

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ**

**ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ТА
ВИКОРИСТАННЯ ПОНОВЛЮВАНИХ
ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

Методичні вказівки
до виконання лабораторно-практичних робіт

СУМИ – 2023

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ**

КАФЕДРА ЕНЕРГЕТИКИ ТА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

**ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ТА
ВИКОРИСТАННЯ ПОНОВЛЮВАНИХ
ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

**методичні вказівки
до виконання лабораторно-практичних робіт**

**для студентів спеціальності: «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
інженерно-технологічного факультету
денної та заочної форми навчання,
СВО «Бакалавр»**

Суми – 2023

ББК 40.721
К17

Укладач: к.т.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем – Барсукова Г. В.

Енергозабезпечення та використання поновлюваних джерел енергії.
Методичні вказівки до виконання лабораторно-практичних робіт для студентів спеціальності: «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» інженерно-технологічного факультету денної та заочної форми навчання, СВО «Бакалавр». – Суми: Сумський національний аграрний університет, 2023. 68 с.

У методичних вказівках приведені теоретичні питання щодо нормативно-правової бази з енергозабезпечення, використання нетрадиційних джерел енергії, засвоєння можливих способів застосування альтернативних джерел енергії для потреб енергопостачання агропромислового комплексу України, а також вивчення основ раціонального використання енергії.

Рецензенти:

Думанчук М.Ю. – к.т.н., доцент кафедри «Технічного сервісу».
Радчук О.В.. – к.т.н., доцент кафедри «Проектування технічних систем».

Відповідальний за випуск: к.т.н., доцент, завідувач кафедри енергетики та електротехнічних систем – Чепіжний А.В.

Рекомендовано до видання методичною радою інженерно-технологічного факультету
протокол № 3 від 28 листопада 2023 року

© Сумський національний аграрний університет, 2023

Зміст

Лабораторно-практичне заняття № 1. Вивчення етапів укладання договорів на використання енергоносіїв, їх зміст та особливості.....	6
Лабораторно-практичне заняття № 2. Вивчення методів контролю за споживанням енергоресурсів.....	8
Лабораторно-практичне заняття № 3. Вивчення методів визначення кількості теплової енергії на опалення та гаряче водопостачання.....	10
Лабораторно-практичне заняття № 4. Вивчення основних етапів розрахунку акумуляторів енергії	14
Лабораторно-практичне заняття № 5. Вивчення принципів конструювання відновлюваних джерел енергії	16
Лабораторно-практичне заняття № 6. Вивчення будови і роботи геліоустановок для систем опалення.....	21
Лабораторно-практичне заняття № 7. Визначення основних показників ефективності роботи сонячного колектора	24
Лабораторно-практичне заняття № 8. Дослідження сонячної одноконтурної водонагрівальної установки	29
Лабораторно-практичне заняття № 9. Вивчення особливостей монтажу сонячних колекторів	33
Лабораторно-практичне заняття № 10. Дослідження основних етапів конструювання ВЕУ	37
Лабораторно-практичне заняття № 11. Вивчення аеродинамічних характеристик ротора ВЕУ	41
Лабораторно-практичне заняття № 12. Вивчення методів регулювання вихідної потужності ВЕУ	47
Лабораторно-практичне заняття № 13. Дослідження основних принципів конструювання геотермальних установок	48
Лабораторно-практичне заняття № 14. Дослідження будови та принцип дії теплового насосу	60
Лабораторно-практичне заняття № 15. Дослідження горизонтальних ґрунтових систем використання низькопотенційного тепла	63

Лабораторно-практична робота № 1

Вивчення етапів укладання договорів на використання енергоносіїв, їх зміст та особливості.

Мета роботи: засвоєння студентами основних етапів укладання договорів на використання енергоресурсів.

Методичні вказівки до виконання лабораторної роботи

Договори на використання та забезпечення енергоресурсами здебільшого є типовими, тексти таких договорів наведені у відповідних правилах використання того чи іншого енергоресурсу.

Договір містить такі розділи:

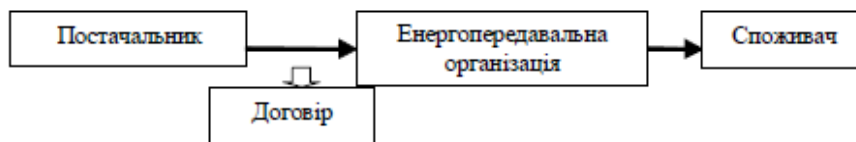
- відомості про контрагентів (постачальник-споживач);
- відомості про предмет договору (обсяги постачання);
- обов'язки сторін;
- права сторін;
- порядок обмеження та припинення постачання енергоресурсу;
- облік обсягу постачання та порядок розрахунків;
- відповідальність сторін;
- форс-мажорні обставини;
- відносини між контрагентами;
- інші умови;
- термін дії договору, реквізити та підписи сторін.

У вигляді додатків до договору додаються:

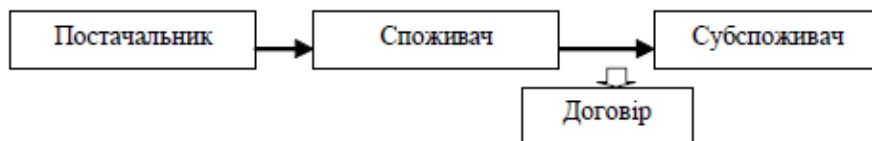
- акт розмежування відповідальності сторін;
- інші акти, що регулюють технічні питання транспортування та споживання енергоносія.

Договори можуть укладатися:

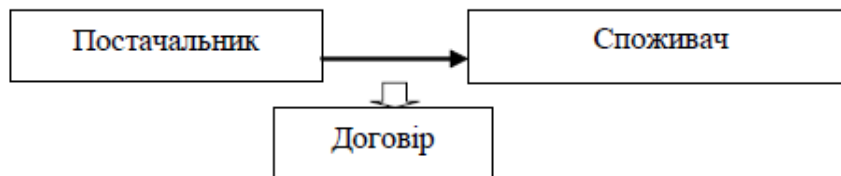
- на технічне забезпечення енергопостачання, коли енергозабезпечення відбувається за такою схемою



- на постачання електричної енергії, коли енергозабезпечення відбувається за такою схемою



- на спільне використання мереж, коли енергозабезпечення відбувається за такою схемою



- на приєднання до мереж - цей договір укладається двома сторонами (виконавцем і замовником). Алгоритм проведення дій з підключення замовника до мереж постачальної організації в загальному вигляді наведений на рис. 1.1.

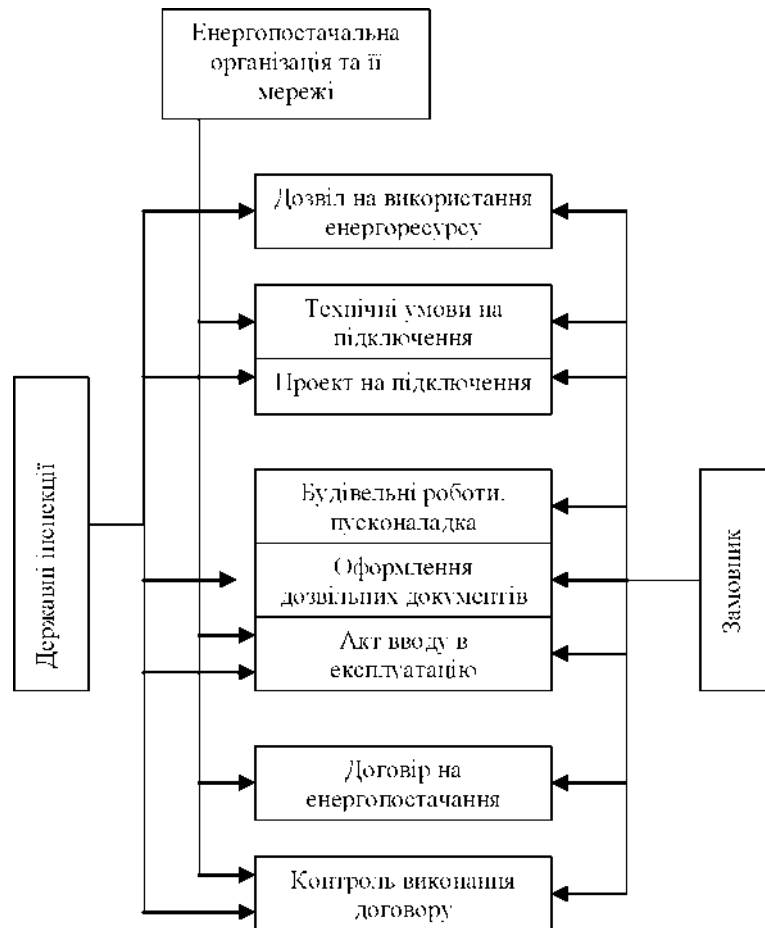


Рисунок 1.1 - Алгоритм укладання на приєднання до енергомережі

Складання заявки та опитувального листа енергопостачальній організації про видачу технічних умов.

Для приєднання споживача до теплових мереж енергопостачальної організації, зміни виду теплоносія або значень параметрів теплоносія чи зміни кількості спожитої теплоенергії на діючих об'єктах він повинен подати заявку енергопостачальній організації про видачу технічних умов.

Одночасно із заявкою про видачу технічних умов на приєднання до теплової мережі споживач (замовник) і проектна організація, що виконує проектні роботи, подають до енергопостачальної організації опитувальний лист (додаток 3).

Додаток 3 до Правил користування тепловою енергією ОПИТУВАЛЬНИЙ ЛИСТ споживача теплової енергії

1. Найменування й адреса підприємства (замовника будівництва)

2. Найменування й адреса проектної організації

3. Планується будівництво (реконструкція) об'єктів

(вказати найменування, номер і дату документа, найменування й адресу об'єкта)

-
4. Термін закінчення проектування (робочих креслень) для будівництва.
5. Початок будівництва _____
6. Введення в експлуатацію _____
7. Загальна теплопотреба об'єкта, який будується (реконструюється) _____ МВт.
У тому числі за видами теплоспоживання:
опалення _____ МВт, вентиляція _____ МВт, гаряче водопостачання (максим.
та середнє) _____ МВт, технологія _____ МВт.
8. Існуюче теплове навантаження _____ МВт.
9. Збільшення теплового навантаження, в тому числі:
- За 19__ р. _____ МВт
За 19__ р. _____ МВт
За 19__ р. _____ МВт
За 19__ р. _____ МВт
За 19__ р. _____ МВт
10. Стислі дані про існуюче джерело теплопостачання (пічне опалення, виносна або
будована котельня, кількість, тип і потужність котлів, вид палива)
11. Стислі дані про об'єкт теплофікації (характеристика об'єкта, геометрична висота й
геофізична позначка землі, вимоги до надійності, потреба в резервуванні, чим обумовлена)
- Додаток: викопіювання з генплану місцевості в масштабі не нижче 1:2000 з прив'язкою
площі об'єкта до існуючих і проєктованих вулиць, об'єктів.

М. П.
Керівник підприємства-замовника
(споживача)

М. П.
Керівник проєктної організації

Лабораторно-практична робота № 2

Вивчення методів контролю за споживанням енергоресурсів.

Мета роботи: *засвоєння студентами основних методів контролю за споживанням енергоресурсів*

Методичні вказівки до виконання лабораторної роботи

**Підключення до теплових мереж енергопостачальної організації перепродавців,
споживачів.**

Допуск до експлуатації систем теплоспоживання

1. Усі нові, реконструйовані, технічно переоснащені системи теплоспоживання, які приєднуються до теплової мережі, мають бути виконані згідно з проєктною документацією, будівельними нормами й правилами, іншими нормативними документами, відповідати вимогам правил технічної експлуатації теплоспоживальних установок і теплових мереж, цих Правил, а також бути забезпечені технічною і приймально-здавальною документацією.

2. До пуску в експлуатацію систем теплоспоживання вони повинні пройти приймально-здавальні випробовування та бути прийняті замовником за участю енергопостачальної

організації згідно з цими Правилами та з оформленням відповідного акта. Після цього споживач повинен передати енергопостачальній організації проектну, виконавчу, приймально-здавальну документацію.

Для проведення пусконаладжувальних робіт за заявкою споживача енергопостачальна організація вмикає систему теплоспоживання на заявлений термін із укладенням тимчасового договору про теплопостачання.

Нові та реконструйовані системи теплоспоживання, перед їх введенням в експлуатацію, мають бути пред'явлені замовником відповідним органам Державної інспекції з енергетичного нагляду за режимами споживання електричної й теплової енергії (далі - Держенергонагляд) та енергопостачальній організації.

3. Допуск системи теплоспоживання до експлуатації можливий лише за наявності підготовленого персоналу, який пройшов атестацію, і призначення особи, відповідальної за теплове господарство.

4. У разі виявлення Держенергонаглядом або енергопостачальною організацією недоліків у монтажі в системах теплоспоживання споживачів; невиконання умов теплопостачання, обумовлених у договорі, проекті; порушень у виконанні виданих технічних умов, а також цих Правил та інших нормативних документів - допуск системи теплоспоживання до експлуатації можливий лише за умов усунення всіх недоліків, зазначених у приписі Держенергонагляду.

У разі невиконання припису повторний допуск проводиться за окремою оплатою згідно з калькуляцією затрат.

5. Енергопостачальна організація видає споживачеві дозвіл на введення систем теплопостачання в експлуатацію після прийняття об'єкта державною (робочою) комісією, одержання акта-допуску в органах Держенергонагляду та за наявності договору про користування тепловою енергією з передачею виконавської документації енергопостачальній організації.

6. Введення в експлуатацію нових, реконструйованих, технічно переоснащених об'єктів систем теплопостачання без приладів обліку забороняється.

7 Установлення й експлуатація приладів обліку та регулювання параметрів теплової енергії.

8 Системи теплоспоживання споживачів повинні бути забезпечені необхідними приладами регулювання параметрів теплоносія, розрахунковими (комерційними) приладами обліку витрат теплової енергії та контролю її якості. Прилади обліку повинні бути встановлені згідно з нормативними документами, затвердженими в установленому порядку для кожного типу приладу.

Вибір і монтаж устаткування вузла обліку виконується на підставі проекту, розробленого відповідно до вимог цих Правил і чинних нормативно-технічних документів та погодженого з енергопостачальною організацією. Після монтажу приладів обліку енергопостачальна організація та споживачі складають акт прийняття вузла обліку в експлуатацію (додаток 5).

9 Підключення до теплових мереж енергопостачальної організації перепродавців, споживачів (у т. ч. виконавців комунальних послуг) без приладів обліку витрат теплової енергії не допускається. Зазначена вимога поширюється на всі заново впроваджувані теплові мережі й теплоспоживні установки. Як виняток, можливе тимчасове, на термін до 6 місяців, підключення теплових мереж і установок споживача без приладів обліку.

Визначення для придбання приладів обліку витрат теплової енергії для розрахунків за теплову енергію.

1 Розрахункові (комерційні) прилади обліку витрат теплової енергії для розрахунків за теплову енергію між енергопостачальною організацією та споживачем повинен придбати споживач. За узгодженням між споживачем і енергопостачальною організацією прилади обліку можуть бути передані на обслуговування енергопостачальній організації за окремим договором.

Один раз на місяць у встановлені договором терміни споживач визначає за показаннями розрахункових приладів обліку кількість спожитої теплової енергії, вносить дані в журнал і передає їх в енергопостачальну організацію.

2 Облік кількості теплової енергії, що відпускається, витрат і значень параметрів теплоносія, якості теплової енергії повинен виконуватися на межі балансової належності теплових мереж енергопостачальної організації і споживача або в іншій точці обліку за домовленістю сторін. Розрахунки за теплову енергію зі споживачем (у т. ч. виконавцем комунальних послуг) енергопостачальна організація проводить тільки за показаннями розрахункових (комерційних) приладів обліку, встановлених на абонентському вводі в багатоповерховий будинок.

У разі встановлення приладів обліку не на межі балансової належності розрахунок за теплову енергію виконується з урахуванням фактичних втрат тепла й теплоносія на ділянці мережі від цієї межі до місця встановлення розрахункових приладів (або за окремими умовами договору).

Визначення теплових втрат проводиться розрахунком або, як виняток, за допомогою випробовувань, які енергопостачальна організація виконує спільно із споживачем за його кошти.

Визначення частоти державного метрологічного контролю розрахункових (комерційних) приладів.

1. Особа - власник приладів обліку повинна забезпечити державний метрологічний контроль розрахункових (комерційних) приладів у терміни, встановлені Українським центром стандартизації та метрології.

2 Щорічно, перед початком опалюваного періоду, у разі відсутності зауважень до вузла обліку, енергопостачальна організація видає споживачу акт про готовність приладів до періоду опалення. Застосовуються лише ті розрахунки, які виконані за показаннями приладів обліку, позначених тавром державного метрологічного контролю, за умови, що термін дії метрологічної перевірки не скінчився.

Контрольні питання

- 1) Назвіть відомі вам ТАМ.
- 2) Назвіть переваги та недоліки відомих вам ТАМ.
- 3) Які ТАМ з фазовим переходом Ви знаєте?
- 4) Назвіть переваги ТАМ з фазовим переходом перед іншими.
- 5) Як визначити необхідну кількість енергії (теплоти) для зарядки ТА?
- 6) Як визначити необхідну кількість теплової енергії для зарядки ТА за годину?
- 7) Як визначити необхідну витрату ТАМ?
- 8) Які основні параметри найбільш прийнятних ТАМ з фазовим переходом Ви знаєте?
- 9) За якими показниками вибираються ТАМ?

Лабораторно-практична робота № 3

Вивчення методів визначення кількості теплової енергії на опалення та гаряче водопостачання.

Мета роботи: навчитися визначати к-ть теплової енергії на опалення та гаряче водопостачання.

Методичні вказівки до виконання лабораторної роботи

Розрахунок планової річної норми витрати теплової енергії, спожитої на теплопостачання

При опаленні будівель і споруд тепла енергія витрачається на відшкодування тепловтрат через будівельні огороження і підігрів зовнішнього повітря, що інфільтрується крізь нещільності в конструкціях, вікна і двері, що періодично відчиняються (витрати

теплової енергії на систему опалення і вентиляції), витрат теплової енергії на систему примусової вентиляції (при її наявності) та теплової енергії, яка в силу технічних особливостей приєднання внутрішньобудинкової системи до мереж, витрачається на так звані «перетопи» і втрати теплової енергії у внутрішньобудинкових системах.

Планове річне споживання теплової енергії на теплопостачання житлових та громадських будинків по підприємству теплопостачання (тепловому району, котельні) визначається як сума планового річного споживання теплової енергії по кожному окремому будинку, які теплозабезпечуються від даного підприємства (теплого району, котельні).

Річне споживання теплової енергії на окремий будинок (будівлю) в загальному випадку розраховується за формулою

$$Q_{\text{б}} = Q_{\text{о}} + Q_{\text{в}} + Q_{\text{гв}} + Q_{\text{гп}},$$

де $Q_{\text{б}}$ – річне споживання теплової енергії системами опалення, вентиляції і ГВП будинку, Гкал;

$Q_{\text{о}}$ – річне споживання теплової енергії системою опалення будинку, Гкал;

$Q_{\text{в}}$ – річне споживання теплової енергії системою вентиляції будинку, Гкал.

$Q_{\text{гв}}$ – річне споживання теплової енергії системою гарячого водопостачання будинку, Гкал;

$Q_{\text{гп}}$ – річні витрати теплової енергії на господарсько-побутові потреби громадських будівель і споруд, Гкал.

Визначення планових норм витрат теплової енергії на опалення

Витрати теплової енергії на забезпечення потреб системи опалення в експлуатаційному режимі в загальному вигляді можуть розраховуватися за формулою, Гкал/рік:

$$Q_{\text{о}}^{\text{е}} = Q_{\text{о}}^{\text{н}} + Q_{\text{о.п.}}$$

де $Q_{\text{о}}^{\text{н}}$ - річні витрати теплової енергії, спожитої системою опалення будинку, Гкал;

$Q_{\text{о.п.}}$ -теплова енергія, яка додатково витрачається на „перетопи”, Гкал.

Нормативні витрати теплової енергії забезпечують нормативні метеорологічні умови в опалювальних приміщеннях та компенсують тепловтрати крізь огорожувальні будівельні конструкції, нагрівання зовнішнього інфільтраційного повітря, тепловтрати трубопроводів на ділянці від межі балансової належності до місця улаштування будинкового вузла обліку теплової енергії та тепловтрати трубопроводів і обладнання теплопункту та внутрішньобудинковими трубопроводами системи опалення. За відсутності коригуючого автоматичного обладнання на вводах при централізованого якісного регулюванні роботи мережі по високотемпературним графікам тепла енергія додатково витрачається на „перетопи” ($Q_{\text{о.п.}}$).

Річні витрати теплової енергії, спожитої системою опалення будинку $Q_{\text{о}}^{\text{н}}$ визначаються одним із наведених нижче шляхів:

При наявності достовірних даних щодо величини приєданого теплового навантаження системи опалення будинку річні витрати теплової енергії цією системою визначаються за формулою:

$$Q_{\text{о}}^{\text{н}} = N_{\text{о}} \cdot \frac{(t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.о.}})}{(t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о.}})} \cdot n_{\text{о}} \cdot a \cdot b \cdot c \cdot 24,$$

де $N_{\text{о}}$ - максимальне годинне приєдане теплове навантаження (теплова потужність) системи опалення будинку, Гкал/год;

У разі включення до величини договірної навантаження тільки величини тепловтрат крізь огорожувальні конструкції і на підігрів інфільтраційного повітря, додати до вищевизначеної величини теплового навантаження тепловтрати внутрішньобудинковими трубопроводами системи опалення, тепловтрати трубопроводів на ділянці від межі балансової належності до місця улаштування будинкового вузла обліку теплової енергії, тепловтрати трубопроводів і обладнання теплопункту які розраховуються згідно з розділом IV цієї Методики.

n_o - нормативна тривалість опалювального періоду, дб;

$t_{вн}$ - температура внутрішнього повітря в приміщенні, °C;

$t_{ср.о.}$ - середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період, °C;

$t_{р.о.}$ - розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування систем опалення, °C;

a - коефіцієнт, який застосовується, якщо систему опалення обладнано приладами автоматичного зменшення теплової потужності в неробочий час, $a = 0,8$;

b - коефіцієнт, який застосовується, якщо більш 75% опалювальних приладів обладнані автоматичними терморегуляторами, $b = 0,9$;

c - коефіцієнт, який застосовується, якщо на абонентському ввіді системи опалення установлені прилади автоматичного пофасадного регулювання, $c = 0,95$.

Якщо рушниковисушувачі приєднані до системи опалення, планова потреба в тепловій енергії на опалення будинку визначається за формулою:

$$Q_o^H = (N_o - \sum q_{рв.з}^i \cdot 10^{-6}) \cdot \frac{(t_{вн} - t_{ср.о.})}{(t_{вн} - t_{р.о.})} \cdot n_o \cdot a \cdot b \cdot c \cdot 24 + \sum q_{рв.з}^i \frac{(25 - t_{ср.о.})}{(25 - t_{р.о.})} \cdot n_o \cdot 24 \cdot 10^{-6}$$

де $q_{рв.з}^i$ - нормативні тепловитрати одним рушниковисушувачем (розрахункові, проектні або паспортні) за опалювальний період, ккал/год.

