

**ОДЕСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
МІНІСТЕРСТВА ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**Кравченко Єгор Володимирович**

УДК 620.92:644.62

**ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СОНЯЧНИХ СИСТЕМ  
ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ**

Спеціальність 05.14.06 – Технічна теплофізика та промислова теплоенергетика  
Галузь знань 14 – Електрична інженерія

Подається на здобуття наукового ступеню кандидата технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,  
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

\_\_\_\_\_ Є.В. Кравченко

Науковий керівник Дубковський В'ячеслав Олександрович  
доктор технічних наук, професор

Одеса - 2017

## АНОТАЦІЯ

*Кравченко Є.В.* Підвищення ефективності сонячних систем енергопостачання. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук (доктора філософії) за спеціальністю 05.14.06 - Технічна теплофізика та промислова теплоенергетика (14 – Електрична інженерія). Робота виконана у Одеському національному політехнічному університеті. Захист відбудеться в ОНПУ, Одеса, 2017.

Дисертація присвячена підвищенню ефективності сонячних енергоустановок (СЕУ) і вдосконаленню методу техніко-економічного аналізу енергоустановок. В результаті обробки даних по інсоляції, отриманих за допомогою метеостанції, установлені на даху ОНПУ, було отримано значення середньодобової по місяцях і середньорічний інсоляції в м. Одеса:  $1242,48 \pm 18,9$  кВт·год./м<sup>2</sup>. Зіставлення отриманих і літературних даних показало, що в теплу половину року заміряні дані вище теоретичних в середньому на 4,3 %. За критерієм максимуму переданої споживачеві енергії за рік була проведена оптимізація кута нахилу сонячного колектора (СК) для умов півдня України. Отримано, що при роботі в період теплої половини року раціональний кут нахилу СК дорівнює 25 °, при роботі на протязі всього року - 38-40°.

Удосконалено метод визначення екологічної складової експлуатаційних витрат енергоустановок, що визначається як сума плати за викиди шкідливих речовин та плати за споживання кисню. Викиди CO<sub>2</sub> запропоновано враховувати відповідно до Податкового кодексу України та Кіотським протоколом, за яким оплата дорівнює ~ 20 \$/т. Розроблено методику та визначено величину ставки податку за використання кисню, яка склала 45,54 грн./т. Техніко-економічне зіставлення СЕУ і газового котла для гарячого водопостачання (ГВП) показало, що врахування плати за викиди CO<sub>2</sub> відповідно до Кіотського протоколу і за використання кисню підвищують

екологічну складову при використанні газу в 511 разів, а річні приведені витрати - на 8,91%. Розраховано приведені витрати для сонячної електростанції баштового типу (БСЕС) і ТЕС на вугіллі, які виробляють однакову кількість електроенергії. Врахування екологічної складової в експлуатаційних витратах ТЕС не дало суттєвих економічних переваг БСЕС.

Розроблено методику визначення оптимальної площі сонячних колекторів при відомій потужності споживача, яка задовольняється бінарною установкою гарячого водопостачання з котлом. При роботі на протязі теплої половини року площа колекторів повинна визначатися за питомою інсоляцією в червні. Мінімум річних наведених витрат відповідає частині сонячної енергії в тепловому балансі споживача 89,4 %. При роботі на протязі всього року площа СК має визначатися за питомою інсоляцією в травні (коефіцієнт заміщення 76,8%).

Розроблено математичну модель СЕУ для ГВП, що дозволила з'ясувати залежність вартості СЕУ від її продуктивності за гарячою водою. Отримано, що питомі капіталовкладення з підвищенням потужності знижуються до продуктивності 500 л/доба. Далі вони не змінюються і рівні 100 грн./л.

Розроблено методику врахування режиму споживання гарячої води при проектуванні сонячних енергоустановок (СЕУ). Зниження часу підготовки води забезпечується використанням бака оперативного витрати (БОВ), який може бути замінений швидкісним теплообмінником. У ньому відбувається нагрів води, що спрямовується споживачеві з бака-акумулятора, всім теплоносієм, нагрітим в сонячних колекторах. Швидкість нагріву визначається поверхнею нагріву цього теплообмінника, а також витратою теплоносія. Звідси випливає, що для підвищення динамічних характеристик СЕУ слід підвищувати її потужність, тобто кількість сонячних колекторів. Оптимальна кількість сонячних колекторів, яка задовольняє всім добовим режимам споживання, визначається техніко-економічним аналізом.

Розглянуто пропозицію використання напівпровідникової сонячної електростанції (ПСЕС) в якості резервного джерела живлення відповідальних

споживачів АЕС. Визначено потужність ПСЕС для забезпечення живлення необхідних насосів, які розхолоджують ядерний реактор ВВЕР-1000. ПСЕС потужністю 1,034 МВт дозволяє забезпечити розхолодження протягом трьох діб. До складу ПСЕС, яка заміщує один канал безпеки, має входити акумуляторна станція ємністю 11,475 МВт·год, що складається з 4782 акумуляторів по 200 А·год. кожний. При визначенні ємності акумуляторів було враховано зниження залишкового енерговиділення в реакторі з часом. Необхідна площа сонячних панелей з ККД 15,4% відповідає площі квадрата зі стороною 108,4 м<sup>2</sup>. При вартості ПСЕС 4,013 млн. \$, собівартість виробленої електроенергії склала 8,075 грн./кВт·год. Зелений тариф на електроенергію СЕС з 1.01.2016 р. дорівнює 9,42-12,45 грн./кВт·год. Виходячи з цього, термін окупності буде дорівнює 10,15-31,7 років. Таким чином можна констатувати, що використання ПСЕС, крім підвищення безпеки, виявляється економічно прийнятним.

**Ключові слова:** сонячна система гарячого водопостачання, сонячна електростанція, техніко-економічний аналіз, екологічна складова витрат, врахування режиму споживання гарячої води

#### ABSTRACT

*Kravchenko Iegor. Efficiency increase of the solar systems for energy supply. - Manuscript. Thesis for candidate's degree of engineering sciences on specialty 05.14.06 - Technical thermal physics and industrial heat-and-power engineering. - Odessa national polytechnic university, Odessa, 2017.*

Dissertation is devoted the improvement of thermal charts and method of solar energy installations (SEI) economic analysis.

As a result of processing of insolation data obtained with the help of a weather station located on the roof of ONPU, the daily average values for each month were obtained, and the average annual insolation in Odessa was  $1242.48 \pm 18.9$  kWh / m<sup>2</sup>. A comparison of the obtained and published data showed that in the warm half of the year the measured data are above the theoretical data by an average of 4.3%. The

criterion for optimizing the angle of inclination of the solar collector (SC) for the conditions of the south of Ukraine was the optimization of the maximum of the energy transferred to the consumer for the year. It is found that when working during the warm half of the year, the rational angle of SC slope is  $25^\circ$ , while working throughout the year -  $38-40^\circ$ .

The method for determining the ecological component of the operating costs of power plants, defined as the amount of payment for emissions of harmful substances and charges for the consumption of oxygen, is improved.  $\text{CO}_2$  emissions are suggested to be taken into account in accordance with the Tax Code of Ukraine and the Kyoto Protocol, under which payment is  $\sim \$ 20 / \text{ton}$ . A methodology was developed and the value of the tax rate for the use of oxygen was determined, which amounted to  $45.54 \text{ UAH} / \text{ton}$ . The technical and economic comparison of the SEI and the gas boiler for domestic water heating systems has shown that accounting for fees for  $\text{CO}_2$  emissions under the Kyoto Protocol and for the use of oxygen increases the environmental component when using gas 511 times, and the annualized costs increase by 8.91%. The costs for the tower-type solar power plant (TSPP) and thermal power plant (TPP) on coal, which produce the same amount of electricity, are calculated. Accounting for the environmental component in the operational costs of TPP did not give economic benefits to TSPP.

A method for determining the optimum area of solar collectors at a known consumer power is developed. The consumer power is satisfied by a binary hot water supply system with a boiler. It is determined that if the solar installation is functioning during the warm half of the year, the area of solar collectors should be determined by specific insolation in June. The minimum of the annual costs corresponds to the part of solar energy in the heat balance of the consumer of 89.4%. If the SEI installation is operated throughout the year, the area of the SC should be determined by specific insolation in May (replacement ratio 76.8%).

A mathematical model of SEI for hot water was developed, which made it possible to determine the dependence of the cost of SEI on its productivity on hot

water. It is received, that specific investments with increase of capacity are reduced to productivity of 500 l / day. Further it do not change and are equal to 100 UAH / liter.

A methodology for accounting for the consumption of hot water in the design of solar power installations (SEI) is developed. Reduction of water preparation time is ensured by using the operational flow tank (OFT), which can be replaced by a high-speed heat exchanger. The heating of the water directed to the consumer from the storage tank is carried out by all the heat carrier heated in the solar collectors. The heating rate is determined by the heating surface of this heat exchanger, as well as the flow rate of the coolant. Hence it follows that to increase the dynamic characteristics of the SEI, its power should be increased, i.e. number of solar collectors. The best quantity of solar collectors that satisfies all daily consumption regimes is determined by economic analysis.

The proposal to use a semiconductor solar power plant (SSPP) as a backup power source of responsible consumers of nuclear power plants is considered. The power of the SSPP is determined to provide power to the necessary pumps that dampen the VVER-1000 nuclear reactor. SSPP with a capacity of 1.034 MW makes it possible to cool down for three days. A substation that replaces one safety channel should include a 11.475 MWh rechargeable battery station consisting of 4782 batteries of 200 Ah each. When determining the capacity of batteries, the reduction of the residual energy release in the reactor over time was taken into account. The required area of solar panels with an efficiency of 15.4% corresponds to the area of the square with a side of 108.4 m<sup>2</sup>. At the cost of SSPP \$ 4.013 million, the cost of electricity produced was 8.075 UAH/ kWh. Greenery tariff for electricity SPP from 1.01.2016 is 9.42-12.45 UAH / kWh. Proceeding from this, the payback period will be 10,15-31,7 years. Thus, it can be stated that the use of SSPP, in addition to improving safety, is economically viable.

**Keywords:** solar domestic water heating systems, solar power plants, economic analysis, the environmental component of operating costs, accounting for the dynamics of hot water consumption

## Список публікацій здобувача,

### в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

1. Кравченко В. П., Технико-экономическая оценка возможности использования солнечной электростанции, как источника надежного питания при обесточивании АЭС / В. П. Кравченко, В. А. Дубковский, Е. В. Кравченко // Ядерна енергетика та довкілля. 2015. - №2(6). С.48-53.
2. Dubkovsky V. O., Method of accounting the hot water consumption modes at the solar installations design / V. O. Dubkovsky, V. P. Kravchenko, J. V. Kravchenko (Методика врахування режиму споживання гарячої води при проектуванні сонячних установок) /Праці Одеського політехнічного університету, 2015. Вип. 2(46). р. 97-102.
3. Кравченко В. П., Оптимизация площади солнечных плоских солнечных коллекторов для систем горячего водоснабжения / В. П. Кравченко, Е. В. Кравченко //Технологический аудит и резервы производства. 2015. № 1(21). С. 25-30.
4. Кравченко В. П., Удосконалення методики визначення екологічної складової в техніко-економічних розрахунках енергетичних установок /В. П. Кравченко, Є. В. Кравченко / Холодильная техника и технология. 2016. Т. 52, Вып.2. С. 66-70.
5. Кравченко Е. В., Определение оптимального угла наклона солнечного коллектора в зависимости от режима работы в году / Е. В. Кравченко, В. П. Кравченко, О. М. Ткачева // Холодильная техника и технология. 2016. Т. 52, Вып.1. С. 35-41.
6. Кравченко В. П., Інструментальне визначення інсоляції в районі м. Одеси /В. П. Кравченко, Є. В. Кравченко, І. В. Бондар // НТУУ «КПІ» «Енергетика: економіка, технологія, екологія». 2016. № 1. С. 20-27.

