове / денне / вечірнє), л/год	25 / 55 / 70
Температура гарячої води, $T_{\text{гар}}$ (°C)	50
Широта місця розташування СТК, φ (°)	50
Місто, що відповідає заданій широті	Харків
Швидкість руху теплоносія у системі, м/с	0,5

1 РОЗРАХУНОК СПОЖИВЧИХ ПАРАМЕТРІВ СОНЯЧНОГО ТЕПЛООВОГО КОЛЕКТОРА (СТК)

1.1 Аналіз водоспоживання і потужності СТК

Геліоколекторна установка, що розробляється, повинна забезпечувати гарячою водою (для прикладу – $T_{\text{гар}} = 50 \text{ }^\circ\text{C}$) будинок відпочинку.

Рисунок 1.1 відображає графік споживання гарячої води, який складається з трьох частин (вихідні дані наведено у дод. А):

- 1) ранкове (з 4.00 до 8.00 годин) – 25 л/год, тобто усього 100 л;
- 2) денне (з 12.00 до 16.00 годин) – 55 л/год, тобто усього 220 л;
- 3) вечірнє (з 16.00 до 20.00 годин) – 70 л/год, тобто усього 280 л.

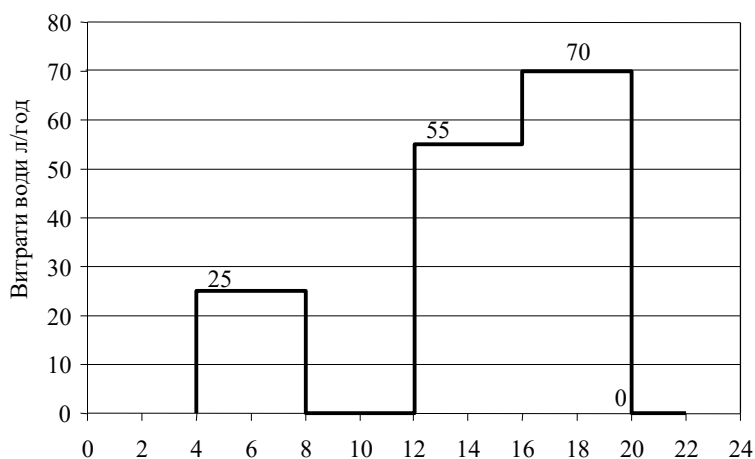


Рисунок 1.1 – Діаграма водоспоживання

У цій роботі планується використати двоконтурну систему геліо-водопостачання з примусовою циркуляцією, як досконалішу і продуктивнішу в порівнянні з одноконтурними системами з природною циркуляцією.

У розрахунку кількості енергії, необхідної для нагріву 600 л води за день, в якості верхнього і нижнього меж температур береться температура гарячого водопостачання і температура холодної води з водопроводу, яка розраховується за формулою:

$$Q_T = c \cdot m \cdot (T_{\text{гар}} - T_{\text{хол}}), \quad (1.1)$$

де c – теплоємність води, кДж/(кг·°C);

m – загальна витрата води за добу, л (кг);

$T_{\text{гар}}$ – температура гарячого водопостачання, °C;

$T_{\text{хол}}$ – температура холодної води з водопроводу, °C.

$$Q_T = 4,19 \cdot 600 \cdot (50 - 15) = 87990 \text{ кДж.}$$

У перерахунку на кіловат-години:

$$Q = \frac{Q_T}{3600} = \frac{87990}{3600} = 24,44 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \quad (1.2)$$

З причини того, що для забезпечення мешканців будинку щоранку гарячою водою її треба нагрівати з вечора, необхідно враховувати також втрати теплоти внаслідок зберігання гарячої води впродовж ночі. У середньому втрати теплоти за нічний час становлять 10 %, тому прийmemo саме це значення:

$$Q_B = c \cdot m_B \cdot (T_{\text{гар}} - T_{\text{хол}}), \quad (1.3)$$

$$Q_B = 4,19 \cdot 60 \cdot (50 - 15) = 8799 \text{ кДж} = 2,44 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

У сумі за увесь день з урахуванням нічних втрат:

$$Q_{\Sigma} = Q + Q_B = 24,44 + 2,44 \approx 26,9 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Для селективного плоского колектора з одношаровим склінням при середній щільності потоку сонячного випромінювання для Харківської області близько 600 Вт/м^2 та різниці температур на вході та виході колектора близько $40 \text{ }^\circ\text{C}$ (з врахуванням недогрівів у проміжному теплообміннику, температура антифризу на виході T_1 та вході T_2 сонячного колектора, що розглядається, становить що найменше $T_1 = T_{\text{гар}} + 5 \text{ }^\circ\text{C}$; $T_2 = T_{\text{хол}} + 5 \text{ }^\circ\text{C}$) коефіцієнт корисної дії (ККД) складе 50-60 %. Таким чином, потужність СТК буде дорівнювати:

$$Q_{\text{уст}} = \frac{Q_{\Sigma}}{\eta} = \frac{26,9}{0,55} = 48,9 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \quad (1.4)$$

1.2 Розрахунок енергоприходу

1.2.1 Закономірності руху Сонця по небосхилу

Згідно з методикою, викладеною в [3], розрахунок сонячного теплового колектора розпочинається з визначення енергоприходу на його поверхню. Для розрахунку енергоприходу необхідно знати закономірності руху Сонця по небосхилу. Це пояснюється тим, що енергоприхід значною мірою залежить від положення Сонця на небесній півсфері, а також орієнтації панелей СТК. Для розрахунку кількості сонячної енергії, що поступає на похилу поверхню, необхідно знати кути падіння сонячних променів на горизонтальну і похилу поверхні в цій місцевості.

Положення точки A на земній поверхні відносно сонячних променів в даний момент часу визначається трьома основними кутами – широтою місця розташування точки φ , годинним кутом ω і нахилом Сонця δ [4], як показано на рисунку 1.2. Широта φ – це кут між лінією, що сполучає точку A з центром

Землі O , і її проекцією на площину екватора. Годинний кут ω – це кут, вимірний в екваторіальній площині між проекцією лінії OA і проекцією лінії, що сполучає центри Землі і Сонця. Кут ω дорівнює 0 в сонячний полудень, а о 13 годині дорівнює 15° [3].

Нахил Сонця δ – це кут між лінією, що сполучає центри Землі і Сонця, і її проекцією на площину екватора.

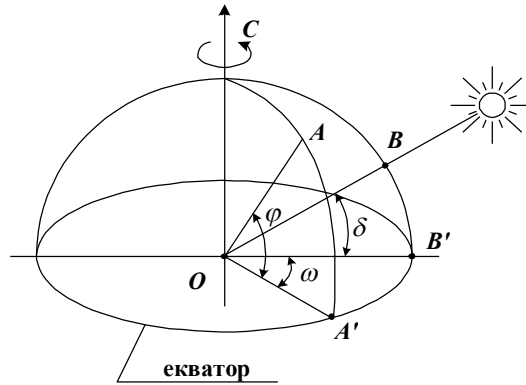


Рисунок 1.2 – Кути, що визначають положення точки A на поверхні Землі

Нахил Сонця δ впродовж року безперервно змінюється – від « $-23^\circ 27'$ » в день зимового сонцестояння 22 грудня до « $+23^\circ 27'$ » в день літнього сонцестояння 22 червня і дорівнює нулю в дні весіннього і осіннього рівнодення (21 березня та 23 вересня).

Нахил Сонця в даний день визначається за формулою:

$$\delta = \delta_0 \cdot \sin \left[\frac{360^\circ \cdot (284 + n)}{365} \right], \quad (1.5)$$

де n – порядковий номер дня, відлічений від 1 січня;

$$\delta_0 = 23,45^\circ.$$

Разом з трьома основними кутами φ , ω і δ в розрахунках сонячної радіації використовують також зенітний кут z , кут висоти α і азимут Сонця α (рис. 1.3).

Кут висоти Сонця α – це кут у вертикальній площині між сонячним променем і його проекцією на горизонтальну площину. Зенітний кут z – це кут між сонячним променем і нормаллю до горизонтальної поверхні в точці A . Сума α і z дорівнює 90° . Азимут Сонця α – це кут в горизонтальній площині між проекцією сонячного промені і напрямом на південь.

Зв'язок між додатковими і основними кутами встановлюється співвідношеннями:

$$- \text{зенітний кут: } \cos z = \cos \omega \cdot \cos \varphi \cdot \cos \delta + \sin \varphi \cdot \sin \delta; \quad (1.6)$$

$$- \text{кут висоти Сонця: } \alpha = 90 - z; \quad (1.7)$$

$$- \sin \alpha = \cos z; \quad (1.8)$$

$$- \text{азимут Сонця } \sin \alpha = \sec \alpha \cdot \cos \delta - \sin \omega. \quad (1.9)$$

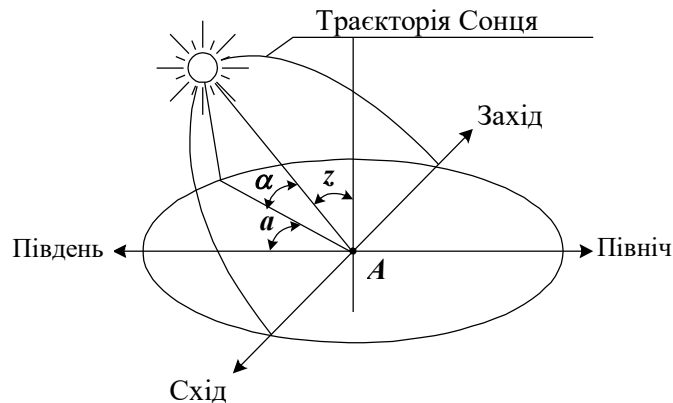


Рисунок 1.3 – Кути, що визначають положення точки A на поверхні Землі відносно сонячних променів

При користуванні приведеними формулами для північної півкулі широта φ береться зі знаком «плюс», а для південного – зі знаком «мінус», нахил Сонця δ має знак «плюс» для літа (від весняного до осіннього рівнодення) і знак «мінус» в решту пору року. Кут ω змінюється від 0° в сонячний полудень до 180° опівночі, при $\omega < 90^\circ$ він має знак «плюс», а при $\omega > 90^\circ$ – знак «мінус» Азимут Сонця α змінюється від 0° до 180° .