По проектних, або інших даних (наприклад, енергетичний паспорт будівлі чи належним чином затверджений звіт про проведення енергетичного аудиту), на основі яких укладено договір на купівлю-продаж теплової енергії, які

перераховуються відповідно до кліматичних даних наведених в додатку 5 за формулою:

$$Q_{o,н}^{рік} = Q_{o,пр}^{рік} K_{кл},$$

де $Q_{o,н}^{рік}$, $Q_{o,пр}^{рік}$ - відповідно розраховане і проектне значення річної витрати теплової енергії, спожитої системою опалення будинку, Гкал;

$K_{кл}$ - коефіцієнт, який враховує зміни в кліматичних даних, які наведені в ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 порівняно з кліматичними даними, які діяли до 2011р. Величини $K_{кл}$ наведені у додатку 5.

Для житлових і громадських будинків, у яких відсутня проектно-технічна документація, оціночно, на період, який не перевищує трьох років, протягом яких балансоутримувачем (власником) повинно бути проведено енергетичне обстеження будівлі та/або її енергетична паспортизація для визначення фактичної величини приєданого теплового навантаження і річної витрати теплової енергії системою опалення, планування витрат теплової енергії на опалення може бути проведено за розрахунком :

для житлових будинків по осереднених теплових характеристиках на 1 м² опалювальної площі за формулою:

$$Q_o^{рік} = F \cdot q_o K_{кл},$$

де F - опалювальна площа будівлі, визначена відповідно до додатку НЗ ДБН В.2.6 - 31:2006, м²;

q_o - питома характеристика річного споживання теплової енергії на опалення 1 м² опалювальної площі житлового будинку, Гкал/м², яка наведена в додатку 6 для різних

типів і поверховості будинків для певних населених пунктів. Якщо такого пункту в переліку немає, q_0 приймається за даними відповідного обласного центру, для населених пунктів розташованих на південному узбережжі Кримського півострів за даними м.Ялта, в степовому Криму – м. Сімферополь, а в гірських районах Криму - Ай-Петрі.

для громадських будівель і споруд в залежності від місця розташування по питомій характеристиці річного споживання теплової енергії на опалення на 1 м^3 об'єму споруд за зовнішнім обміром, визначеному у додатку 7 за формулою:

$$Q_0^{\text{рік}} = V_3 \cdot q_0 K_{\text{кл}},$$

де V_3 - об'єм будівлі по зовнішньому обміру, м^3 ; визначається в порядку, наведеному в примітці до таблиці додатку 7;

q_0 - питома характеристика річного споживання теплової енергії на опалення будівлі, $\text{Гкал}/\text{м}^3$, яка наведена в додатку 5 для різних типів і поверховості будинків для певних населених пунктів. Якщо такого пункту в переліку немає, q_0 приймається за даними відповідного обласного центру, для населених пунктів, розташованих на південному узбережжі Кримського півострова за даними м.Ялта, в степовому Криму – м. Сімферополь, а в гірських районах Криму- Ай-Петрі.

Додаткові витрати теплової енергії після точки зламу температурного графіку (перетоп) при якісному регулюванні відпуску теплової енергії розраховуються за формулою:

$$Q_{\text{о.п.}} = \frac{N_0}{18 - t_{\text{p.o.}}} \cdot \sum (t_i - t'_n) \cdot \Delta \tau_i,$$

де t_i - середня температура зовнішнього повітря в i -тому інтервалі, $^{\circ}\text{C}$;

t'_n - температура зовнішнього повітря, яка відповідає точці зламу температурного графіку, $^{\circ}\text{C}$;

$\Delta \tau_i$ - час стояння температур зовнішнього повітря вищих t_i , год.

Температура t'_n знаходиться в залежності від розрахункової зовнішньої температури повітря для проектування систем опалення $t_{\text{p.o.}}$ і графіку температур теплоносія в тепломережі (рис. 1).

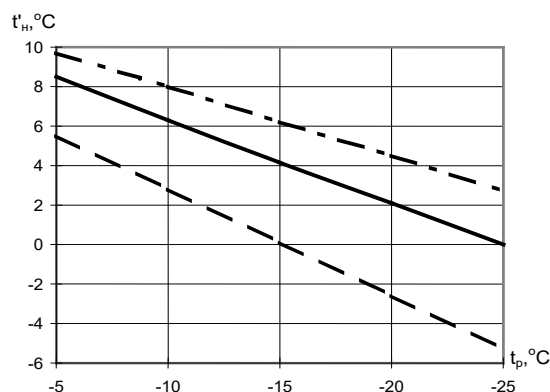


Рис. 1 - Графік для визначення точки зламу температурного графіка (при температурі в подавальному трубопроводі в точці зламу $+70^{\circ}\text{C}$)

- · — - температурний графік 150/70 $^{\circ}\text{C}$;
- - температурний графік 130/70 $^{\circ}\text{C}$;
- — — - температурний графік 105/70 $^{\circ}\text{C}$.

Середня температура інтервалу, де знаходиться температура t'_H , дорівнює

$$t'_i = 0,5(t_{li} + t'_H)$$

де t_{li} - початкова температура інтервалу, який включає t'_H , °C.

Час стояння температур t'_i визначається за формулою

$$\Delta\tau'_i = 0,2 \Delta\tau_i (t'_H - t_{li})$$

де $\Delta\tau_i$ - час інтервалу, який включає температуру t'_H , год.

Середня температура інтервалу від t'_H до температури кінця інтервалу t'_{2i} дорівнює:

$$t''_i = 0,5(t'_H + t'_{2i})$$

Час стояння цієї температури:

$$\square\tau''_i = \square\tau_i - \square\tau'_i$$

Контрольні питання

1. Назвіть відомі вам ТАМ.
2. Назвіть переваги та недоліки відомих вам ТАМ.
3. Які ТАМ з фазовим переходом Ви знаєте?
4. Назвіть переваги ТАМ з фазовим переходом перед іншими.
5. Як визначити необхідну кількість енергії (теплоти) для зарядки ТА?
6. Як визначити необхідну кількість теплової енергії для зарядки ТА за годину?

Лабораторно-практична робота № 4

Вивчення основних етапів розрахунку акумуляторів енергії.

Мета роботи: Засвоєння студентами методики розрахунку елементів акумуляторів енергії, знайомство з перспективними розробками теплових акумуляторів (ТА).

Методичні вказівки до виконання лабораторної роботи

В якості ТАМ можуть використовуватися тверді, рідкі і ТАМ з фазовим переходом. Останні найбільш перспективні із-за великої питомої теплоємності фазового переходу. Крім того, вони дозволяють стабілізувати температуру без засобів автоматики.

В якості ТАМ з фазовим переходом використовують гідрооксид барію $Ba(OH)_2 \cdot 8H_2O$ + H_2O з температурою плавлення $t_{пл}=78^\circ C$, глауберову сіль $Na_2SO_4 \cdot 10H_2O$ - $t_{пл}=32,2^\circ C$, $CH_3COONa \cdot 3H_2O$ - $t_{пл}=58,2^\circ C$ та ін.

Необхідна кількість енергії (теплоти) для зарядки ТА визначають за формулою

$$Q = C_n L \rho_n (t_k - t_n) \tau, \quad (1)$$

де C_n – питома теплоємність повітря;

ρ_n – густина повітря;

t_k і t_n – відповідно кінцева і початкова температура повітря, °C;

τ - час зарядки ТА, год.

Необхідна витрата ТАМ визначається за рівнянням

$$V = \frac{kQ}{C\Delta t + \rho_N}, \quad (2)$$

де k – коефіцієнт трансмісійних втрат, $k = 1,05$;

Q – необхідна кількість теплоти;

C - об'ємна теплоємність ТАМ;

ρ_N - густина енергії плавлення ТАМ, кВт/м³.

Таблиця 1 - Основні властивості ТАМ на основі кристалогідридів [1].

Матеріал	Чиста сіль			
	$T_{пл}, ^\circ\text{C}$	$Q_{пл}, \text{кДж/кг}$	$P_{ТВ} \cdot 10^3, \text{кг/м}^3$	$\rho_{ж} \cdot 10^3, \text{кг/м}^3$
$\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	29,7	170	1,712	1,52
$\text{Na}_2\text{SO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$	32,4	251	1,46	1,48
$\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$	48	201	1,6	-
$\text{CH}_3\text{COONa} \cdot 3\text{H}_2\text{O}$	58,2	260	1,45	-
$\text{Ba}(\text{OH})_2 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$	78	301	2,18	-
$\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	116	165	1,57	-

Таблиця 2 - Основні властивості органічних ТАМ, що плавляться [1].

Матеріал	Температура, К	Теплота плавлення Q , кДж/кг	Питома теплоємність c , кДж/(кг · К)	Густина, кг/м ³	
				$\rho_{тв}$	$\rho_{ж}$
Поліетиленгліколь	293...298	146	2,26	-	1100
Октадекан	301	244	2,18	744	-
Н-Ейкозан	310	218	2,08	778	-
Парафін 46 – 48	320	209	2,08	800	-
Нафталін	353	-	-	1170	-
Ацетамін	355	-	-	1160	-
Поліетилен високого тиску	398...408	240...260	2,5	925	800
Пентаеритринол	360	322	-	1350	-

При більш високих робочих температурах застосовуються, як правило, сполуки і сплави легких металів.

Приклад 2. Розрахувати тепловий акумулятор с фазовим переходом для підігрівання припливного повітря вентиляційної системи.

Вихідні дані: Подача припливного вентилятора $L = 1000 \text{ м}^3$; початкова температура повітря $t_n = -14^\circ\text{C}$, кінцева $t_k = +18^\circ\text{C}$, час зарядки і розрядки теплового акумулятора (ТА) $\tau = 12$ год.

Рішення

1. В якості ТАМ з фазовим переходом приймаємо гідроксид барію $\text{Ba}(\text{OH})_2 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$ з температурою плавлення $t_{пл} = 78^\circ\text{C}$ і питомою енергією плавлення $\rho_N = 116 \text{ кВт/м}^3$.

2. Необхідна кількість енергії (теплоти) для зарядки ТА визначається за формулою (1). Приймаємо питому теплоємність повітря $C_n = 0,278 \text{ кДж/(кг } ^\circ\text{C)}$; густину повітря $\rho_n = 1,2 \text{ кг/м}^3$.
 $Q = 0,278 \cdot 1000 \cdot 12 \cdot (18 - (-14)) = 128000 \text{ кДж}$.

3. Необхідна кількість теплової енергії для зарядки ТА за годину становить

$$Q_T = 128000 / 3600 = 35,6 \text{ кДж/год.}$$

4. Приймаємо температурний перепад в ФА $\Delta t_\phi = 10^\circ\text{C}$ і визначаємо температурний перепад при охолодженні твердої фази

$$\Delta t = t_{пл} - (t_k - t_\phi);$$

$$\Delta t = 78 - (18 + 10) = 50^\circ\text{C}.$$

5. Необхідна витрата ТАМ визначається рівнянням (2). Приймаємо об'ємну теплоємність ТАМ $C = 0,8 \text{ кВт/(м}^3\text{ } ^\circ\text{C)}$; питому енергію плавлення $\rho_N = 116 \text{ кВт/м}^3$

$$V = \frac{1,05 \cdot 35,6}{0,8 \cdot 50 + 116} = 0,24 \text{ м}^3.$$

Висновок: Таким чином, для акумуляційної вентиляційної системи необхідно 0,24 м³ гідрооксиду барію.

Контрольні питання

1. Назвіть відомі вам ТАМ.
2. Назвіть переваги та недоліки відомих вам ТАМ.
3. Які ТАМ з фазовим переходом Ви знаєте?
4. Назвіть переваги ТАМ з фазовим переходом перед іншими.
5. Як визначити необхідну кількість енергії (теплоти) для зарядки ТА?
6. Як визначити необхідну кількість теплової енергії для зарядки ТА за годину?
7. Як визначити необхідну витрату ТАМ?
8. Які основні параметри найбільш прийнятних ТАМ з фазовим переходом Ви знаєте?
9. За якими показниками вибираються ТАМ?

Лабораторно-практична робота № 5

Вивчення принципів конструювання відновлюваних джерел енергії

Мета роботи: Засвоєння студентами основних принципів конструювання відновлювальних джерел енергії.

Методичні вказівки до виконання роботи

1.1 Мета та задачі конструювання.

Процес конструювання має за кінцеву мету створення виробу, як результат інтелектуальної діяльності, що раціонально об'єднує виробничі, техніко-економічні та експлуатаційні вимоги. Тобто створена машина, установка, агрегат повинні мати потрібну продуктивність, безвідмовність роботи протягом нормативного часу, мінімальні питомі масогабаритні та енергомісткі параметри, простими та безпечними при експлуатації і ремонті, бути ергономічними.

В той же час, кожний елемент виробу повинен мати свої окремі якісні показники, що залежать від покладених на них функціональних вимог. Так, наприклад, в перетворювачах енергії (механічної в електричну, електричну постійного струму в змінний) головним є досягнення максимального ККД, підтримання нормативного рівня вихідних показників (відхилення величини напруги, частоти, форми кривої струму і ін.), у вимірювальних системах – чутливість, точність, стабільність показників.

В загальному випадку вирішення питань конструювання установок з відновлюваними джерелами енергії визначається відображенням бінарного відношення множин:

$$f: A \times B \rightarrow C$$

де A – множина потреб за енергозабезпеченням об'єкта (виробничого, побутового), що характеризується коефіцієнтом графіка навантаження, ємністю акумулюючого пристрою, потужністю резервного джерела живлення;

B – множина величин ресурсу відновлюваних джерел енергії, в залежності від географічного місцезнаходження об'єкта (широта місцевості, річними показниками того, чи іншого виду відновлюваної енергії та тривалістю періоду їх використання).

Пересічення даних множин (A і B) визначає множину конструктивних параметрів технічних засобів з відновлюваними джерелами енергії – C , що характеризується геометричними параметрами в залежності від коефіцієнтів ефективності за аеродинамічними, теплоенергетичними, ергономічними показниками.

При цьому множина C повинна бути кінцевою за виконання умови:

$$C = k \Big|_{\phi \leq \phi_H}$$

де $\psi \leq \psi_H$ – умова виконання критерію енергоекономічної оцінки.

Таким чином, вирішення питання конструювання систем з відновлюваними джерелами складає у визначенні взаємно однозначного відображення бінарного відношення при обмеженні умовами енергоекономічної оцінки.

1.2 Економічні засади конструювання.

Невід'ємною частиною процесу конструювання є економічний фактор, що в умовах ринкових відносин враховує співіснування різних форм власності – приватної, колективної, державної. У зв'язку з цим, визначення економічної ефективності створеної установки повинно базуватись на тому, що майбутні капіталовкладення на її реалізацію містять такі принципи положення:

- основними критеріями ефективності капітальних вкладень є показники, що ґрунтуються на оцінці прибутку та рентабельності;
- норматив ефективності дорівнює нормі дисконтування (приведення різночасних економічних показників до початку розрахункового періоду – тобто до року, що передує початку реалізації проекту), що приймається в залежності від конкретних умов і відповідає процентній ставці банку на довготермінові вклади;
- обсяги капітальних вкладень і річних витрат виробництва визначаються, як правило, за діючими цінами, тарифами та нормативами (при розрахунках на віддалену перспективу – за прогнозними оцінками);
- розрахунковий період приймається, як правило, рівним тривалості будівництва плюс 15 років, що відповідає термінові служби основного обладнання;
- амортизаційні відрахування на реновацію визначаються з урахуванням їх дисконтування, тобто за формулою складних процентів;
- при виконанні розрахунків слід враховувати інфляцію, а також невизначеність початкової інформації та обумовлений цим ризик.

Головною задачею економічної оцінки є не зниження вартості установки, а визначення економічної ефективності корисної віддачі її за весь період експлуатації (вартість інколи є незначною складовою даної величини).

Одним із основних показників ефективності вкладень є інтегральний дисконтований чистий прибуток ($\Pi_{\text{дс}}$), що дорівнює дисконтованій сумі всіх доходів і витрат за розрахунковий період:

$$\Pi_{\text{дс}} = \sum_{t=1}^T \frac{D_t - Z_t}{(1 + E)^t},$$

де D_t – вартість реалізованої продукції та інші доходи за рік t ;

Z_t – річні витрати, що є сумою капітальних вкладень та експлуатаційних витрат (без амортизаційних відрахувань на реновацію) в році t ;

E – норматив дисконтування.

При нормативному значенні інтегрального прибутку, рентабельність вкладень в об'єкт перевищує мінімальну норму прибутку, тобто інвестиції є вигідними; негативне значення свідчить про неприйнятність проекту. Нульове значення вказує на мінімально допустиму норму прибутку, тобто банківську процентну ставку.

1.3 Поняття корисної віддачі та довговічності.

Корисна віддача залежить від продуктивності установок, тобто від числа операцій, що нею виконується за одиницю часу. Якщо конструкція машини спроектована без відхилень від існуючих методичних положень, то збільшення віддачі залежить від умов експлуатації установки. Причому робочі органи установки слід розраховувати на максимальний об'єм операцій у відповідності із закладеними в ній кінематичними, потужнісними та надійнісними показниками.

Слід врахувати, що установки з відновлюваними джерелами, як правило, працюють в умовах безперервної дії атмосферних явищ, що становить до них підвищені вимоги до довговічності. Під довговічністю розуміють властивість виробу зберігати роботоздатність до граничного стану з необхідними перервами для технічного обслуговування та ремонту.

Граничний стан виробу настає в час, коли подальша експлуатація неможлива або недоцільна. Тобто, довговічність – це властивість установки зберігати роботоздатність до моменту вилучення її з експлуатації.

Довговічність характеризується:

- критерієм довговічності – відношення номінального значення довговічності до фактичного. Для легких умов експлуатації він складає 0,7...0,8; середніх – 1; важких – 1,2...1,5;
- строком служби, що залежить від коефіцієнта використання:

$$\eta_B = \eta_{сез.} \cdot \eta_{вих.} \cdot \eta_{рем} \cdot \eta_{зм} \cdot \eta_{маш} \cdot \eta_{зав} \cdot \eta_{прост.} ,$$

де $\eta_{сез.} = t_{сез.}/365$ – коефіцієнт сезонності ($t_{сез.}$ – тривалість сезону, днів);

$\eta_{вих.} = t_{р.д.}/365$ – коефіцієнт вихідних днів ($t_{р.д.}$ – кількість робочих днів);

$\eta_{рем}$ – коефіцієнт ремонтних простоїв (0,85...0,9);

$\eta_{зм}$ – коефіцієнт змін (для однозмінної 0,33; двозмінної – 0,66; трьохзмінної – 1);

$\eta_{маш}$ – коефіцієнт машинного часу (0,8...0,9);

$\eta_{зав}$ – коефіцієнт завантаження (0,7...0,95);

$\eta_{прост.}$ – коефіцієнт простою.

1.4 Експлуатаційна надійність.

Роботоздатність виробу забезпечується його надійністю, показники якої завжди слід розглядати разом із заданими режимами експлуатації. Тому конструювання передбачає врахування наступних ознак експлуатаційної надійності: високий термін довговічності, безвідмовність, безаварійність, стабільність роботи, малий об'єм та простота оперативного обслуговування і ремонтних робіт, живучість (здатність при пошкодженнях продовжувати деякий час роботу хоча б на понижених режимах).

1.5 Уніфікація виробничих рішень.

Під поняттям уніфікації розуміють процес усунення зайвого різноманіття типорозмірів та марок продукції (а також характеристик виробів і методів випробувань) шляхом максимального скорочення їх числа; використання вузлів і деталей із раніше спроектованих і випробуваних машин в конструкціях нових установок.

Існує декілька напрямків уніфікації (але вони не є універсальними):

- секціонування – розподіл машин на однакові секції та утворення нової установки набиранням уніфікованими секціями. Наприклад, виробництво пластинчастих теплообмінників, сонячних теплофікаційних та фотоелектричних установок і ін.;
- метод зміни лінійних розмірів – з метою отримання машин і агрегатів різної продуктивності, змінюють їх геометричні параметри (довжину), але зберігають форму поперечного перерізу. Наприклад, довжина матрачного сонячного повітрянагрівача, шестерінчастий насос, мішалка метантенків біогазових установок і ін.;
- метод базового агрегату – перетворення в машину різного призначення під'єднанням до базового агрегату спеціального обладнання. Наприклад, гідромеханічна установка з уніфікованим редуктором, когенераційна установка;
- конвертування – базову машину або основні її елементи використовують для утворення агрегатів різноманітного призначення. Наприклад, теплонасосна установка;
- модифікування – переробка машини з метою пристосування її до інших умов роботи, операціями без зміни основної конструкції. Наприклад, зміна величини швидкохідності вітроустановки;
- агрегатування – створення машин шляхом комбінаційного об'єднання уніфікованих агрегатів, що складаються з автономних вузлів, в загальну систему;
- уніфіковані ряди – утворення ряду довільних машин різної потужності або продуктивності шляхом зміни числа робочих органів та їх застосування в різних об'єднаннях. Наприклад, енерговузли, що складаються з декілька вітряних роторів розташованих на одній башті (щоглі).

1.6 Утворення номенклатури та рядів об'єктів виробництва.

Номенклатура виробів передбачає не стільки процес розширення, як зменшення найменувань. В той же час зменшення базується на результатах вимог виробництва (функція попиту). Досягається це наступними заходами:

- утворення параметричних рядів машин з раціональним вибором інтервалів між кожним членом ряду;
- збільшення універсальності машин – розширення кола задач, операцій, що ними виконується;
- закладенням в конструкцію резервного розвитку.

Параметричним називається ряд машин та установок однакового призначення з регламентованими конструкційними показниками та градаціями цих показників.

При встановленні в основу єдиного типу машини та отримання необхідних градацій зміною її розмірів при збереженні геометричної подібності модифікацій ряду отримують ряд, що має назву *розмірного*.

При встановленні для кожної градації свого типу машин, отримують *типорозмірний* ряд.

Кількісне значення параметрів вищеназаних рядів передбачає використання переважачих чисел, що являють собою спеціально підібрані величини, які рекомендується застосовувати у всіх галузях господарства. Дані числа утворюють п'ять стандартизованих рядів (ГОСТ 8032-84) із знаменником прогресії $\varphi = \sqrt[n]{10}$, де $n = 5, 10, 20, 40$ і 80 . Тоді для $R5$ він дорівнює 1,6; для $R10$ – 1,25; для $R20$ – 1,12; для $R40$ – 1,06 і для $R80$ – 1,03. На практиці застосування того, чи іншого ряду залежить від кількості продукції, що випускається. Так при невеликих кількостях користуються $R5$, а із збільшенням масовості виробництва – переходять на $R10$, $R20$ та $R40$.

1.7 Загальні правила та методичні положення конструювання.

Процес конструювання є багато етапна послідовність дій, що передбачає наявність чисельних зворотних корегуючих зв'язків. Під час роботи над проектом можливі не тільки зміни (або заміни) конкретних вузлів, а видалення цілих структурних блоків. Тому розробнику необхідно одночасно уявляти як загальні, так і детальні вимоги до конструкції за технологічними, експлуатаційними та ергономічними показниками в плані збільшення корисної віддачі машини та її довговічності. Для цього необхідно в конструкції машини передбачати високі вихідні вимоги та резерви розвитку і наступного удосконалення. В той же час, нова машина повинна мати елементи уніфікації та вузли, що мають позитивну експлуатаційну перевірку. Це дає змогу зменшити типорозмірну розмаїтість і збільшити експлуатаційну гнучкість в межах параметричного ряду. Крім того, конструктор повинен орієнтуватись на розробку машини, що буде експлуатуватись без ремонтів (як поточних, так і капітальних) і буде комплектуватися змінними вузлами.