### які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

7. Дубковский В. А., Солнечная электростанция в качестве источника надежного питания ответственных потребителей реакторного отделения / В.А. Дубковский, Е.В. Кравченко /Зб. матеріалів Третьої міжнародної науково-

практичної конференції "Підвищення безпеки та ефективності атомної енергетики", 24 - 28 вересня 2012, м. Одеса, Україна. С. 160-167.

8. Кравченко Е. В. Определение оптимальной мощности солнечной установки для горячего водоснабжения /В сб. материалов Международной научно-практической конференция «Инновационное развитие отраслевой автоматизации, информационной и энергосберегающей технологий – 2013. Современное состояние, проблематика и перспективы. Москва, Национальный исследовательский технологический университет «МИСиС», 20 декабря 2013 г. С. 3.7-3.13.



## ЗМІСТ

<b>ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ</b> .....	11
<b>ВСТУП</b> .....	12
<b>РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СТАНУ І ПРОБЛЕМ ВИКОРИСТАННЯ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГІЇ</b> .....	18
1.1. Загальні положення .....	18
1.2. Використання сонячної енергії для електроенергетики .....	20
1.2.1. Типи та параметри сонячних електростанцій баштового типу ..	20
1.2.2. Показники напівпровідникових сонячних електростанцій .....	38
1.3. Використання сонячної енергії для гарячого водопостачання .....	39
1.4. Екологічний вплив сонячних енергоустановок .....	48
1.5. Висновки за розділом 1 .....	53
<b>РОЗДІЛ 2. ІНСТРУМЕНТАЛЬНЕ ВИЗНАЧЕННЯ ІНСОЛЯЦІЇ В м. ОДЕСА</b> .....	55
2.1. Визначення середньомісячної та середньорічної інсоляції .....	57
2.2. Зіставлення замірених даних з літературними значеннями інсоляції ...	60
2.3. Висновки за розділом 2 .....	63
<b>РОЗДІЛ 3. МЕТОДИКА ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНОГО СПІВСТАВЛЕННЯ ТА ОПТИМІЗАЦІЇ З УРАХУВАННЯМ ЕКОЛОГІЧНОЇ СКЛАДОВОЇ</b> .....	65
3.1. Загальні положення .....	65
3.2. Умови техніко-економічного співставлення варіантів проектування ...	68
3.3. Екологічна складова оцінки ефективності проекту .....	69
3.4. Методика розрахунку екологічної складової приведених витрат .....	75
3.5. Техніко-економічне обґрунтування використання сонячної установки для гарячого водопостачання .....	78
3.6. Розрахунок показників баштової сонячної електростанції .....	81
3.7. Сонячна електростанція у якості джерела надійного живлення відповідальних споживачів реакторного відділення АЕС .....	86

3.8. Висновки за розділом 3 .....	96
<b>РОЗДІЛ 4. МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ОБЛАДНАННЯ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГОУСТАНОВКИ ДЛЯ ГАРЯЧОГО ВОДОПОСТАЧАННЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ЗАЛЕЖНОСТІ ЇЇ ВАРТОСТІ ВІД ПОТУЖНОСТІ .....</b>	<b>98</b>
Висновки за розділом 4 .....	103
<b>РОЗДІЛ 5. ВИЗНАЧЕННЯ РАЦІОНАЛЬНОГО КУТА НАХИЛУ ТА ПЛОЩІ СОНЯЧНИХ КОЛЕКТОРІВ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ НА ПІВДНІ УКРАЇНИ .....</b>	<b>104</b>
5.1. Визначення раціонального кута нахилу сонячних колекторів для умов півдня України .....	104
5.2. Визначення площі плоских сонячних колекторів для систем гарячого водопостачання в залежності від режиму роботи .....	113
5.3. Висновки за розділом 5 .....	122
<b>РОЗДІЛ 6. МЕТОДИКА ВРАХУВАННЯ ДИНАМІКИ СПОЖИВАННЯ ГАРЯЧОЇ ВОДИ ПРИ ПРОЕКТУВАННІ СОНЯЧНИХ УСТАНОВОК .....</b>	<b>124</b>
6.1. Загальні відомості .....	124
6.2. Розробка схеми, яка враховує режим споживання .....	126
6.3. Розрахунок об'єму баку оперативної витрати .....	127
6.4. Визначення раціональної потужності сонячної установки для задоволення добових потреб .....	129
6.5. Висновки за розділом 6 .....	131
<b>ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ .....</b>	<b>133</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....</b>	<b>135</b>
<b>ДОДАТКИ .....</b>	<b>148</b>
ДОДАТОК А. Розрахунок теплової схеми турбоустановки К-12-3,4 .....	148
ДОДАТОК Б. Довідкові дані для розрахунку характеристик та вартості сонячних установок для гарячого водопостачання .....	158
ДОДАТОК В. Акти впровадження роботи .....	166

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

БСЕС – баштова сонячна електростанція;

ВДЕ – відновлювальні джерела енергії;

ДГ – дизель-генератор;

ГВП – гаряче водопостачання;

ГТУ – газотурбінні установки;

ЗТ – залишкове тепловиділення;

ЄВН – ємкісний водонагрівач

КВВП – коефіцієнт використання встановленої потужності;

ККД – коефіцієнт корисної дії;

МБР – мембранний розширювальний бак;

МТ – магістральний трубопровід;

НФХ – нейтронно-фізичні характеристики;

НПСЕС – напівпровідникова сонячна електростанція;

ПВА – пароводяний акумулятор;

ПГ – парогенератор;

ПТУ – паротурбінна установка;

СК – сонячний колектор;

СПГ – сонячний парогенератор;

СТЕС – сонячна теплова електростанція;

СЕС – сонячна електростанція;

СЕУ – сонячна енергоустановка установка;

ТЕС – теплова електростанція;

ТСЕС – теплова сонячна електростанція;

ЦП – центральний приймач;

ФЕП – фотоелектричний перетворювач

## ВСТУП

**Актуальність теми.** В проекті оновленої Енергетичної стратегії України до 2035 р. [1] зазначено, що в цей період найбільшими темпами планується збільшувати використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) – їх частка у структурі загального первинного постачання енергії має збільшитися у 3,8 рази – з 6 % до 20 %. В рамках зобов'язань по виконанню вимог з приєднання до Третього енергетичного пакету ЄС, Україна має виконати Директиву ЄС 80/2001, що нормує викиди  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_x$  та пилу великими ТЕС. Рівень викидів цих шкідливих речовин для великих ТЕС України у 2015 р. склав 1059 тис. т  $\text{NO}_x$ , 193 тис. т  $\text{SO}_x$  та 247 тис. т пилу. Згідно з Директивою ЄС 80/2001 до 2018р. Україна має зменшити викиди  $\text{NO}_x$  до 49 тис. т,  $\text{SO}_x$  до 53 тис. т, та пилу до 5 тис. т до 2018р. Досягнення цих показників може бути реалізовано через використання ВДЕ та атомної енергетики.

Станом на 2016 р. ці види ВДЕ мають встановлені потужності – 0.5 ГВт СЕС та 0.5 ГВт ВЕС.

Запровадження державної стимулюючої політики виробництва електроенергії із ВДЕ через механізм “зеленого тарифу” та надання податкових преференцій привело до вибухоподібного розвитку сонячної та вітрової електроенергетики.

Україна має великий потенціал розвитку потужностей вітряної та сонячної енергетики, але відносно висока поточна ціна цих технологій у порівнянні з консервативними джерелами генерації електроенергії роблять нові потужності електроенергії від ВДЕ в  $\sim 2$  рази дорожчими. Проте останні роки спостерігалась динаміка зменшення цін на обладнання ВДЕ.

Розвиток поновлюваних джерел енергії - це не тільки питання енергетики, це питання екології, цивілізації [2]. У всьому світі в даний час використовуються сонячні енергоустановки (СЕУ) для гарячого водопостачання (ГВП) [3-6] та сонячні електростанції (СЕС) для виробництва електроенергії [7]. Їх кількість з кожним роком збільшується. У провідних

промислово розвинених країнах, таких як США, Великобританія, Німеччина, Японія, Корея і Китай, прийняті державні програми по впровадженню СЕУ і СЕС для доведення частки сонячної енергії в загальному балансі виробництва енергії до достатньо високої величини [8,9]. Так, Великобританія поставила мету зниження викидів продуктів згорання в побутовому секторі при забезпеченні опалення та ГВП на 34% до 2020 р і на 80% до 2050 р. Це планується досягти за рахунок впровадження сонячних установок для ГВП, ґрунтових теплових насосів та котлів на біомасі. Перешкодою до широкого впровадження цих установок є висока початкова ціна і великий або невизначений термін окупності. Дотації держави вважаються відносно малими [10].

Найбільш простим і обґрунтованим є застосування СЕУ для ГВП. Фірми-виробники обладнання розробили рекомендації для вибору схем установок, конструкції окремих вузлів елементів. Запропоновано велику кількість схем. Розроблено конструкцію всіх видів необхідного обладнання та продовжується робота в цьому напрямку. У рекомендаціях з проектування зазначено, що слід враховувати режим споживання. Однак рекомендації з урахування режиму споживання відсутні. Обґрунтування використання сонячних установок традиційно здійснюється розрахунком терміну окупності. У зв'язку з високою вартістю сонячних установок термін окупності виявляється достатньо великим, що гальмує широке використання сонячних установок, як для гарячого водопостачання, так і для виробництва електроенергії.

Науково-технічне завдання, вирішуване в цій роботі, полягає в підвищенні ефективності СЕУ та обґрунтуванні доцільності їх використання, незважаючи на їх високу вартість.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційна робота виконана відповідно до Закону України «Про енергозбереження», за напрямком «Енергетична стратегія України на період до 2030 року» та у рамках держбюджетної НДР Міністерства освіти і науки України № 382-42 "Підвищення безпеки, надійності і ефективності обладнання

енергоустановок", № 124-42 «Дослідження можливостей удосконалення сучасних енерготехнологій і подальшої модернізації основного та допоміжного обладнання АЕС" № Д/Р 0116U004924 (з 2016 р.),а також № 83-46 (№ Д/Р 0113U007796) «Підвищення ефективності використання природних ресурсів» (2012 р. по теперішній час).

**Мета і завдання дослідження.** Метою роботи є підвищення ефективності сонячних енергоустановок, що сприятиме їх більш широкому використанню.