Кут падіння сонячних променів на довільно орієнтовану поверхню, що має азимут $a_{\text{п}}$ і кут нахилу до горизонту β , визначається за формулою:

$$\cos i = \sin \beta \cdot [\cos \delta \cdot (\sin \varphi \cdot \cos \alpha_{\text{п}} \cdot \cos \omega + \sin \alpha_{\text{п}} \cdot \sin \omega - \sin \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos \alpha_{\text{п}})] + \cos \beta \cdot [\cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos \omega + \sin \delta \cdot \sin \varphi]. \quad (1.10)$$

Кут падіння променів на горизонтальну поверхню ($\beta = 0^\circ$):

$$\cos i = \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos \omega + \sin \delta \cdot \sin \varphi. \quad (1.11)$$

Кут падіння променів на вертикальну поверхню ($\beta = 90^\circ$):

$$\cos i = \cos \delta \cdot (\sin \varphi \cdot \cos \alpha_{\text{п}} \cdot \cos \omega + \sin \alpha_{\text{п}} \cdot \sin \omega) - \sin \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos \alpha_{\text{п}}. \quad (1.12)$$

Азимут вертикальної поверхні $a_{\text{п}}$ у тому випадку, якщо вона орієнтована на південь, дорівнює 0° , на захід – « 90° », на схід – « -90° », на північ – 180° . Підставляючи ці значення $a_{\text{п}}$ в останню формулу, отримуємо вираз для кута падіння променів на вертикальну поверхню цієї орієнтації.

Для похилої поверхні з південною орієнтацією ($a_{\text{п}} = 0$) маємо:

$$\cos i = \sin(\varphi - \beta) \cdot \sin \delta + \cos(\varphi - \beta) \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega. \quad (1.13)$$

1.2.2 Розрахунок сонячної радіації, що поступає на поверхню СТК

Для забезпечення уловлювання максимальної кількості сонячної енергії (за розрахунковий весняно-літнє-осінній період) СТК зазвичай встановлюють в похилому положенні з оптимальними кутами нахилу до горизонту для кожного сезону.

Середньомісячне середнє денне значення щільності сонячного випромінювання, що поступає на похилу поверхню СТК, визначається за формулою:

$$E_H = R \cdot E, \quad (1.14)$$

де E – середньомісячне середнє денне значення щільності сонячного випромінювання, що поступає на горизонтальну поверхню, Вт/м²;

R – відношення значень щільності сонячного випромінювання, що поступає на похилу і горизонтальну поверхні.

Коефіцієнт перерахунку кількості сонячної енергії з горизонтальної поверхні на похилу поверхню СТК з південною орієнтацією дорівнює сумі трьох складових, що відповідають прямому, розсіяному і відбитому сонячному випромінюванню:

$$R = \left(1 - \frac{E_p}{E}\right) \cdot R_{\Pi} + \frac{E_p}{E} \cdot \frac{1 + \cos \beta}{2} + \rho \cdot \frac{1 - \cos \beta}{2}, \quad (1.15)$$

де E_p – середньомісячна доля розсіяного сонячного випромінювання;

R_{Π} – середньомісячний коефіцієнт перерахунку прямого сонячного випромінювання з горизонтальної поверхні на похилу поверхню з південною орієнтацією;

β – кут нахилу освітлюваної поверхні до горизонту, градус;

ρ – альbedo поверхні Землі і навколишніх тіл, зазвичай його приймають рівним 0,7 для зими і 0,2 для літа.

Коефіцієнт R_{Π} визначається формулою:

$$R_{\Pi} = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_{з.п.} + \frac{\pi}{180^\circ} \cdot \omega_{з.п.} \cdot \sin(\varphi - \beta) \cdot \sin \delta}{\cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_з + \frac{\pi}{180^\circ} \cdot \omega_з \cdot \sin \varphi \cdot \sin \delta}, \quad (1.16)$$

де φ – широта місцевості, градус.

У випадку, коли використання сонячного геліоколектора передбачається не на протязі усього року, а в період з березня до жовтня, нахил Сонця δ в середній день місяця, визначається за формулою:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(\frac{2\pi \cdot N}{365}\right), \quad (1.17)$$

де N – кількість днів з 23 березня поточного року.

Годинний кут заходу (сходу) Сонця для горизонтальної поверхні ω_3 :

$$\omega_3 = \arccos(-\operatorname{tg}\varphi \cdot \operatorname{tg}\delta). \quad (1.18)$$

В якості годинного кута заходу Сонця для похилої поверхні з південною орієнтацією приймають меншу з двох величин: ω_3 або величину $\omega_{3.п.}$, що розраховується за формулою:

$$\omega_{3.п.} = \arccos[-\operatorname{tg}(\varphi - \beta) \cdot \operatorname{tg}\delta], \quad (1.19)$$

де $\omega_{3.п.}$ – годинний кут заходу Сонця на похилій поверхні.

Значення перерахованих кутів наведені в таблиці 1 (для широти $\varphi = 50^\circ$).

Таблиця 1.1 – Значення загальних кутів розташування Сонця для широти 50°

Місяць	N	δ , гр.	β , гр.	ω_3 , гр.	$\omega_{3.п.}$, гр.
Березень	8	3	40	93,8	90,6
Квітень	38	14	40	107,6	92,6
Травень	69	22	40	118,4	94,0
Червень	99	23	40	120,8	94,3
Липень	130	18	40	113,4	93,4
Серпень	161	9	40	100,3	91,5
Вересень	191	3	40	86,0	89,4
Жовтень	222	1,5	40	71,8	87,3

У тому випадку, якщо скат даху будинку орієнтований на південь і має кут нахилу, близький до широти місцевості, найпростіший спосіб – це встановлення сонячних колекторів безпосередньо на площину даху. Це коштує недорого, просто в обслуговуванні, а також втрати енергії будуть незначними.

Якщо параметри даху далекі від ідеальних, або планується установка сонячних батарей на землю, можна застосувати такий спосіб розрахунку кращого кута нахилу β :

– для широт, що знаходяться в діапазоні до 25° , значення широти потрібно помножити на коефіцієнт 0,87. Це буде найкращий кут за роком, якщо не планується його змінювати.

– для широт, що знаходяться в діапазоні від 25° до 50° , значення широти потрібно помножити на коефіцієнт 0,76 і додати $3,1^\circ$.

Якщо конструкція для орієнтації сонячних панелей передбачає зміну кута нахилу β вручну, то при використанні СТК у відповідних сезонах року можна поступати таким чином:

- навесні та восени виставляти кут нахилу β сонячної панелі рівним широті місцевості φ ;
- взимку кут нахилу β змінюють до значення « $\varphi + (10 \div 15)^\circ$ »;
- влітку кут нахилу β змінюють до значення « $\varphi - (10 \div 15)^\circ$ ».

Результати розрахунку сонячної радіації на похилу поверхню за вищевикладеною методикою приведені в таблиці 1.2 і на рисунку 1.4. Значення E і E_p взяті з [3] та таблиць інсоляцій [5] для широти $\varphi = 50^\circ$.

Середня потужність потоку сонячної радіації для цих місяців складає:

$$E_{Hсер} = 570,975 \text{ Вт/м}^2. \quad (1.20)$$

Таблиця 1.2 – Кількість сонячної радіації, що надходить на поверхню Землі

Місяць	$E_p, \text{ Вт/м}^2$	$E, \text{ Вт/м}^2$	R_n	R	$E_n, \text{ Вт/м}^2$
Березень	147	284	1,53	1,22	346,5
Квітень	138	400	1,59	1,37	548,2
Травень	149	482	1,71	1,48	711,4
Червень	173	575	1,74	1,51	867,3
Липень	187	528	1,64	1,40	738,4
Серпень	146	458	1,55	1,36	623,0
Вересень	122	354	1,54	1,34	472,9
Жовтень	82	195	1,62	1,33	260,1

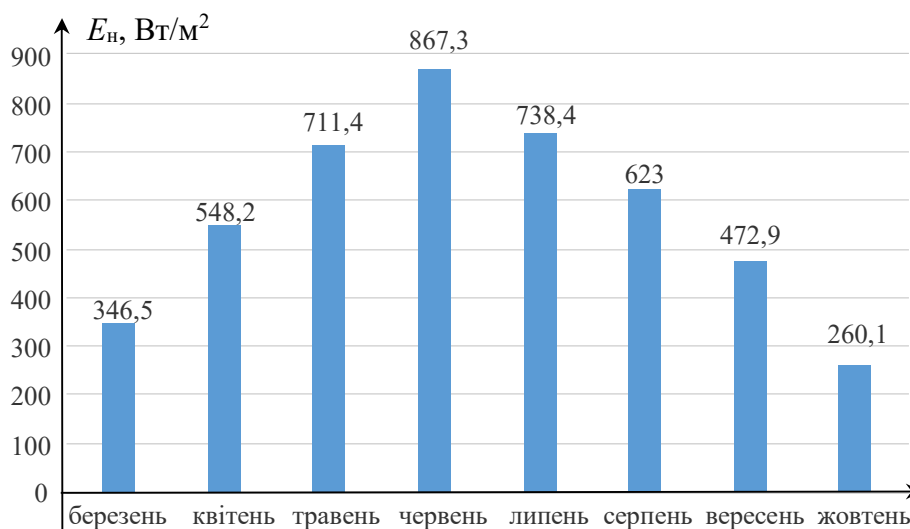


Рисунок 1.4 – Діаграма надходження сонячного випромінювання у весняно-осінній період

1.3 Визначення коефіцієнта входження прямої сонячної радіації в СТК

Сонячні промені, що падають на колектор, не доходять повністю до робочої поверхні, оскільки шар пилу і бруду перешкоджає проникненню частини сонячних променів, а скло, яке служить захистом СТК, частково відбиває і поглинає сонячну енергію. Тому вводять поняття загального коефіцієнта входження прямої сонячної радіації в колектор:

$$\eta_{СТК} = 0,68. \quad (1.21)$$

Тоді середня потужність потоку сонячної радіації для усіх місяців періоду весна-літо-осінь складе:

$$E_{Нсер} = 570,975 \cdot 0,68 = 388 \text{ Вт/м}^2.$$

1.4 Визначення площі СТК

В першу чергу підраховуємо середню тривалість світлового дня в період весна-літо-осінь. Для цього візьмемо тривалість світлого часу доби в середній день середнього місяця для кожного сезону (дані можна отримати у будь-якому астрономічному календарі):

- 15 квітня день триває 14 годин;
- 15 липня день триває 17 годин;
- 15 жовтня день триває 10 годин.