Компоновку машини бажано запроектувати у вигляді окремих вузлів, що встановлюються на неї у зібраному вигляді. При цьому треба виключити операції підгонки деталей за місцем установлення до експлуатації. Це забезпечується застосуванням фіксуючих елементів. В конструкціях окремих вузлів необхідно застосовувати передові методи зміцнюючих операцій обробітку матеріалів, надавати необхідну жорсткість, вводити пружні елементи для машин, що працюють в умовах циклічних навантажень.

Розробник повинен закласти в конструкцію установки полегшені умови її експлуатації та безпечності. Для цього вузли роблять доступними для огляду. Застосовують елементи автоматичної подачі мастила до тертьових поверхонь, встановлюють блокування, автоматичні регулятори, запобіжні пристрої, що виключають роботу машин при небезпечних режимах, органи керування зосереджують в одному місці.

Не останню роль грають ергономічні показники, що вимагають від конструкції простих естетичних форм зручності як у користуванні, так і при влаштуванні установок у ландшафт місцевості.

Загальні вимоги до розробки будь-якої продукції виробничо-технічного призначення подані в ГОСТ 15.001-88, за яким розробка продукції здійснюється за угодою із замовником або за ініціативою розробника.

Розробник на базі вихідних вимог замовника, вивчення попиту, умов застосування, тенденцій розвитку та власного науково-технічного досвіду проводить необхідні науково-дослідні, дослідно-конструкторські та технологічні роботи, що включають патентні дослідження, функціонально-вартісний аналіз, моделювання та інші методи створення продукції. При цьому необхідно керуватись нормативно-технічною літературою, в якій встановлені значення показників, що визначають технічний рівень продукції, замінності та сумісності складових частин і продукції в цілому, безпеки, охорони здоров'я та природи.

Розробка та постановка продукції на виробництво в загальному випадку передбачає: розробку технічного завдання; розробку технічної та нормативно-технічної документації; виготовлення та випробування зразків продукції; приймання результатів розробки; підготовку та освоєння виробництва.

Технічне завдання є основним вихідним документом для розробки продукції. Воно містить техніко-економічні вимоги до продукції, перелік документів, порядок здавання та приймання результатів розробки. При необхідності технічне завдання може містити вимоги до підготовки та освоєння виробництва. Конкретний зміст технічного завдання визначають замовник і розробник, а при ініціативній роботі – розробник, але, як правило, складається з наступних розділів: найменування та область застосування; підстава для розробки; мета та призначення розробки; джерела розробки; технічні вимоги; економічні показники; стадії та етапи розробки; порядок контролю та приймання; додатки (таблиці порівняння з кращими зразками, копії патентів і ін.).

Не допускається включати в технічне завдання вимог, що суперечать вимогам стандартів і нормативів документів установ, які здійснюють нагляд за безпекою, охороною здоров'я та природи.

Як технічне завдання допускається також використання будь-якого документа (контракт, протокол, ескіз і ін.), що містить необхідні та достатні вимоги для розробки та визнані замовником і розробником, а також зразок продукції, що призначений для відтворення.

Розробку конструкторської, технологічної, а також, при необхідності, програмної документації на виріб проводять за правилами, що встановлені відповідними стандартами.

Діючі стандарти встановлюють наступні стадії розробки конструкторської документації та етапи їх виконання:

- *технічні пропозиції* – сукупність конструкторських документів, що містять технічне та техніко-економічне обґрунтування доцільності розробки документації виробу на підставі аналізу технічного завдання замовника та різних варіантів можливих рішень виробу, порівняльна оцінка рішень з врахуванням конструктивних і експлуатаційних особливостей виробів, що існують і розробляються, та патентні дослідження. Технічні пропозиції, після затвердження, є підставою для розробки ескізного проекту. *Етапи*: підбір матеріалів, розробка та затвердження технічних пропозицій;
- *ескізний проект* – сукупність конструкторських документів, що містять принципові конструкційні рішення, які дають загальні уявлення про будову та принцип роботи виробу, а також дані, що визначають призначення, основні параметри та габаритні розміри виробу, який розробляється. Він після узгодження та затвердження є підставою для розробки технічного проекту або робочої конструкторської документації. *Етапи*: розробка ескізного проекту, виготовлення та випробування макетного зразка (при необхідності), затвердження ескізного проекту;
- *технічний проект* – сукупність конструкторських документів, що містять кінцеве технічне рішення, яке дає повну уяву виробу, що розробляється, та вихідні дані для розробки робочої документації. Він після узгодження та затвердження є підставою для розробки робочої конструкторської документації. *Етапи*: розробка технічного проекту,

виготовлення та випробування макетного зразка (при необхідності), затвердження технічного проекту;

– *робоча конструкторська документація:*

а) дослідного зразка – *етапи:* розробка конструкторської документації на дослідний зразок; виготовлення та попередні випробування дослідного зразка; корегування конструкторської документації за результатами попередніх випробувань; приймальні випробування; корегування за результатами приймальних випробувань;

б) серійного виробництва – *етапи:* виготовлення та випробування установочної серії; корегування конструкторської документації за результатами випробувань установочної серії, а також оснащення технологічного процесу виготовлення виробу.

Для підтвердження відповідності розробленій технічній документації вихідним вимогам і вибору кращого зразка, виготовляють дослідні зразки. Вони підлягають приймальним випробуванням у відповідності з діючими стандартами або типовими програмами та методиками випробувань, що відносяться до даного виду продукції. При їх відсутності – проводять за програмою та методикою, що підготовлена розробником і узгоджена із замовником або погоджена із приймальною комісією.

Контрольні питання

1. Що є кінцевою метою процесу конструювання?
2. В чому полягає головна задача економічної оцінки устаткування, що конструється?
3. Як визначається дисконтований чистий прибуток?
4. Що розуміють під поняттям довговічності виробу?
5. Якими показниками характеризується довговічність?
6. Назвіть ознаки експлуатаційної надійності?
7. Що розуміють під поняттям уніфікації виробничих рішень?
8. Які існують напрямки уніфікації виробничих рішень?
9. Вимоги виробництва до утворення номенклатури виробів?
10. Які ви знаєте ряди машин і як вони утворюються?

Лабораторно-практична робота № 6

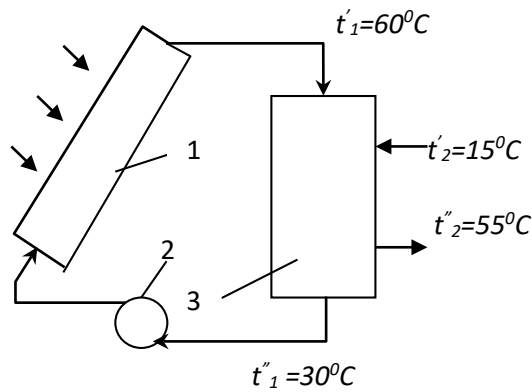
Вивчення будови і роботи геліоустановок для систем опалення.

Мета роботи: засвоєння студентами будови та принципу дії геліоустановок для систем опалення.

Методичні вказівки до виконання роботи

1. Розрахунок параметрів двоконтурних сонячних енергетичних установок.

Дано: потреби – 126 МДж/год.; система двоконтурна – в другому контурі швидкісний теплообмінник з параметрами: внутрішній діаметр корпуса $D_{вн} = 0,05м$, зовнішній (d_3) та внутрішній ($d_{вн}$) діаметр трубок: $d_3 = 0,016м$, $d_{вн} = 0,014м$, число трубок $z=4$, площа живого перетину трубок $f_{тр}=0,00062м^2$, площа між трубного простору $f_{м.тр}=0,00116м^2$. Сонячний колектор – сталевий, коефіцієнт теплоносія покриття $\varepsilon k_{ex} = 0,6$, температура навколишнього середовища $t_0=28^0C$, потік питомої сумарної сонячної радіації $750 Вт/м^2$; температура на виході сонячного водонагрівача $t'_1=60^0C$; температура на виході з теплообмінника $t''_1=30^0C$; температура води на виході з теплообмінника $t'_2=55^0C$; температура води на вході теплообмінника $t'_2=15^0C$. Приведений коефіцієнт теплопередачі сонячного водонагрівача при $v=4м/с$, $k_{np}=7,2 Вт/м^2$.



1 – сонячний колектор; 2 – насос; 3 – теплообмінник.

Визначити: площу сонячних водонагрівачів (F_{CBH}), площу водоводяного теплообмінника ($F_{зм}$), коефіцієнт теплопередачі теплообмінника ($k_{зм}$), термічний ККД системи ($\eta_{ТС2}$) та сумарний ККД системи (η_2).

1. Витрати теплоносія через між трубний простір:

$$G_{mm} = \frac{Q}{c_p (t'_1 - t''_1)} = \frac{126 \cdot 10^3}{4.19 (60 - 30)} = 1002 \text{ кг / год} (1,002 \text{ м}^3 / \text{год})$$

2. Витрати теплоносія через трубки:

$$G_{mp} = \frac{Q}{c_p (t''_2 - t'_2)} = \frac{126 \cdot 10^3}{4.19 (55 - 15)} = 750 \text{ кг / год} (0,75 \text{ м}^3 / \text{год})$$

3. Швидкість протікання води в міжтрубному просторі:

$$v_{mm} = \frac{G_{mm}}{3600 f_{mm}} = \frac{1,002}{3600 \cdot 0,00116} = 0,24 \text{ м / с}$$

4. Швидкість води в трубах:

$$v_{mp} = \frac{G_{mp}}{3600 f_{mp}} = \frac{0,75}{3600 \cdot 0,00062} = 0,34 \text{ м / с}$$

5. Коефіцієнт теплопередачі змійовика теплообмінника:

$$k_{зм} = \mu \frac{\alpha_1 \cdot \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2},$$

де μ – коефіцієнт, що враховує забрудненість та неповноту дії поверхні теплообмінника;
 α_1 – коефіцієнт тепловіддачі від гарячого теплоносія до стінок трубок (перший контур):

$$\alpha_1 = \left[1400 + 9(t'_1 + t''_1) - 0.00875(t'_1 + t''_1)^2 \right] \frac{v_{mm}^{0.8}}{d_{екв}^{0.2}};$$

α_2 – коефіцієнт тепловіддачі від стінок трубок до холодного теплоносія (другий контур):

$$\alpha_2 = \left[1400 + 9(t'_2 + t''_2) - 0.00875(t'_2 + t''_2)^2 \right] \frac{v_{mp}^{0.8}}{d_{вн}^{0.2}};$$

$$\text{де } d_{екв} = \frac{D_{вн}^2 - z d_3^2}{D_{вн} + z d_3} = \frac{0,05^2 - 4 \cdot 0,016^2}{0,05 + 4 \cdot 0,016} = 0,01295;$$

$$\alpha_1 = \left[1400 + 9(60 + 30) - 0.00875(60 + 30)^2 \right] \frac{0,24^{0.8}}{0,01295^{0.2}} = 1629,16 \text{ ккал / м}^2 \text{ год}^{\circ}\text{C}$$

$$\alpha_2 = \left[1400 + 9(55 + 15) - 0.00875(55 + 15)^2 \right] \frac{0,34^{0.8}}{0,014^{0.2}} = 1968,84 \text{ ккал} / \text{м}^2 \text{ год}^{\circ}\text{C}$$

$$k_{зм} = 0,75 \frac{1629,16 \cdot 1968,84}{3598} = 668,61 \text{ ккал} / \text{м}^2 \text{ год}^{\circ}\text{C} \left(778,2 \text{ Вт} / \text{м}^2 \text{ }^{\circ}\text{C} \right)$$

6. Площа змійовика теплообмінника:

$$F_{зм} = \frac{Q}{k_{зм} \Delta t} = \frac{126 \cdot 10^3}{778,2 \cdot (45 - 35)} = 16,2 \text{ м}^2;$$

7. Загальна площа сонячних водонагрівачів:

$$F_{CBH} = \frac{Q}{\eta_{ТП} \left[\varepsilon k_{ex} q_{nad} - k_{np} \left(\frac{t_1' + t_1''}{2} - t_0 \right) \right]} = \frac{126 \cdot 10^3}{0,975 \left[0,6 \cdot 750 - 7,2 \left(\frac{60 + 30}{2} - 28 \right) \right]} = 394,5 \text{ м}^2;$$

8. Термічна ефективність двоконтурної системи:

$$\eta_{TC2} = \left(\frac{1}{\eta_{ТП}} + \frac{k_{np} F}{k_{зм} F_{зм}} \right)^{-1} = \frac{1}{\frac{1}{0,975} + \frac{7,2 \cdot 394,5}{778,2 \cdot 16,2}} = 0,799;$$

9. Сумарна ефективність сонячних водонагрівачів двоконтурної системи:

$$\eta_2 = \eta_{TC2} \left[\varepsilon k_{ex} - \frac{k_{np} \left(\frac{t_2' + t_2''}{2} - t_0 \right)}{q_{nad}} \right] = 0,799 \left[0,6 - \frac{7,2 \cdot (30 - 28)}{750} \right] = 0,495;$$

10. Сумарна ефективність одноконтурної системи:

$$\eta_1 = \eta_{TC} \left[\varepsilon k_{ex} - \frac{k_{np} \left(\frac{t_2' + t_2''}{2} - t_0 \right)}{q_{nad}} \right] = 0,975 \left[0,6 - \frac{7,2 \cdot (30 - 28)}{750} \right] = 0,566;$$

11. Співвідношення двох систем:

$$\eta_{TC1} / \eta_{TC2} = 0,566 / 0,495 = 1,14$$

2. Розрахунок параметрів фотоелектричних перетворювачів.

Розрахунок проводиться за умов постійного значення освітленості та наявності поєднання однотипних елементів ($U_{xx}, I_{K3} - \text{const.}$).

Дано: напруга споживача 9 В , струм споживання $4 \cdot 10^{-2} \text{ А}$, час споживання – 5 год .

Визначити: площу фотобатареї.

1. Кількість електрики, що віддає акумулятор споживачу:

$$Q = t \cdot I = 5 \cdot 4 \cdot 10^{-2} = 0,2 \text{ А} \cdot \text{год.}$$

2. Напруга джерела живлення:

$$U_{дж} = 1,2 \text{ } U_a = 1,2 \cdot 9 = 11 \text{ В.}$$

3. Кількість елементів:

$$n = U_{дж} / U_e = 11 / 0,4 = 28 \text{ шт,}$$

де U_e – робоча напруга кремнієвого перетворювача (елемента фотобатареї).

4. Струмова площа елемента:

$$S_e = \frac{kQ}{j_c N_s N_\phi} = \frac{1,3 \cdot 0,2}{10 \cdot 10^{-3} \cdot 10 \cdot 1} = 2,6 \text{ см}^2,$$

де j_c – щільність зарядного струму, 10 мА/см^2 ;

N_e – тривалість зарядження, год.;
 N_d – кількість днів зарядження;
 $k = 1,2 \dots 1,4$ – коефіцієнт, що враховує збільшення віддачі кількості електрики при розрядженні;
 $U_{xx} = U_0 \cdot n = 0,5 \cdot 28 = 14 \text{ В.}$
 $I_{кз} = j_{онм} \cdot S = 20 \cdot 2,6 = 0,052 \text{ А.}$
 $P_{max} = \xi \cdot U_{xx} \cdot I_{кз} = (0,6 \dots 0,8) \cdot 14 \cdot 0,052 = 0,51 \text{ Вт.}$
 Загальна площа батарей:
 $S = S_e \cdot n = 2,6 \cdot 28 = 72,8 \text{ см}^2 (0,007 \text{ м}^2).$

Контрольні питання

1. Які переваги має сонячна енергія порівняно з традиційними видами палива?
2. За якими основними напрямками проводиться освоєння сонячної енергії?
3. На які групи поділяються теплові системи сонячних енергетичних установок?
4. Які можуть бути сонячні теплові системи за характером руху теплоносія?
5. За яким виразом обчислюється площа сонячних колекторів одно контурної системи?
6. Яку величину складає ефективність двоконтурної системи порівняно з одноконтурною?
7. За якою схемою будують сонячні електроустановки з фотобатареями?
8. Як розрахувати загальну площу сонячних батарей, що працюють на акумулятор?

Лабораторно-практична робота № 7

Визначення основних показників ефективності роботи сонячного колектора

Мета роботи: *засвоєння студентами послідовності визначення основних параметрів роботи сонячних колекторів*

Методичні вказівки до виконання роботи

Сонячна енергетична установка – це енергетична установка, що перетворює енергію сонячної радіації в інші види енергії (наприклад, в теплову або в електричну).

Сонце кожену секунду випромінює $88 \cdot 10^{24}$ кал теплоти, що еквівалентно $1,25 \cdot 10^{16}$ т у.п. або $1,02 \cdot 10^{20}$ кВт·год. На Землю надходить тільки частина цієї енергії - біля 10^{18} кВт·год. ($123 \cdot 10^{12}$ т у.п.) за рік, що майже в 10000 разів більше світового споживання енергії і приблизно в 100 разів більше енергії всіх розвіданих горючих копалин на Землі.

Густина сонячного потоку в космосі приблизно дорівнює $1,35 \text{ кВт/м}^2$.

Максимальна інтенсивність сонячного випромінювання на поверхні Землі складає близько 1 кВт/м^2 , однак тривалість його становить всього 1-2 години в літні дні. Середня інтенсивність сонячного випромінювання в більшості районів земної кулі становить $200 \div 250 \text{ Вт/м}^2$. Безпосередньо на поверхню Землі надходить біля 50% від загальної кількості сонячного випромінювання, що проходить через верхні шари атмосфери, 23% з якої становить розсіяна сонячна радіація і 27% – пряма сонячна радіація.

При створенні та впровадженні сонячного енергетичного обладнання використовуються дані про кількість сумарної сонячної радіації і її складових, періодичність та змінність режимів її надходження.

Переваги енергії сонячної радіації порівняно з традиційними видами палива полягають в наступному:

- джерело енергії практично невичерпне;
- можливість використання енергії сонячної радіації на більшості ділянок поверхні Землі як місцевого енергетичного джерела;
- можливість безпосереднього перетворення енергії сонячної радіації в електричну;
- можливість отримання високих температур ($> 500^\circ\text{C}$);
- прискорювати дію у фотохімічних процесах.

Освоєння сонячної енергії здійснюються за трьома основними напрямками:

1. Тепловому – уловлюється радіаційне випромінення сонячним колектором – об'ємна конструкція, через яку циркулює теплоносій, а її зовнішня сторона (обернена до джерела випромінення) має чорну поглинаючу поверхню.



Рис. 1 Теплова система нагрівання води

2. Теплодинамічному – концентрується енергія сонячної радіації на котлі, пара з якого надходить на турбіну з електрогенератором.



Рис.2 Сонячна теплодинамічна електростанція

3. Фотоелектричному – уловлюється електромагнітне випромінення (оптичного діапазону) Сонця та перетворюється в електроенергію постійного струму. Конструкція сучасних генераторів, що виконані на напівпровідниковій основі, мають коефіцієнт перетворення біля 17%.



Рис.3 Фотоелектричні панелі

Загальні підходи до побудови теплових сонячних енергетичних установок.

Системи, що перетворюють енергію сонячної радіації в теплову, умовно поділяють на дві групи: “пасивні” – приймачем служать самі об’єкти, що нагріваються. Використання енергії Сонця проводиться за рахунок планіровочного та архітектурно-будівельного розташування споруд; “активні” – енергія уловлюється, накопичується та транспортується в спеціальних пристроях. Основним елементом є геліоприймач. Як теплоносіє, може виступати газ (повітря), або рідина (вода, розчин солей). В залежності від виду теплоносія будується подальша конструкція теплової сонячної енергоустановки. Для низькопотенційних установок найбільш розповсюдженим типом геліоприймача є плоский. Він побудований як ящик, в середині якого розташований колектор, конструктивно виконаний у вигляді трубопроводу різної конфігурації з гофрованою або чарунчастою поверхнею. Колектор має покриття з великою поглинаючою спроможністю. Стінки ящика обкладені тепловою ізоляцією. Один з боків має прозоре покриття, яке може бути одно-, дво- чи тришарове.

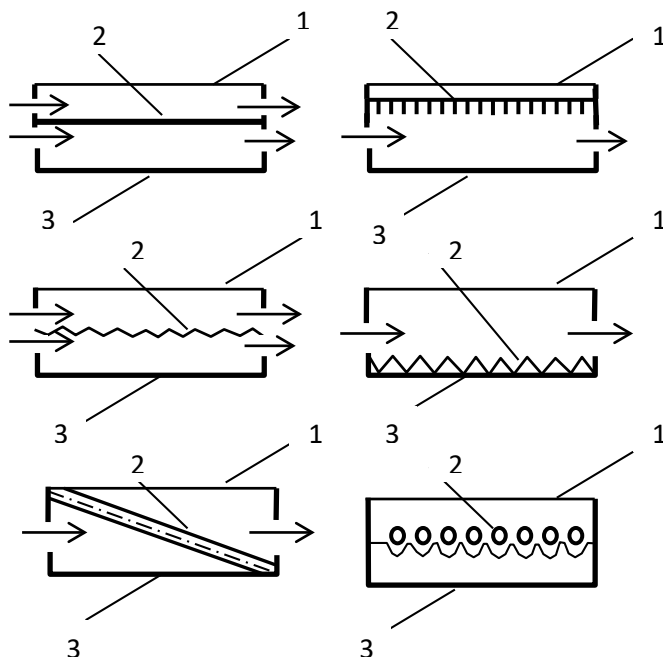


Рис. 4 Види плоских сонячних колекторів

1 – прозоре покриття; 2 – плита або трубка; 3 – корпус.

За призначенням теплові сонячні енергоустановки застосовують, в основному, для гарячого водозабезпечення та кондиціонування як для індивідуальних споживачів, так і для групових, або будують централізовані системи.

Для надійності енергопостачання до сонячних енергоустановок додають акумулюючі пристрої з короткочасною або довгостроковою акумуляцією. Крім того, вони можуть мати дублюючий (резервний) нагрівач (наприклад, електронагрівач, що живиться від центральної мережі).

За характером руху теплоносія системи можуть бути з вільним або вимушеним режимом теплообміну, а за числом контурів теплообміну: одно-, дво- або багатоконтурними.

Таким чином, сонячні енергоустановки входять в фізичну систему узгодження енергопотуку надходження енергії сонячної радіації та потреб споживача, що діє протягом певного нормативного часу. В даній системі входними змінними є надходження енергії сонячної радіації та енергія від резервного (традиційного) джерела, вихідними – потреби об'єкта в теплоті.

Можливість використання сонячної енергії на землі залежить від географічної широти φ , пори року та сонячного сяння [1,2].

Річне надходження сумарної сонячної радіації в реальних умовах хмарності становить 1050-1400 кВт·год./м² при загальному збільшенні від $\varphi=52^\circ$ до $\varphi=43^\circ$ північних широт, в яких розташована Україна (див. рис. 4.1) [2]. За розрахунками нанесені на карту України дані по розподілу її території за інтенсивністю надходження сонячної інсоляції [4] (для прикладу див. на рис. 4.2 для січня, а на рис. 4.3 для липня місяця) [2].

Основним елементом більшості установок сонячного гарячого водопостачання є плоский СК, який являє собою плоску коробчасту конструкцію, теплоізовану з тильної сторони і зашклену з лицьової (краще мати подвійне зашклення). Робота СК заснована на парниковому ефекті: сонячні промені видимої частини спектру (короткі хвилі) вільно проходять скрізь скло і нагрівають теплоносії в середині СК, а інфрачервоне випромінювання нагрітого тіла (довгі хвилі) скло назад уже не випускає, тобто СК являє собою “пастку” для сонячних “зайчиків”.