Поставлена мета досягається вирішенням наступних завдань:

– аналіз стану розвитку і проблем, що стоять перед більш широким впровадженням сонячних енергоустановок, та визначення шляхів удосконалення енергозабезпечення за їх рахунок;

– удосконалення даних за інсоляцією для півдня України на прикладі м. Одеса за експериментальними даними метеостанції на даху ОНПУ;

– розробка критерію співставлення енергоустановок та пошуку раціональних параметрів з урахуванням екологічної складової приведених витрат;

– розробка математичної моделі тепло гідравлічних процесів в елементах СЕУ для ГВП для отримання залежності вартості СЕУ для ГВП від продуктивності за гарячою водою;

– розробка критерію пошуку найкращих параметрів сонячних установок, а також визначення раціонального значення кута нахилу сонячних колекторів і коефіцієнта заміщення традиційних видів енергетики для півдня України;

– розробка методики врахування динаміки енергоспоживання при проектуванні СЕУ для ГВП;

– техніко-економічне обґрунтування використання напівпровідникової СЕС у якості резервного автономного джерела для забезпечення відповідальних споживачів атомної станції при знеструмленні.

**Об'єкт дослідження:** сонячна енергосистема та енергозабезпечення промислових та індивідуальних споживачів.

**Предмет дослідження:** теплові процеси, що проходять в елементах сонячних енергоустановках та методика техніко-економічного аналізу енергоустановок з урахуванням екологічних факторів.

**Методи дослідження:** математичне моделювання тепло гідравлічних процесів в теплообмінному обладнанні, що дозволяє визначити взаємозв'язок параметрів СЕУ і показників ефективності; методика розрахунку теплових схем паротурбінних установок, що дозволила визначити техніко-економічні показники баштової СЕС; методика визначення термодинамічної ефективності енергоустановок, що дозволила визначити значення ККД СЕУ і СЕС; методика техніко-економічної співставлення схем та пошуку раціональних параметрів енергоустановок, що дозволила вибрати схему і параметри СЕУ; методи математичної статистики та теорії ймовірності для обробки інформації за значеннями інсоляції.

**Наукова новизна одержаних результатів:**

- вперше запропоновано при співставленні енергоустановок враховувати податок на вживання кисню, запропоновано метод визначення та визначено ставку податку;
- удосконалено метод техніко-економічного зіставлення та пошуку найкращих параметрів енергоустановок, що полягає в розрахунку екологічної складової приведених витрат з додатковим урахуванням податку за викиди CO<sub>2</sub> у відповідності за Кіотським протоколом;
- запропоновано метод науково-технічного обґрунтування вибору коефіцієнта заміщення резервного джерела енергії альтернативним;
- удосконалено метод проектування СЕУ для гарячого водопостачання з врахуванням динаміки споживання гарячої води;

**Практичне значення отриманих результатів:**

- визначені уточненні значення середньомісячних і середньорічної інсоляції в м. Одесі, що дозволяє адекватно проектувати СЕУ для конкретних об'єктів, техніко-економічні показники яких будуть відповідати проекту;

- отримані оптимальні значення кута нахилу сонячних колекторів для умови півдня України, що підвищує ефективність використання СЕУ;
- розроблено методику визначення потужності СЕУ для відомого значення потужності тепло користувача і отримано оптимальне значення коефіцієнта заміщення від СЕУ;
- уточнено методику техніко-економічного обґрунтування для СЕУ за рахунок врахування екологічної складової приведених витрат, що забезпечує отримання більш прийнятних значень техніко-економічних показників СЕУ і їх більш широке застосування;
- запропоновано у якості резервного джерела надійного живлення відповідальних споживачів атомних електростанцій використовувати напівпровідникову сонячну електростанцію. Доведена економічна доцільність цієї пропозиції, яка до того ж має підвищити показники безпеки АЕС.

**Впровадження результатів роботи.** Отримані в дисертації результати передані в проектний підрозділ монтажно-проектувальної компанія «Центр тепла та комфорту» яка використовує отримані в дисертації результати для проектування СЕУ для ГВП приватних та комунальних будівель. Розроблені методики і результати використовуються в навчальному процесі та дипломному проектуванні кафедр прикладної екології та гідро газодинаміки, а також загальної та нетрадиційної енергетики ОНПУ. Про це є відповідні акти.

**Особистий внесок здобувача.** Теоретичні та натурні дослідження виконані автором самостійно. Наукова робота [120] виконана автором самостійно. У роботах [57, 71, 104, 105, 121, 123, 126], які написані у співавторстві, автору належать участь у виборі наукового напрямку, обґрунтуванні методології досліджень, а також в аналізі результатів. Розробка математичних моделей, проведення розрахунків та обробка результатів проводились самостійно.

**Апробація результатів дисертації** пройшла на: 2-й Міжнародній літній ядерній школі, Одеса 2012, 19.06-29.06; Третій міжнародній науково-технічній конференції "Підвищення безпеки та ефективності атомної енергетики», 24-28



вересня 2012 р., м Одеса, Україна; Міжнародній науково-практичній конференції «Інноваційний розвиток галузевої автоматизації, інформаційної та енергозберігаючої технологій - 2013. Сучасний стан, проблематика і перспективи. - Москва, Національний дослідницький технологічний університет «МИСиС», 20 грудня 2013.

**Публікації.** Матеріали дисертації опубліковані в наукових журналах і в збірниках наукових праць - 8 статей (4 статі у провідних енергетичних науково-технічних журналах, що знаходяться в списку ВАК України, дві статті у науково-технічних журналах переліку ВАК, що входять до наукових баз даних), дві статті в матеріалах наукових конференцій (одна у збірнику статей закордонної Міжнародної науково-практичної конференції).

**Структура та обсяг роботи.** Дисертаційна робота складається з вступу, шести розділів, загальних висновків, списку використаних джерел, додатків. Робота представлена на 167 стор., включаючи 17 рис. на 7 стор., 19 таблиць на 13 стор., 3 додатки на 20 стор., анотація на 7 стор.

## РОЗДІЛ 1

### АНАЛІЗ СТАНУ І ПРОБЛЕМ ВИКОРИСТАННЯ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ

#### 1.1. Загальні положення

Екологічність, поновлюваність ресурсів, необмеженість, відсутність витрат на капремонт фотомодулів, як мінімум в ході перших 30 років експлуатації, низькі експлуатаційні витрати для сонячних енергоустановок, в перспективі - зниження вартості щодо традиційних методів отримання електроенергії - все це є позитивними сторонами сонячної енергетики. Проблема освоєння нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії стає все більш актуальною. В останнє десятиліття інтерес до цих джерел енергії постійно зростає. У міру того як постачання палива стає менш надійним і більш дорогими, ці джерела стають усе більш привабливими і більш економічними.

Важливий аргумент на користь сонячної енергетики - відсутність вкладу в парниковий ефект. Заміна викопного палива означає скорочення його імпорту. Отже, сонячні джерела можуть забезпечити енергетичну безпеку, зменшуючи залежність від безперервного постачання паливом.

Виробництво енергії за допомогою сонячних електростанцій (СЕС) добре узгоджується з концепцією розподіленого виробництва енергії. Використання сонячної енергії для виробництва тепла - це перевірена і випробувана технологія. Сонячні енергоустановки (СЕУ) можна використовувати для нагріву води, опалення та охолодження приміщень. В даний час теплотехнічні СЕУ використовуються, як правило, для нагріву води в домашніх господарствах, а також для опалення окремо розташованих будинків. В останні роки такі установки були впроваджені в багатоквартирних будинках, лікарнях, будинках відпочинку, готелях і в комерційному секторі. У житлових будівлях знаходять вживання два типи теплотехнічних СЕУ - лише для нагріву води і в поєднанні з опаленням (так звані комбіновані системи). Як правило, сонячна

енергія здатна покривати 10-30 % загальної потреби будівлі в енергії в залежності від того, наскільки добре воно ізольоване і наскільки велика його потреба в теплопостачанні.

Потік сонячного випромінювання, який проходить через площу в  $1 \text{ м}^2$ , розташовану перпендикулярно потоку випромінювання на відстані однієї астрономічної одиниці від центру Сонця (на вході в атмосферу Землі), рівний  $1367 \text{ Вт/м}^2$  (сонячна постійна) [11]. Через поглинання, при проходженні атмосфери Землі, максимальний потік сонячного випромінювання на рівні моря (на Екваторі) -  $1020 \text{ Вт/м}^2$ . Проте слід врахувати, що середньодобове значення потоку сонячного випромінювання через одиничну горизонтальну площадку як мінімум в три рази менше (через зміни дня і ночі і зміни кута сонця над горизонтом). Взимку в помірних широтах це значення в два рази менше.

Системи побутового гарячого водопостачання великої потужності - це системи в багатоквартирних будинках, готелях, лікарнях, школах та інших подібних будинках мають сонячні колектори площею від десяти до декількох сотень квадратних метрів. Зазвичай такі системи розраховані на покриття лише долі загального енергоспоживання. Потужні СЕУ можуть також подавати вироблене тепло в мережі централізованого теплопостачання. У підключених до мережі житлових будівлях тепло накопичується в буферних системах, після чого подається для ГВП та опалення приміщень. У системах централізованого теплопостачання з використанням СЕУ і сезонним накопиченням тепла частка сонячної енергії постійно зростає. Отримана влітку сонячна енергія використовується для підігріву води в резервуарах великої ємкості, а в зимові місяці це тепло використовується для опалення підключених до мережі будинків.

Використання сонячних установок на півдні України є одним з перспективних вже сьогодні методів виробництва електроенергії і тепла, які на відміну від традиційних методів (спалювання вуглеводнів, застосування атомної енергії та ін.) становлять інтерес у зв'язку з екологічністю і поновлюваністю [12]. Впровадження та екологічне обґрунтування СЕУ вимагає

знання інсоляції в регіоні. Спостереження за кліматом показують, що в даний час клімат змінюється в бік збільшення температури [13], отже, використання СЕУ буде більш виправдано. Тому слід уточнити середньомісячні і середньорічне значення одержаної від сонця енергії.

## **1.2. Використання сонячної енергії для електроенергетики**

### **1.2.1. Типи і параметри сонячних електростанцій баштового типу**

Принцип роботи сучасних сонячних електростанцій (СЕС) заснований на зборі сконцентрованої сонячної енергії за допомогою дзеркал і відбитті сонячних променів на приймач, в якому сонячна енергія перетворюється в теплоту. Ця теплова енергія може бути використана для виробництва електроенергії за допомогою парової турбіни або теплового двигуна, який приводить в дію генератор.

Недоліком такого виробництва енергії є так звана мінливість. Сонячні системи нездатні працювати вночі, а ввечері й у ранкових сутінках ефективність станцій падає в кілька разів. Для цього сонячну енергію, яка накопичилася за день, треба акумулювати. Природним шляхом такий процес відбувається в так званих сонячних ставках. Отриманий гарячий природний "розсіл" застосовується вдень або вночі як джерело тепла, завдяки якому особлива турбіна з органічним теплоносієм може виробляти електроенергію. Теплоносій, пропущений по трубах через нижній шар води, подається далі в турбіну для вироблення електрики. Цей тип електростанції випробуваний в Бейт Ха'Арава (Ізраїль), близько Мертвого моря [14].

Питанням акумулювання енергії вже давно приділяється пильна увага [15-19]. Слід зазначити, що сонячна енергетика запозичує передові ідеї з найбільш розвинених технологій, у тому числі з атомної енергетики. Серед різних способів акумулювання розглядається також виробництво водню і синтез-газу за допомогою сонячної енергії [20-21].