Тоді середня тривалість світлового дня складає:

$$t = \frac{14 + 17 + 10}{3} = 13,7 \approx 14 \text{ год.} \quad (1.22)$$

Враховуючи середньомісячне надходження сонячної енергії на похилу площість, можна розрахувати кількість енергії, що поступає на 1 м^2 похилої площості за день:

$$E_{НД} = E_{Нсер} \cdot t, \quad (1.23)$$

$$E_{НД} = 388 \cdot 14 = 5,43 \text{ кВт} \cdot \text{год/м}^2 = 19,54 \text{ МДж/м}^2.$$

Необхідна площа СТК визначається таким чином:

$$S_{СТК} = \frac{Q_{уст}}{E_{НД}} = \frac{48,9}{5,43} = 9 \text{ м}^2. \quad (1.24)$$

Вибираючи в якості модулів СТК, геліоколектор (фірми Meibes модель МФК 001.1 [6]) розміром 1730×1170 мм, визначаємо їх кількість для забезпечення необхідного водоспоживання:

$$n = \frac{S_{СТК}}{S_{мод}} = \frac{9 \cdot 10^6}{1730 \times 1170} = 4,51 \approx 5 \text{ од.}, \quad (1.25)$$

де S_{mod} – площа одного модуля.

З урахуванням отриманої кількості модулів сонячних колекторів пропонується розташувати їх в два ряди. Верхній (перший) ряд міститиме 2 колектори, а нижній (другий) ряд – 3 колектори. Такий спосіб розташування дозволить спростити процес очищення модулів.

1.5 Визначення установок СТК

На рисунку 1.5 представлені схеми підведення і відведення рідкого теплоносія в СТК, абсорбер якого виконаний з ряду трубок (рис. 1.5, а та рис. 1.5, б) або змійовика (рис. 1.5, в). З'єднання за схемою рисунку 1.5, б менш вдале, чим за схемою рисунку 1.5, а, оскільки не забезпечує рівномірного розподілу рідини по трубках. У змійовику (рис. 1.5, в) має бути ухил, що забезпечує витіснення повітря при його заповненні водою. При встановленні сонячного колектору на даху, необхідний ухил буде забезпечуватися, тому обираємо варіант, позначений на рисунку 1.5, в.

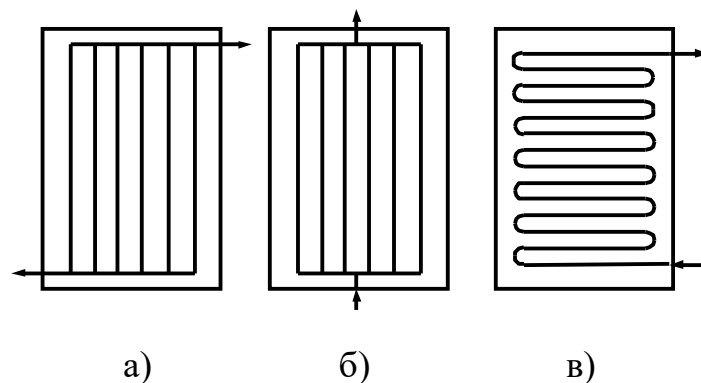


Рисунок 1.5 – Схеми підведення і відведення рідкого теплоносія в СТК

Сонячний тепловий колектор може містити декілька окремих модулів, сполучених паралельно. При паралельному з'єднанні увесь масив СТК розбивається на декілька підмасивів, тобто рядів. Прийнята в цій роботі схема з'єднання представлена на рисунку 1.6. Вона включає 2 підмасиви, в одному налічується 2 модулі, а в іншому – 3 модулі СТК. При великому числі модулів в СТК (більше 50 штук) здійснюється їх паралельно-послідовне або послідовно-паралельне з'єднання.

Колектори сонячної енергії можуть бути встановлені на даху будинку, на землі, на козирку над вікном або на навісі. Доцільно встановлювати колектор в площині похилого даху, тим більше якщо кути нахилу даху і СТК співпадають. При монтажі СТК на горизонтальному даху вони встановлюються на опорній конструкції, що забезпечує оптимальний кут нахилу. Колектор може служити обгороджуванням балкона або бути частиною стіни.

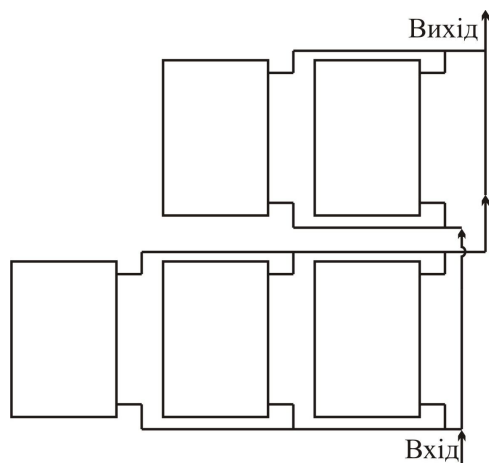


Рисунок 1.6 – Схема паралельного з'єднання модулів СТК

Проте поєднання колектора з дахом має ряд переваг, а саме:

- здешевлюється будівництво, оскільки не знадобиться спеціальна опорна конструкція;
- компенсуються силові дії вітру на СТК, їх витримує конструкція двосхилого даху.

Недоліком є те, що кут нахилу даху може не співпадати з оптимальним кутом нахилу колектора. При вільній установці колектора або геліоустановки в цілому полегшу-

ється монтаж і ремонт, забезпечується оптимальна орієнтація і нахил колектора, але потрібно мати стійку опорну конструкцію, а це підвищує вартість будівництва, збільшує тепловтрати від колектора і труб, а також не завжди вдається задовольнити естетичні вимоги при розміщенні геліоустановки на даху будинку.

При проходженні труб через дах або стіну отвори мають бути ретельно ущільнені. Здійснюючи монтаж СТК, слід дотримуватися запобіжних заходів, щоб не пошкодити скління.

Дах повинен витримувати вагу геліоустановки. Для зменшення локального навантаження під ніжки опорної конструкції підкладають настил або швелери. При необхідності, дах має бути посилений. Геліоустановка має бути надійно закріплена за допомогою дротяних розтяжок, анкерних болтів (закладених у бетонну основу), щоб вона могла витримувати вітрове навантаження. Розміщувати геліоустановку слід ближче до коника в центрі даху. Усі отвори для труб мають бути ретельно ущільнені, щоб у будинок не потрапляла волога.

1.6 Розробка функціональної схеми геліоводопостачання

Установки з примусовою циркуляцією теплоносія доцільно використати для гарячого водопостачання об'єктів, які мають у своєму складі сонячний колектор площиною більше 10 м². У нашому випадку сонячний колектор є невеликим масивом модулів СТК. Ці установки мають велику теплопродуктивність, але складніші в конструктивному виконанні в порівнянні з системами, де використовується природна циркуляція теплоносія.

На рисунку 1.7 показана функціональна схема двоконтурної геліоустановки. При використанні незамерзаючої рідини у першому контурі установка може використовуватися у зимовий період без перешкод та нагрівати теплоносій (воду) у баку-акумуляторі та з відповідною температурою направляти його до споживача. Автоматична система управління (АСУ) контролює температуру геліоколектора, води на виході з бака-акумулятора і на лінії споживача. Вранці геліоколектор прогрівається і коли температура в ньому перевищує температуру у баку-акумуляторі, АСУ відкриває вентиль і бак нагрівається. Увечері, коли температура теплоносія в геліоколекторі стає меншою, чим у баку акумуляторі, АСУ закриває вентиль і надходження води припиняється [3].

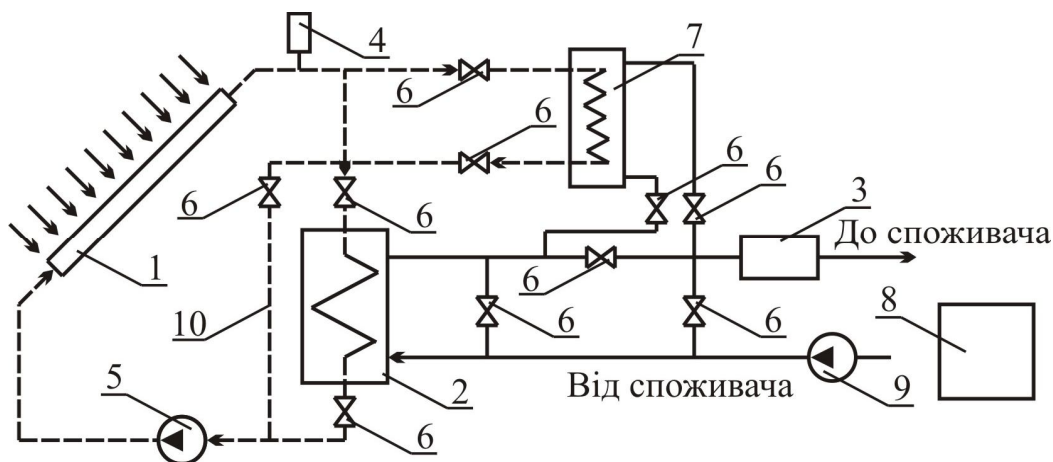


Рисунок 1.7 – Функціональна схема геліоводопостачання:

--- – контур з антифризом; — – водяний контур

На рисунку 1.7 прийняті такі позначення: 1 – геліоколектор (сонячний колектор); 2 – теплообмінник; 3 – дублюючий підігрівник; 4 – розширювальний бак; 5 – циркуляційний насос; 6 – відсічні засувки; 7 – бак-акумулятор; 8 – автоматична система управління; 9 – насос сітьової води; 10 – байпасна лінія.

Сонячні водонагрівачі можуть використовуватися як перший ступінь для попереднього підігрівання води в звичайних паливних системах гарячого водопостачання житлової будівлі.

Для досягнення високої ефективності усієї геліосистеми гарячого водопостачання слід уникати зміщення гарячої і холодної рідини у баку-акумуляторі, для чого в нім необхідно підтримувати температурне розшарування (стратифікацію) рідини. Гаряча рідина має меншу щільність, ніж холодна, і тому вона знаходиться у верхній частині бака, а температура в нім зменшується зверху вниз. Рідина подається в сонячний колектор з нижньої частини бака, де вона має найбільш низьку температуру, і завдяки цьому забезпечується більш високий ККД колектора. Нагріта рідина з колектора спрямовується у верхню зону бака. Для забезпечення температурної стратифікації рідини у баку можна, зокрема, використати перфоровані горизонтальні перегородки, що розділяють бак на дві або декілька зон і що запобігають перемішуванню шарів рідини з різними температурами. Відводити гарячу воду до споживача необхідно з верхньої частини бака, а після нього встановлюється додатковий нагрівач, який забезпечуватиме необхідну температуру гарячої води за будь-яких погодних умов.