Оптимальні кути нахилу СК визначаються періодом роботи. Звичайно при цілорічному використанні плоского СК його розташовують під кутом β до горизонту, рівним географічній широті даної місцевості φ ($\beta = \varphi$).

Якщо СК використовують тільки влітку то кут його установки до горизонту зменшують на 15° ($\beta = \varphi - 15^\circ$), якщо СК використовують тільки зимою то кут установки збільшують на 15° ($\beta = \varphi + 15^\circ$) [1,3].

При проектуванні систем перетворення сонячної енергії необхідно знати не тільки *повну радіацію* H_h , але і її складові: *пряму* B_h і *дифузну* (розсіяну) радіацію D_h .

$$H_h = B_h + D_h, \quad (1)$$

де H_h , B_h і D_h - середньомісячна добова радіація на горизонтальну поверхню Землі: повна, пряма і дифузна відповідно.

Повну радіацію, отриману горизонтальною поверхнею, називають ще *інсоляцією*.

Середньомісячне добове значення повної радіації на похилу поверхню СК для кожного місяця знаходять за виразом [1,3]

$$I_c = B_h R_B + D_h R_d + H_h R_r, \quad (2)$$

де B_h , D_h і H_h – пряма, дифузна і повна радіація на горизонтальну поверхню, (кДж/м²добу);

R_B - коефіцієнт нахилу СК, значення якого залежить від географічної широти φ і кута нахилу β поверхні СК до горизонту, значення якого розраховується або береться із таблиці [3];

R_d – кутовий коефіцієнти дифузної радіації, який визначають за формулою

$$R_d = \frac{1 + \cos \beta}{2}; \quad (3)$$

R_r – кутовий коефіцієнт прямої і дифузної радіації, який визначають за формулою

$$R_r = \frac{\rho_s (1 - \cos \beta)}{2}, \quad (4)$$

де β - кут нахилу СК до горизонту;

ρ_s – коефіцієнт відбиття поверхні Землі, який залежить від виду покриття [3] і називається альбедо [1].

Таблиця 12.1 - Коефіцієнти відбиття поверхні Землі ρ_s .

Характер покриття поверхні	ρ_s
лід та сніг	0,7
пісок	0,4
трава	0,3
бетон	0,2
асфальт, темна поверхня Землі і води	0,1

Коефіцієнт нахилу R_B залежить від географічної широти φ , кута нахилу β , нахилу Сонця і кутового сонячного часу для середини місяця. Його значення можна визначати за формулою або взяти із таблиці 1.1 [3].

Підставивши (3) і (4) в (2) з урахуванням (1) отримаємо вираз для середньомісячного добового значення повної радіації на похилу поверхню СК

$$I_c = (H_h - D_h)R_B + D_h \frac{1 + \cos \beta}{2} + H_h \rho_s \frac{1 - \cos \beta}{2}, \quad (5)$$

де R_B – значення коефіцієнту нахилу СК із табл. 1.1 [3] або із табл. 12.2 МВ.

Для знаходження складових D_h , і B_h повної радіації H_h необхідно знайти коефіцієнт чистоти небесної півсфери [3] за формулою

$$K_T = \frac{H_h}{H_o}, \quad (6)$$

де H_h - повна радіація на горизонтальну поверхню Землі;

H_o – позаатмосферна добова інсоляція для середніх чисел кожного місяця, визначається із рисунка 12.1 [3].

Таблиця 12.2 - Коефіцієнти нахилу R_B сонячного колектору.

Місяць року	Широта $\varphi=40^\circ$		Широта $\varphi=50^\circ$	
	$\beta = 40^\circ$	$\beta = 60^\circ$	$\beta = 50^\circ$	$\beta = 70^\circ$
Січень	2,28	2,56	3,56	3,94
Лютий	1,80	1,90	2,49	2,62
Березень	1,36	1,32	1,65	1,62
Квітень	1,05	0,90	1,16	1,00
Травень	0,88	0,66	0,90	0,64
Червень	0,79	0,60	0,80	0,56
Липень	0,82	0,64	0,84	0,62
Серпень	0,96	0,78	1,02	0,83
Вересень	1,24	1,12	1,44	1,32
Жовтень	1,62	1,64	2,10	2,14
Листопад	2,08	2,24	3,16	3,32
Грудень	2,48	2,80	4,04	4,52

Потім із рисунка 12.2 [3] знаходять частку

$$\frac{D_h}{H_h} = f(K_T),$$

звідки знаходять дифузну радіацію D_h , а потім і пряму радіацію

$$B_h = H_h - D_h. \quad (7)$$

Повну середньомісячну добову радіацію на похилу поверхню СК для кожного місяця знаходять, підставивши знайдені значення величин у вираз (5).

Контрольні питання

1. Що є кінцевою метою процесу конструювання?
2. В чому полягає головна задача економічної оцінки устаткування, що конструється?
3. Як визначається дисконтований чистий прибуток?
4. Що розуміють під поняттям довговічності виробу?
5. Якими показниками характеризується довговічність?
6. Назвіть ознаки експлуатаційної надійності?
7. Що розуміють під поняттям уніфікації виробничих рішень?
8. Які існують напрямки уніфікації виробничих рішень?

Лабораторно-практична робота № 8

Дослідження сонячної одноконтурної водонагрівальної установки

Мета роботи: вивчення студентами параметрів сонячної одноконтурної водонагрівальної установки

Методичні вказівки до виконання роботи

Прагнення підвищити продуктивність колектора шляхом збільшення витрат теплоносія без зміни його геометричних розмірів при наявності умов другого та третього роду теплопровідності на справджується, так як різниця температур “стінка-теплоносій” і коефіцієнт тепловіддачі знаходиться в гіперболічній залежності. Наприклад, при збільшенні витрат теплоносія в 2 рази α пропорційно збільшується в 1,7 рази, виходячи з умов переходу бігу рідини в турбулентний стан. При подальшому збільшенні витрат теплоносія зростання кількості теплоти буде незначним в той час як витрати потужності на утворення такого потоку ростуть в кубічному ступені.

1. Сумарна ефективність двоконтурної системи складає:

$$\eta = \eta_{TC2} \left[\varepsilon k_{ex} - \frac{k_{np} (t_{e2} - t_0)}{q_{nad}} \right],$$

де q_{nad} – потік енергії сонячної радіації, що падає на поверхню нагрівача;

k_{ex} – коефіцієнт входження енергії сонячної радіації через світлопрозоре покриття установки;

ε – коефіцієнт променепоглинання поверхні теплоприймача;

η_{TC2} – термічна ефективність двоконтурної системи сонячного теплопостачання;

Таблиця 1 – Величина надходження сумарної сонячної енергії на похилу поверхню, МДж/м²

№ п/п	Метеостанція	Кут нахилу, град.	Місяць року					
			IV	V	VI	VII	VIII	IX
1	Ковель	13	-	320,9	403,0	337,3	217,3	-
			-	320,7	401,9	336,9	215,1	-
2	Нова Ушиця	15	-	344,3	454,7	482,1	228,4	-
			-	343,8	463,9	480,7	227,5	-
3	Вликоанадоль	14	-	371,3	614,3	619,5	568,5	-
			-	370,9	610,2	617,8	559,3	-
4	Асканія Нова	15	-	564,0	648,2	612,0	496,7	175,8
			-	562,4	640,6	619,6	490,6	166,0
5	Бориспіль	15	110,3	589,4	662,0	642,7	458,6	-
			109,1	588,9	660,1	642,4	452,5	-
6	Полтава	20	-	506,6	647,2	626,2	500,0	83,3
			-	505,0	628,4	659,0	476,8	96,2
7	Одеса	16	-	591,5	666,1	660,1	624,0	345,1
			-	590,1	657,5	676,7	636,6	335,5
8	Болград	17	-	604,2	692,4	681,1	631,9	358,4
			-	586,2	680,8	660,9	619,3	360,4
9	Євпаторія	20	411,7	662,3	731,8	758,8	692,2	486,2
			411,3	656,8	713,4	747,1	716,1	459,4
10	Карадаг	18	291,6	652,4	721,4	709,1	674,6	501,7
			289,3	647,8	706,9	701,1	709,0	496,6

Чисельник: дані при змінному куту нахилу.

Знаменник: дані при постійному куту нахилу.

$$\eta_{\text{дн}} = \left(\frac{1}{\eta_{\text{дн}}} + \frac{k_{\text{дн}} F}{k_{\text{дн}} F_{\text{дн}}} \right)^{-1},$$

де $\eta_{\text{дн}}$ – термічна ефективність теплоприймача;

$k_{\text{дн}}$ – приведений коефіцієнт теплопередачі огорожі елементів сонячного нагрівача;

F – площа сонячної енергоустановки;

$k_{\text{зм}}, F_{\text{зм}}$ – коефіцієнт теплопередачі та загальна площа змійовика теплообмінника;

$t_{\text{в2}}$ – температура води на виході другого контуру;

t_0 – температура навколишнього середовища.

В порівнянні з одноконтурною системою, сумарна ефективність двоконтурної системи складає близько 0,74.

Величина ємності акумулюючого пристрою для сонячної енергоустановки складає:

$$m = \frac{S_0 L_s}{c(t_k - t_n)} \geq m_{\text{мін доб}}$$

де S_0 – середньодобова питома величина надходження сумарної енергії сонячної радіації з урахуванням коефіцієнта ефективності колекторів сонячної енергоустановки;

L_s – площа колекторів сонячної енергоустановки;

c – питома теплоємність акумулюючого матеріалу;

t_n, t_k – початкова та кінцева температура нагрівання води;

$m_{\text{мін доб}}$ – мінімальна добова величина використання теплоносія.

Залежність місткості акумулятора води на 1м^2 поверхні колекторів сонячної енергоустановки від середньодобової величини надходження енергії сонячної радіації (коефіцієнт ефективності установки 0,6) поданий на рис.1.

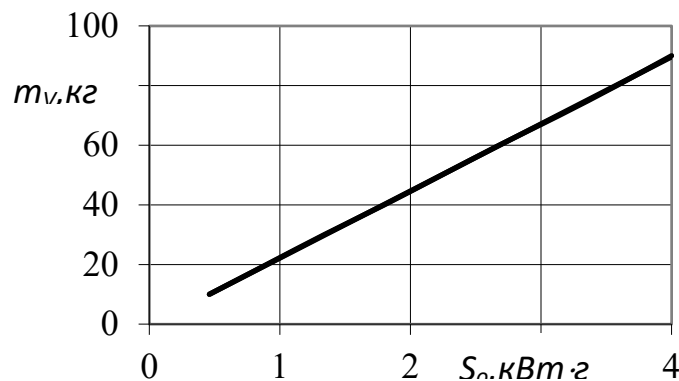


Рис. 1 Залежність місткості акумулятора на 1м^2 поверхні геліоустановки від середньодобової величини надходження енергії сонячної радіації (коефіцієнт ефективності установки 0,6).

2 Розрахунок фотоелектричних перетворювачів (сонячних батарей).

Фотоелектричне генерування енергії обумовлено просторовим розподіленням носіїв позитивного та негативного зарядів в напівпровідниках. В присутності електричного поля ці заряди здатні створювати електричний струм в зовнішній мережі. Пристрої на

напівпровідникових переходах називають фотоелементами (ФЕ) або фотобатареями (ФБ), сонячними елементами (СЕ), сонячними батареями (СБ), сонячними фотоелектричними перетворювачами (СФЕП).

Промислові СФЕП мають ККД, що знаходиться в межах від 10 до 20% і можуть виробляти в день від 1 до 2 кВт·год. електроенергії на 1м² робочої поверхні. Сонячні елементи генерують електричний струм прямо пропорційно інтенсивності сонячного випромінювання.

Сучасні сонячні елементи мають наступні переваги: у них відсутні рухомі частини, що зношуються, вони мають необмежений термін служби, вимагають мінімального обслуговування (або взагалі не вимагають такого), не забруднюють навколишнє середовище. На відміну від електрогенераторів інших типів вони можуть застосовуватися в широких межах потужності - від одного вата і до декількох тисяч мегават.

Сонячні енергоустановки з фотобатареями найчастіше будуються за такою схемою:

- сонячна батарея–акумулятор–навантаження (або перетворювач роду струму–навантаження).

Сонячна батарея являє собою паралельно-послідовну комбінацію сонячних елементів.

Послідовне сполучення елементів необхідне для отримання робочої напруги:

$$U_p = U_{ш} + U_o + U_n,$$

де $U_{ш}$ – напруга на виході шин сонячної батареї;

U_o – падіння напруги на блокуючих діодах, що увімкнуті в прямому напрямку;

U_n – падіння напруги в проводах між сонячними елементами та електрохімічним акумулятором.

Паралельні ланцюги послідовно з'єднаних елементів забезпечують отримання необхідного струму, що вимагає навантаження.

Загальна площа сонячної батареї, що працює на акумулятор, становить:

$$S = \frac{kQ}{j_c N_e N_o},$$

де Q – кількість електрики необхідної споживачу, А·год.;

k – коефіцієнт, що враховує кількість електрики, яку акумулятор віддає при розрядженні;

N_e – тривалість добового зарядження;

N_o – число днів зарядження;

j_c – щільність зарядного струму.

3. Приклади розрахунків.

1 Розрахунок сонячної одноконтурної водонагрівальної установки при вільному режимі теплообміну.

Площа нагрівача:

$$L = \frac{mc(t_k - t_n)}{I\tau\eta},$$

де m – маса води, (100 кг);

c – теплоємність (1,163 Вт·год);

t_k – кінцева температура (55⁰С);

t_n – початкова температура (12...15⁰С);

I – питома величина надходження сумарної сонячної радіації (600...950 Вт/м²);

η – ККД установки (0,5);

τ – час нагрівання (< 8 год).

$$L = \frac{100 \cdot 1,163(55 - 15)}{700 \cdot 0,5 \cdot 8} = 1,7 \text{ м}^2.$$

Контрольні питання

1. Що є кінцевою метою процесу конструювання?
2. В чому полягає головна задача економічної оцінки устаткування, що конструюється?
3. Як визначається дисконтований чистий прибуток?
4. Що розуміють під поняттям довговічності виробу?
5. Якими показниками характеризується довговічність?
6. Назвіть ознаки експлуатаційної надійності?
7. Що розуміють під поняттям уніфікації виробничих рішень?
8. Які існують напрямки уніфікації виробничих рішень?

Лабораторно-практична робота № 9

Вивчення особливостей монтажу сонячних колекторів

Мета роботи: вивчення студентами особливостей монтажу та налагодження сонячних колекторів

Методичні вказівки до виконання роботи

Сонячні колектори можна установлювати в довільній конфігурації. Вони можуть встановлюватись як на даху, так і на балконі, південній стіні, на рамах, розміщених на поверхні землі (рис. 1).



Рис. 1 - Способи монтажу сонячних колекторів

При монтажі колекторів на плоских поверхнях, колектор мусить бути розміщений на рівній і непро-сідаючій поверхні. Перекошування або часта зміна положення колектора може призвести до виникнення небажаних напружень та виходу його з ладу. Перевага надається способу монтажу, коли рама жорстко пригвинчується до масивних бетонних плит за допомогою гумових підкладок. Різні фірми пропонують власні перевірені та надійні конструкційні рішення монтажу колекторів. З досвіду монтажних організацій відомо, що найбільший ризик несе вмонтована в дах будинку конструкція. У разі пошкодження під'єднань циркуляційної системи геліоустановки, витік теплоносія, що потрапляє у приміщення може завдати шкоди і призвести до витрат, пов'язаних з ремонтом. Крім того, при такому способі інсталяції необхідно чітко обумовити питання, хто несе відповідальність у гарантійний період за наслідки подібної ситуації.

Для отримання максимального ефекту необхідно притримуватись таких вимог:

- колектор має бути повернений світлосприймаючою стороною на південь;
- нахил колектору має бути 45° до горизонтальної поверхні, це оптимальне значення при його використанні з лютого до листопада;

у літні місяці (якщо колектор використовується для ГВП дачі або підігріву води в басейні) оптимальний кут нахилу становить 30°;

- на колектори не повинна падати тінь від дерев, будівель, кущів тощо;
- у якості теплоносія краще всього використовувати гліколь, розведений водою у пропорції 1:1.

На похилих дахах колектори монтуються на консолях, на відстані близько 15 см від поверхні даху. На плоских дахах монтаж виконується на спеціальних стелажах, що мають відповідний кут нахилу та напрямлення. Розміщуючи колектори на даху, слід пам'ятати, що кожен квадратний метр колектору важить приблизно 35 кг, що необхідно враховувати при модернізації або проектуванні. Інші компоненти геліосистеми встановлюються всередині будинку. Діаметр мідних труб, з'єднуючих колектори з тепловим акумулятором, становить 18 мм (максимальна кількість - 6 шт), швидкість теплоносія 1-1,8 л/хв. Труби мусять бути ізольовані пірковою ізоляцією з товщиною стінки: всередині - 10 мм, ззовні - близько 20 мм.

Монтаж колекторів

Перед вибором місця для монтажу колекторів на даху необхідно взяти до уваги допустимі навантаження даху.

Кожен працівник, виконуючий висотні роботи на даху, повинен мати відповідний допуск, діючі результати медогляди, довідку про завершення підготовки до висотних робіт, а також повинен бути відповідно оснащений у сертифіковане устаткування індивідуальної охорони. Під час здійснюваних висотних робіт територію під місцем виконання робіт необхідно означити і огородити згідно норм і правил. Драми та риштаки ставити на тверду основу в стійкому положенні, щоб забезпечити безпечність робіт.

Монтаж колекторів на похилому даху

Складові елементи підтримуючої покрівельної конструкції:



Рис. 1.108. Покрівельна консоль на дах, вкритий черепицею



Рис. 1.109. Покрівельна консоль на дах, вкритий жерстю або руберойдом

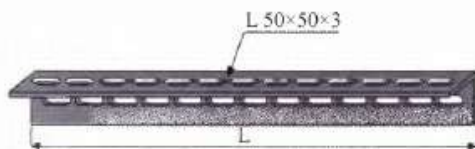


Рис. 1.110. Несуча балка

Виготовляються три основних довжини балки кріплення, що дозволяє монтаж 1, 2 або 3 колекторів.

Якщо у сонячній батареї більше, ніж 3 колектори, несуча балка складається з декількох основних шляхом поєднання їх з'єднуючими накладками.

Монтаж несучих балок на пологому даху.

На рисунку зображені тільки основні елементи кріплення. Такі елементи покрівельного простору, як черепиця, інші верхні та нижні обрешітки не показані.

Місце кріплення та відстань між консолями прив'язується до розміщення не-сучих балок, але з естетичних міркувань рекомендується закріплення їх таким чином, щоб вони заслонялися встановленим колектором.

Визначення місць кріплення покрівельних консолей на схилі даху

Покрівельні консолі кріпляться до конструкційних елементів покриття даху, до обрешітки. Необхідно визначити місця кріплення, для чого витягують декілька черепиць, знаходять балки і обрешітку, сховані під черепицею, та приміряють до них покрівельні консолі. На приблизно розрахованих відстанях вниз за схилом та вздовж кріплять й інші консолі.

Увага!

Рисунок виконано у орієнтації вздовж покрівлі даху, дійсне положення повинне бути повернуто на кут нахилу даху.

Відстань між покрівельними консолями повинна бути у межах від 1300 до 1800 мм, але вона прив'язана до конструкції даху, тобто відстані між обрешітками. Покрівельні консолі кріпляться до обрешітки за допомогою гвинтів. Після закріплення консолей до них болтовими з'єднаннями кріпляться верхня та нижня несучі балки.

Рис. 1.111. Зачепи колектора (верхній і нижній):

1. стропило,
2. обрешітка,
3. покрівельна консоль,
4. верхня несуча балка,
5. нижня несуча балка,
6. гвинт кріплення консолі до обрешітки,
7. болт, з'єднуючий консоль з несучою балкою

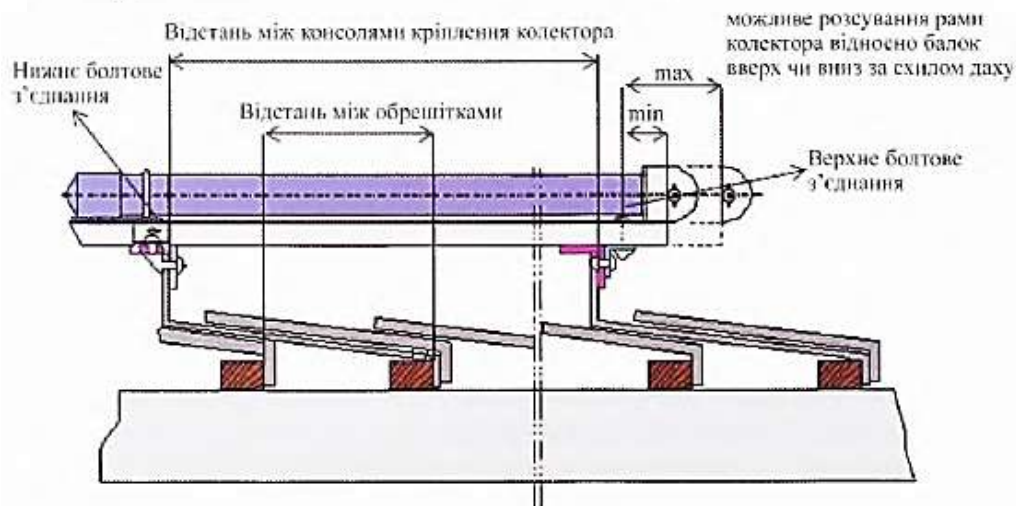
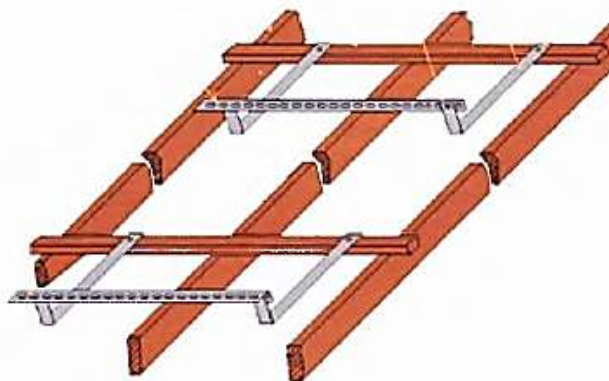


Рис. 1.112. Монтажна схема кріплення рами до даху, вкритого черепицею

Дах, вкритий хвилеподібною покрівельною сталлю, руберойдом, гумобітумом, пергаментом, бітумною черепицею

Консоль кріпиться гвинтами через усі шари покриття до конструктивних елементів даху - балок або обрешітки. При монтажі консолей на дахах, вкритих хвилеподібною покрівельною сталлю, руберойдом, гумобітумом, пергаментом, бітумною черепицею, необхідно застосовувати каучукові або гумові підкладки для створення деякої відстані від поверхні даху. Необхідно також використовувати силіконовий герметик для ущільнення всіх отворів, які утворились при монтажі.