Завдяки акумуляції тепла і гібридизації, теплові СЕС можуть стати стійким і гнучким джерелом електроенергії. Він надійний і здатний виробляти електроенергію тоді, коли вона потрібна. Теплові СЕС створюють в 2,5 рази більше кваліфікованих робочих місць, ніж традиційні електростанції на органічному паливі. Але для економіки ця перевага носить негативний характер, тому що збільшуються витрати коштів електростанції на заробітну плату співробітників. Енергетична комісія штату Каліфорнія провела дослідження, яке показало, що навіть при існуючих податкових знижках за теплову СЕС потрібно платити приблизно в 1,7 разів більше податків у федеральний і місцевий бюджет, ніж за парогазову станцію еквівалентної потужності [22].

Отримання електроенергії від сонця давно застосовується в усьому світі. Головним завданням учених зараз є удосконалення наявних технологій для збільшення їх ККД. Виробництво електроенергії з сонячної енергії - тема сьогодні дуже актуальна та цікава для багатьох держав. Великі сонячні енергетичні системи здатні виробляти необмежену кількість електроенергії та сприяти розвитку електроенергетичної галузі у світовому масштаб [23].

Вперше на практичну можливість використання людьми величезної енергії Сонця вказав основоположник теоретичної космонавтики К.Е. Ціолковській в 1912 році в другій частині своєї книги: «Дослідження світових просторів реактивними приладами». Він писав: «Реактивні прилади завоюють людям безмежні простори и дадут сонячну енергію, в два мільярди разів більшу, ніж та, яку людство має на Землі».

До 1986 року в різних країнах було задіяно сім експериментальних СЕС електричною потужністю від 0,5 до 10 МВт. Найбільш великими проектами є СЕС Solar-1 в Барстоу (Каліфорнія, США) потужністю 10 МВт и вітчизняна СЕС-5 (у 1985 р. введено в дію пусковий комплекс) [24].

Принцип роботи концентраційних сонячних електростанцій полягає у використанні сонячної енергії для випаровування яких-небудь рідин та використанні пари для приводу турбіни електростанції. Концентраційні СЕС

підрозділяються на кілька типів: баштового, тарільчатого, з параболічними концентраторами, що використовують двигун Стірлінга.

У центрі станції стоїть вежа, на вершині якої знаходиться резервуар з водою. По колу від башти на деякій відстані розташовуються геліостати. Геліостат - це дзеркало площею в кілька квадратних метрів, закріплене на опорі і підключене до загальної системи позиціонування. В залежності від положення сонця дзеркало змінює свою орієнтацію в просторі. Основне і найважче завдання - це позиціонування всіх дзеркал станції так, щоб в будь-який момент часу всі відбиті промені від них потрапили на резервуар. У ясну сонячну погоду температура в резервуарі може досягає 700 °С. Такі температурні параметри використовуються на більшості ТЕС, тому для отримання енергії використовуються стандартні турбіни. Такі СЕС мають порівняно великий ККД (близько 30-40%) і високі потужності [25].

СЕС тарільчатого типу використовує принцип отримання електроенергії, схожий з принципом баштових СЕС, але є відмінності в конструкції станції. Станція складається з окремих модулів. Модуль складається з опори, на яку кріпиться фермова конструкція приймача і відбивача. Приймач знаходиться на деякому віддаленні від відбивача, і в ньому концентруються відбиті промені сонця. Відбивач складається з дзеркал у формі тарілок (звідси назва), радіально розташованих на фермі. Діаметри цих дзеркал досягають 2 метрів, а кількість дзеркал - залежить від потужності модуля. Такі станції можуть складатися як з одного модуля (автономні), так і з кількох десятків (робота паралельно з мережею).

Сонячні електростанції з параболічними концентраторами-відбивачами складаються з численних розташованих паралельно рядів концентраторів (рис.1.1). Ці відбивачі концентрують сонячне випромінювання уздовж теплоприймальної трубки. У даній трубці циркулює теплоносій на основі олії, розігріваючись до 400 °С. Розігріта рідина надходить на теплообмінний апарат, де вода перетворюється в пару при температурі близько 390 °С. Ця пара надходить на турбогенератор.

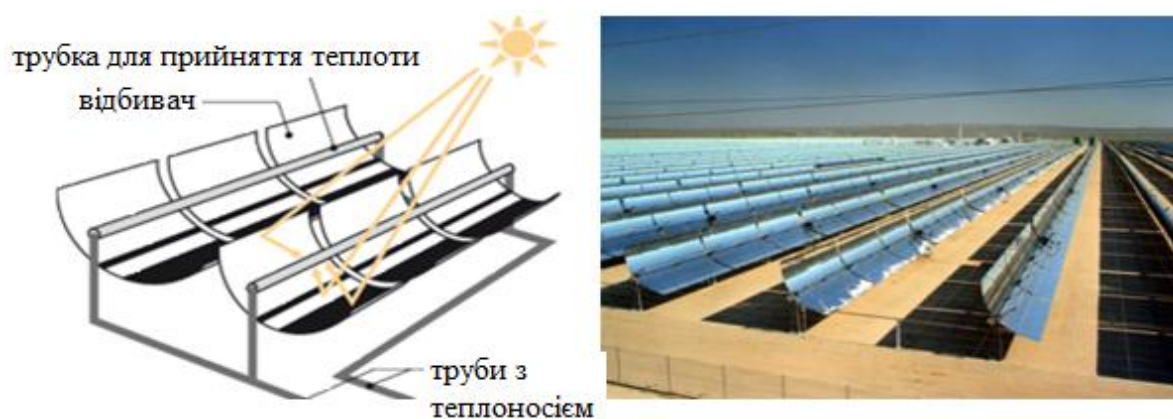


Рис. 1.1. Сонячні електростанції з параболічними концентраторами

СЕС, що використовують двигун Стірлінга, являють собою сонячну електростанцію з параболічними концентраторами, у яких у фокусі встановлений двигун Стірлінга. Існують конструкції двигунів Стірлінга, які безпосередньо перетворюють коливання поршня в електричну енергію, без використання кривошипно-шатунного механізму. Це дозволяє досягти високої ефективності перетворення енергії. Ефективність таких електростанцій досягає 32 %. В якості робочого тіла використовується водень або гелій [26].

Концентратори Фрінеля мають відбивачі з злегка вигнутою формою. Ці відбивачі так само фокусують випромінювання на трубчастий абсорбер, оснащений додатковим відбивачем (рис.1.2). Вода нагрівається і випаровується в трубці теплоприймача. Це сприяє підвищенню ефективності станції в порівнянні з параболічними концентраторами за рахунок зниження собівартості, однак середньорічне енерговироблення у цих станцій менше.

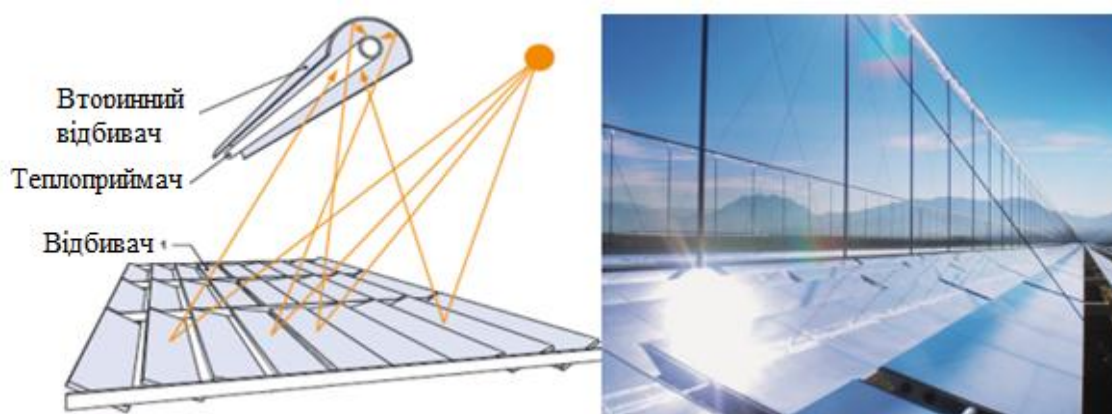


Рис. 1.2. Концентратори Фрінеля

У СЕС баштового типу сонячне випромінювання концентрується на теплоприймач за допомогою плоских відбивачів, які протягом світлового дня автоматично змінюють кут установки. Це дозволяє досягти значно більш високу концентрацію в порівнянні з системами з лінійними концентраторами. При цьому температура на теплоприймачі перевищує 1000 °С. Такі температури значно збільшують ефективність роботи станції. По типу даної конструкції була побудована в 1985 році в Криму сонячна станція СЕС-5 [27].

Наказом Міненерго СРСР № 116 від 23.02.1982 у Ризькому відділенні «Теплоэнергопроект» під науковим керівництвом лабораторії сонячних електростанцій ЕНІН ім. Г.М. Кржижановського велось проектування перших в СРСР сонячних електростанцій СЕС баштового типу. Роботи велися під науковим керівництвом академіка М.В. Кирпичова і С.А. Баума [28].

Зупинимося на основних особливостях перших СЕС у світі (табл.1.1) [25].

### **Сонячна електростанція Solar-1**

Налагоджування СЕС тривало сім місяців. Спочатку її будівництво оцінювалося в 120 млн. дол., остаточна вартість її спорудження склала 141 млн. дол.

Майданчик Solar-1 займає земельну ділянку площею 0,31 км<sup>2</sup>, у формі еліпса з осями 685 і 585 м. Безпосередньо під геліостати відведено ділянку землі площею 0,28 км<sup>2</sup>. Площа ~ 0,03 км<sup>2</sup> зайнята будівлями і технологічним обладнанням, розташованим в основі башти, а також транспортними шляхами, прокладеними на поле геліостатів. Середній коефіцієнт заповнення земельної ділянки дзеркалами становить  $k_{\text{зап}} = 0,26$ . Для розташування геліостатів прийнята радіально кругова шахова компоновальна схема. Ця схема була визнана оптимальною після тривалого циклу розрахункових досліджень, проведених в університеті м. Х'юстона в 1973-1980 рр. Кожен геліостат складається з 12 дзеркальних фацет. Приймач станції має форму циліндричної мішені висотою 13, діаметром 7,2 м. Температура поверхні досягає 520 °С [27].