З економічних міркувань за рахунок сонячної енергії доцільно покривати до 80 % навантаження гарячого водопостачання, тому необхідно використати разом із СТК також додаткове джерело енергії (ДДЕ).

Існують різні схеми підведення енергії від ДДЕ:

- безпосередньо у бак-акумулятор;
- до гарячої води на виході з бака-акумулятора;
- до холодної води на байпасній лінії.

Як ДДЕ може використовуватися електронагрівач або паливний котел. Циркуляція теплоносія в контурі СТК здійснюється насосом. Зміна ефективності системи залежно від вживаного способу підведення додаткової енергії пов'язана з середнім рівнем температури води в колекторі. При підводі додаткової енергії безпосередньо у бак-акумулятор підвищується середня температура теплоносія в колекторі, а отже, знижується його ККД і теплопродуктивність і в результаті збільшується споживання додаткової енергії. Це означає, що сонячна енергія використовується недостатньо ефективно. Якнайкраще сонячна енергія використовується при послідовній схемі підключення дублюючого джерела енергії. В цьому випадку вода заздалегідь підігрівається за рахунок сонячної енергії, тому середній рівень температури теплоносія в колекторі нижчий, а ККД і теплопродуктивність колектора високі.

Можна визначити наступні вимоги відносно схемного рішення комбінованих сонячних установок гарячого водопостачання. По-перше, необхідно забезпечувати уловлювання максимально можливої кількості сонячної енергії, що досягається зниженням середнього рівня температури теплоносія в колекторі і

використанням ефективного колектора. По-друге, слід виходити з того, що сонячна енергія повинна використовуватися для попереднього підігрівання теплоносія, тоді як додаткове джерело енергії (паливо або електроенергія) – для доведення теплоносія до необхідної температури. При такому підході забезпечується максимальна економія палива завдяки найбільш ефективному використанню сонячної енергії. По-третє, необхідно уникати зміщення середовищ з різними рівнями температури в акумуляторі теплоти, зокрема, з цієї точки зору не рекомендується розміщувати електронагрівач в нижній частині бака-акумулятора або здійснювати підведення теплоти від дублера безпосередньо у бак-акумулятор геліоустановки.

1.7 Вибір бака-акумулятора

1.7.1 Розрахунок витрати теплоносія в I контурі

Вихідні дані:

- внутрішні розміри каналу, по якому протікає етиленгліколь, $h_1 = 6$ мм, $b_1 = 9$ мм;
- зовнішній розмір каналу діаметр $h = 8$ мм, $b = 11$ мм;
- внутрішній діаметр трубопроводу $d_1 = 15$ мм;
- зовнішній діаметр трубопроводу $d = 18$ мм;
- коефіцієнт теплопровідності полікарбонату, $\lambda = 0,21$ Вт/(м·°С);
- середня щільність води ($t = 0-100^\circ\text{C}$), $\rho_v = 1000$ кг/м³;
- середня питома теплоємність води ($t = 0-100^\circ\text{C}$), $c_{pv} = 4,19$ кДж/(кг·°С);
- середня кінематична в'язкість води ($t = 0-100^\circ\text{C}$), $\nu_v = 0,658 \cdot 10^{-6}$ м²/с;
- коефіцієнт теплопровідності води, $\lambda_v = 0,65$ Вт/(м·°С);
- середня щільність етиленгліколю ($t = 0-100^\circ\text{C}$), $\rho_e = 1085$ кг/м³;
- середня питома теплоємність етиленгліколю ($t = 0-100^\circ\text{C}$), $c_{pe} = 2,47$ кДж/(кг·°С);
- середня кінематична в'язкість етиленгліколю ($t = 0-100^\circ\text{C}$), $\nu_e = 9 \cdot 10^{-6}$ м²/с;
- коефіцієнт теплопровідності етиленгліколю, $\lambda_e = 0,254$ Вт/(м·°С);
- швидкість руху теплоносія (вихідні дані наведено у додатку, приймається однаковою для води та етиленгліколю), $w_e = 0,5$ м/с.

Для більш точного проведення розрахункових досліджень властивості відповідних робочих тіл знаходять за значеннями робочої температури з довідникової літератури.

Витрата теплоносія G_e в першому контурі на основі етиленгліколю визначається за формулою:

$$G_e = \rho_e \cdot v_e \cdot F, \quad (1.26)$$

де F – площа поперечного перерізу каналу.

$$F = h_1 \cdot b_1 = 0,009 \cdot 0,006 = 54 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2, \quad (1.27)$$

$$G_e = 1085 \cdot 0,5 \cdot 54 \cdot 10^{-6} = 0,029 \text{ кг/с.}$$

Знайдемо об'єм етиленгліколю, що знаходиться в системі сонячної теплової установки:

$$V_e = n \cdot F \cdot L_k + F_{\text{тр}} \cdot L_{\text{повн}}, \quad (1.28)$$

де n – число колекторів (5 од.);

L_k – загальна довжина усіх каналів колектора, м;

$F_{\text{тр}}$ – площа перерізу трубопроводів, м²;

$L_{\text{повн}}$ – повна довжина трубопроводів, м.

Загальна довжина усіх каналів колектора:

$$L_k = m \cdot l = 50 \cdot 1,6 = 80 \text{ м}, \quad (1.29)$$

де $m = 50$ – число паралельних каналів;

$l = 1,6$ м – довжина каналу.

Повна довжина трубопроводів, по яких протікає теплоносій складає:

$$L_{\text{повн}} = L_{\text{п}} + L_0 + 2 \cdot L_{\text{під}}, \quad (1.30)$$

де $L_{\text{п}}$ – довжина підйомної труби, м;

L_0 – довжина опускної труби, м;

$L_{\text{під}}$ – довжина труби від колектора до бака-накопичувача, м.

Приймаємо наступні довжини труб для подачі етиленгліколю:

$$L_{\text{п}} = 7,5 \text{ м}; L_0 = 6,5 \text{ м}; L_{\text{під}} = 2,5 \text{ м}. \quad (1.31)$$

Повна довжина трубопроводів етиленгліколю:

$$L_{\text{повн}} = 7,5 + 6,5 + 2 \cdot 2,5 = 19 \text{ м}. \quad (1.32)$$

Площа перерізу трубопроводів визначається за ГОСТ 3262-75 ($d_{\text{тр.у}} = 0,015$ м – умовний прохід):

$$F_{\text{тр}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{тр.у}}^2}{4}, \quad (1.33)$$

$$F_{\text{тр}} = \frac{\pi \cdot 0,015^2}{4} = 0,00018 \text{ м}^2.$$

Повний об'єм етиленгліколю:

$$V_e = 54 \cdot 10^{-6} \cdot 5 \cdot 80 + 0,00018 \cdot 19 \approx 0,025 \text{ м}^3 = 25 \text{ л}. \quad (1.34)$$

1.7.2 Визначення кількості теплоти, яку бак отримує від теплоносія за один цикл

Середньомісячна денна сумарна кількість сонячної енергії, що поступає на поверхню сонячного колектора:

$$E_{\text{НД}} = 19,54 \text{ МДж/м}^2 \quad (1.35)$$

Як зазначено вище, час роботи установки в середньому складає 14 годин. Отже, кількість енергії, яка приходить на усю площу СТК ($S_{\text{СТК}} = 9,125 \text{ м}^2$) за 1 годину, дорівнює:

$$E_1 = \frac{E_{\text{НД}} \cdot S_{\text{СТК}}}{14}, \quad (1.36)$$
$$E_1 = \frac{19,54 \cdot 9}{14} = 12,57 \text{ МДж/год.}$$

Час, за який увесь теплоносій першого контуру пройде через поперечний переріз каналу, або, іншими словами, тривалість одного циклу антифризу:

$$\tau_{\text{е.ц.}} = \frac{m_{\text{е}}}{G_{\text{е}}} = \frac{\rho_{\text{е}} \cdot V_{\text{е}}}{G_{\text{е}}}, \quad (1.37)$$
$$\tau_{\text{е.ц.}} = \frac{1085 \cdot 0,025}{0,029} = 935 \text{ с} \approx 15,6 \text{ хв} \approx 0,26 \text{ год.}$$

Середня кількість теплоти, яка отримує етиленгліколь від поглинаючої сонячні промені поверхні за 1 цикл:

$$Q_{\text{е.ц.}} = E_1 \cdot \tau_{\text{е.ц.}} \quad (1.38)$$
$$Q_{\text{е.ц.}} = 12,57 \cdot 0,26 = 3,3 \text{ МДж/цикл.}$$

Число циклів теплоносія за 14 годин роботи установки:

$$N = \frac{14}{\tau_{\text{е.ц.}}}, \quad (1.39)$$
$$N = \frac{14}{0,26} = 53,85.$$

Визначимо перепад температури, на який нагрівається вода у баку-акумуляторі за 1 прохід теплоносія:

$$\Delta T_{\text{ц}} = \frac{\Delta T}{N}, \quad (1.40)$$

де ΔT – різниця між температурою гарячого водопостачання ($T_{\text{гар}}$) та холодною води з водопроводу ($T_{\text{хол}}$), °С.

$$\Delta T_{\text{ц}} = \frac{35}{53,85} = 0,65.$$

Таким чином, кількість теплоти, яку вода у баку отримуватиме від теплоносія за 1 цикл, складе:

$$Q_{\text{в.ц.}} = c_{\text{рв}} \cdot m \cdot \Delta T_{\text{ц}} = 4,19 \cdot 600 \cdot 0,65 = 1634,1 \text{ КДж/цикл} = 1,63 \text{ МДж/цикл} \quad (1.41)$$

1.7.3 Визначення основних характеристик бака-акумулятора

Необхідність акумуляції теплоти в геліосистемах обумовлена невідповідністю в часі за кількісними показниками надходження сонячної радіації і теплоспоживанням. Потік сонячної енергії змінюється протягом доби від нуля в нічний час до максимального значення в сонячний полудень. Тому для забезпечення теплоспоживання необхідно уловлювати сонячній енергії більше, ніж вимагається в даний момент, а її надлишок накопичувати в акумуляторі теплоти. Запас енергії в акумуляторі може бути розрахований на декілька годин або днів при короткостроковій акумуляції, на декілька місяців – при сезонній акумуляції. Слід зазначити, що застосування сезонних акумуляторів поки що економічно недоцільно. В цілому, застосування акумулятора теплоти підвищує ефективність геліосистеми і надійність теплопостачання.