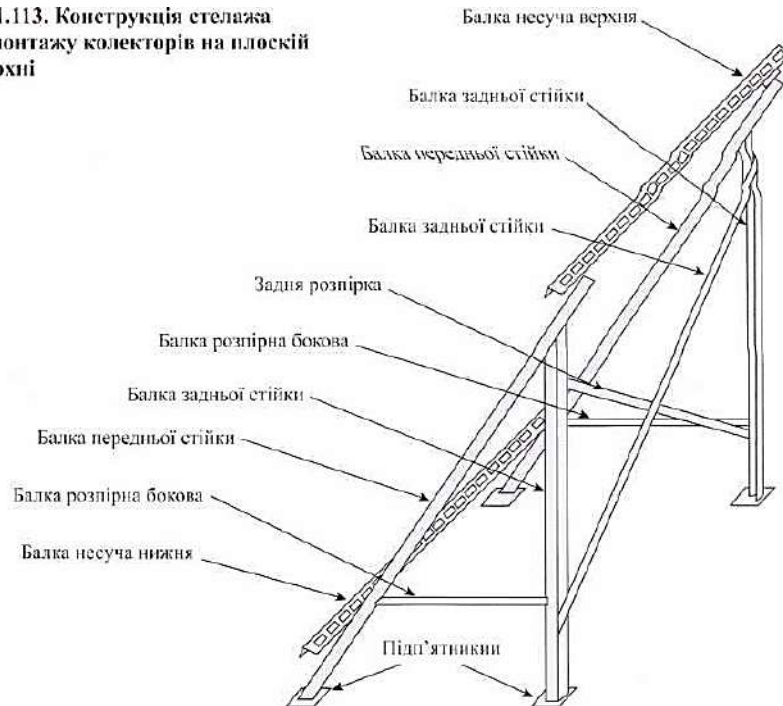
Подальший монтаж ведеться згідно з розділом „Кріплення колектора на горизонтальних несучих балках”.

Монтаж колекторів на плоскій поверхні Загальна інформація

Для монтажу сонячних колекторів на плоскій поверхні або поверхні з малим нахилом використовуються стелажі, виконані з оцинкованих або пофарбованих протикорозійною фарбою металоконструкцій. Міцна конструкція забезпечує стабільне закріплення колекторів і стійкість до натиску вітру. Стелажі повинні бути міцно закріплені до несучих елементів даху, до фундаменту будинку або зацементовані у ґрунт.

Стелажі представляють собою збірну конструкцію, яка складається з окремих елементів. Для зручності транспортування їх доставляють на місце монтажу як окремі деталі.

Рис. 1.113. Конструкція стелажа для монтажу колекторів на плоскій поверхні



Спосіб монтажу стійок

Болтовими з'єднаннями через підготовлені отвори передні стійки кріпляться до задніх і зв'язуються боковою розп'ркою. Стандартні розміри балок та отвори в них призначені для установки стелажа під кутом 60° до горизонтальної поверхні. Підготовлені таким чином „трикутники” з'єднуються попарно за допомогою верхньої та нижньої несучих балок та задніх розп'рок. Залежно від планованої кількості колекторів у ряді, необхідно підготувати відповідне число пар „трикутників”. Якщо кількість колекторів більше трьох, бажано використовувати трикутників на 1 більше, а задні розп'рки у такому випадку можна встановлювати через один отвір. На балці передньої стійки підготовлені кріплення для верхньої та нижньої несучих балок.

Зібрана конструкція має достатню міцність для утримування сонячних колекторів та протистояння натиску вітру за умови надійності її кріплення до не-сучої поверхні даху або ґрунту.

Подальший монтаж ведеться згідно з розділом „Кріплення колектора на горизонтальних несучих балках”.

Кріплення колектора на горизонтальних несучих балках
(однакова операція для монтажу на даху та на стійці)

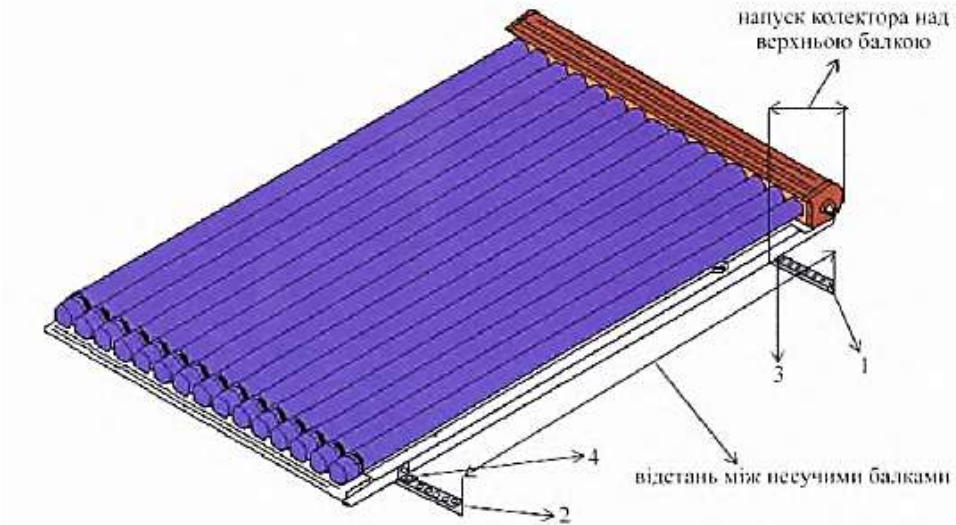


Рис. 1.114. Схема установки колектора [174]

1. верхня опорна балка
2. нижня опорна балка
3. кріплення колектора до верхньої опорної балки
4. кріплення колектора до нижньої опорної балки

Контрольні питання

1. Що є кінцевою метою процесу конструювання?
2. В чому полягає головна задача економічної оцінки устаткування, що конструюється?
3. Як визначається дисконтований чистий прибуток?
4. Що розуміють під поняттям довговічності виробу?
5. Якими показниками характеризується довговічність?
6. Назвіть ознаки експлуатаційної надійності?
7. Що розуміють під поняттям уніфікації виробничих рішень?
8. Які існують напрямки уніфікації виробничих рішень?

Лабораторно-практична робота № 10

Дослідження основних етапів конструювання ВЕУ

Мета роботи: засвоєння студентами особливостей основних етапів конструювання вітрової електроустановки

Методичні вказівки до виконання роботи

Загальна побудова систем вітроенергетичних установок.

Вітрова енергетична установка – це агрегат, що перетворює кінетичну енергію вітру в інший вид енергії (рис.2.1).

В залежності від виду енергії, що генерується, вони можуть бути вітромеханічними та вітроелектричними (рис.2.2).

Компоновка вітромеханічних установок здійснюється з наступних складових частин:

1. ротор – система обертових аеродинамічних елементів (лопатеї), що приєднані до єдиного валу, і призначена для перетворення кінетичної енергії вітру в механічну енергію обертового валу.

Ротор може бути навітровим (в робочому стані розташовується відносно напрямку повітряного потоку перед опорою) і підвітровим (в робочому стані розташовується відносно напрямку повітряного потоку за опорою); 2. гондола – частина вітроустановки, що розташовується на вершині опори і служить для розміщення вузлів кріплення валу ротора, мультиплікатора, трансмісії та (або) інших елементів; 3. опора (вежа, башта, щогла) – тримає гондолу та ротор над поверхнею землі. Висота опори вибирається не тільки з умови росту швидкості вітру, але й з врахуванням умов монтажу, ремонту, обслуговування, ваги та вартості; 4. опорно-повертальний пристрій – служить для повертання гондоли та ротора навколо вертикальної вісі до напрямку повітряного потоку. Даний пристрій може мати допоміжний конструктивний елемент – віндрузу, що являє собою багатолопатеви ротор для приведення в дію опорно-поворотної системи у напрямку повітряного потоку; 5. система керування поворотом гондоли – утримує вісь ротора у напрямі повітряного потоку з найменшим відхиленням (никанням); 6. трансмісія – система для передачі крутного моменту від валу ротора до робочої машини.

Компоновка вітроелектричних установок здійснюється з таких же складових частин, але має додаткові елементи в залежності від режимів роботи: при безпосередньому під'єднанні на навантаження або при роботі з акумулюючими пристроями. Електрогенератор, як правило, розміщується в гондолі. Електротрансмісія здійснюється кабелями або через рухомі контакти. Автоматична система керування приймає інформацію про стан і роботу механізмів установки, обробляє її за заданою програмою та забезпечує запускання, підтримування робочих параметрів, а також зупинку установки в аварійних ситуаціях.

Лопаті є найбільш складним і дорогим елементом ВУ, в Україні до останнього часу не налагоджений випуск лопатей для ВУ потужністю в діапазоні 2...100 кВт. За кордоном проектуванням і виготовленням лопатей займаються найбільш розвинені фірми: авіаційні (Boeing), аерокосмічні, суднобудівельні. Складність виготовлення лопаті для швидкохідної ВУ пояснюється високими вимогами, що висуваються до лопаті: висока міцність на розривання і вигинання, відносно не висока маса, здатність працювати в широкому діапазоні температур (-50°C...+60 °C), стійкість до обмерзання, точність форми профілю лопаті, низька шорсткість поверхні і ін. Крім того, лопать має складну геометричну форму: повздовжню гвинтове кручення, змінну хорду профілю за довжиною, обтічні торці лопатей і т.д. Вказаним вимогам в найбільшій мірі відповідають лопаті, виконані з композитних матеріалів, склопластиків, вуглепластика, пресованого алюмінію.

Силова трансмісія утворена валом ротора вітроустановки, встановленим в підшипниках, другий кінець валу через пружну (або іншу) муфту з'єднаний з тихохідним валом мультиплікатора, що задовольняє вимогам за передавальним відношенням, крутильному моменту, швидкості обертання, умовам мастила і ін. Швидкохідний вал мультиплікатора через пружну муфту пов'язаний з навантаженням, для якого зазвичай використовується електрогенератор (або компресор). Вітроустановка містить гальмівний пристрій (стрічковий, дисковий або колодковий), розміщений найчастіше на швидкохідному валу мультиплікатора (або на другому вихідному кінці вала електрогенератора). Гальмівний пристрій повинен забезпечувати плавне гальмування ротора без перевантажень за моментом, що може досягатися введенням до складу гальма пружної ланки (пружини) або дроселя у разі використання гідравлічного приводу в гальмівному пристрої. Для зменшення перевантажень за моментом, при гальмуванні роторів потужних вітроустановок часто застосовують спільно з гальмуванням валу ротора аеродинамічне гальмування поворотом лопаті або поворотом її кінцевої частини або гальмівним аеродинамічним щитком.

Для орієнтації ротора на вітер використовують поворот гондоли вітроустановки відносно опори, для чого застосовують опорний підшипник, встановлений між гондолою і опорою.

Вітроустановки потужністю 0,1-1 кВт орієнтуються на вітер, як правило, за допомогою хвоста (флюгерного пристрою на консолі). Вітроустановки більшої потужності використовують для повороту гондоли на вітер віндрозний черв'ячний механізм з додатковими одним або двома малими роторами. Коли потужність вітроустановки досягає 100 і більш кВт, то використовується електропривод (мотор-редуктор) з великим передавальним відношенням, який забезпечує низьку кутову швидкість повороту гондоли з тим, щоб понизити величину гіроскопічного моменту, що виникає на лопатях ротора. При цьому блок керування виконавчим електродвигуном пов'язується з датчиком напрямку вітру, що встановлюється на гондолі вітроустановки і є анеморумбографом з власним хвостовим пристроєм.



Рис. 2.1 Конструкції вітряних установок.

При компоновці конкретної установки, розробник повинен враховувати вимоги та кліматичні умови споживача, що в решті решт і впливає на кінцеву конструкцію вітроенергетичного агрегату.

1. Вихідні положення до розрахунку вітроенергетичних установок.

Практика вітровикористання передбачає врахування двох акцентів при проектуванні агрегатів:

- досягнення максимального виробітку енергії (робота вітроелектроустановок на загальну мережу);
- забезпечення технологічного числа годин роботи виробничих механізмів (автономні вітроустановки).

В залежності від врахування цих двох моментів вибирається економічно доцільна номінальна швидкість вітру (v_H) (розрахункова швидкість), за якою розвивається номінальна потужність вітроустановки, і починається регулювання її потужності. В першому випадку

відношення v_H до середньорічної швидкості вітру, складає від 1,5 до 2. В другому випадку – це співвідношення не рекомендується перевищувати 1,25.

Значення середньорічної швидкості вітру оцінюють за багаторічними спостереженнями метеостанцій. Але слід врахувати, що режим виробітку енергії будь-якої реальної вітроенергоустановки описується нелінійною функцією:

$$E(v) = \begin{cases} 0 & \text{при } v < v_0 \\ E & \text{при } v_0 < v < v_H \\ E_H & \text{при } v_H \leq v \leq v_{кр} \end{cases}$$

де v_0 – початкова швидкість вітру роботи ВЕУ;

v_H – номінальна швидкість вітру;

$v_{кр}$ – критична швидкість вітру, при якій припиняється робота ВЕУ;

E – енергія, що може бути вироблена при до номінальних значеннях швидкості вітру;

E_H – енергія, що може бути вироблена при регульованій швидкості вітру.

Крім того, досвід практичного застосування енергії вітру показує, що її доцільно використовувати при середньорічній швидкості вітру більше 4 м/с.

Важливою характеристикою є вертикальний профіль вітру, тобто зміна величини його швидкості за висотою. Тому для узгодження отриманих значень спостереження з висотою розташування вісі ротора застосовують залежність, що запропонована Д.Т. Лайхтманом:

$$v = v_1 \frac{\lg \frac{h}{h_0}}{\lg \frac{h_1}{h_0}},$$

де v – шукана швидкість на висоті h ;

v_1 – швидкість вітру, що вимірюється біля Землі на висоті h_1 ;

h_0 – висота, на якій швидкість вітру дорівнює нулю (вона залежить від шорсткості поверхні: для снігового покриття – 0,5см; для поверхні з низькою травою – 3,2см; з більш високими рослинами – 5...7см; $h_{\max}=20$ см).

Іншою, не менш важливою характеристикою, є значення граничної швидкості вітру в зоні розташування вітроенергетичної установки. Режимні характеристики вітру такого роду застосовують при визначенні надійності та довговічності агрегатів, а також при проектуванні механізмів регулювання та виводу роторів з під вітру. В умовах України, де середня швидкість вітру не перевищує 5...7 м/с, швидкість вітру в бурю складає відповідно 40...50 м/с.

Згідно методики “*Germanisher Lloyd*” зовнішні умови поділяються на:

– нормальні – вважаються події з ймовірністю, що перевищують один раз в рік або частіше;

– граничні – події з ймовірністю перевищення один раз в 50 років.

У відповідності із зовнішніми умовами, ВЕУ поділяються на п'ять класів: I...IV і S. Вони характеризуються десятихвилинним осередненням значень граничної швидкості вітру $\bar{v}_E$ із середньою ймовірністю перевищення швидкості вітру $\bar{v}_M$, що осереднюється за тривалий проміжок часу (обидві швидкості на висоті маточини).

Клас	I	II	III	IV
$\bar{v}_E, \text{м/с}$	50	42,5	37,5	30
$\bar{v}_M, \text{м/с}$	10	8,5	7,5	6

Максимальна швидкість вітру v_E на висоті маточини, з періодом осереднення 5с та із ймовірністю перевищення один раз в 50 років, отримується шляхом множення значень $\bar{v}_E$ із таблиці на коефіцієнт 1,4.

Контрольні питання

1. Що є кінцевою метою процесу конструювання?
2. В чому полягає головна задача економічної оцінки устаткування, що конструюється?
3. Як визначається дисконтований чистий прибуток?
4. Що розуміють під поняттям довговічності виробу?
5. Якими показниками характеризується довговічність?
6. Назвіть ознаки експлуатаційної надійності?
7. Що розуміють під поняттям уніфікації виробничих рішень?
8. Які існують напрямки уніфікації виробничих рішень?

Лабораторно-практична робота № 11

Вивчення аеродинамічних характеристик ротора ВЕУ

Мета роботи: засвоєння студентами особливостей аеродинамічних характеристик ротора вітрової електроустановки

Методичні вказівки до виконання роботи

Передумовою проведення розрахунку є визначення вихідних даних, що містять наступні основні показники:

- потужність, що передбачається бути отриманою від вітроагрегата (отримується за навантажувальними графіками споживача);
- швидкість вітру, при якій розвивається задана потужність;
- швидкохідність (число модулів) ротора при максимальному коефіцієнті потужності даного типу ротора;
- коефіцієнт потужності вітроустановки.

Розрахунок починається з визначення геометричних параметрів ротора із рівняння потужності вітроустановки:

$$N = 0,5k\rho F\xi v_i^3,$$

де ρ – масова густина повітря, що залежить від температури та тиску атмосфери (при $t=15^\circ\text{C}$ та $p = 760$ мм рт.ст. $\rho = 0,125 \text{ кг}\cdot\text{с}^2\cdot\text{м}^{-4}$);

F – площа обмаху ротора;

v_n – номінальна швидкість вітру;

ξ – коефіцієнт потужності вітроустановки;

k – коефіцієнт узгодження системних одиниць вимірювання ($k=1/102$ при розрахунку в системі СІ).

Для крильчастих роторів поверхня обмаху складає:

$$F = 0.25\pi D^2 = 0.785D^2,$$

а потужність вітроустановки складе (в кВт):

$$N = 0.000481 D^2 v_i^3 \xi$$

Діаметр ротора буде становити

$$D = 45,6 \sqrt{\frac{N}{v_i^3 \xi}}$$

Для інших значень температур та тиску вводять поправку в рівняння потужності:

$$N_x = N \frac{B(273+15)}{B_0(273+t)} = \frac{0.38NB}{273+t}$$

де B_0 – 760 мм рт.ст.;

B – поточне значення тиску.

Тоді діаметр ротора буде дорівнювати:

$$D = 74 \sqrt{\frac{N_x(273+t)}{Bv_i^3 \xi}}.$$

Швидкість вітру, при якій ротор повинен розвивати задану для розрахунку потужність, приймається за метеоданими місцевості та умов, що обумовлені в п.2.2.

Наступник кроком розрахунку є вибір профілю лопатей.

Профіль встановлюється під потрібний кут атаки α до результуючої швидкості c . Кут, що утворюється хордою профілю з віссю ротора складається $\alpha + \beta$. Для кута атаки також наводяться коефіцієнти підйомної сили C_a (за полярами Лілієнталя, рис.2.4), що отримані експериментальним шляхом для кожного виду профілю.

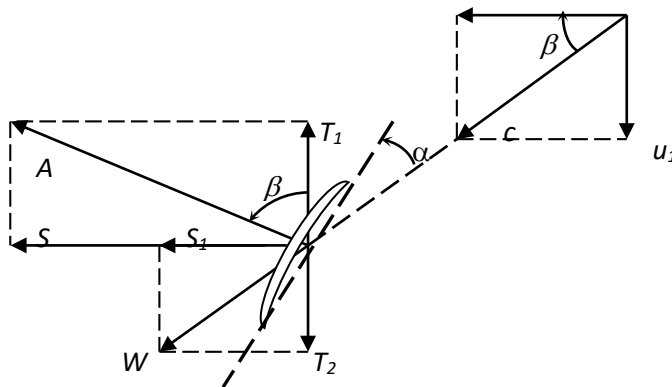


Рис.2.3 Швидкості та сили на лопаті вітряного двигуна.

v' – швидкість вітру, що проходить через ротор; u_1 – відносна швидкість лопаті; c – результуюча швидкість лопаті; A – підйомна сила; S_1, S_2 – складові осьової сили; T_1 – складова підйомної сили; T_2 – складова сили опору; α – кут атаки; β – кут між направленням швидкості c та віссю обертання ротора.

Послідовність визначення параметрів лопаті наступна:

1. Визначення “робочого” діаметру D' вітроустановки:

$$F' = \frac{2P}{\eta_F \xi \rho v^3},$$

де P – потужність вітроустановки;
 η_F – ККД лопатей (приблизно 0,9).

$$D' = 3\sqrt{\frac{F'}{2\pi}} = 1.2\sqrt{F'}$$

2. Визначення швидкості на кінцях лопатей:

- приймається (задається) швидкість вітру (v);
- визначається швидкість вітру, що протікає через ротор:

$$v' = \frac{2v}{3}$$

- приймається (задається) число модулів ротора:

$$u/v = z$$

- визначається кругова швидкість:

$$u = v \cdot z$$

- визначається кут β (між вектором результуючої швидкості c та направленням осі):

$$\beta = \arctg\left(1.5\frac{u}{v}\right)$$

- визначення результуючої швидкості

$$c = v\sqrt{\left(\frac{v'}{v}\right)^2 + \left(\frac{u}{v}\right)^2}$$

(для швидкохідних вітроустановок $c \approx u$).

3. Визначення дійсного діаметру D :

- відстань між лопатями:

$$a = \frac{D'\pi}{m}$$

де m – кількість лопатей;

- ширина повітряної полоси між лопатями:

$$b = a \cos\beta$$

- діаметр:

$$D = D' + 0.44b$$

- довжина кола πD ;

- кутова швидкість:

$$\omega = \frac{2u}{D}$$

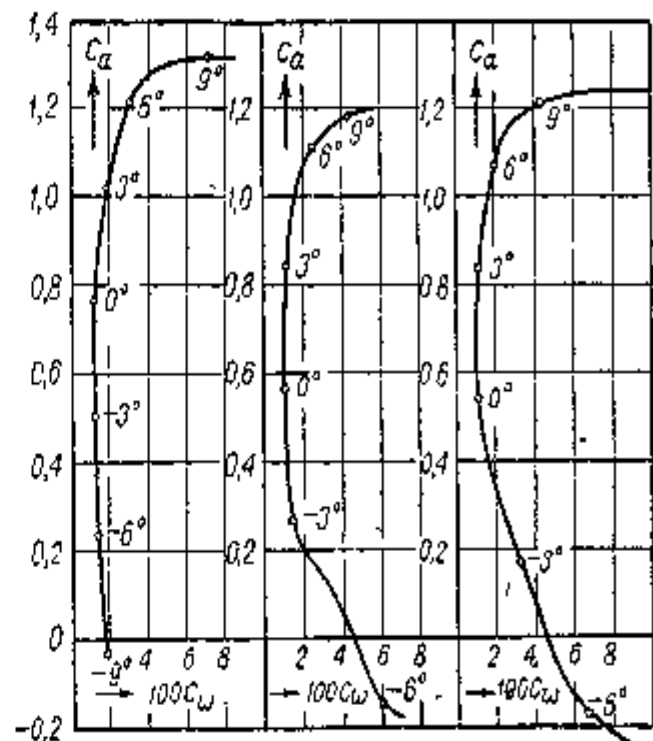
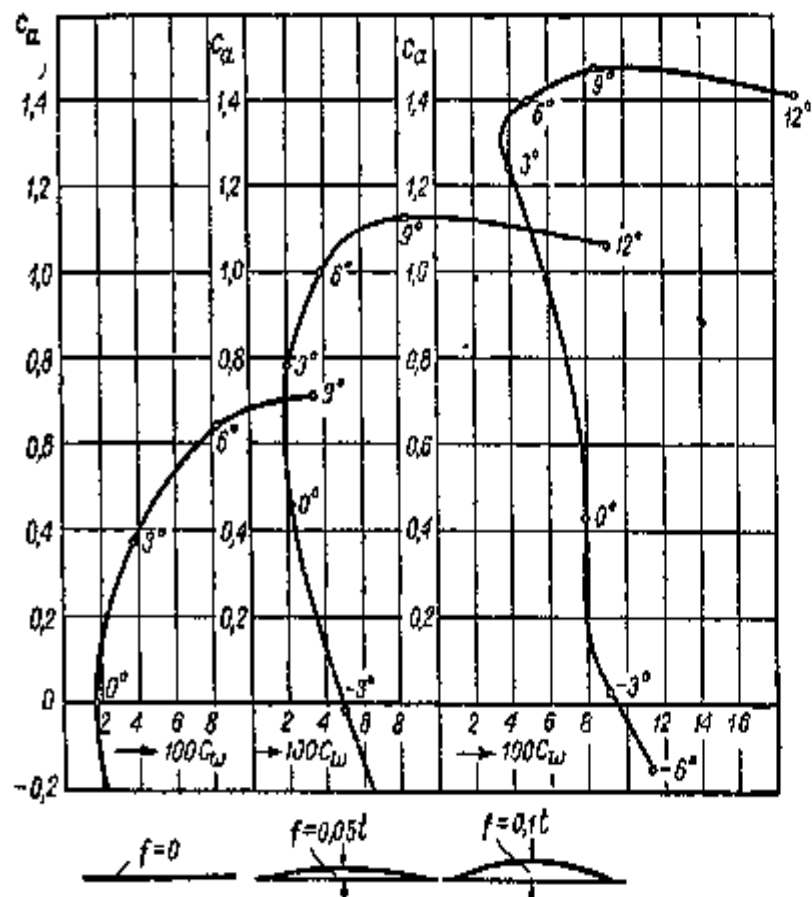


Рис. 2.4 Поляри Лілієнтала для лопатей нескінченної довжини.