Таблиця 1.1

## Перші теплові СЕС у світі

Характеристики	Назва СЕС						
	Solar-1 (Барстоу, США)	СЭС-5* (Крим, СССР)	THEMIS (Таргасонн, Франція)	Eurelios (Андрано, Італія)	CESA-1 (Альмерія, Іспанія)	CRS (Альмерія Іспанія)	Sunshine (Ніо, Японія)
Форма поля	Еліпс	Круг	Сектор	Сектор	Сектор	Сектор	Сектор
Ел. потужн., МВт	10	5	2,5	1	1,2	0,5	1
Площа дзерк., тис. м <sup>2</sup>	73,2	40	10,8	6,2	11,4	3,7	12,9
Питома площа дзерк., м <sup>2</sup> /кВт	7,3	8	4,42	6,2	9,5	7,4	12,9
Кількість геліостатів	1818	1600	201	70/ 112**	300	93	807
Площа геліостату, м <sup>2</sup>	40,3	25,5	53,7	53,7/ 21,8**	38	39	16
Коефіцієнт відбиття	0,9	0,71	0,9	0,77/ 0,85**	0,87	0,91	0,88
Вис. башти, м	91	89	101,5	55	60	43	60
Тип приймача	Відкр. циліндр	Відкр. циліндр	Пустотний	Пустотний	Пустотний	Пустотний	Пустот- ний
Площа приймача, м <sup>2</sup>	294	154	16	16	11,6	9,7	-
Темпер. приймача, °С	516	250	505	512	520	530	250
Рік вводу в експлуат.	1982	1985	1982	1981	1984	1981	1981
Повний ККД	0,137	0,125	0,231	0,161	0,105	0,135	0,077
Питома вартість, \$/кВт	14100	~5200	8670	11000	18100	42280	-

\* Проектні данні. \*\* Данні відносяться к двум типорозмірам геліостатів

### Сонячна електростанція СЕС-5

Перша вітчизняна експериментальна сонячна електростанція СЕС-5 була розташована в Криму поблизу селища Щолкіно. Розрахункова середня експлуатаційна потужність за рік  $\sim 3,5$  МВт. Оптична система являє собою кільцеве поле геліостатів з внутрішнім і зовнішнім радіусами 79 і 213 м відповідно. Геліостати згруповані в 20 кільцевих кругових рядів із змінним кроком по радіусу між рядами. Розташування геліостатів в сусідніх рядах шахове. Середній коефіцієнт заповнення земельної ділянки дзеркалами  $K_{\text{зап}} = 0,32$ . Ділянка землі, відведена під геліостати, має площу  $0,12 \text{ км}^2$ . Загальна площа забудови  $0,15 \text{ км}^2$ .

СЕС-5 розроблялася як модель (у масштабі потужності 1:10) одного з чотирьох модулів 50 МВт станції СЕС-200. При підготовці цих проектів в 1977-1981 рр. проводилося математичне моделювання роботи дзеркальних систем СЕС, розглядалися різні форми дзеркального поля і структури розташування геліостатів. Оптимальною, як і в дослідженнях зарубіжних авторів, визнана радіально кругова шахова компоновка з перемінним радіальним кроком між концентричними рядами. Відмінність оптичної системи СЕС-5 від Solar-1 полягає в тому, що глобальна форма поля представляє собою правильне кругове кільце, а не еліпс. Подібні деталі на рівні експериментальної СЕС не представляють великої різниці, але є одним з головних питань оптимізації оптичних систем великих промислових СЕС. Розрахунок дзеркального поля проведено ЕНІН і НВО "Сонце" АН ТССР. Геліостат складається з 45 дзеркальних фацет і має площу  $25,5 \text{ м}^2$ . Приймальна поверхня циліндра висотою 7 і діаметром 7 м, розташована між відмітками висот 71 і 78 м. Номінальна температура теплоносія в приймачі  $250 \text{ }^\circ\text{C}$ , температура промінь приймальної поверхні на кілька градусів вище [28].

Принципова теплова схема СЕС-5 представлена на рис. 1.3. Для забезпечення своєчасного пуску станції в пусковий комплекс замість ПВА ємністю  $500 \text{ м}^2$ , був включений дослідний тепловий акумулятор корисним об'ємом  $70 \text{ м}^3$ . Для заряду може бути використана насичена пара з параметрами

4 МПа, 250 °С від сонячного парогенератора (СПГ) максимальної паропроодуктивністю 28 т/год.

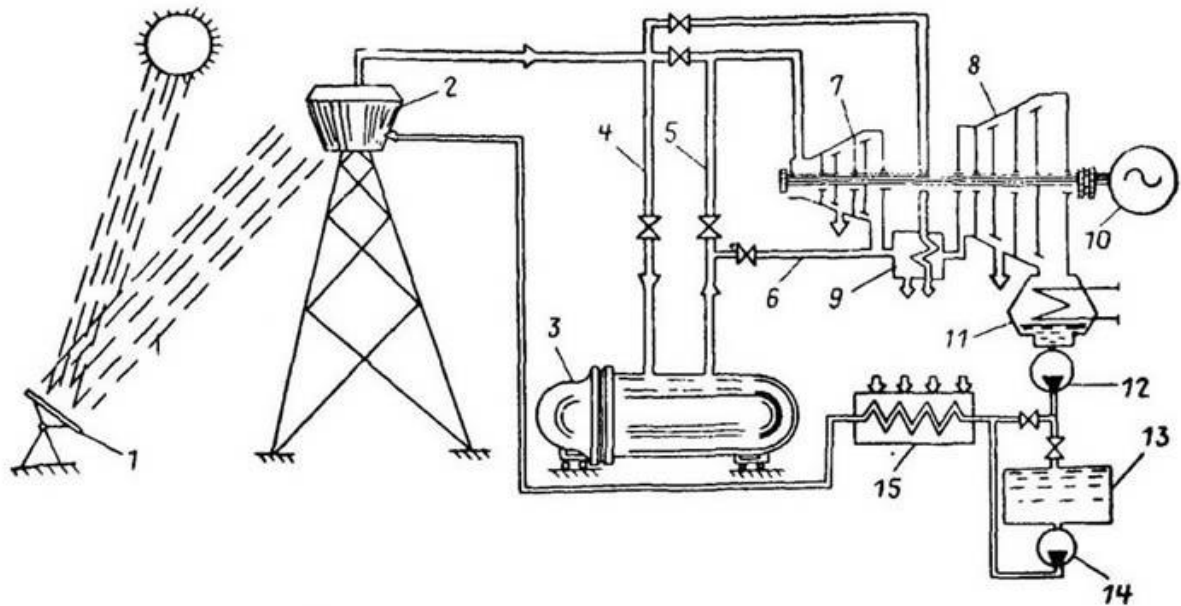


Рис. 1.3. Принципова схема станції СЕС-5 з пароводяним акумулятором (ПВА):

- 1 - геліостати; 2 - сонячний парогенератор (СПГ); 3 - ПВА;
- 4 - зарядний паропровід; 5,6 - розрядні паропроводи;
- 7,8 - частини високого і низького тиску парової турбіни;
- 9 - пароперегрівач; 10 - електрогенератор; 11 - конденсатор;
- 12 - насос основного конденсату; 13 - бак холодного конденсату;
- 14 - конденсатний насос;
- 15 - система регенеративного підігріву і деаерації живильної води

Дослідний ПВА призначений для прогріву СПГ і турбіни з короткочасною (в плінні 1 год.) подачею пари на турбіну в період зниження інтенсивності сонячної радіації. У зв'язку з недостатньо високою якістю живильної води і відсутністю досвіду експлуатації СПГ на період пуску ПВА використовувався в якості додаткового барабана СПГ, що забезпечувало постійну роботу СПГ через акумулятор на турбіну, тобто суміщення в часі режимів заряду і розряду. При цьому можливі наступні варіанти роботи СЕС.

Перед пуском з холодного стану, наприклад вранці, передбачений прогрів СПГ 2, деаератора 15, і можливо, турбіни 7,8 від парових котлів. Крім того, якщо ПВА 3 знаходиться в зарядженому стані, він також використовується для цієї мети. Безпосередньо при пуску ПВА, як правило, розряджений. Коли з'являється пара з СПГ він відразу направляється по зарядного паропроводу 4 в ПВА. З підвищенням параметрів пари, яка подається з СПГ, ростуть і параметри води в ПВА. При цьому пара з ПВА на турбіну не надходить або подається витрата істотно менше, ніж надходить пара в ПВА з СПГ. Коли параметри в ПВА досягають величин, близьких номінальним значенням пари СПГ, відкривається відповідна арматура і пара по розрядному паропроводу 5 надходить в частину високого тиску турбіни 7.

При зниженні тиску в ПВА до 1,2 МПа вихід ПВА перемикається на паропровід 6, за яким пара надходить на пароперегрівач 9 і далі в частину низького тиску турбіни 8. конденсат пари ПВА, який відпрацював в турбіні, накопичується в баку 14 або баку деаератору 15. Об'єм конденсату за повний цикл розряду не перевищує 20 м<sup>3</sup>.

Якщо в процесі роботи СЕС-5 зменшується інтенсивність сонячної радіації, то відбувається зниження витрати і параметрів пари, що надходить з СПГ на ПВА. При цьому одночасно починається розряд пароводяного акумулятора тепла і відповідне зниження параметрів води, запасеної в ньому. Сумарна витрата пари з СПГ і ПВА забезпечує стабілізацію потужності турбіни. Коли тиск в акумуляторі знижується до 1,3 МПа, здійснюється перемикання його на частину низького тиску турбіни 8 через сепаратор-пароперегрівач 9. Коли інтенсивність сонячної радіації зростає, відбувається підзаряд ПВА і одночасне підвищення параметрів пари з СПГ. При повністю зарядженому ПВА він переходить знову в режим роботи барабана-сепаратора.

### **Сонячна електростанція THEMIS**

Дзеркальне поле розташоване на ділянці землі в 0,07 км<sup>2</sup>. На відміну від всіх інших проектів експериментальних СЕС THEMIS розташована не на плоскому майданчику, а на південному схилі, що має нахил -15 градусів до

горизонту. Приймач станції пустотного типу з квадратним вхідним отвором 4×4 м і глибиною 3,5 м розташований на позначці 80 м вежі. Площина вхідного отвору приймача нахилена на 30° від вертикалі в сторону дзеркального поля. Температура поверхонь приймача досягає 505 °С. В якості теплоносія використовується розплав солей [29].

Розплав солі примусово прокачується через центральний приймач (ЦП), причому температура розплаву на вході 250 °С, на виході 450 °С. Система тепло акумулювання складається з двох баків по 300 м<sup>3</sup> кожен і містить 500 т розплаву. Гарячий розплав з ЦП потрапляє прямо в гарячий бак. Парогенератор (ПГ) обігривається гарячим розплавом, відкачуванням з гарячого бака (450 °С) і після теплообмінника направляються у холодний бак (250 °С). Повна запасна тепла енергія акумулятора 40000 кВт·год., що достатньо для роботи станції протягом 5 год. при електричній потужності 2 МВт. Парогенератор видає перегріту пару з параметрами 430 °С, 5 МПа; номінальна потужність турбогенератора 2,5 МВт. Теплова потужність СЕС 9,0 МВт. Конденсатор охолоджується за допомогою сухої градирні. ККД циклу Ренкіна в системі турбіна-генератор 28 %. Ще однією принциповою особливістю проекту THEMIS є наявність другої незалежної системи підігріву, що складається з 11 параболічних концентраторів по 75 м<sup>2</sup> кожен. Тепло цих концентраторів, передається на СЕС допоміжним масляним контуром, що включає бак об'ємом 80 м<sup>3</sup> для зберігання олії. Ця додаткова система покликана вирішити відразу кілька завдань: підігрів на всьому протязі контуру сольового розплаву (вище 200 °С), попередній підігрів живильної води, а також обігрів будівель станції в зимовий період [25].

### **Сонячна електростанція Eurelios [30]**

Теплова потужність 4,8 МВт (розрахункові умови - опівдні, рівнодення, пряма радіація 1000 Вт/м<sup>2</sup>). ЦП - прямоточний, пустотного типу, з діаметром апертури 4,5 м. Параметри пари після приймача 512 °С, 6,25 МПа, номінальна витрата 4860 кг/год., з резервом до 5346 кг/год. У схему циклу включена система теплового акумулювання загальною ємністю 360 кВт·год., що

складається з двох резервуарів з сумішшю солей Hitec (60 кВт·год.) і пароводяного акумулятора (300 кВт·год.), яка забезпечує півгодинну роботу станції за відсутності сонця.