Низькотемпературні системи акумуляції теплоти охоплюють діапазон температур від 30 °С до 100 °С і використовуються в системах повітряного (30 °С) і водяного (30–90 °С) опалювання і гарячого водопостачання (45–60 °С). Система акумуляції теплоти, як правило, містить:

- резервуар;
- теплоакumuлюючий матеріал, за допомогою якого здійснюється накопичення і зберігання теплової енергії;
- теплообмінні пристрої для підведення і відведення теплоти при зарядці і розрядці акумулятора;
- теплову ізоляцію.

Акумулятори можна класифікувати за характером фізико-хімічних процесів, що протікають в теплоакumuлюючих матеріалах (ТАМ):

- акумулятори ємнісного типу, в яких використовується теплоємність акumuлюючого матеріалу, що нагрівається або охолоджується без зміни його агрегатного стану (природний камінь, галька, вода, водні розчини солей та ін.);
- акумулятори фазового переходу речовини, в яких використовується теплота плавлення (твердіння) речовини;
- акумулятори енергії, засновані на виділенні і поглинанні теплоти при оборотних хімічних і фотохімічних реакціях.

У акумуляторах першої групи відбуваються одночасно процеси нагрівання і охолодження теплоакumuлюючого матеріалу безпосередньо за рахунок

сонячної енергії або через теплообмінник. Цей спосіб акумуляції теплової енергії найбільш поширений. Основним недоліком акумуляторів цього типу є їх велика маса і як наслідок цього – потреба у великих площах і будівельних об'ємах з розрахунку на 1 ГДж теплоти, що акумулюється.

Основні вимоги до теплоакumuлюючих матеріалів:

- висока теплоємність і ентальпія фазового переходу при досить високій теплопровідності;
- висока щільність матеріалу і його хімічна стабільність;
- безпека і нетоксичність;
- низька вартість.

Система акумуляції теплової енергії характеризується наступними параметрами:

- теплоакumuлюючою здатністю або питомою енергоємністю:

$$q = \frac{Q_{TB}}{V_{BA}}, \quad (1.42)$$

$$q = \frac{158 \cdot 10^3}{630} = 250 \text{ кДж/кг},$$

де Q_{TB} – теплоакumuлююча здатність води (див. нижче), кДж;

$$V_{BA} = V_B + 0,05 \cdot V_B = 600 + 0,05 \cdot 600 = 630 \text{ л} - \text{місткість бака-акумулятора};$$

- діапазоном робочих температур, від 20 °С до 100 °С;
- швидкістю підведення і відведення теплоти при зарядці та розрядці акумулятора:

$$\nu = \frac{Q_{в.ц}}{\tau_{е.ц}}, \quad (1.43)$$

$$\nu = \frac{1630}{935,5} = 1,75 \text{ кДж/с}.$$

Акумулятори теплоти ємнісного типу (див. приклад на рис. 1.8) – найбільш широко поширені пристрої для акумуляції теплової енергії. Найбільш ефективний теплоакumuлюючий матеріал в рідинних сонячних системах теплопостачання – це вода. Теплоакumuлюючу здатність або кількість теплоти, яка може бути накопичена в акумуляторі теплоти ємнісного типу, визначають за формулою:

$$Q_{TB} = c \cdot m' \cdot (T_{зар} - T_{хол}), \quad (1.44)$$

$$Q_{TB} = 4,19 \cdot 630 \cdot (75 - 15) = 158 \cdot 10^3 = 158 \text{ КДж},$$

де $m' = 630 \text{ кг}$ – маса теплоакumuлюючої речовини (у наведеному прикладі вода);

$T_{\text{гар}} = 75 \text{ }^{\circ}\text{C}$ та $T_{\text{хол}} = 15 \text{ }^{\circ}\text{C}$ – можливі середні значення початкової та кінцевої температур теплоакumuлюючої речовини в баку-аккумуляторі (приймаємо), для всіх однакове значення.

Треба відзначити, що значення початкової та кінцевої температур на виході та вході сонячного колектору складає відповідно – $T_1 = 80 \text{ }^{\circ}\text{C}$ та $T_2 = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (для всіх однакове значення).

У водонагрівальних установках з природною і примусовою циркуляцією, як правило, використовується вертикальний сталевий бак заввишки в 3-5 рази більше ніж його діаметр для забезпечення температурного розшарування води. Теплові втрати бака знижуються шляхом застосування теплоізоляції типу скловати завтовшки не менше 50 мм. Внутрішня поверхня бака, що контактує з водопровідною водою, має бути захищена від корозії. Для цього бак має бути виготовлений з нержавіючої сталі та мати емалеве покриття. У баку передбачені горизонтальні перегородки, труба для вступу води в нижню частину бака, теплообмінник в двоконтурній системі для підведення теплоти від СТК і додаткове джерело енергії. Перегородки розділяють бак на секції з різними рівнями температури води по висоті, так що у верхній частині бака вода має більш високу температуру, ніж в нижній. Це підвищує ефективність акумуляції теплоти. Теплообмінник використовується для передачі теплоти від антифризу до води.

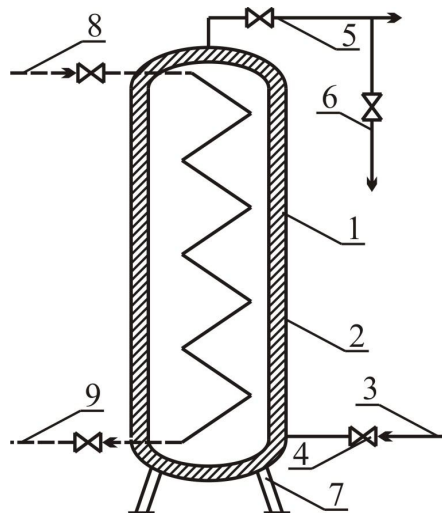


Рисунок 1.8 – Бак-аккумулятор емнісного типу

На рисунку 1.8 прийняті такі позначення: 1 – теплоізолюваний корпус; 2 – теплообмінник; 3 – підведення холодної води; 4 – вентиль; 5 – відведення гарячої води до споживача; 6 – відведення гарячої води до колектору; 7 – опори; 8 – підведення теплоносія; 9 – відведення теплоносія.

1.8 Вибір насоса під гідравлічний опір системи

Усі стандартні насоси і більшість гідравлічних систем і приладів вибираються за двома основними гідравлічними параметрами – витрата рідини Q , ($\text{м}^3/\text{с}$), і натиск насоса (H , м). Тиск, що забезпечується насосом, необхідний для подолання гідравлічного опору мережі та підйому рідини (в даному випадку антифризу в I контурі СТК), визначається за допомогою рівняння Бернуллі:

$$H = \frac{P_2 - P_1}{\rho_e} + \frac{v_2^2 - v_1^2}{2} + g \cdot z + \Delta H, \quad (1.45)$$

де $P_1 = 1 \cdot 10^5$ Па, $P_2 = 5 \cdot 10^5$ Па – тиски в приймальному і напірному резервуарах;

$\rho_e = 1085 \text{ кг/м}^3$ – щільність рідини (у нашому випадку антифризу);

$v_1 = 0, v_2 = w_e = 0,5 \text{ м/с}$ – швидкості рідини в приймальному і напірному резервуарах;

$g = 9,8 \text{ м}^2/\text{с}$ – прискорення земного тяжіння;

$z = z_2 - z_1 = 5 \text{ м}$ – різниця висот рівнів рідини (висота підйому рідини);

ΔH – гідравлічні втрати, Дж/кг.

Гідравлічні втрати включають втрати на тертя і місцеві втрати при зміні перетину каналу, повороті, вигині і тому подібне

Втрати тертя обчислюються за наступною формулою:

$$\Delta P_T = \lambda \cdot \frac{\rho_e \cdot w_e^2}{2} \cdot \frac{L_{\text{повн}}}{d_{\text{екв}}}, \quad (1.46)$$

де λ – коефіцієнт опору тертя, знаходиться в межах від 0,025 до 0,035;

$w_e = 0,5 \text{ м/с}$ – швидкість теплоносія;

$L_{\text{повн}} = 19 \text{ м}$ – повна довжина трубопроводів;

$d_{\text{екв}}$ – еквівалентний діаметр трубопроводів першого контуру СТК.

Внутрішній діаметр підйомної трубки колектора:

$$d_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot F}{\pi}}, \quad (1.47)$$

$$d_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot 54 \cdot 10^{-6}}{\pi}} = 0,0083 \text{ м}.$$

Еквівалентний діаметр трубопроводів першого контуру СТК:

$$d_{\text{екв}} = \sqrt{\frac{d_1^2 + d_{\text{тр.у}}^2 + d_{1 \text{ гідр}}^2}{3}}, \quad (1.48)$$

де $d_{\text{тр.у}}$ – умовний прохід трубопроводу (ГОСТ 3262-75), м;

$d_{\text{гідр}}$ – діаметр гідравлічної трубки колектора, м.

$$d_{\text{екв}} = \sqrt{\frac{0,0083^2 + 0,015^2 + 0,01^2}{3}} = 0,01146 \text{ м.}$$

$$\text{Отже, } \Delta P_T = 0,03 \cdot \frac{1085 \cdot 0,5^2}{2} \cdot \frac{19}{0,01146} = 6745,7 \text{ Н/м}^2 = 6,75 \text{ кПа.}$$

Місцеві втрати визначаються таким чином:

$$\Delta P_M = \zeta \cdot \frac{\rho_e \cdot w_e^2}{2}, \quad (1.49)$$

де ζ – коефіцієнт місцевого опору.

$$\zeta = 1 - \frac{F_{\text{менш}}}{F_{\text{більш}}}, \quad (1.50)$$

де $F_{\text{менш}}$ – площа поперечного перерізу підйомної трубки колектора, м²;

$F_{\text{більш}}$ – площа поперечного перерізу трубопроводу, м².