- число обертів:

$$n = \frac{30\omega}{\pi}$$

- доцільна ширина лопаті

$$t = \frac{2r\pi}{m} \frac{8}{9c_a} \frac{v}{u} \frac{v}{c}$$

- Визначення ширини та кута установки лопаті на 2/3 радіуса ротора:

- визначається довжина кола на 2/3 радіуса;
- визначається число модулів на 2/3 радіуса;
- для вибраного профілю за атласом (за полярами Лілієнталя) приймається доцільний кут атаки та визначається коефіцієнт підйомної сили (c_a);
- доцільна ширина лопаті на 2/3 радіуса становить:

$$t = \frac{2r\pi}{m} \frac{8}{9c_a} \frac{v}{u} \frac{v}{c}$$

- визначається кут β :

$$\beta = \arctg \frac{3u}{2v}$$

- кут установки лопаті складає $\beta + \alpha$.

- Визначення ширини та кута установки лопаті на зовнішнім кінці:

- визначається довжина кола, що описує зовнішній кінець;
- визначається число модулів;
- приймається кут атаки та визначається коефіцієнт підйомної сили;
- визначається доцільна ширина лопаті:

$$t = \frac{2r\pi}{m} \frac{8}{9c_a} \frac{v}{u} \frac{v}{c}$$

- визначається кут β :

$$\beta = \arctg \frac{3u}{2v}$$

- кут установки лопаті складає $\beta + \alpha$.

- Визначення ширини та кута установки лопаті на внутрішньому кінці лопаті (1/3 радіуса):

- визначається довжина кола на 1/3 радіуса;
- визначається число модулів;
- приймається кут атаки та визначається кут підйомної сили;
- визначається кут β та кут установки лопаті $\beta + \alpha$.

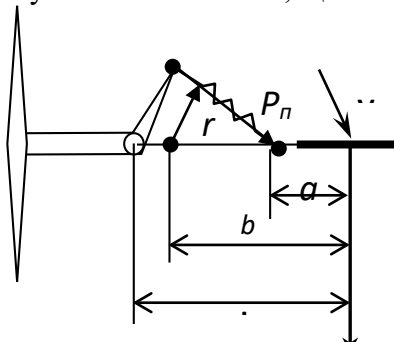
- Визначення коефіцієнта якості лопаті:

- для прийнятого профілю та кута атаки за полярами визначаються коефіцієнти підйомної сили c_a та опору c_w ;
- визначається коефіцієнт (зворотній) якості:

$$\varepsilon = \frac{c_w}{c_a}$$

- Визначення навантажень на елементи систем регулювання вітроустановок.

- регулювання хвостом, що складається.



Розрахунок проводиться з умов пружини.

Рівняння балансу моментів складає:

$$P_{np} r_x = P_{xв} b$$

де r_x – перпендикуляр із точки повороту хвоста на направлення сили P_{np} .

$$P_{x\phi} = \frac{P_{np} r_x}{b} = \frac{M_{np}}{b}$$

$$P_{x\phi, \max} = \frac{M_{np, \max}}{b}$$

Максимальне напруження в хвостовому стержні від сили $P_{x\phi}$:

$$\sigma_{\max} = \frac{P_{x\phi, \max} a}{W_{32}},$$

де W_{32} – момент опору згинанню.

б) регулювання боковою лопатою.

Площа бокової лопати регулювання береться в межах $(0,01 \dots 0,03) F$, де F – поверхня обмаху ротора.

в) регулювання хвостом, що не складається.

Ферма цього хвоста розраховується на згинання від бокової сили $P_{x\phi}$, що визначається рівнянням:

$$P_{x\phi} = c_y f \frac{\rho v^2}{2},$$

де $C_y = 1,0 \dots 1,2$ – коефіцієнт підйомної сили;

f – площа хвоста (з виробничого досвіду приймається $3 \dots 6\%$ від площі поверхні обмаху ротора).

Напруження від аеродинамічної сили $P_{x\phi}$:

$$\sigma_{32} = \frac{M_{x\phi}}{W_{32}}$$

Напруження від конструкційних мас хвоста G :

$$\sigma_{32} = \frac{GL}{W_{32}}$$

г) регулювання при встановленні ротора на вітер віндрами.

Гондола вітродвигуна повертається з кутовою швидкістю:

$$\omega = \frac{z_0 v}{i R_0},$$

де $z_0 = \frac{\omega_0 R_0}{v}$ – синхронне число модулів віндроз, що знаходиться за довідковими

характеристиками; i – передаточне число трансмісії від віндроз до шестерень на опорі (башті); R_0 – радіус віндроз; ω_0 – кутова швидкість віндроз; v – швидкість вітру.

Напруження маху лопаті віндризи:

$$\sigma = \frac{42 I v z_0 n}{W D i},$$

де I – момент інерції маху; W – момент опору маху згинанню в перерізі біля маточини; D – діаметр віндроз; n – кількість обертів ротора віндроз.

Контрольні питання

1. Що є кінцевою метою процесу конструювання?
2. В чому полягає головна задача економічної оцінки устаткування, що конструюється?
3. Як визначається дисконтований чистий прибуток?
4. Що розуміють під поняттям довговічності виробу?
5. Якими показниками характеризується довговічність?
6. Назвіть ознаки експлуатаційної надійності?
7. Що розуміють під поняттям уніфікації виробничих рішень?

Лабораторно-практична робота № 12

Вивчення методів регулювання вихідної потужності ВЕУ

Мета роботи: вивчення студентами основних методів регулювання вихідної потужності вітрової електроустановки

Методичні вказівки до виконання роботи

Принципи роботи вітрової електростанції

Виділяють два основних принципи роботи вітрової електростанції:

- з постійною обертальною швидкістю;
- зі змінною обертальною швидкістю.

Також, можна говорити про активне регулювання або самостійне (пасивне) пристосування обертової швидкості ротору та її напрямку відносно вітру. Само-стійне визначення робочої точки полягає в застосуванні частини профілю, який виконує регулювання гальмуванням ротора при великих швидкостях вітру. До методів активного регулювання відносять зміну кута атаки лопатей і корегування живлення електростанції за допомогою редукторів. Загалом всі способи регулювання необхідні для вироблення необхідного рівня потужності з допустимою якістю, та мінімізації перехідних механічних навантажень між ротором та валом з'єднуючим її з генератором. Останнє значно впливає на строки безаварійної експлуатації електростанції.

Регулювання параметрів живлення електростанції у напрямку вітру (Yaw Control)

Це регулювання полягає в обертанні гондоли і, тим самим, осі обертання ротора електростанції відносно напрямку вітру. Реалізовується в активний або пасивний спосіб. Пасивна орієнтація забезпечується розміщенням кіля на гондолі, який дозволяє змінювати розташування ротору відносно напрямку вітру. Такий спосіб застосовується лише в установках малої потужності.

У великих установках потужністю від кількох десятків кіловат до декількох мегават, застосовують активне регулювання орієнтації спеціальним двигуном, що через зубчасту передачу повертає гондолу у напрямку вітру. Оскільки потужність залежить від поверхні ротора, неточна орієнтація вітроелектростанції від основного напрямку вітру призводить до зменшення корисної поверхні ротора та обмеження ефективності вітроелектростанції.

Регулювання кута розташування лопатей (Active Pitch Regulation)

Полягає в регулюванні потужності за допомогою зміни кута атаки лопатей, коли система управління установлює лопаті на основі інформації про вихідну потужність та швидкість вітру. Зміна обертів ротору викликає зміну кут нахилу лопатей на кілька градусів. Таке регулювання впливає на баланс обертаючих і гальмівних сил, діючих на лопаті ротору і дозволяє утримувати постійною обертальну швидкість турбіни. Це також може застосовуватися в електростанціях зі змінною обертовою швидкістю ротору. Одним з рішень регулювання кута лопатей є система OptiTip фірми Vestas.

Механізм регулювання цієї системи знаходиться в центрі ротора та складається з окремих гідравлічних приводів для кожної лопаті. Він водночас являє потрібну систему аварійного гальмування. Система OptiTip установлює необхідний кут нахилу з метою оптимального використання ВЕУ й одночасної мінімізації рівня шуму. OptiTip співпрацює з

іншими системами фірми Vestas: OptiSlip та OptiSpeed. Недоліком системи активного регулювання розташування лопатей є наявність рухомих частин в конструкції, що збільшує можливість виникнення аварії.

Регулювання зміною обертової швидкості генератора

Регулювання зміною обертової швидкості генератора зводиться до одночасного контролю змін швидкості ротору і генератора та кута атаки лопатей турбіни. Це необхідно для зменшення перепадів потужності електростанції та захисту елементів конструкції від раптових поривів вітру.

Широко застосовуються системи OptiSlip і OptiSpeed фірми Vestas. У класичній системі регулювання асинхронний генератор працює з постійною обертальною швидкістю в межах 100-101 % номінальної швидкості. При обертанні 4-полюсної машини зі швидкістю 1500-1515 об/хв частота струму становить 50 Гц. Система OptiSlip дозволяє змінювати ковзання в індукційній машині до 10 % (швидкість 1500-1650 об/хв.).

Під час пориву вітру регулятор обороти генератора дещо збільшуються, водночас система управління зменшує кут атаки лопатей ротора, що сповільнює обертання турбіни. Внаслідок такого корегування обмежується навантаження ротора і механічної системи та підтримуються сталі значення електричного струму в мережі. Удосконаленим типом системи OptiSlip є система OptiSpeed. Вона дозволяє змінювати швидкість ротору і генератора до 60 %. У нових вітрових електростанціях великої потужності застосовується можливість зі зміною швидкості вітру змінювати кількість пар полюсів устаторі асинхронного генератора. Це необхідно для регулювання швидкості синхронної машини відносно швидкості вітру.

Регулювання зміною навантаження (Load Control)

Цей метод полягає в зміні опору, який виступає навантаженням для генератора. За допомогою такого методу робоча точка станції “переміщується” з однієї механічної характеристики на іншу, більш придатну для діючих умов швидкості та напрямку вітру. Зміна опору відбуватися плавно. Скачкоподібне зростання обертового моменту може викликати пошкодження турбіни, валу, підшипників тощо.

Регулювання за рахунок “протягування” (Stall Regulation)

Це пасивний метод, який полягає у використанні природної аеродинамічної характеристики ротора, особливістю якої є обмеження обертового моменту при вищих швидкостях вітру. Лопаті попадають в область протягування, коли ламінарна течія повітря над лопаттю загинається, і лопать втрачає підйомну силу. Аналогічною є ситуація при протягуванні крил літака, коли немає достатньої підйомної сили для подолання гравітаційних сил. Лопаті спроектовані так, що стан протягування збільшується від осі їх обертання. Чим більша швидкість вітру, тим більша частина лопаті перебуває в стані протягування. Перевагою цього методу регулювання є відсутність рухомих частин в конструкції ротора (лопаті закріплені під постійним кутом), а також систем активного автоматичного контролю. Це значно спрощує будову вітрової електростанції. При такому способі регулювання при збільшенні сили вітру до визначених частот можуть виникнути вібрації. Іншою проблемою є забезпечення стабільності кривої потужності. Крім того, важливим чинником є неможливість встановити лопаті у формі так званого “вимпелу” для зупинки ротору при дуже великих швидкостях вітру.

Регулювання обертання ротора елеронами лопатей (Aileron Control)

Це рідкісний метод регулювання, який застосовувався лише на початку розвитку вітрової енергетики. Полягає він у зміні аеродинамічної характеристики лопатей за рахунок корекції положення так званих елеронів, які дозволяють турбінним лопатям швидко змінювати форму і, таким чином, пристосовуватися до будь-якого вітру. Таке регулювання застосовується в авіації під час зльоту та приземлення літаків

Контрольні питання

1. Що є кінцевою метою процесу конструювання?
2. В чому полягає головна задача економічної оцінки устаткування, що конструюється?
3. Як визначається дисконтований чистий прибуток?
4. Що розуміють під поняттям довговічності виробу?
5. Якими показниками характеризується довговічність?

Лабораторно-практична робота №13

Дослідження основних принципів конструювання геотермальних установок

Мета роботи: вивчення студентами основних принципів конструювання геотермальних установок

Методичні вказівки до виконання роботи

Використання геотермальних ресурсів, залежить від особливостей конкретного родовища: геотемпературного градієнта, глибини залягання, геологічних і географічних умов, ступеню розвитку господарської і економічної інфраструктури регіону, розміру розвіданих запасів і т. ін.

Перспективним напрямом енергозберігаючої технологічної політики, що дозволяє забезпечити значну економію традиційного палива, є використання геотермальної енергії для опалення, водопостачання і кондиціонування повітря в житлових та громадських будинках і спорудах в містах і сільській місцевості, а також технологічне використання глибинної теплоти Землі в різних галузях промисловості і сільського господарства.

Основним стримуючим фактором розвитку геотермальної енергетики є відносно високі розміри первинних капіталовкладень: розвідка, свердління і обладнання свердловин, на які витрачається біля 50% капіталовкладень. Однак, не дивлячись на це, порівняльні розрахунки показують, що в ряді країн (Угорщина, Ісландія, Нова Зеландія, Росія) безпосереднє використання геотермальної енергії в промисловості, сільському господарстві і для опалення приміщень є значно дешевшим за використання для тих же цілей традиційних видів палива.

Структурні схеми геотермальних установок.

Термальні води класифікуються:

1. За використанням:

- бальнологічні (37...50⁰C);
- для гарячого водопостачання (50...70⁰C);
- теплофікаційні (70...120⁰C);
- електроенергетичні із застосуванням низькокип'ячих рідин (120...170⁰C);
- електроенергетичні на природній сухій парі (> 220⁰C).

2. За температурою:

- слабо термальні (до 40⁰C);
- термальні (40...60⁰C);
- високо термальні (60...100⁰C);
- перегріті (> 100⁰C).

1. За мінералізацією (за сухим залишком в г/л):

- ультра прісні (до 0,1);
- прісні (0,1...1);
- слабо солоні (1...3);
- сильно солоні (3...10);
- солоні (10...35);
- розсільні (> 35).

2. За загальною жорсткістю (мг-екв/л):

- дуже м'які (до 1,2);
- м'які (1,2...2,8);
- середні (2,8...5,7);

- жорсткі (5,7...11,7);
- дуже жорсткі (> 11,7).
- 3. За кислотністю, pH:
 - сильно кислі (до 3,5);
 - кислі (3,5...5,5);
 - слабо кислі (5,5...6,8);
 - нейтральні (6,8...7,2);
 - лужні (> 8,5).
- 4. За газовим складом – сірчаногідрогенні: сірчаногідрогено-вуглецеві; вуглецевокислі; азотно-вуглецевокислі; метанові; азотно-метанові; азотні.
- 5. За газонасиченням (мг/л):
 - слабе (до 100);
 - середнє (100...1000);
 - високе (> 1000).

При використанні термальних вод для теплофікаційних потреб знайшли практичне застосування наступні схеми:

- схема прямого використання термальної води;
- з піковими котельними;
- з додатковим підвищенням температурного рівня геотермальних вод;
- комбіновані схеми.

Порівняння технологічних схем використання термальних вод проводять за значенням перепаду температури вод на виході системи та коефіцієнтом використання теплової потужності свердловини.

Схема прямого використання застосовується при спів паданні температури води із свердловини з технологічно необхідною. При цьому способі найбільш ефективними вважаються:

- схема двоступінчастого паралельно-послідовного під'єднання установок гарячого водопостачання і опалення;
- схема послідовного під'єднання систем панельного та повітряного опалення і систем гарячого водопостачання.

Хоча ці схеми дозволяють досягти значного перепаду температур (табл. 6.1), але коефіцієнт використання теплової потужності свердловини у них низький. Це викликано тим, що продуктивність таких схем різко залежить від річних коливань теплового навантаження.

При не спів паданні можливостей свердловини та вимог споживача, застосовується схема з піковою котельнею, в якій здійснюється догрівання води. Геотермальна свердловина виступає як базове джерело енергії.

Додаткове підвищення температурного рівня термальних вод здійснюється за допомогою теплових pomp. В той же час, використання теплової помпи тільки для теплофікаційних цілей, визначається техніко-економічними розрахунками.

Для подолання недоліків попередніх схем, застосовують комбінацію геотермальної свердловини, теплопомпової установки та пікової котельні.

Таблиця 1 – Показники схем геотермального теплопостачання

Тип схем	Необхідна технологічна температура води, °C	Температура води на виході системи, °C	Коефіцієнт використання теплової потужності свердловини
Пряме використання термальної води	90...50	30...40	0,1...0,2
З піковою котельнею	50...70	30...40	0,2...0,4

З тепловою помпою	30	10...30	0,2...0,4
Комбінована схема	50...70	10...30	0,3...0,6

При практичній реалізації вищевказаних схем слід враховувати, що теплоносієм є корозійно-активна, високомінералізована речовина, яку неможливо напряму подавати в теплові мережі та опалювальні прилади споживача. Ця властивість геотермальних вод вимагає передбачати утилізацію спрацьованої води з урахувань вимог “Правил охорони вод від забруднення стічними водами”.

На термозаборі (одна або декілька об’єднаних свердловин) передбачається влаштування збірної ємності, об’єм якої становить не менше одногодинного дебіту свердловин.

Таким чином, до схеми геотермального теплопостачання входять наступні блоки: система видобувних свердловин, теплообмінники теплового пункту, система поглинальних свердловин, насосні станції мережної води та закачування термальної води, пікова котельня.

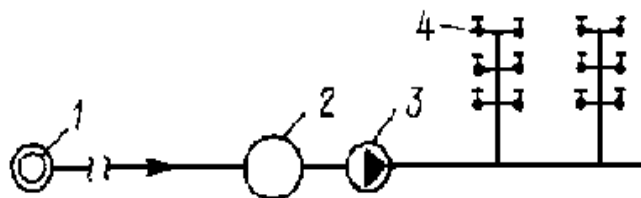
Принципові схеми систем геотермального теплопостачання.

У геотермальному теплопостачанні використовуються води з мінералізацією до 35 г/л. При використанні звичайних радіаторних опалювальних приладів температура термальних вод в середніх кліматичних умовах повинна бути не нижчою 90...75⁰С. У панельних системах опалювання мінімальна температура знижується до 60...70⁰С. Отриманий в досвід геотермального підлогово-стельового опалювання підтверджує можливість використання вод із температурою 40...50⁰С. У системах гарячого водопостачання застосовуються термальні води з температурою 60 і навіть 40⁰С при мінералізації не більше 10 г/л. Її зниження до 5 г/л дозволяє догрівати ці води в звичайних паливних котельнях.

Різноманітність споживачів теплоти, широкий діапазон температури і мінералізації термальних вод, що використовуються, викликають можливість застосування різних схем геотермального теплопостачання. Пряме використання геотермального теплоносія є можливим при достатньо високій його температурі і низькій мінералізації. При низькій мінералізації і низькому рівні температурного градієнта можливе догрівання теплоносія, а при підвищеній мінералізації — його попереднє очищення і комбінація підлогово-стельової системи геотермального опалювання з радіаторами від котельних або теплових насосів. У разі високої (більше 35 г/л) мінералізації схеми теплопостачання ускладнюються за рахунок застосування проміжних або магістральних теплообмінників.

1. Відкриті системи геотермального теплопостачання.

Відкрита система геотермального теплопостачання це система в якій геотермальна вода безпосередньо подається на водозабір гарячого водопостачання (рис.1)



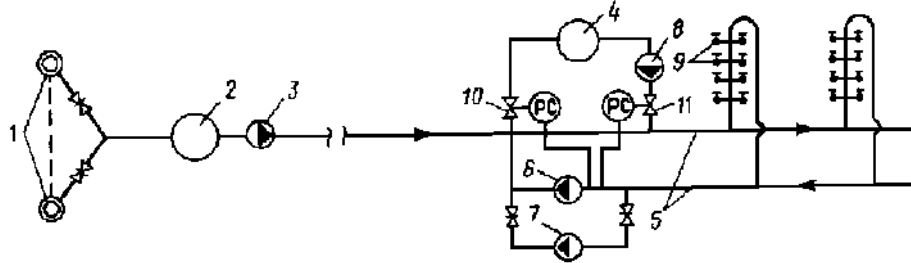
1 – геотермальна свердловина; 2 – бак акумулятор; 3 – мережний насос; 4 – водозабірний кран гарячої води.

Рис.1 Відкрита однотрубна геотермальна система гарячого водопостачання

За даною схемою геотермальна вода по однотрубній тепловій мережі подається безпосередньо споживачу. Добова нерівномірність споживання гарячої води регулюється за допомогою бак-акумулятора. Недоліком даної схеми є відсутність циркуляційного насоса, що

призводить до охолодження води в період її розбору. Ця схема рекомендується до застосування тільки при малих відстанях між джерелом води та споживачем.

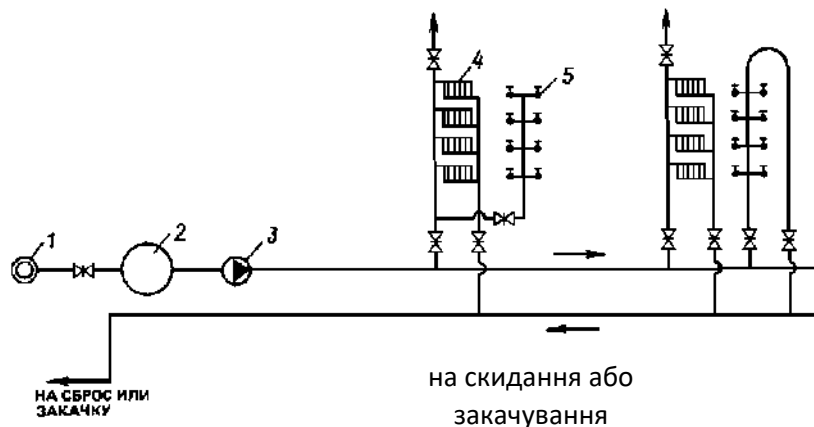
Для відносно довгих трас рекомендується схема з двотрубною розподільчою мережею (рис.2). Підживлення здійснюється за однотрубною транзитною мережею в залежності від споживання. Добова нерівномірність споживання гарячої води регулюється за допомогою баку-акумулятора.