Сіль нагрівається до 430 °С парою від приймача і зберігається при цій температурі в гарячому баці. При включенні акумулятора вода з бака гарячої води нагрівається і перетворюється на пару при 410 °С. Тиск в баці гарячої води в міру розрядки поступово зменшується від 1,9 до 0,7 МПа. Охолоджений приблизно до 275 °С розплав солі зберігається в баці холодної солі. Для запобігання переохолодження та переходу солі в тверду фазу доводиться підстраховуватися електричними нагрівачами. Наявність теплообмінника сіль-вода створює певні експлуатаційні складності через низькі швидкості теплообміну, пов'язані з дуже малими швидкостями потоків. Частково їх вдалося уникнути, застосувавши трьохтрубну концентричну конструкцію теплообмінника і деякі додаткові конструктивні удосконалення. Теплоізоляція була максимально посилена, а потужність електронагрівачів обрана мінімальна, розрахована тільки на нічний підігрів теплоносія. Водяний бак є частиною підсистеми термічного циклу. Для прокачування розплаву солі з холодного баку в гарячий (тобто цикл зарядки) і навпаки (цикл розрядки) використовується система зі стисненим азотом. Робочі температури розплаву - від 240 до 480 °С. Запобіжні заходи при пуску вимагали виключення забруднень у тому числі вологою, забезпечення нормального плавлення, затвердіння і прогріву системи. Турбіна безпосередньо з'єднана з приймачем, що працює як прямоточний парогенератор без проміжних теплообмінників, номінальна потужність 1100 кВт з параметрами пари 510 °С, 6 МПа.

ЦП - пустотного типу, має прозору теплову ізоляцію. Враховуючи значні теплові потоки на його поверхні, передбачена така організація циркуляції теплоносія, при якій пароперегрівальні ділянки розташовані в зоні найменшого теплового навантаження. Байпасна система дозволяє перевіряти приймач, відключивши його від турбіни. Турбіна допускає лише короточасні стрибки температури пари не більше 50 °С, хоча й вони небажані. Проте, абсолютне

значення цієї температури може лежати в досить широкому діапазоні - від 410 до 510 °С. Це істотно при спільній роботі з акумулятором теплоти, максимальна температура пари від якого 430 °С. На додаток до дубльованих систем електроживлення для живильних насосів була розроблена окрема аварійна система для захисту приймача безпосередньо шляхом живлення його водою протягом 30 хв. без будь-якої електроенергії [25].

### **Сонячна електростанція CESA-1**

У Альмерії (Іспанія) створений Центр геліотехнічних досліджень до складу якого входять три СЭС малої потужності. Дві з них, CESA-1 і CRS - баштового типу, третя, DSC - модульного типу з параболо циліндричними концентраторами. Теплова потужність станції 8 МВт, електрична 1 МВт. Тепловий потік, що подається на ЦП пустотного типу, змінюється від 5576 кВт (10 год. ранку зимового сонцестояння) до 7677 кВт (12 год. для рівнодення). ЦП має примусову циркуляцію з продуктивністю до 6110 кг водяної пари в годину; параметри пари на виході 525 °С, 9,8 МПа. В середині пустотного теплоприймача розташовані три випарно-теплообмінні панелі з вуглецевої сталі з загальною поглинальною поверхнею 48,6 м<sup>2</sup> і пароперегрівальною панеллю з поглинаючою поверхнею 346 м<sup>2</sup>. Вони утворені трубами, розташованими попереду випарних панелей. Труби виготовлені із сталі і покриті чорною фарбою, яка зберігає свої властивості до максимальних температур нагрівання, рівних 579 °С. Максимальний тепловий потік через випарні панелі 396 кВт/м<sup>2</sup> в розрахунковій точці і 561 кВт/м<sup>2</sup> при максимальній інсоляції; через пароперегрівні панелі, відповідно, 310 і 372 кВт/м<sup>2</sup>. Час виходу на режим всієї системи ЦП 6 годин з холодного стану і 1 год. 17 хв. - з теплого. Перегріта пара або подається прямо в турбіну, або направляється для "зарядки" теплового акумулятора, його теплова ємкість 159900 кВт·год., що забезпечує 4 год. роботи на рівні потужності трохи нижче номіналу - 840 кВт. При 3,5-годинній роботі розряд акумулятора забезпечує повну потужність станції. Система акумулювання містить два бака загальним обсягом 400 м<sup>3</sup> з розплавом солей Нітес, з температурою плавлення 142,2 °С, температура в гарячому баку 340 °С

за рахунок охолодження і конденсації пари, що виходить з ЦП. Температура в холодному баку 220 °С. При перекачуванні розплаву з гарячого бака в холодний в другому ПГ система акумулювання забезпечує отримання пари більш низьких параметрів (330 °С, 1,55 МПа). Вузол вироблення електроенергії включає багатоступеневу конденсаційну парову турбіну з двома входами пари - високих і знижених параметрів [25].

### **Сонячна електростанція CRS [31]**

Теплова потужність 2,7 МВт. Унікальною особливістю даного проекту є використання рідкого натрію в якості теплоносія, що знімає тепло з приймача радіації. Задня стінка приймача являє собою напівциліндр з трубами з аустенітної сталі активною площею 17 м<sup>2</sup>, по яких циркулює рідкий натрій. На вході в приймач його температура становить 270 °С, на виході з приймача 570 °С. Витрата натрію 7,3 кг/с, Тепловий потік на теплообмінній панелі має середнє значення ~ 164 кВт/м<sup>2</sup> і досягає окремих пікових значень до 600 кВт/м<sup>2</sup>. Порожнина приймача відкривається шестикутною апертурою площею 9,7 м<sup>2</sup>. У тепловому акумуляторі ємністю 1 МВт·год. використовується 70 м<sup>3</sup> гарячого рідкого натрію, що достатньо для двогодинної роботи станції без приходу сонячної радіації. Акумулятор складається з двох баків; гарячого з аустенітної сталі (температура натрію 530 °С) і холодного (270 °С) з вуглецевої сталі. У контурі парогенератора циркулює вода і перегріта пара, одержувана за рахунок теплообміну з зовнішнім потоком рідкого натрію. Теплообмінна поверхня 14,7 м<sup>2</sup>, що достатньо для передачі теплової потужності 2,2 МВт та отримання перегрітої пари з параметрами 525 °С, 10,5 МПа. Пара подається в п'ятициліндрову турбіну потужністю 500 кВт, при 1000 об/хв. і кінцевому тиску 0,03 МПа. Очікуваний термодинамічний ККД 26 %, повний 14,1 %. Станція призначена для роботи при температурі від -3,5 до +43 °С та інтенсивності сонячного випромінювання від 300 до 1100 Вт/м<sup>2</sup>.

### **Сонячна електростанція Sunshine**

ПГ з природною циркуляцією. На виході ПГ отримують 9200 кг/год. пари з параметрами 3,9 МПа, 250 °С. Акумулятор тепла з насиченою водою



розрахований на робочий тиск 1,2-3,9 МПа при ємності 5х60 м<sup>3</sup>. На вхід турбіни надходить 7940 кг/год. пари 1,18 МПа, 187 °С при номінальній потужності 1000 кВт. Ресурс системи акумулювання 3 МВт·год, тобто 3-годинне акумулювання. Центральний приймач має конічний теплообмінник і циліндричну зовнішню стінку. Порожнина має вертикальну вісь і круглу апертуру діаметром 8,5 м, орієнтовану в напрямку до поверхні Землі. Насичена пара з приймача подається в теплоакumuлюючу систему, що містить п'ять парових акумуляторів. Кожен з них – це бак об'ємом 60 м<sup>3</sup> з максимальним тиском 4 МПа. З системи акумуляції пара подається в парову турбіну імпульсного типу. Тиск пари на вході в турбіну підтримується насосом, встановленим на виході з акумулятора. Пара після турбіни потрапляє в конденсатор, що охолоджується морською водою. ККД турбіни та генератора 16,8 %, повна ефективність станції при розрахункових умовах 10,3 %. Потужність 1,0 МВт має місце при приході на геліостати променистого потоку, рівного 9684 кВт [25].

На практиці зустрічаються дві принципові схеми СЕС: одно і двоконтурні. У двоконтурній компоновці в сонячному теплообміннику відбувається нагрів теплоносія, який надходить в систему акумулювання, що служить джерелом тепла для робочого тіла, циркулюючого в другому контурі. Акумулятор тут виконує роль буфера в системі сонячний теплоприймач - нагрівач робочого тіла.

У одноконтурній схемі, контур теплоносія одночасно є і контуром робочого тіла. Робоче тіло нагрівається в сонячному теплоприймачу і подається частково на вхід теплової машини, частково в акумулятор.

У двоконтурній схемі в порівнянні більше зниження температурного напору в процесі акумулювання, повернення теплоносія і при теплообміні між теплоносієм і робочому тілом. В одноконтурній схемі втрати відбуваються лише при акумулюванні та поверненні теплоносія. Однак при двоконтурній схемі параметри робочого тіла на вході в теплову машину не схильні

випадковим коливанням, що характерно для одно контурної схеми, яка для стабілізації параметрів вимагає більш складну систему регулювання.

В існуючих СЕС баштового типу використовуються наступні теплоносії і робочі тіла: вода (водяна пара), натрій, розплав солей, повітря і гелій. При використанні в схемі СЕС натрію і розплав солей потрібні два контури - теплоносія і робочого тіла, в якості якого найчастіше служить вода.

Розробка СЕС з газовим теплоносієм, яка працює за циклом Брайтона, в даний час здійснюється в основному за комбінованою схемою, тобто з підігрівом робочого тіла (повітря) в камері згоряння шляхом спалювання органічного палива. При розробці проектів перших СЕС з термодинамічним циклом перетворення проектувальники прагнули максимально використовувати стандартне тепломеханічне обладнання. Так, турбоагрегати СЕС практично не вимагають спеціальних розробок і є типовими і відпрацьованими елементами традиційної енергетики. При конструюванні сонячних теплоприймачів і теплообмінників для отримання робочого тіла потрібних параметрів у всіх проектах по мірі можливості забезпечувалося відповідність вихідних параметрів (тиск, температура) вхідним параметрам турбін. Параметри робочого тіла, що генерується за рахунок акумульованого тепла при одноконтурній схемі, завжди нижче параметрів, одержуваних на виході з приймача сонячного випромінювання. У цьому випадку потрібна турбіна з двома входами: для гострої пари і пара знижених параметрів, що призводить до зниження потужності станції під час розряду акумулятора. Парові турбіни придатні до використання в широкому діапазоні змін розмірів, конструкцій та експлуатаційних умов, хоча відзначена вище особливість дещо обмежує вибір турбін досить великої потужності (200 МВт і більше). Слід зазначити, що і створення великих стаціонарних ГТУ (100 МВт і вище) пов'язане з вирішенням цілого ряду важливих завдань. Перш за все, необхідно підвищити початкову температуру газу перед турбіною, щоб підвищити ККД циклу. Це вимагає створення нових жароміцних матеріалів, здатних стійко і

тривало працювати при максимальних температурах. Не вирішена також і проблема підвищення ефективного ККД компресора.