Отже:

$$\zeta = 1 - \frac{54 \cdot 10^{-6}}{180 \cdot 10^{-6}} = 0,7.$$

$$\Delta P_M = 94,9 \text{ Н/м}^2,$$

Отже, гідравлічні втрати складаються тільки з втрат на тертя, оскільки місцеві втрати настільки незначні, що ними можна нехтувати.

$$\Delta H = \frac{\Delta P_T + \Delta P_M}{\rho_e}, \quad (1.51)$$

$$\Delta H = \frac{6746,6 + 94,9}{1085} = 6,3 \text{ Дж/кг.}$$

Тоді тиск насоса буде рівний:

$$H = \frac{5 \cdot 10^5 - 1 \cdot 10^5}{1085} + \frac{0,5^2 - 0}{2} + 9,81 \cdot 5 + 6,3 = 424,1 \text{ Дж/кг} = 42,4 \text{ м.}$$

Таким чином, є два основні параметри для вибору насоса:

$$- Q = G_e / \rho_e = 0,029 / 1085 = 2,67 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с} = 0,027 \text{ л/с};$$

$$- H = 42,4 \text{ м.}$$

2 РОЗРОБКА КОНСТРУКЦІЇ СТК

2.1 Абсорбер плоского СТК

У сонячному колекторі гарячого водопостачання відбувається уловлювання сонячної енергії, її перетворення в теплоту і нагрів води. Розрізняють два типи сонячних колекторів – плоскі і фокусуючі. У плоских колекторах сонячна енергія поглинається без концентрації, а в тих, що фокусують – з концентрацією, тобто зі збільшенням щільності потоку радіації, що поступає. Найбільш поширеним типом колекторів в низькотемпературних геліоустановках є плоский колектор сонячної енергії. Його робота заснована на принципі «гарячого ящика», який служить своєрідною пасткою для сонячних променів, що поступають в нього через прозорі поверхні скління. До числа принципівих переваг плоского СТК в порівнянні з колекторами інших типів відносять його здатність уловлювати не лише пряму (променисту), але і розсіяну сонячну енергію і, як наслідок цього, можливість його стаціонарної установки без необхідності стеження за Сонцем.

Для виготовлення плоского СТК потрібна передусім поглинаюча промені поверхня, що має надійний контакт з рядом труб або каналів для руху теплоносія, що нагрівається. Сукупність плоскої поглинаючої промені поверхні і труб (каналів) для теплоносія утворює єдиний конструктивний елемент – абсорбер. Для кращого поглинання сонячної енергії верхня поверхня абсорбера має спеціальне покриття. Існують різноманітні конструкції абсорберів (рис. 2.1). Найбільш застосовною з них є конструкція типу «труба в листі», де як поглинач сонячного випромінювання використовується ряд паралельних труб діаметром 12–15 мм, які завальцьовані в металеву пластину на відстані від 50 мм до 150 мм одна від одної. Верхні і нижні кінці цих труб приєднуються шляхом пайки або зварювання до гідравлічних трубок, які по рекомендаціях [3] беруться в межах від 20 мм до 25 мм.

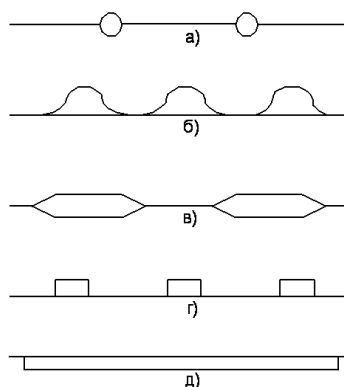


Рисунок 2.1 – Схеми абсорберів плоских рідинних колекторів: а – труба в листі; б – з'єднання гофрованого і плоского листів; в – штампований абсорбер; г – лист з привареними прямокутними каналами; д – щілинного типу

Абсорбер плоского колектора сонячної енергії, як правило, виготовляється з металу з високою теплопровідністю, а саме з міді, алюмінію, сталі, пластмаси. При порівнянні цих матеріалів встановлено, що із зростанням добутку товщини листа δ та λ значення ККД колектора зростає. Так при товщині листа в 1 мм з міді, алюмінію, сталі або пластмаси ($\lambda = 390; 205; 45; 0,6$ Вт/(м·°С) відповідно) ККД СТК складає 52; 50; 48; 22 %. У цьому проекті при конструюванні абсорбера використовуються листи з пористого полікарбонату. У них є отвори, які служать для прокачування теплоносія. Вони є елементами з високим омичним опором, що знижує корозію матеріалу в процесі роботи.

Селективні покриття для поглинаючої поверхні абсорбера повинні мати високий коефіцієнт поглинання α короткохвильового випромінювання (коротше 2 мкм), низьку випромінювальну здатність ε в інфрачервоній області (довше 2 мкм), стабільну величину ступеня селективності α / ε , хорошу корозійну стійкість та здатність витримувати короткочасні перегрівання поверхні, бути сумісними з матеріалом основи і мати низьку вартість.

Найпоширеніший тип селективних покриттів – це тонкі плівки на металевій основі, що поглинають видиме світло і пропускають інфрачервоне випромінювання (ІЧ). Сюди, зокрема, відносять покриття з чорного нікелю і чорного хрому, що наносяться електрохімічним способом на підкладку з нікелю, цинку, олова або міді. Застосовуються і інші способи нанесення покриттів цього типу. Селективні фарби отримують з прозорих в ІЧ-області напівпровідників у вигляді дрібного порошку з великою прозорістю для зниження ефективного коефіцієнта відображення поверхні. Найбільш простий спосіб отримання селективної поверхні – це хімічне окислення міді, що використовується як підкладка на інших металах, при цьому виходить поглинаючий шар окислу міді з досить високими показниками селективності ($\alpha = 0,93$, $\varepsilon = 0,11$, $\alpha / \varepsilon = 8,5$). У проектуваному в цій роботі СТК використовується саме цей метод.

2.2 Інші елементи плоского СТК

Теплоізоляція

Зниження теплових втрат від абсорбера в навколишній простір досягається шляхом застосування теплової ізоляції, що закриває нижню поверхню абсорбера, а також світлопрозорої ізоляції (частіше за усе скло), що розміщується над абсорбером на певній відстані від нього. Усі названі елементи поміщаються в корпус і робиться ущільнення скління і абсорбера.

Прозора ізоляція призначена для зниження теплових втрат СТК і запобіганню попадання опадів всередину його. Матеріал прозорої ізоляції по-

винен мати високу пропускну здатність для сонячної радіації (довжина хвиль від 0,3 до 2,5 мкм) і бути практично непрозорим для довгохвильового (більше 3 мкм) теплового випромінювання, що випускається поверхнею абсорбера. Зазвичай використовується бемське скло завтовшки 3 мм. Краще всього застосовувати скло з низьким вмістом оксидів заліза. Скло має бути ізольоване від металевих поверхонь за допомогою гумового П-образного прокладення і ущільнення, щоб уникнути його ушкодження або утворення тріщин. Відстань між склінням і абсорбером вибирають в межах 15–25 мм.

Теплоізоляційний матеріал повинен відповідати наступним вимогам:

- мати низький коефіцієнт теплопровідності;
- мати низьку щільність;
- мати високу температуру плавлення;
- мати високу опірність різним шкідливим діям і впливу погодних умов.

Найкращим теплоізоляційним матеріалом є пінополіуретан ($\lambda = 0,028$ Вт/(м·°С), $T_{пл} = 100$ °С, $\rho = 35$ кг/м³). Товщина теплоізоляції береться в межах 50–75 мм.

Корпус

Корпус геліоколектора, що містить такі конструктивні елементи, як поглинаючу промені поверхню з трубами для теплоносія, скління, теплову ізоляцію, повинен надійно захищати їх від дії зовнішнього середовища, оберігаючи від попадання вологи, пилу, шкідливих речовин. Основу корпусу складає цілісний короб, виготовлений із спеціалізованого ДСП з вологостійким просоченням і тонкою стружкою. Проте можливе використання пластика або композиційних матеріалів. Товщина короба складає 25 мм. Також можлива конструкція без короба. Нижня частина короба закривається листом сталі завтовшки 1–2 мм, а бічні стінки обшиваються алюмінієм. Зовні корпус забарвлюється воздухостійкою порошковою емаллю.

Ущільнювачі і прокладення

Для ущільнення скла і абсорбера в корпусі сонячного колектора краще всього підходить силіконова гума. Прокладення ущільнювачів необхідно поміщати з обох боків елемента конструкції, що ущільнюється. Для цього прокладення повинне мати П-образну форму з проміжком для елемента конструкції, що ущільнюється.

2.3 Зборка модуля СТК

Як зазначене вище, спочатку підлягає зборці найважливіший елемент конструкції – абсорбер. Пластину пористого полікарбонату обрізують до зада-

них розмірів, потім наносять селективне покриття у вигляді тонкої плівки завтовшки 5 мкм. Після цього до пластини приклеюють гідродинамічну трубку, а між пластиною і пінополіуретаном вкладається лист тепловідбивного матеріалу.

Щоб уникнути деформацій металевого абсорбера і захисного скління їх затискають на стінках короба за допомогою силіконових П-подібних прошарків. Крім того, усередині короба має бути передбачений вільний простір для розширення абсорбера.

Нижня частина модуля під пінополіуретаном, закривається пластиною пористого полікарбонату завтовшки 8 мм. Зібрана внутрішня частина запресовується в алюмінієвий П-подібний профіль.

Після закінчення зовнішня поверхня корпусу готового СТК забарвлюється повітря стійкою порошковою емаллю.

2.4 Розрахунок на міцність вузлів кріплення СТК

2.4.1 Визначення маси геліополя

Геліополе є масивом з 5 модулів СТК. Тому маса геліополя визначатиметься так:

$$m_{\text{гел}} = 5 \cdot m_{\text{мод}}, \quad (2.1)$$

де $m_{\text{мод}}$ – маса 1 модуля СТК.

Маса модуля СТК складається з мас усіх його конструктивних елементів: абсорбера, гідравлічних труб, теплоізоляції, скління, короба і обшивки. Масою кріпильних елементів і прокладень ущільнювачів можна знехтувати.