1 – геотермальна свердловина; 2 – бак-акумулятор; 3 – мережний насос; 4 – бак-акумулятор розподільчої мережі; 5 – двотрубна розподільча мережа; 6,7,8 – мережний циркуляційний та підживлюючий насоси розподільчої мережі; 9 – водозабірний кран; 10 – регулятор зливання; 11 – регулятор підживлення.

Рис.2 Відкрита однотрубна геотермальна система гарячого водопостачання з двотрубною розподільчою мережею.

При застосуванні відкритих систем і для опалення вони мають наступну конфігурацію (рис.3)



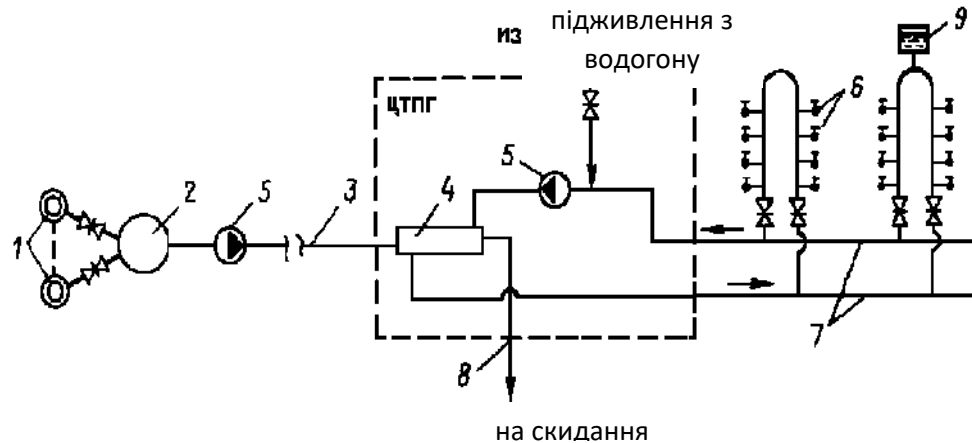
1 – геотермальна свердловина; 2 – бак акумулятор; 3 – мережний насос; 4 – опалювальні прилади; 5 – водозабірний кран.

Рис. 3 Відкрита двотрубна геотермальна система теплопостачання.

Геотермальна вода паралельно подається на опалення та гаряче водопостачання. Після опалювальних систем вода скидається біля термозабору. Транзитна тепла мережа має двотрубну прокладку. Наведені схеми не можуть бути застосовані при невідповідності води нормативним вимогам на питну воду та при втраті теплоти при транспортуванні від джерела до споживача.

2. Закриті системи геотермального теплопостачання.

Закрита система геотермального теплопостачання це система, в якій на водозабір подається не геотермальна, а вода, що нагрілась за рахунок геотермальної теплоти (рис.4).

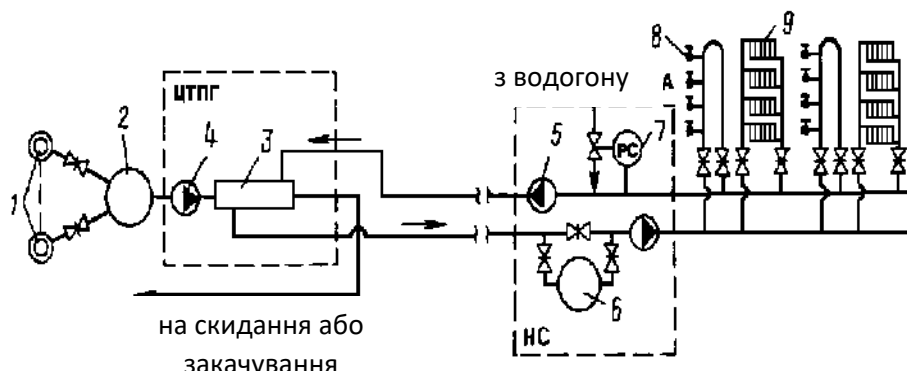


1 – геотермальна свердловина; 2 – бак-акумулятор геотермальної води; 3 – однотрубна транзитна теплотраса; 4 – мережний теплообмінник; 5 – мережні насоси; 6 – водозабірний кран; 7 – двотрубна розподільча тепломережа; 8 – скидна тепломережа; 9 – розширювальний бачок.

Рис.4 Однотрубна замкнута геотермальна система гарячого водопостачання.

Застосування даної схеми доцільне при розташуванні місця скидання геотермальних вод поблизу споживача. Геотермальний теплоносій за однотрубною транзитною тепловою мережею подається в теплообмінник центрального геотермального теплового пункту (ЦТПГ), після якого скидається. Не геотермальний теплоносій питної якості циркулює за двотрубною розподільчою мережею, нагрівається в теплообміннику ЦТПГ і подається на водорозбір. Підживлення здійснюється від водогону. При застосуванні даної схеми слід враховувати небезпеку інтенсивності корозії та солевідкладень.

Розташування місця скидання поблизу споживача, а також відсутність корозійної активності та солевідкладень дають можливість створення системи з однотрубною транзитною тепловою мережею для транспортування геотермальної води до ЦТПГ, що розташований поряд із споживачем. Після ЦТПГ геотермальна вода скидається. Розподільча мережа після ЦТПГ, в залежності від якості та температури геотермального теплоносія може бути чотиритрубною із залежним під'єднанням опалення, чотиритрубною із незалежним під'єднанням опалення або із двотрубною розподільчою мережею та незалежним під'єднанням опалення (рис.5)



1 – геотермальна свердловина; 2 – бак-акумулятор геотермальної води; 3 – мережний теплообмінник; 4 – мережний насос геотермальної води; 5 – мережний насос водогінної води; 6 – бак-акумулятор водогінної води; 7 – регулятор підживлення; 8 – водорозбірний кран гарячої води; 9 – опалювальний прилад.

Рис. 5 Замкнута двотрубна геотермальна система теплопостачання.

Дана схема застосовується у випадку наявності зворотного закачування води або можливості її скидання. Геотермальна вода подається в ЦТПГ, що розташований поряд термосвердловини, віддає свою теплоту через теплообмінник на геотермальному теплоносію, транспортується до споживача і зворотно за двотрубною розподільчою мережею, що має транзитну ділянку. В цій схемі позитивним є невелика довжина трубопроводів теплової мережі геотермальної ділянки системи.

Розрахунок об'єму добутку термальної води для забезпечення теплового навантаження системи з догріванням від пікової котельні.

Загальноприйняту температуру мережної води $95...70^{\circ}\text{C}$ забезпечити в наших широтах від геотермального теплоносія практично неможливо. Найчастіше застосовують роботу термальної свердловини паралельно з піковою котельною. Для визначення об'єму добутку гідротермального теплоносія застосовують наступну методику:

1. Виконують побудову сумісного графіка теплового навантаження та температур мережної води для систем теплопостачання.
2. Будують додатковий графік теплового навантаження, що забезпечується від геотермального джерела.
3. За результатами попередніх побудов визначають необхідний об'єм добутку термальних вод.

При побудові сумісного графіка теплового навантаження та температур термальної води приймають обмеження, що характеризують місцеві умови:

- теплова потужність систем опалення відповідає традиційним системам;
- теплове навантаження систем гарячого водопостачання виконується згідно нормативної документації;
- тривалість опалення приймається згідно місцевих кліматичних умов;
- температурний напір в теплообмінниках, що використовуються для обігрівання мережної води від гідротерм, дорівнює 7°C ;
- температурний графік систем теплопостачання приймається $95...70^{\circ}\text{C}$;
- система гарячого водопостачання є закритою, середня температура води в водозабірних стояках – 50°C ;
- гаряче водопостачання цілодобово забезпечується від геотермального джерела.

Побудова графіка проводиться в наступній послідовності (рис. 6):

1. На вісі ординат відкладають теплове навантаження системи опалення (наприклад 1 МВт).
2. На вісі абсцис відкладають тривалість стояння температур зовнішнього повітря протягом опалювального періоду.

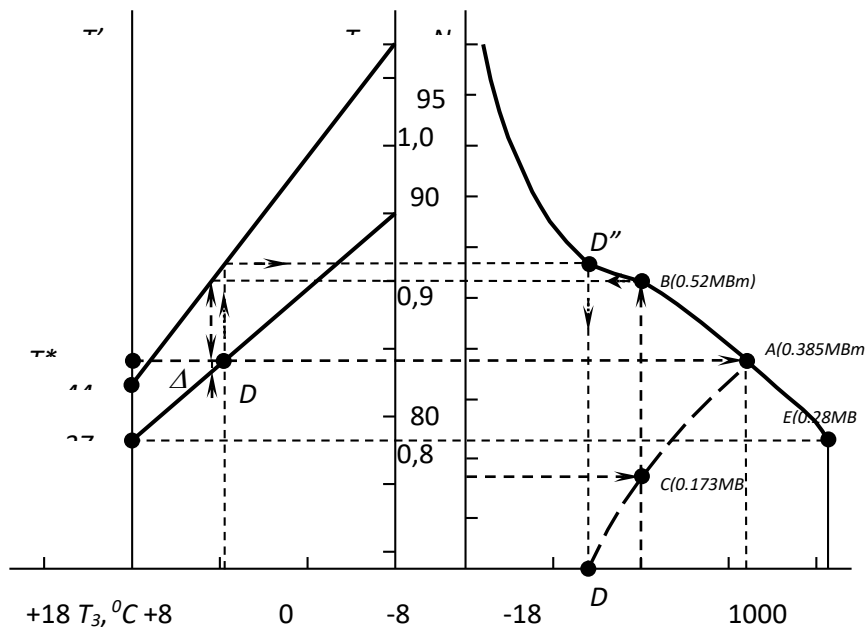


Рис. 6 Сумісний графік теплового навантаження та температури мережної води (температура термальної води на виході із свердловини 55°C)

3. Для довільно вибраних значень температур зовнішнього повітря (в межах кліматичних умов місцевості) обчислюють розрахункову теплову потужність, що необхідна для покриття поточного значення опалювального навантаження:

$$N_p = N_{on} \frac{T_{вн} - T_3}{T_{вн} - T_p},$$

де N_p – розрахункове значення опалювального навантаження при відповідному значенні температури зовнішнього повітря;

N_{on} – максимальне значення опалювального навантаження при мінімальній (розрахунковій) температурі зовнішнього повітря;

$T_{вн}$ – температура повітря в приміщенні, що опалюється;

T_3 – поточне значення температури зовнішнього повітря;

T_p – розрахункова температура зовнішнього повітря (приймається за довідковими даними).

4. Для побудови графіка температур мережної води в другому квадранті розбиваємо вісь абсцис на температури, що відповідають температурам опалювального сезону вибраної місцевості (наприклад, $\pm 18^{\circ}\text{C}$). Для цього на вісі T_M відкладаємо значення температури в подавальному трубопроводі (95°C), а на вісі температур, при якій вмикається система опалення (наприклад, $+8^{\circ}\text{C}$), T'_M , значення температури води при відповідній розрахунковій температурі, що знаходиться за довідковими таблицями (в даному випадку $44,6^{\circ}\text{C}$). Дані точки з'єднуються. В такій же послідовності визначається температура в зворотному трубопроводі (точка $37,7^{\circ}\text{C}$).

5. Побудова графіка теплового навантаження, що забезпечується від геотермального джерела, здійснюється на основі величини максимальної температури прямої мережної води, що отримується від нього. Вона становить:

$$T_m^* = T - \Delta T,$$

де T_m^* – максимальна температура мережної води, що отримується від геотерми;

T – температура термальної води;

ΔT – середній температурний напір в теплообміннику.

В даному випадку $T = 55^{\circ}\text{C}$, $\Delta T = 7^{\circ}\text{C}$. Тоді $T_m^* = 48^{\circ}\text{C}$. Відкладаємо це значення на вісі T'_M і проводимо пряму до перетину з графіком теплового навантаження, точка A, координати

якої відповідають максимальному тепловому навантаженню системи опалення, що можна забезпечити за допомогою геотермального джерела (0,385 МВт). Визначення інших точок проводиться на основі принципу пропорційності зміни температури речовини кількості енергії, що витрачається на її отримання. Тобто, в будь-який час, зміна температури мережної води буде становити:

$$\Delta T = \Delta T_K + \Delta T_G,$$

де ΔT – різниця температур прямої та зворотної води;

ΔT_K – різниця температур прямої та зворотної мережної води, що покривається за рахунок теплоти від пікової котельні;

ΔT_G – різниця прямої та зворотної мережної води, що покривається геотермом.

Відповідно теплове навантаження системи опалення буде становити:

$$N = N_K + N_z^{on},$$

де N – теплове навантаження системи опалення;

N_K – частина теплового навантаження системи опалення, що покривається від пікової котельні;

N_z^{on} – частина теплового навантаження системи опалення, що покривається від геотермального джерела.

Зіставимо отримані рівняння і отримаємо:

$$N_z^{on} = \frac{\Delta T_z N}{\Delta T}$$

Наприклад, якщо треба визначити, яку потужність забезпечить даний геотерм при 2000 годинному опалювальному періоді, необхідно провести лінію до перетину з графіком теплового навантаження (точка В) і визначити співвідношення $\Delta T_K / \Delta T_G$. В даному прикладі це складе $(4 \cdot 0,52) / 12 = 0,173$ МВт. Відкладемо це значення і отримаємо точку С. Точка D відповідає величині опалювального сезону відрахованому від значення $\Delta T_G = 0$ (D"). Точка E відповідає мінімальній кількості енергії, що може бути забезпечена від геотермального джерела.

Таким чином, частина графіка, що розташована праворуч від лінії AD, показує забезпечення від геотермального джерела.

В методиці даного розрахунку не враховані втрати температури теплоносія в трубопроводі, якщо джерело і споживач розташовані в різних місцях, а також втрати в теплообмінних приладах споживачів.

Тоді об'єм термальної води, що видобувається, складе:

$$Q = \frac{N_z}{\eta c \Delta T},$$

де η – коефіцієнт тепловтрат;

c – питома теплоємність термальних вод;

ΔT – температурний перепад термальних вод.

Таблиця 1 – Кліматичні показники населених пунктів України для розрахунку опалювально-вентиляційних навантажень та річного споживання теплоти.

Населений пункт	Температура зовнішнього повітря за опалювальний період, °С				Швидкість вітру в січні, м/с	Тривалість опалюв. періоду, год	В тому числі із середньодобовою температурою зовнішнього повітря, °С								
	абс. мін	розрах. для опален.	розрах. для вентил.	середн			-34,9	-29,9	-24,9	-19,9	-14,9	-9,9	-4,9	+0,1	+5,1
							... -30	... -25	... -20	... -15	... -10	... -5	... 0	... +5	... +8
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Біла Церква	-36	-21	-10	-1,2	4,6	4512	1	4	31	131	338	630	1231	1488	658
Вінниця	-36	-21	-10	-1,1	3,6	4636	1	10	39	126	320	642	1225	1493	680
Луганськ	-42	-25	-10	-1,6	5,3	4320	1	7	53	161	382	665	1038	1340	673
Дніпропетровськ	-34	-24	-9	-1,0	5,5	4200	-	9	37	127	235	457	1152	1514	669
Донецьк	-37	-24	-10	-1,8	6,2	4392	-	10	44	183	398	730	1141	1216	670
Євпаторія	-28	-16	-3	2,4	7,1	3576	-	-	-	-	6	73	426	1660	1411
Маріуполь	-31	-23	-9	-0,8	6,1	4248	-	12	52	134	248	515	1157	1454	676
Житомир	-35	-21	-9	-0,8	5,4	4608	-	5	22	103	309	616	1237	1554	762
Запоріжжя	-34	-23	-9	-0,7	5,4	4200	-	9	37	127	235	457	1152	1514	669
Ів.-Франківськ	-34	-20	-9	-0,1	5,8	4416	-	10	39	134	247	481	1212	1591	702
Ізмаїл	-25	-14	-5	1,7	6,2	3672	-	-	3	14	85	331	818	1321	1120
Кам'янець-Подільський	-33	-20	-9	-0,3	5,4	4320	-	3	18	70	258	537	1173	1458	803
Керч	-26	-15	-4	2,2	7,5	3672	1	-	2	10	77	284	866	1400	1033
Київ	-32	-21	-10	-1,1	4,3	4488	-	4	31	130	336	627	1225	1480	654
Кіровоград	-35	-21	-9	-1,0	4,8	4440	5	10	39	134	248	483	1219	1600	707
Кременчук	-35	-21	-9	-0,9	4,2	4320	-	8	44	155	376	696	1178	1086	772
Кривий Ріг	-35	-21	-9	-0,6	6,2	4272	-	9	38	129	239	465	1172	1540	680
Луцьк	-34	-20	-8	-0,2	6,3	4488	-	5	21	100	301	600	1206	1513	742
Львів	-34	-19	-7	-0,2	6,4	4392	-	-	2	20	62	458	1039	1678	1133
Мелітополь	-33	-19	-7	0	5,1	4056	-	9	36	123	227	441	1113	1461	646
Миколаїв	-30	-19	-7	0,4	5,4	4032	-	-	7	54	226	460	1050	1509	726
Нікополь	-34	-23	-8	-0,8	4,9	4104	-	9	36	124	230	446	1126	1479	654
Одеса	-29	-18	-6	1,0	8,5	3960	-	-	5	22	134	399	975	1781	644
Полтава	-37	-22	-11	-1,9	6,2	4488	5	8	45	161	391	723	1224	1128	803
Рівне	-36	-21	-9	-0,5	7,5	4584	-	5	22	102	307	613	1231	1546	758

Продовження таблиці 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Севастополь	-22	-11	0	4,4	6,4	3288	-	-	-	-	6	-67	392	1525	1298
Сімферополь	-29	-16	-4	1,9	6,0	3792	-	-	3	15	87	341	846	1364	1136
Суми	-36	-24	-12	-2,5	5,9	4680	1	10	40	130	330	662	1263	1542	702
Тернопіль	-34	-21	-9	-0,5	5,1	4560	1	10	39	126	322	644	1231	1502	685
Ужгород	-28	-18	-7	1,6	3,6	3888	-	-	2	18	55	404	919	1484	1006
Феодосія	-25	-15	-2	2,9	6,0	3456	-	-	2	12	53	236	689	1367	1097
Харків	-36	-23	-11	-2,1	5,0	4536	-	10	46	189	411	754	1179	1255	692
Херсон	-32	-18	-7	0,6	6,2	4008	-	-	7	36	163	433	885	1555	929
Черкаси	-37	-21	-9	-1,0	-	4536	1	10	39	126	320	642	1225	1493	680
Чернігів	-34	-22	-11	-1,7	4,2	4584	1	10	39	127	324	648	1238	1510	687
Чернівці	-32	-20	-9	-0,2	5,4	4296	-	10	38	130	240	468	1179	1548	683
Ялта	-15	-6	1	5,2	4,4	3024	-	-	-	-	5	61	360	1404	1194

Таблиця 2 – Температура води в мережі зворотного трубопроводу ($t_{zp}=70^{\circ}\text{C}$)

Розрахункова температура зовнішнього повітря, $^{\circ}\text{C}$	Температура зовнішнього повітря, $^{\circ}\text{C}$									
	+10	+5	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35
0	46,0	58,7	70,0	-	-	-	-	-	-	-
-1	45,2	57,3	68,4	-	-	-	-	-	-	-
-2	44,0	55,6	66,2	-	-	-	-	-	-	-
-3	42,9	54,0	64,4	-	-	-	-	-	-	-
-4	42,1	52,9	62,9	-	-	-	-	-	-	-
-5	44,4	52,0	61,5	70,0	-	-	-	-	-	-
-6	40,6	50,8	60,1	68,7	-	-	-	-	-	-
-7	40,0	49,9	58,9	67,6	-	-	-	-	-	-
-8	39,3	49,0	57,7	65,0	-	-	-	-	-	-
-9	38,6	47,9	56,3	64,0	-	-	-	-	-	-
-10	38,2	47,2	55,4	62,9	70,0	-	-	-	-	-
-11	37,5	46,2	54,2	61,6	68,4	-	-	-	-	-
-12	37,0	45,7	53,5	60,6	67,3	-	-	-	-	-
-13	36,5	45,1	52,8	59,8	66,3	-	-	-	-	-
-14	36,2	44,3	51,7	58,5	65,1	-	-	-	-	-
-15	35,8	43,8	51,0	57,8	64,2	70,0	-	-	-	-
-16	35,4	43,3	50,4	57,9	63,3	69,0	-	-	-	-
-17	34,9	42,6	49,4	55,9	62,0	67,5	-	-	-	-
-18	34,6	42,0	48,8	55,1	61,0	66,5	-	-	-	-
-19	34,2	41,5	48,1	54,3	60,1	65,5	-	-	-	-
-20	34,0	41,0	47,6	53,6	59,3	64,8	70,0	-	-	-
-21	33,6	40,7	47,0	52,9	58,5	63,8	69,0	-	-	-
-22	33,3	40,2	46,4	52,2	57,7	63,0	68,0	-	-	-
-23	33,0	39,8	45,9	51,6	57,0	62,2	67,0	-	-	-
-24	32,7	39,4	45,4	51,0	56,3	61,4	66,3	-	-	-
-25	32,5	38,9	44,8	50,4	55,6	60,6	65,4	70,0	-	-
-26	32,3	38,6	44,5	49,8	55,0	59,8	64,6	69,1	-	-
-27	32,0	38,3	44,0	49,3	54,2	59,2	63,8	68,3	-	-
-28	31,8	37,9	43,5	48,8	53,8	58,5	63,0	67,4	-	-
-29	31,5	37,6	43,1	48,3	53,2	57,8	62,4	66,6	-	-
-30	31,3	37,3	42,7	47,8	52,6	57,2	61,6	65,9	70,0	-
-31	31,1	37,0	42,3	47,4	52,1	56,6	60,9	65,2	69,2	-
-32	31,0	36,7	41,9	46,9	51,6	56,0	60,3	64,4	68,4	-
-33	30,7	36,4	41,6	46,5	51,1	55,4	59,7	63,7	67,7	-
-34	30,6	36,1	41,2	46,0	50,5	54,9	59,0	63,1	66,9	-
-35	30,3	35,9	40,9	45,6	50,1	54,3	58,5	62,4	66,3	70,0
-36	30,2	35,7	40,6	45,3	49,6	53,8	57,9	61,8	65,6	69,3
-37	30,0	35,4	40,3	44,8	49,2	53,4	57,3	61,2	64,9	68,6
-38	29,8	35,2	40,0	44,5	48,8	52,3	56,8	60,6	64,3	67,9

Таблиця 3 – Температура води в мережі подавального трубопроводу при температурному графіку 95...70 °C

Розрахункова температура зовнішнього повітря, °C	Температура зовнішнього повітря, °C									
	+10	+5	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35
-0	57,1	76,7	95,0	-	-	-	-	-	-	-
-1	55,7	74,4	92,1	-	-	-	-	-	-	-
-2	54,0	71,8	88,7	-	-	-	-	-	-	-
-3	52,4	69,5	85,8	-	-	-	-	-	-	-
-4	51,2	67,7	83,3	-	-	-	-	-	-	-
-5	50,1	66,1	81,1	95,0	-	-	-	-	-	-
-6	48,9	64,3	78,8	92,7	-	-	-	-	-	-
-7	48,0	62,9	76,9	90,6	-	-	-	-	-	-
-8	47,0	61,5	75,0	88,1	-	-	-	-	-	-
-9	46,0	59,9	73,0	85,3	-	-	-	-	-	-
-10	45,3	58,8	71,5	83,5	95,0	-	-	-	-	-
-11	44,4	57,4	69,8	81,4	92,6	-	-	-	-	-
-12	43,7	56,5	68,5	79,8	90,7	-	-	-	-	-
-13	43,0	55,6	67,3	78,3	88,9	-	-	-	-	-
-14	42,4	54,5	65,8	76,5	86,9	-	-	-	-	-
-15	41,9	53,6	64,7	75,2	85,3	95,0	-	-	-	-
-16	41,3	52,9	63,2	73,9	83,9	93,3	-	-	-	-
-17	40,7	51,8	62,3	72,3	82,0	91,1	-	-	-	-
-18	40,1	51,1	61,3	71,1	80,5	89,4	-	-	-	-
-19	39,6	50,3	60,3	69,9	79,1	87,8	-	-	-	-
-20	39,2	49,6	59,4	68,7	77,7	86,5	95,0	-	-	-
-21	38,7	49,0	58,5	67,6	76,4	85,0	93,4	-	-	-
-22	38,3	48,3	57,7	66,6	75,2	83,6	91,8	-	-	-
-23	37,9	47,7	56,9	65,6	74,1	82,3	90,2	-	-	-
-24	37,5	47,1	56,1	64,7	73,0	81,0	88,9	-	-	-
-25	37,1	46,5	55,3	63,8	71,9	79,8	87,5	95,0	-	-
-26	36,8	46,0	54,7	62,9	70,9	78,6	86,2	93,5	-	-
-27	36,4	45,5	54,0	62,1	69,8	77,5	84,9	92,2	-	-
-28	36,1	45,0	53,3	61,3	69,0	76,4	83,7	90,8	-	-
-29	35,8	44,5	52,7	60,5	68,1	75,4	82,6	89,5	-	-
-30	35,5	44,1	52,1	59,8	67,2	74,4	81,4	88,3	95,0	-
-31	35,2	43,6	51,5	59,1	66,4	73,4	80,3	87,1	93,7	-
-32	35,0	43,2	50,9	58,4	65,6	72,5	79,3	85,9	92,4	-
-33	34,6	42,8	50,4	57,8	64,8	71,6	78,3	84,8	91,2	-
-34	34,4	42,4	49,9	57,1	64,0	70,8	77,3	83,8	90,0	-
-35	34,1	42,0	49,4	56,5	63,3	69,9	76,4	82,7	88,9	95,0
-36	33,9	41,7	48,9	55,9	62,6	69,1	75,5	81,7	87,8	93,8
-37	33,6	41,6	48,5	55,3	61,9	68,4	74,6	80,7	86,7	92,7
-38	33,4	41,0	48,0	54,8	61,3	67,6	73,8	79,8	85,7	91,6

Контрольні питання

- 1.Що є кінцевою метою процесу конструювання?
- 2.В чому полягає головна задача економічної оцінки устаткування, що конструюється?
- 3.Як визначається дисконтований чистий прибуток?
- 4.Що розуміють під поняттям довговічності виробу?
- 5.Якими показниками характеризується довговічність?