З п'яти можливих теплоносіїв і робочих тіл (вода/пара, розплавлена сіль, натрій, повітря і гелій) найбільш поширеним і технічно доступним є водяна пара. Застосування як робочого тіла водяної пари в поєднанні з акумулятором тепла, хоча і не є оптимальним варіантом, але може бути здійснено без особливих технічних нововведень, що важливо при створенні такого нового енергетичного об'єкта, як сонячна електростанція (СЕС). Це знайшло своє відображення і на практиці - на п'яти з семи діючих СЕС теплоносієм і одночасно робочим тілом є водяна пара.

Високі капітальні витрати у теплові СЕС визначаються головним чином через високу вартість автоматизованих дзеркал-геліостатів. Вартість 1 кВт встановленої потужності для баштової СЕС «Solar-1», як і Кримської СЕС, більш ніж у 10 разів перевищує характерну для традиційних установок. Більш економічним виявилось інше технічне рішення, реалізоване в США в 1985 році. Замість дорогих скляних дзеркал - геліостатів тут використовується плівка з металевим напиленням, натягнута на обручі діаметром 1,5 метра. Створюючи під плівкою вакуум, надають їй параболічну форму [32].

Ці увігнуті дзеркала фокусують сонячне випромінювання на труби, в яких нагрівається і випаровується живильна вода паротурбінної установки. Таким чином, цій СЕС вежа з баком-парогенератором не потрібна. Питомі капіталовкладення були знижені у порівнянні з «Solar-1» в 4 рази, собівартість кВт·год. виробленої енергії наблизилася до характерної для вугільних станцій [33].

На СЕС «Альмерія» (Іспанія) в якості теплоносія першого контуру парогенератора на вершині сонячної вежі використовується рідкий натрій, в другому контурі - звичайна вода. У варіанті СЕС, розробленому в Німеччині, сонячні промені нагрівають до 800 °С стиснене повітря, який приводить в дію газову турбіну. З газової турбіни повітря потім використовується в паротурбінному циклі. У підсумку підвищується ККД СЕС.

Ряд паротурбінних СЕС різної потужності побудований у Франції та в Італії. Розробляються проекти СЕС із замкнутими газотурбінними установками, в яких робочим тілом є гелій. Параметри гелію перед турбіною: температура близько 600 °С, тиск 0,8 МПа; проектний ККД установок - близько 25 % [34].

Проаналізуємо дані, наведені в табл. 1.1. Повний ККД розрахований як відношення номінальної потужності (кВт) до площі дзеркал. Мається на увазі, що на 1 м<sup>2</sup> площі у південь падає енергія 1 кВт. Найбільший ККД має СЕС Temis 23,1 % з формою поля сектор, приймачем пустотного типу. Перевагу еліпсу чи кругу у якості форми поля дзеркал надати важко, тому що коефіцієнт відбиття у дзеркал геліостатів СЕС Solar-1 на 19 % вищий за СЕС-5. Це і забезпечує більший ККД. Аналогічні висновки дає і аналіз значень питомої площі дзеркал.

Основний недолік створених СЕС - це їх висока вартість. Наприклад, питомі витрати на спорудження СЕС потужністю 10 МВт в Барстоу (США) склали ~\$14000/кВт. На сьогоднішній день баштові СЕС коштують порядку 5600 \$/кВт. Враховуючи той факт, що питома вартість атомних електростанцій досягла вже 10 тис. \$/кВт, можна констатувати, що СЕС за капітальними вкладеннями вже досягли рівня традиційних електростанцій. Для того щоб сонячні електростанції могли успішно конкурувати з ТЕС та АЕС все одно їх вартісні показники мають бути знижені в декілька разів.

Ефективність СЕС може бути збільшена за рахунок [35]:

- налагодження серійного випуску геліостатів. Вартість геліостатів становить 60% від загальних витрат на будівництво. Це пояснюється штучним виготовленням геліостатів. При випуску одиничних екземплярів вартість становить близько 900 \$/м<sup>2</sup>, а при випуску великих партій ~ 62,5 \$/м<sup>2</sup>;
- підвищення ККД геліостату за рахунок підвищення коефіцієнта відбиття дзеркал;
- вдосконалення сонячної теплоенергетичної установки, економічність якої залежить від ККД паротурбінної установки. Один із способів полягає в заміні відкритого циліндричного ПГ на ПГ пустотного типу. За рахунок цього

різко знижуються конвективні та радіаційні втрати, а ККД досягає 0,9, що в 1,2 рази вище, ніж у циліндричного сонячного приймача;

- підвищення термічного ККД циклу. При параметрах пари 250 °С і 4 МПа абсолютний електричний ККД дорівнює 0,32 (СЕС-5). При підвищенні температури і тиску до 560 °С і 24 МПа термічний ККД буде вже 0,44-0,45;
- підвищення внутрішнього відносного ККД парових турбін;
- використання проміжного перегріву пари, що дозволяє підвищити ККД теплоенергетичної установки на 5-6%;
- регенеративного підігріву живильної води, що підвищує економічність на 10-11%;
- створення гібридної станції, в якій сонячна установка працюватиме спільно з тепловою на традиційному паливі.

У такої комбінованої сонячно-теплової електростанції (СТЕС) виробництво пари буде вестися роздільно - в сонячному парогенераторі і паливному котлі, а все інше обладнання буде спільним.

При цьому коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) може досягати 0,7-0,8, в той час як на звичайних СЕС він дорівнює 0,14. Для порівняння: на ТЕС і АЕС він становить 0,76-0,85, а на гідроелектростанціях - 0,3-0,4. Причому, що особливо важливо, СТЕС може ефективно працювати в змінному графіку навантаження.

Згідно замітці у пресі від 13 листопада 2012 р. в Китаї побудована перша в Азії баштова СЕС, потужність якої складає 1,5 МВт. Висота вежі - 120 м. СЕС буде виробляти близько 1950000 кВт·год. і при цьому економити 663 т умовного палива щорічно. Визначимо КВВП [36,37]:

$$\text{КВВП} = \frac{\text{кількість виробленої за рік електроенергії}}{\text{кількість електроенергії, яку можна було б виробити}} = \frac{E}{8760 \cdot N_{\text{э}}} = \frac{1,95 \cdot 10^6}{8760 \cdot 1500} = 0,148.$$

Як видно, сучасна СЕС має досить низький КВВП. Слід визнати, що використання акумулюючих систем дозволяє продовжити роботу СЕС на

вечірній період. При досить великих витратах можна забезпечити навіть відпустку пікової енергії. Однак це не вплине на значення КВВП.

### **1.2.2. Показники напівпровідникових СЕС (НСЕС)**

Основою цього типу СЕС є напівпровідникові фотоелементи. Фотоелектричні перетворювачі (ФЕП), названі в науковому середовищі сонячними елементами, є пристроями з напівпровідникових матеріалів і служать для вироблення електрики. Фотоелектричні елементи бувають різних розмірів, обсягів і форм. Їх найчастіше об'єднують між собою в фотоелектричні модулі, а модулі - з'єднують у фотоелектричні батареї. Фотоелектричні (PV) елементи, фотомодулі і пристрої, перетворюють сонячне світло в електричну енергію. Поняття фото гальваніка або вироблення струму з сонячної енергії, можна в буквальному сенсі охарактеризувати, як світло і електрику. Вперше це поняття згадувалося приблизно в 1890 році, як «фотоелектричні». Фотоелектричні матеріали та пристрої, які перетворюють енергію світла в електричну енергію, були відкриті французьким фізиком Едмоном Беккерелем ще в 1839 році. Беккерель відкрив процес використання сонячного світла для отримання електричного струму за допомогою твердого матеріалу. Але треба було, щоб пройшло більше півстоліття, щоб вчені змогли зрозуміти цей процес і дізнатися, що фотоелектричний або фотогальванічний ефект викликають тільки певні матеріали, здатні перетворювати енергію світла в електричну енергію на атомному рівні.

Виробництво ФЕП в світі стрімко розвивається (табл. 1.2 [38]). Як видно з приведених даних, за один рік потужність НСЕС в країнах Євросоюзу зросла на 8 %. Найпотужніша НСЕС у світі Desert Sunlight Farm знаходиться в США і має потужність 550 МВт. Світове виробництво ФЕП за десять останніх років виросло в 130 разів.

Широке використання НСЕС стримується досить високою ціною. Однак треба зазначити постійне зниження вартості напівпровідникових елементів та

основних її складових. Навіть в даний час треба розглядати особливості використання в кожному окремому випадку.

Таблиця 1.2

## Потужність ПСЕС у країнах Євросоюзу, МВт(пик.)

Країна	2014 г.	2015 г.	Країна	2014 г.	2015 г.
Німеччина	38408	39763	Словенія	256	257,4
Італія	18622	18924	Венгрія	77,7	137,7
Великобританія	5380	8918	Швеція	79	130,0
Франція	5699	6578	Люксембург	110	125,0
Іспанія	4872	4921	Польща	29,9	86,9
Бельгія	3140	3228	Мальта	54	73,2
Греція	2603	2613	Литва	68	73,1
Чехія	2067	2083	Кіпр	65	69,5
Нідерланди	1048	1405	Хорватія	34,2	44,8
Румунія	1293	+1325	Фінляндія	11,2	14,7
Болгарія	+1020	1021	Естонія	0.2	4,1
Австрія	785,2	935,3	<b>Євросоюз (ГВт)</b>	<b>87,34</b>	<b>94,57</b>
Данія	602	782,5			
Словаччина	590	591,1	-	-	-
Португалія	423,0	460,0	-	-	-

### 1.3. Використання сонячної енергії для гарячого водопостачання

Сонячні водонагрівачі вже давно стали символом достатку і сучасного способу життя не тільки в Європі, але і в Америці, Японії та інших високорозвинених країнах [39].

Виробництво установок для отримання тепла від енергії сонця за останній час зросло в світі в багато разів. На сьогоднішній день вводиться в

експлуатацію більше 3 млн. установок в рік, і ця статистика отримана не тільки за рахунок країн з теплим кліматом. Свою ефективність вакуумні сонячні колектори довели навіть в кліматичних умовах Аляски.

Високі темпи розвитку цього виду енергії стали можливі завдяки розробці сонячних нагрівачів води на теплових вакуумних трубках, здатних ефективно працювати при низьких температурах ( $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$  і навіть  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Крім цього свій вплив зробили підвищення цін на енергоносії і зниження вартості обладнання.

Використання сонячних водонагрівачів дозволяє вирішити питання автономного гарячого водопостачання, часткового або повного опалення, обігріву теплиць і т.д. Сонячні нагрівачі води можуть використовуватися як в приватних будинках, так і в готелях, їдальнях і будь-яких інших місцях з постійним відбором гарячої води. Використовуючи сонячну енергію можна зменшити витрати на нагрів води на дві третини, витрати на опалення – до 30% на рік [40].

На етапі будівництва будинку можна відразу запланувати установку сонячної системи. На додаток до звичайної системи опалення встановлюється сонячний нагрівач, а на дах будинку встановлюється модульний сонячний колектор. Таким чином можна оптимізувати гаряче водопостачання будинку або економити паливо для обігріву приміщення за допомогою сонячної енергії (рис.1.5).

Сонячні водонагрівачі можна розділити на дві категорії: пасивні (термосифонні) і активні (спліт-системи).