Маса абсорбера з гідравлічними трубками дорівнює, кг:

$$m_a = m_{\text{пн}} + m_{\text{т.р.}} = A_{\text{пн}} \cdot g_{\text{пн}} + n \cdot V_{\text{тр}} \cdot \rho_{\text{тр}}, \quad (2.2)$$

де $A_{\text{пн}} = 1,73 \cdot 1,17 = 2,02 \text{ м}^2$ площа полікарбонатної панелі;

$\rho_{\text{тр}} = 3,0 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ – щільність матеріалу гідравлічних трубок;

$n = 2$ – кількість гідравлічних труб;

$g_{\text{пн}} = 9,0 \text{ кг/м}^2$ – питома вага полікарбонатної панелі;

$V_{\text{тр}}$ – об'єм гідравлічних труб (порожнистого циліндра), м^3 :

$$V_{\text{тр}} = \frac{\pi \cdot (d_{\text{зовн}}^2 - d_{\text{вн}}^2)}{4} \cdot L_{\text{тр}}, \quad (2.3)$$

$$V_{\text{тр}} = \frac{\pi \cdot (0,02^2 - 0,018^2)}{4} \cdot 10 = 6 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3,$$

де $d_{\text{зовн}}$, $d_{\text{вн}}$ – зовнішній і внутрішній діаметри гідравлічних труб, м;

$L_{\text{тр}}$ – довжина гідравлічних труб, м.

Тоді маса абсорбера з гідравлічними трубками буде рівна:

$$m_a = 2,02 \cdot 9,0 + 2 \cdot 6 \cdot 10^{-4} \cdot 3,0 \cdot 10^3 = 21,8 \text{ кг.}$$

Маса теплової ізоляції становить:

$$m_{i3} = \delta_{i3} \cdot A_{i3} \cdot \rho_{i3}, \quad (2.4)$$

де $\delta_{i3} = 0,03$ м – товщина теплової ізоляції;

$A_{i3} = 1,73 \cdot 1,17 = 2,02$ м² – площа теплової ізоляції;

$\rho_{i3} = 35$ кг/м³ – щільність теплової ізоляції (мінераловатної плити).

Тоді маса теплової ізоляції рівна:

$$m_{i3} = 0,03 \cdot 2,02 \cdot 35 = 2,12 \text{ кг.}$$

Маса скла, використовуваного для захисту СТК від пилу і атмосферних опадів, складе:

$$m_c = \delta_c \cdot A_c \cdot \rho_c, \quad (2.5)$$

де $\delta_c = 3,2 \cdot 10^{-3}$ м – товщина скла;

$A_c = 1,73 \cdot 1,17 = 2,02$ м² – площа скла;

$\rho_c = 1,32 \cdot 10^3$ кг/м³ – щільність скла.

Тоді маса захисного скління буде рівна:

$$m_c = 3,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,02 \cdot 1,32 \cdot 10^3 = 8,53 \text{ кг.}$$

Маса алюмінієвої обшивки складе:

$$m_{обш} = \delta_{обш} \cdot h_{обш} \cdot P_{обш} \cdot \rho_{обш}, \quad (2.6)$$

де $\delta_{обш} = 1,5 \cdot 10^{-3}$ м – товщина алюмінієвого листа;

$h_{обш} = 0,045$ м – висота стінок, які обшиваються, з урахуванням товщини листа;

$P_{обш} = 1,73 + 1,73 + 1,17 + 1,17 = 5,8$ м – периметр коробка, по якому відбувається обшивка;

$\rho_{обш} = 2,7 \cdot 10^3$ кг/м³ – щільність алюмінію.

Тоді маса обшивки буде рівна:

$$m_{обш} = 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,045 \cdot 5,8 \cdot 2,7 \cdot 10^3 = 1,057 \text{ кг.}$$

Маса прокладень між склом і плитою складе:

$$m_{п} = 2 \cdot \delta_{п} \cdot h_{п} \cdot L_{п} \cdot \rho_c, \quad (2.7)$$

де $\delta_{п} = 10 \cdot 10^{-3}$ м – товщина прокладення листа;

$h_{п} = 10 \cdot 10^{-3}$ м – висота прокладення;

$L_{п} = 1,73 + 1,17 = 2,9$ м.

ρ_c – щільність прокладення (гума).

$$\text{Отже } m_{п} = 2 \cdot 10 \cdot 10^{-3} \cdot 10 \cdot 10^{-3} \cdot 2,9 \cdot 1,2 \cdot 10^3 = 0,696 \text{ кг.}$$

Вичисливши маси усіх структурних елементів модуля, отримуємо масу усїєї конструкції у зборці:

$$m_{мод} = m_a + m_{i3} + m_c + m_{обш} + m_{п}, \quad (2.8)$$

$$m_{мод} = 21,8 + 2,12 + 8,53 + 1,057 + 0,696 = 34,2 \text{ кг} \approx 35 \text{ кг.}$$

Необхідно враховувати, що маса сонячних колекторів (модулів) є одним з

вихідних даних при описані теплових та масогабаритних характеристик, які надаються виробником. Виходячи з аналізу наявних плоских сонячних колекторів на ринку України, їх маса знаходиться у діапазоні від 35 кг до 60 кг. Це залежить від схеми підведення і відведення рідкого теплоносія в СТК, товщини й виду теплової ізоляції та інших факторів. Тому приймаємо масу одного модуля рівною 35 кг.

Маса геліополя за формулою (2.1) складе:

$$m_{\text{гел}} = 5 \cdot 35 = 175 \approx 180 \text{ кг.}$$

2.4.2 Розрахунок діючих навантажень

Система СТК розташовується на даху будинку. У зв'язку з цим опорні конструкції даху випробовуватимуть навантаження сили тяжіння (власної ваги). Окрім цього періодично діятиме сила вітрового потоку. На території Харківської області іноді спостерігаються шквальні вітри, що гойдають товсті дерева і ускладнюють пересування людей. Швидкість такого вітру в середньому сягає значення 20 м/с. У зимовий час із-за наявності опадів і низької температури на даху, і, зокрема, на колекторах, намерзатиме шар льоду, який створюватиме додатковий тиск на опору.

Опорна конструкція даху з точки зору теоретичної механіки показана на рисунку 2.2. Згідно з теоремою про твердіння на ній позначені сили реакції шарнірно-нерухомих опор.

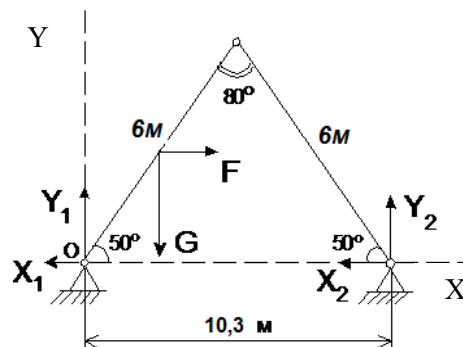


Рисунок 2.2 – Схема опорної конструкції даху

Сила тяжіння G дорівнюватиме формулі:

$$G = G_{\text{гел}} + G_{\text{л}} = (m_{\text{гел}} + m_{\text{л}}) \cdot g, \quad (2.9)$$

де $m_{\text{гел}} = 180$ кг – маса геліополя;

$g = 9,8 \text{ м/с}^2$ – прискорення вільного падіння;

$m_{\text{л}}$ – маса льоду, що намерзнув, кг.

$$m_{\text{л}} = h_{\text{л}} \cdot A_{\text{гел}} \cdot \rho_{\text{л}}, \quad (2.10)$$

де $h_{\text{л}} = 0,01$ м – можлива товщина льодової кірки;

$A_{\text{гел}}$ – площа геліополя, м^2 ($1,73 \cdot 1,17 \cdot 5 = 10,12 \text{ м}^2$);

$\rho_{\text{л}} = 900 \text{ кг/м}^3$ – щільність льоду.

Отже, $m_{\text{л}} = 0,01 \cdot 10,12 \cdot 900 = 91 \text{ кг}$.

$$G = (180 + 91) \cdot 9,8 = 2655,8 \text{ Н}.$$

Сила вітрового тиску знаходиться за формулою:

$$F = C_x \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2} \cdot A_{\text{гел}}, \quad (2.11)$$

де $C_x = 0,8$ – коефіцієнт набігання вітрового потоку;

$\rho = 1,23 \text{ кг/м}^3$ – щільність вітру;

$v = 20 \text{ м/с}$ – швидкість вітру.

$$\text{Отже, } F = 0,8 \cdot \frac{1,23 \cdot 20^2}{2} \cdot 10,1 = 1987,7 \text{ Н}.$$

Складемо систему рівнянь, в яку входять рівняння проєкцій діючих сил на осі X і Y , а також рівняння моментів цих сил відносно центру вибраної системи координат.

$$\begin{cases} -X_1 + F - X_2 = 0, \\ Y_1 - G + Y_2 = 0; \end{cases} \quad (2.12)$$

$$\sum M_0 = 0 \Rightarrow -G \cdot 2 \cdot \cos 50^\circ - F \cdot 2 \cdot \sin 50^\circ + Y_2 \cdot 5,15 = 0, \quad (2.13)$$

$$Y_2 = \frac{2 \cdot G \cdot \cos 50^\circ + 2 \cdot F \cdot \sin 50^\circ}{5,15}, \quad (2.14)$$

$$Y_2 = \frac{2 \cdot 2655,8 \cdot \cos 50^\circ + 2 \cdot 1987,7 \cdot \sin 50^\circ}{5,15} = 1254,3 \text{ Н},$$

$$Y_1 = G - Y_2, \quad (2.15)$$

$$Y_1 = 2655,8 - 1254,3 = 1401,5 \text{ Н}.$$

Розіб'ємо опорну конструкцію на дві частини в місці з'єднання шарніром і вкажемо сили реакції (рис. 2.3), що виникають в ньому.