Лабораторно-практична робота № 14

Дослідження будови та принцип дії теплового насосу

Мета роботи: засвоєння студентами будови та принципу дії теплових насосів

Методичні вказівки до виконання роботи

В епоху турботи про навколишнє середовище і безперервно зростаючих цін на паливо в нашому суспільстві постає питання про вибір відповідної системи опалення. Одним з основних факторів при виборі цієї системи є експлуатаційні витрати. Тепловий насос є пристроєм, що дозволяє використовувати теплову енергію, накопичену в навколишньому середовищі. Теплові насоси є одними

- найдешевших в експлуатації джерел тепла, які використовуються для обігрівання будинків й нагрівання води через те, що використовується відновлювана енергія, накопичена в навколишньому середовищі: ґрунті, воді чи повітрі. Коефіцієнт корисної дії теплових насосів є високим: в залежності від зовнішньої температури становить $3-5$; в середньому 4 протягом всього опалювального сезону - це означає, що в середньому з кожних 5 кВт енергії, що надходить до калориферів чи збірника теплої води, 1 кВт походить з електромережі, а решта

- кВт - з ґрунту, води чи повітря. Для порівняння: у газових або масляних котлах цей коефіцієнт коливається в межах 0.9, а в сучасних конденсаторних котлах перевищує 1.

Тепловий насос є екологічним, низькотемпературним обігрівальним пристроєм, принцип дії якого базується на відомих фізичних явищах і перетвореннях. Принцип дії теплового насосу описує термодинамічний цикл, під час якого постійно відбуваються чотири фізичні процеси. У випарнику робочий чинник піддається процесу випаровування (процес отримання тепла з навколишнього середовища). Потім у компресорі відбувається процес стискування пари робочої рідини, а після цього робоча рідина, яка має високий тиск і температуру, піддається процесу конденсації в конденсаторі (процес віддавання тепла до системи). Останнім процесом термодинамічного циклу є процес розширення робочої рідини, що реалізується на розширювальному клапані, який дозує робочу рідину до випарника.

Процес транспортування тепла з точки нижчої температури до точки вищої можливий лише за участі енергії ззовні. Цією енергією є електроенергія, підведена до компресора, який є одним з елементів термодинамічного циклу. Для визначення коефіцієнта потужності теплового насоса можна використовувати обернений цикл Карно.

Цикл Карно, що описує принцип роботи теплового насоса, представлений на рис. 1. Прямокутник А представляє енергію, взятую з навколишнього середовища, прямокутник В - енергію, призначена для приводу компресора. Загальна площа А і В - це енергія, яка віддається до системи опалення.

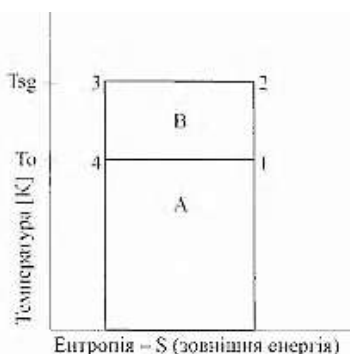


Рис.1 - Цикл Карно

4-1 випаровування - отримання тепла з середовища; 1-2 стискування робочої рідини ;2-3 конденсація - віддача тепла воді с.о.; 3-4 - розширення

Чим меншою є різниця між температурою системи опалення і температурою джерела тепла A_T , тим вище коефіцієнт ефективності. Тому системи опалення з низькою робочою температурою, такі як підігрів підлоги і низькотемпературні радіатори, які співпрацюють з тепловим насосом, як джерело тепла досягають високих показників ефективності за найменших можливих експлуатаційних витрат (рис. 2).



Рис. 2 - Схема розподілу енергії в теплонасосній установці

Коефіцієнт потужності теплового насосу можна розрахувати, використовуючи технічні дані - потужність нагріву і використання електропотужності теплового насосу.

Загальні умови інсталяції теплових насосів

Теплові насоси отримують енергію з джерела з низькою температурою (від 0°C до 10°C) і постачають її до споживача, підігрівуючи до температури 50°C . У зв'язку з цим найкраще використовувати енергію в низькотемпературній системі опалення для підігріву підлоги, стін та для конвекторів. Останні можуть працювати в літній час як кондиціонери. При нагріванні тепловими насосами системи, де встановлені радіатори, повинні бути низькотемпературними $50/40^{\circ}\text{C}$ та мати більшу поверхню теплообміну. Радіаторне опалення також вимагає створення додаткового резервуара для води, який називають тепловим зв'язком. Побутові потреби населення у теплій воді не відіграють великої ролі в енергетичному балансі системи. Але при більш високому попиті на воду (наприклад, обігрів домашнього басейну) це повинно враховуватись при визначенні встановленої потужності насоса (рис. 3-5).

Тепловий насос може співпрацювати з іншими джерелами енергії: газовим або мазутним котлом, комином, геліосистемою тощо.

Діяльність співпрацюючих між собою джерел енергії управляється мікро-процесором теплового насосу. Різні джерела тепла налаштовані на потреби споживача. Тепловий насос є пристроєм, робота якого контролюється датчиками температури та запрограмованими параметрами, завдання яких полягає у створенні теплового комфорту в будинку.

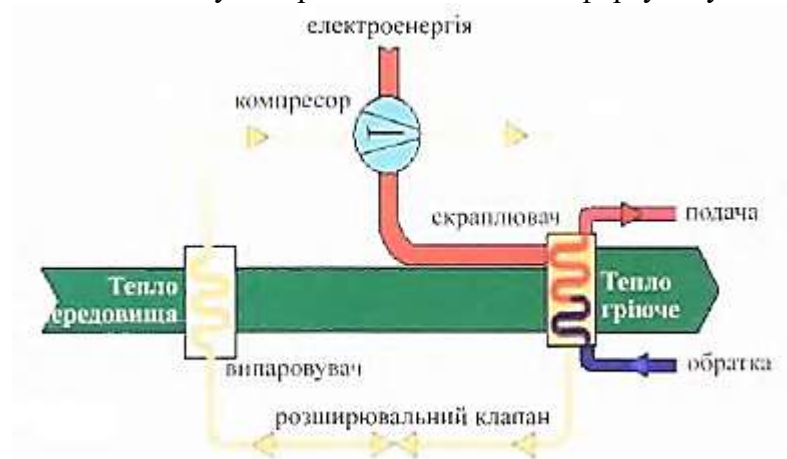


Рис. 3 – Принцип роботи теплового насосу

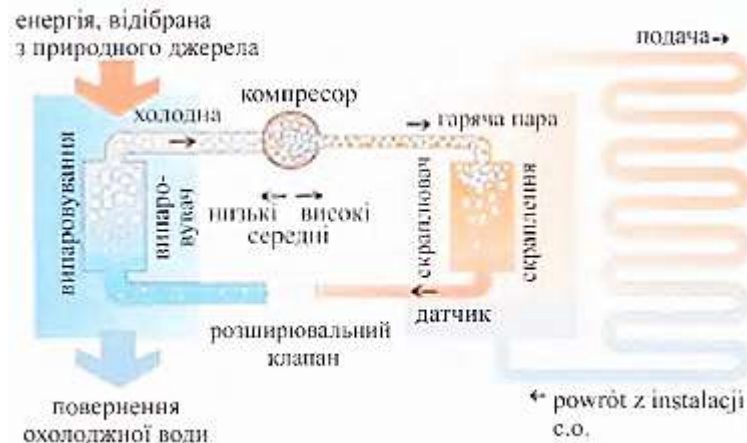
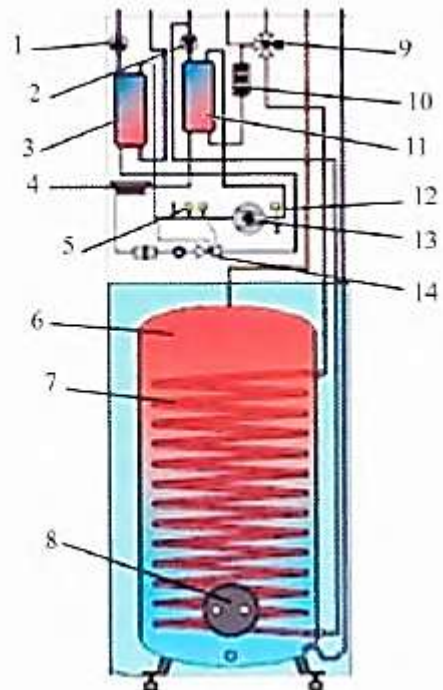


Рис. 4 – Деталізований принцип роботи теплового насосу

Рис. 5 - Будова ТН

- 1 – насос охолоджувача;
- 2 – насос нагрівача;
- 3 – випарник;
- 4 – жолоби для конденсату;
- 5 – клапан низького тиску;
- 6 – теплообмінник;
- 7 – нагрівач;
- 8 – ревізійний отвір;
- 9 – триходовий клапан;
- 10 – електричний нагрівач;
- 11 – випарник;
- 12 – клапан високого тиску;
- 13 – компресор;
- 14 – розширювальний клапан;
- 15 – шланг до системи опалення;
- 16 – водопровід для зворотної води;
- 17 – шланг подачі гліколю з охолоджувача;
- 18 – шланг для подачі гліколю до охолоджувача.



Контрольні питання

1. Що є кінцевою метою процесу конструювання?
2. В чому полягає головна задача економічної оцінки устаткування, що конструється?
3. Як визначається дисконтований чистий прибуток?
4. Що розуміють під поняттям довговічності виробу?
5. Якими показниками характеризується довговічність?
6. Назвіть ознаки експлуатаційної надійності?

Лабораторно-практична робота № 15

Дослідження горизонтальних ґрунтових систем використання низькопотенційного тепла

Мета роботи: засвоєння студентами будови та принципу дії горизонтальних ґрунтових систем використання низькопотенційного тепла

Методичні вказівки до виконання роботи

Ґрунтовий (горизонтальний) теплообмінник - вимагає великих площ землі (дорівнює приблизно подвійній житловій площі будинку). Тепловий насос із ґрунтовими

горизонтальними колекторами потужністю 20 кВт вимагає прокладення приблизно 750 метрів поліетиленових труб діаметром 40 мм на поверхні близько 1000 м² (рис. 1).



Рис. 1 - Ідеальна, спрощена схема установки з горизонтальним тепловим насосом

Під поняттям ґрунту як джерела тепла для теплових насосів потрібно розуміти шар ґрунту глибиною до 2 м (для плоских і спіральних колекторів). Поглинання тепла відбувається за допомогою теплообмінника (установка \\\ fQA), змонтованого на незабудованій поверхні (паркінг, сад, спортивний майданчик тощо) поблизу будинку, що обігрівается.

Тепло ґрунту, яке ми добуваємо, є акумульованою сонячною енергією, проникаючою вглиб ґрунту разом з дощем. Також вона є джерелом енергії для процесу регенерації колектора, шару ґрунту, охолодженого під час експлуатації обігрівального сезону. Кількість тепла, що знаходиться в ґрунті, і площа необхідної поверхні дуже залежать від термофізичних властивостей ґрунту і енергії сонячного світла, т.зв. кліматичних умов. Теплові властивості ґрунту (теплоємність і теплопровідність) повністю залежать від складу і будови ґрунту. Найбільше значення має частка води, мінеральних складників, наприклад кварцу, а також величина пор, наповнених повітрям. Можливість накопичення і провідність тепла пропорційно залежить від кількості води в ґрунті і вмісту корисних копалин та обернено пропорційно залежить від частки пор.

Тепловий насос поглинає енергію ґрунту за допомогою поліетиленових (ПЕ) труб, що закопані в землю. У цій замкнутій системі труб, циркулює холодоагент, наприклад гліколь, розчинений у воді у співвідношенні 1:1 (температура замерзання - 15°C), який поглинає тепло ґрунту і віддає його тепловому насосу.

Ґрунтовий плоский колектор може бути представлений у наступних конфігураціях:

- плоский колектор;
- плоский спіральний колектор.

Ґрунтові колектори використовуються у вигляді горизонтальної простої або спіральної котушки, закопаної на глибині близько 1,8 м (горизонтальний колектор). Вибір відповідного типу колектора залежить, перш за все, від величини вільної поверхні землі, яка знаходиться поряд з опалюваним об'єктом. Найбільш ефективним і найменш трудомістким рішенням є горизонтальний спіральний колектор, труби ПЕ діаметром 25 або 32 мм вкладають у траншеї шириною близько 1 м у вигляді спіралі з щільністю близько 4 м труб на 1 м² котловану. Повна протяжність ґрунтового колектора залежить від потужності теплового насосу, від виду і ступеня вологості ґрунту, в якому він установлений. Слід пам'ятати, що на місці встановленого горизонтального ґрунтового колектора не можна будувати жодного будівельного об'єкту, навіть тимчасового.

Виробники теплових насосів не зазначають протипоказань щодо того, щоб частина колектора була виконана у вигляді плоского колектора, а частина - як спіральний.

Для майбутніх власників теплових насосів це може мати велике значення з огляду на величину території, яку вони мають для інсталяції установки.

Ґрунтовий плоский колектор потрібно укладати так, як представлено на рис. 2..

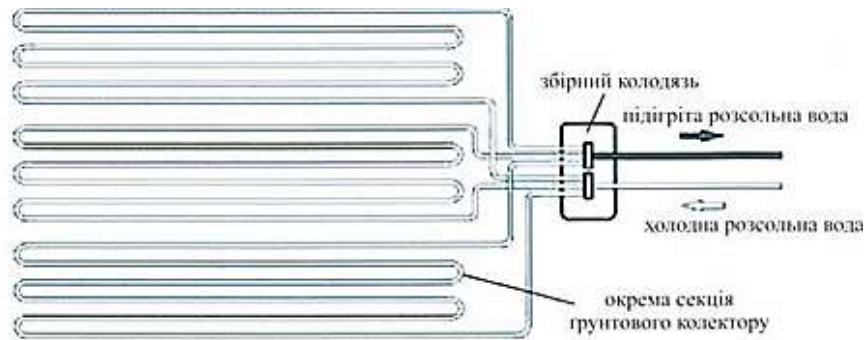


Рис. 2. Плоский колектор, спосіб укладки

Компонування спірального колектора потрібно виконати згідно з рис. 3.- 4, а також відповідно вказівок щодо монтажу.

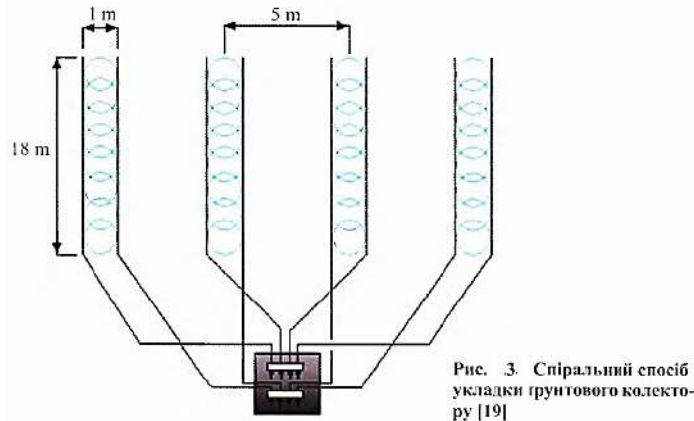


Рис. 3. Спіральний спосіб укладки ґрунтового колектору [19]

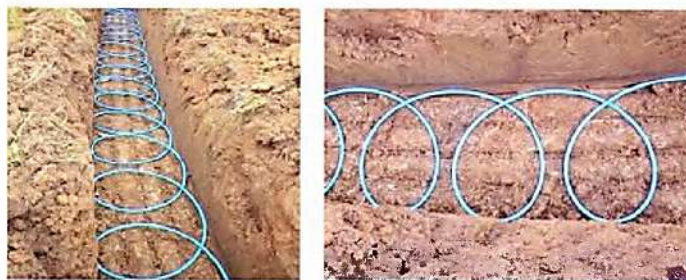


Рис. 4. Спосіб укладки горизонтального ґрунтового теплообмінника [19]

Перед монтуванням труб кожної секції на відкритій території (плоский колектор) або в траншеї (спіральний колектор) потрібно насипати 10 см шар чистого піску, після цього вкласти труби колектора і знову присипати їх 10 см шаром піску. Утворений таким чином захисний шар гарантує рівномірні умови роботи колектора. Труби колектора потрібно засипати ґрунтом, позбавленим будь-яких металевих елементів або великого каміння, яке б могло пошкодити труби. Після закінчення монтажних робіт потрібно виконати ізоляцію системи джерела вхідного контуру, що знаходиться всередині будівлі і в колодязі через можливість потрапляння води на елементи системи (суміш холодоагенту пропілен гліколю і води). Під час прокладання труб колектора в траншеї потрібно дотримуватись правил техніки безпеки! У випадку неможливості дотримання безпечної відстані системи від будівлі, газової та каналізаційної комунікацій потрібно теплоізулювати стіни будівель та труби установки. Не потрібно ізолювати труби ґрунтового колектора.

Контрольні питання

1. Що є кінцевою метою процесу конструювання?
2. В чому полягає головна задача економічної оцінки устаткування, що конструється?
3. Як визначається дисконтований чистий прибуток?
4. Що розуміють під поняттям довговічності виробу?
5. Якими показниками характеризується довговічність?

Список використаної літератури

Базова

1. Гільorme Т. В. Системи енергозабезпечення з використанням відновлюваних джерел енергії: технічні, економічні та наукові аспекти побудови : навчальний посібник / Т. В. Гільorme, Л. В. Накашидзе, Ю. О. Мітіков, І. С. Накашидзе – Дніпро : Акцент ПП, 2018. – 184 с.
2. Дудніков С. М. До питань побудови систем енергопостачання споживачів АПК з використанням альтернативних джерел / С. М. Дудніков, М. М. Шовкалюк // Енергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2012. – № 5. – С. 56-63.
3. Канюк Г.І. Основи енерго- і ресурсозбереження : навчальний посібник / Г.І. Канюк, Т.М. Пугачова, В.Ф. Без'язичний, О.М. Близниченко, Д.І. Шматков. – Харків: «Мадрид», 2016. – 230 с.
4. Михайлів М. І. Нетрадиційні джерела електроенергії та основи енергоощадності : конспект лекцій / М. І. Михайлів, Я. В. Бацала, І. І. Яремак. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2013. – 117 с.

Додаткова

1. Атлас енергетичного потенціалу відновлювальних та нетрадиційних джерел енергії України, 2001.
2. Дудюк Д.Л., Мазепа С.С., Гнатишин Я.М. Нетрадиційна енергетика: основи теорії та задачі: Навч. посіб. – Львів: «Магнолія 2006», 2008. – 188 с.
3. Мхитарян Н.М. Енергетика нетрадиційних і відновлювальних джерел. Київ, видавництво «Наукова думка». – 1999. – 320 с.
4. Маляренко В.А. Енергетика і навколишнє середовище. Х.: видавництво САГА, 2008. – 364 с.
5. Сивораक्षा В.Ю., Марков В.Л., Петров Б.Є. та інш. Теплові розрахунки геліосистем. – Дніпропетровськ: Вид-во ДГУ, 2003. – 132 с.
6. Тулуб С.Б., Разумний Ю.Т., Рухлов А.В. Проблеми сучасної енергетики. Навч. посібник: В 2-х ч. – Д.: Національний гірничий університет, 2007. – Ч. 1. – 192 с.
7. Тулуб С.Б., Разумний Ю.Т., Рухлов А.В. Проблеми сучасної енергетики. Навч. посібник: В 2-х ч. – Д.: Національний гірничий університет, 2007. – Ч. 2. – 144 с.

Інформаційні ресурси

1. Закон України “Про енергозбереження” // Постанова Верховної Ради України №75 / 94-ВР від 1 липня 1994 р.
2. Комплексна державна програма енергозбереження України. К.: Держкоменергозбереження України, 1996. – 234 с.
3. ДСТУ 3569-97 (ГОСТ 30514-97) 27.180 (Е01) Енергозбереження. Нетрадиційні та поновлювальні джерела енергії. Основні положення.
4. Закон України «Про альтернативні види палива» [Електронний ресурс] /– 2018. – Режим доступу до ресурсу: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1391-142>.
5. Енергетична стратегія України на період до 2030 року». [Електронний ресурс]: Кабінет міністрів України. — Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/n0002120-13>.

ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ТА ВИКОРИСТАННЯ ПОНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

методичні вказівки до виконання лабораторно-практичних робіт

для студентів спеціальності: «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
інженерно-технологічного факультету
денної та заочної форми навчання,
СВО «Бакалавр»

Сумський НАУ, вул. Г. Кондратьєва 160

Підписано до друку 2023 р. Тираж 1 прим. Гарнитура. Times New Roman.
Умовн. Друк. арк. 2,0 замовл.