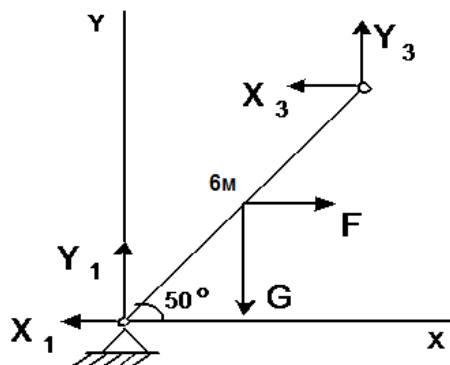


Рисунок 2.3 – Частина опорної конструкції даху

Складемо систему рівнянь аналогічно попередній:

$$\begin{cases} -X_1 + F - X_3 = 0, \\ Y_1 - G + Y_3 = 0; \end{cases} \quad (2.16)$$

$$Y_3 = G - Y_1 = 2655,8 - 1401,5 = 1254,3 \text{ Н}. \quad (2.17)$$

$$\sum M_0 = 0: -G \cdot 2 \cdot \cos 50^\circ - F \cdot 2 \cdot \sin 50^\circ + X_3 \cdot 2 \cdot \sin 50^\circ + Y_3 \cdot 2 \cdot \cos 50^\circ = 0, \quad (2.18)$$

$$X_3 = \frac{2 \cdot G \cdot \cos 50^\circ + 2 \cdot F \cdot \sin 50^\circ - 2 \cdot Y_3 \cdot \cos 50^\circ}{2 \cdot \sin 50^\circ}, \quad (2.19)$$

$$X_3 = \frac{2 \cdot 2655,8 \cdot \cos 50^\circ + 2 \cdot 1987,7 \cdot \sin 50^\circ - 2 \cdot 1254,3 \cdot \cos 50^\circ}{2 \cdot \sin 50^\circ} = 3163,7 \text{ Н}.$$

З системи рівнянь (2.16) виходить:

$$X_1 = F - X_3, \quad (2.20)$$

$$X_1 = 1987,7 - 3163,7 = -1176 \text{ Н}.$$

Таким чином, ми отримали наступні складові X і Y сил реакції усіх трьох кріпильних з'єднань (див. рис. 2.2):

$$\begin{cases} X_1 = -1176 \text{ Н} \\ Y_1 = 1401,5 \text{ Н} \end{cases} \quad \begin{cases} X_2 = X_3 = 3163,7 \text{ Н} \\ Y_2 = Y_3 = 1254,3 \text{ Н} \end{cases}. \quad (2.21)$$

Вчислимо рівнодійні сили реакції:

$$R_1 = \sqrt{X_1^2 + Y_1^2}, \quad (2.22)$$

$$R_1 = \sqrt{(-1176)^2 + (1401,5)^2} = 1829,5 \text{ Н};$$

$$R_2 = R_3 = \sqrt{X_2^2 + Y_2^2}, \quad (2.23)$$

$$R_2 = \sqrt{3163,7^2 + 1254,3^2} = 3403,3 \text{ Н}.$$

2.4.3 Розрахунок на міцність болтового з'єднання

Розрахунок на зріз болтового з'єднання вестимемо по найбільшій силі реакції, що виникають в місцях кріплення.

Для болтів класу міцності 5,8 допустима межа плинності лежить в межах:

$$[\sigma_{\text{п}}] = 500 \div 700 \text{ МПа}. \quad (2.24)$$

Найменший діаметр болта повинен відповідати умовам:

$$\frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot [\tau_{\text{зр}}] \geq F_{\text{зр}}, \quad (2.25)$$

де $F_{\text{зр}} = R_2 = 3403,3 \text{ Н}$ – зусилля зрізу, рівне максимальній силі реакції;

d – діаметр поперечного перерізу болта, мм;

$[\tau_{\text{зр}}]$ – допустиме напруження на зріз, МПа; приймають $[\tau_{\text{зр}}] = (0,2 \div 0,3) \cdot \sigma_{\text{п}}$.

Діаметр кріпильного болта визначається за формулою:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot F_{зр}}{\pi \cdot [\tau_{зр}]}} \quad (2.27)$$
$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 3403,27}{\pi \cdot 200}} = 4,65 \text{ мм} \approx 5 \text{ мм.}$$

Для забезпечення запасу пружності та безаварійної роботи установки краще взяти кріпильні бовти діаметром 6 мм, замість 5 мм.

ВИСНОВКИ

Вартість устаткування і монтажу геліосистем на сьогодні не найдешевше і не найпростіше рішення. Але з урахуванням того, що сонячна енергія нічого не коштує, а вартість на невідновлювані енергоносії постійно росте, устаткування окупиться за строк від двох до трьох років і служитиме до повного зносу від 15 років до 20 років.

У сучасних системах сонячного гарячого водопостачання і опалювання застосовуються два типи сонячних колекторів: плоскі сонячні колектори на основі «гарячого ящика» і вакуумні колектори на основі вакуумованих сонячних теплоприймачів.

Дослідження в області вакуумних колекторів, їх промислове застосування і натурні випробування дозволяють виділити ряд переваг перед колекторами типу «гарячий ящик»:

– передусім, це підвищені температури робочого тіла за рахунок високого теплового опору вакуумованої трубки теплоприймача (трубки Девара);

– ізоляція, яку забезпечує вакуумний простір між внутрішньою і зовнішньою трубками, дозволяє усунути втрати енергії на нагрів повітря і його конвекцію;

– використання низькоконцентрованого сонячного випромінювання за рахунок спеціально профільованої задньої стінки колектора, виготовленої з дзеркальної сталі, при цьому розсіяні промені в похмуру погоду або косі промені, що падають взимку, відбиваючись від задньої стінки, йдуть на нагрів теплоносія в трубках (у колекторах типу «гарячий ящик» застосування дзеркальної поверхні конструктивно неможливе, оскільки трубки, по яких циркулює теплоносій, накриваються гофрованим листом металу з нанесеним селективним покриттям);

– висока міра герметичності і підвищена надійність конструкції завдяки застосуванню двостінних скляних трубок Девара і відсутності внаслідок

чого з'єднань ущільнювачів металевого абсорбера і захисного скління з корпусом (в звичайних колекторах це є серйозною проблемою, тому що внаслідок нагріву і теплового розширення в цих частинах конструкції можуть виникати тріщини і деформації).

Порівнюючи ККД обох типів СТК бачимо, що в середньому різниця між ними складає 10 %. Причому зі збільшенням щільності потоку сонячного випромінювання (більше 1 000 Вт/м²) ця різниця зменшується, а при незначних потоках (менше 500 Вт/м²) – росте. Тому для таких країн північної півкулі як Україна, Росія, Швеція, Данія, США та ін., де є присутніми сезонні зміни кліматичних умов і щільності сонячного енергетичного потоку, доцільніше впроваджувати саме сонячні вакуумні колектори.

Але разом з перевагами вакуумні колектори мають і свої недоліки, які полягають в їх високій вартості в порівнянні із звичайними колекторами. Пов'язано це, по-перше, із застосуванням дорогих матеріалів (високоміцне боросилікатне скло, селективне покриття у вигляді тонкого шару чорного нікелю або чорного хрому, дзеркальна благородна сталь), і, по-друге, з особливостями технології виготовлення (отримання вакууму до 10⁻⁵ атм, 10⁻⁶ атм, нанесення селективного покриття, створення конструкції труб для циркуляції теплоносія по вакуумних трубках). Тому основний напрям розвитку геліотехніки полягає не лише в її подальшому вдосконаленні, але і в здешевленні її собівартості. У зв'язку з цим важливим є проведення науково-дослідних робіт по вдосконаленню технології виробництва сонячних вакуумних колекторів, застосування іонно-плазмових технологій і комбінування колекторів з фотоелектричними перетворювачами.

Використання СТК на основі полікарбонату дає можливість зменшити вагу, що у свою чергу призводить до зменшення навантажень діючих на конструкцію. У зв'язку з особливостями конструкції і матеріалів, така установка поступається по продуктивності класичній.

СПИСОК ДЖЕРЕЛ

1. Титко Р. Відновлювальні джерела енергії (досвід Польщі для України) : навч. посібник / Р. Титко, В. М. Калініченко. – Варшава : OWG, 2010. – 530 с.
2. Городов Р. В. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии : учеб. пособие / Р. В. Городов, В. Е. Губин, А. С. Матвеев. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 294 с.
3. Харченко Н. В. Індивідуальні сонячні установки. – М. : Энергоатомиздат, 1991. – 208 с.: ил.
4. Твайделл Дж. Возобновляемые источники энергии : Дж. Твайделл, А. Уейр. Пер с англ. – Москва : Энергоиздат, 1990. – 392 с. : ил.
5. Таблиці інсоляції для відповідних регіонів [Електронний ресурс]. – Режим доступу
http://net220.ru/poleznye_staty/solnechnaya_radiaciya_tablicy_insolyacii
6. Плоский сонячний колектор Meibes MFK 001.1. – Режим доступу:
<https://kharkov.prom.ua/p1079501768-ploskij-solnechnyj-kollektor.html>
7. Кудря С. О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії : підручник / С. О. Кудря. – Київ : Національний технічний університет України «КПІ», 2012. – 495 с.
8. Сонячна теплоенергетика : конспект лекцій (для студентів усіх форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітньої програми – «Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії») / Я. Б. Форкун, О. О. Шкурпела ; Харків нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2020. – 88 с.

ДОДАТОК А

Вихідні дані для проведення розрахункових досліджень

Номер варіанта	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Приведений графік споживання гарячої води (ранкове / денне / вечірнє), л/год	25 / 50 / 70	20 / 40 / 60	30 / 60 / 80	35 / 70 / 90	20 / 50 / 80	25 / 50 / 70	20 / 40 / 60	30 / 60 / 80	35 / 70 / 90	20 / 50 / 80
Температура гарячої води, $T_{\text{гар}}$ (°C)	50	55	60	65	45	45	65	60	55	50
Широта місця розташування СТК, °	47	48	50	50,5	38	41	40	42	50	50,5
Обрати місто, що відповідає заданій широті	Кишинів	Донецьк	Харків	Київ	Ашхабад	Баку	Єрewan	Махачкала	Харків	Київ
Швидкість руху теплоносія у системі, м/с	0,5	0,7	1,0	1,2	0,5	0,7	1,0	1,2	0,5	0,7

Виробничо-практичне видання

Методичні рекомендації

до виконання курсового проєкту
з навчальної дисципліни

СОНЯЧНА ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКА

за темою

«ПРОЄКТУВАННЯ УСТАНОВКИ З ВИКОРИСТАННЯМ СОНЯЧНОЇ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ»

*(для студентів усіх форм навчання спеціальності
141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка,
освітньої програми «Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії»)*

Відповідальний за випуск *Я. Б. Форкун*

Технічний редактор О. В. Михаленко

Комп'ютерне верстання *І. В. Волосожарова*

План 2021, поз. 255М.

Підп. до друку 09.03.2021. Формат 60 × 84/16.

Друк на ризографі. Ум. друк. арк. 2,3.

Тираж 50 пр. Зам. №

Видавець і виготовлювач:

Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Маршала Бажанова, 17, Харків, 61002.

Електронна адреса: office@kname.edu.ua

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:

ДК № 5328 від 11.04.2017.