Нагрівачі пасивного типу функціонують за рахунок природної циркуляції, яка виникає при різниці густини гарячої та холодної води. Водонагрівачі даного типу призначені для використання при температурі повітря вище  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  (тобто навесні, влітку і восени). На зимовий період виконується злив води із системи і демонтаж вакуумних трубок. Крім того існують водонагрівачі проміжного типу, що працюють під тиском. Їх особливістю є те, що монтуються вони не обов'язково вище точки відбору води, на відміну від термосифонних систем.



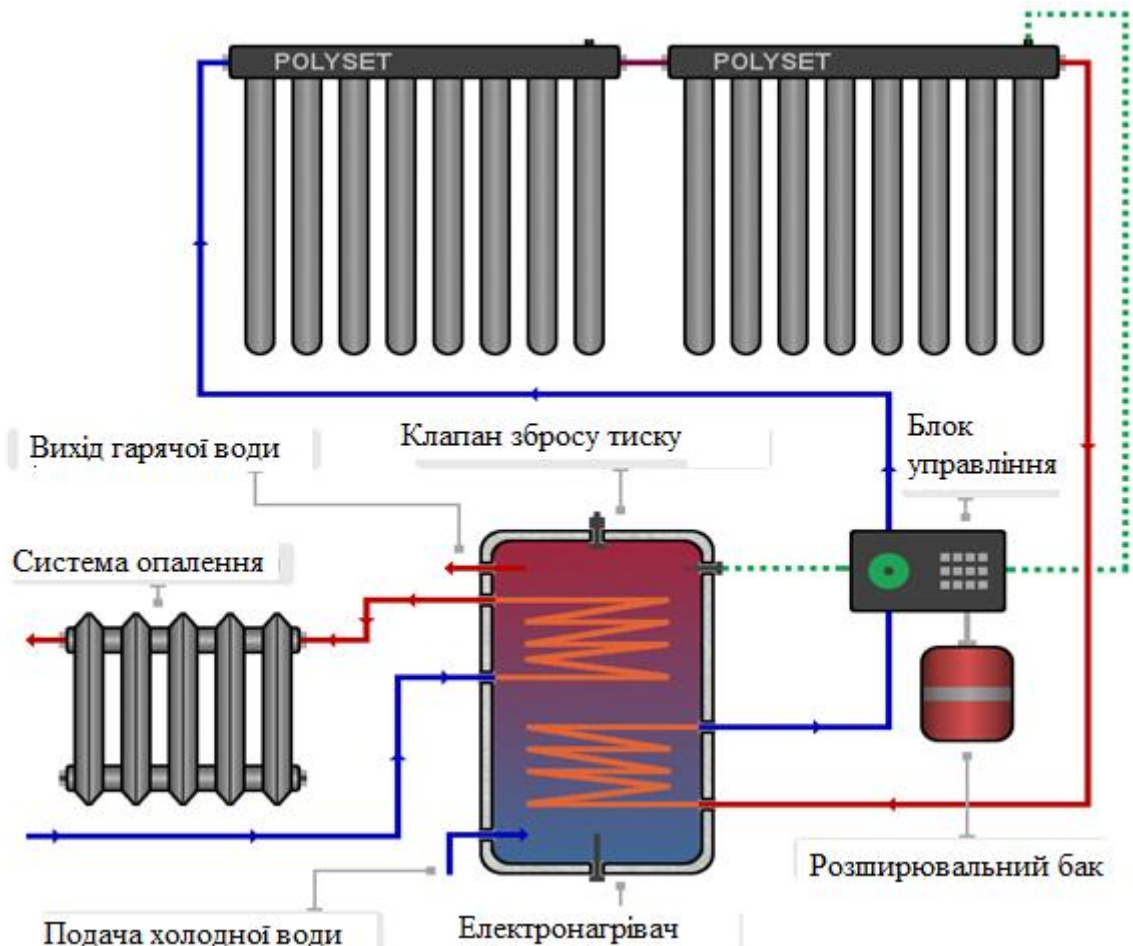


Рис.1.5. Схема СЕУ для опалювання і гарячого водопостачання

Активні нагрівачі води використовують блок електроніки, набір клапанів і циркуляційні насоси для руху теплоносія через колектор. Вони зазвичай дорожче пасивних систем, але і більш ефективні. Особливістю спліт-систем є можливість їх експлуатації при низьких температурах (до  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Це досягається за рахунок використання антифризу, який не замерзає на морозі.

### Загальні відомості

В залежності від часу року і чистоти повітря на земну поверхню опівдні падає енергія в кількості  $800\text{-}1000\text{ Вт/м}^2$ . Загальне випромінювання складається з прямого і дифузійного. У літній час частина дифузійного випромінювання становить 50%. Взимку ця частина значно вище. Чим вище частина дифузійного випромінювання, тим менша енергоемкість загального випромінювання. Загальне випромінювання і співвідношення між прямим і дифузійним випромінюванням залежать від широти, пори року і погоди.

Вірогідним є тільки середні значення, які були отримані в результаті довготривалих вимірювань. Середня тривалість освітлення на широті Одеси становить 2000 год./рік. На літню половину року припадає 3/4 сонячного випромінювання. На противагу цьому в термін з найбільшою потребою (листопад-лютий) використовується тільки 1/8 частина загальної річної енергії.

Принципово розрізняються дві системи: з плоскими і дзеркальними колекторами. При дзеркальних колекторах, які також називаються концентруючими, сонячне випромінювання за допомогою параболічних дзеркал концентрується в точці або на трубопроводі. В результаті цього може бути досягнута дуже висока температура. Така система має недолік в тому, що необхідно весь час забезпечувати точне фокусування. Цей недолік відсутній у плоских колекторів, які монтуються на даху будинку або на землі. Плоский колектор (ПК) приймає менше енергії, ніж дзеркальний, однак за хмарної погоди ПК має перевагу, тому що поряд із прямим випромінюванням може використовувати і дифузійне. Таким чином, для побутових потреб краще використовувати плоскі колектори.

Найпростіші СЕУ використовуються в північно-африканських і південно-європейських країнах і служать для отримання гарячої води. Вони складаються тільки з колектора та акумулятора. Принципова схема представлена на рис. 1.6. Така установка працює без насоса. Підігрів води в акумуляторі відбувається до тих пір, поки різниця температур між колектором і вмістом акумулятора досить велика.

Для того, щоб уникнути охолодження ізольованого акумулятора вночі, потрібно роз'єднати колектор і акумулятор тоді, коли температура в колекторі стане менше, ніж температура в акумуляторі. Це легко досягається установкою зворотного клапана, що запобігає зворотній циркуляції.

Більш зручна і частіше вживана конструкція представлена на (рис.1.7). Споживана вода нагрівається в теплообміннику, який виконує і роль акумулятора. Контур колектора заповнюється морозотривкої рідиною (суміш води з технічним спиртом або антифриз). Це доцільно, тому що не вимагає

зливу звичайної води взимку і дозволяє використовувати установку протягом усього року [9].

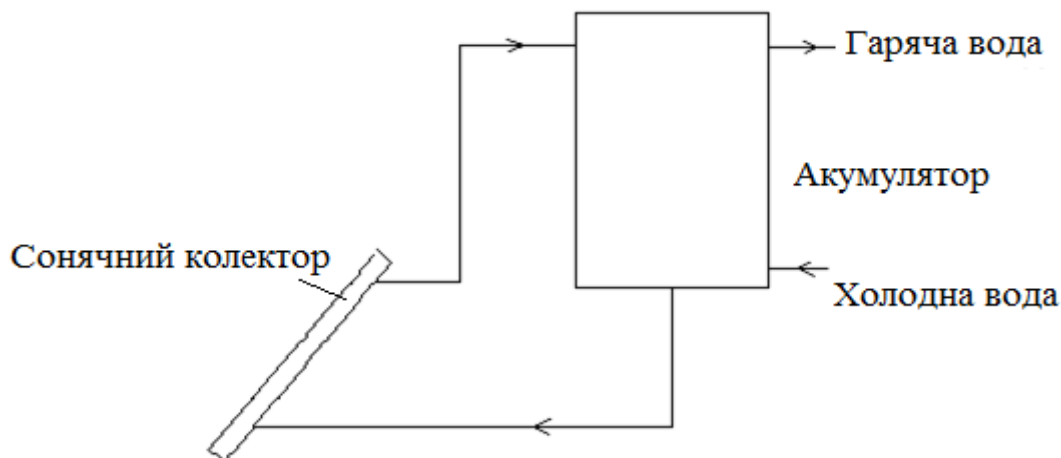


Рис. 1.6. Сонячна установка з природною циркуляцією

У більшості випадків СЕУ використовуються для ГВП. Це, поряд з обігрівом басейнів, є основною областю їх застосування. У цьому випадку енергоспоживання найбільшою мірою збігається з можливістю використання сонячної енергії. У перехідний час і в зимові місяці можливості сонця достатні тільки для часткового підігріву води, що дозволяє зменшити витрати на споживану електроенергію або паливо.

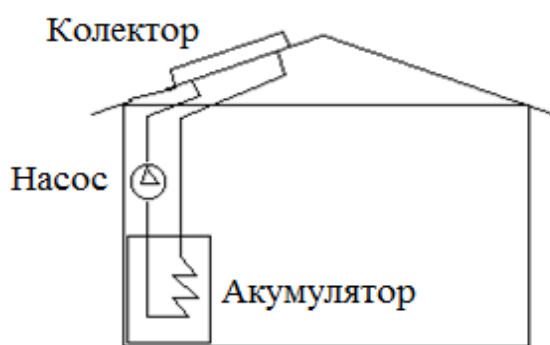


Рис.1.7. Сонячна установка з примусовою циркуляцією

У разі похмурих днів передбачається використовувати запас гарячої води в акумуляторі. Об'єм акумулятора визначається з розрахунку двох - триденного запасу гарячої води, виходячи зі споживання  $\sim 50$  л/чол. на день. Акумулятор

повинен мати теплову ізоляцію. У цьому випадку втрати теплоти складуть 2–3 градуси в добу. Треба відмітити, що сьгоднішні норми споживання гарячої води суттєво завищені. При використанні їх при проектуванні вартість СЕУ суттєво підвищується. Тому на практиці використовуються більш економічні значення питомого споживання гарячої води, як у побутовому секторі, так і у комунальних підприємствах. З цього витікає необхідність перегляду норм для проектування ГВП.

При розгляді використання сонячної енергії для опалення приміщень слід мати на увазі розрив у потребі і пропозиції і враховувати наступне [10]:

1) площа колекторів повинна бути істотно більше, ніж для ГВП і складати 30-50% від площі, що обігривається. Акумулятор теплоти повинен бути також значно більшим (2000-5000 л);

2) оскільки температура води для опалення буде відносно низькою, то потрібна система з великою поверхнею нагріву. Виходячи з цього, можливо опалення добре ізольованого будинку з обігрівом підлоги при температурі обігриваючої води  $\sim 30\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

3) сонячна енергія може вносити істотний внесок тільки в перехідний період. У зимові місяці неможливо відмовитися від додаткового джерела теплоти;

4) можливе використання повітряного опалення при багаторазовій циркуляції повітря з приміщення за допомогою вентилятора через колектор.

### **Класифікація сонячних колекторів**

Всі сонячні колектори (СК) умовно діляться на плоскі і вакуумні. Плоскі СК є абсорбером, елементом, що поглинає сонячну радіацію і пов'язаний з теплопровідною системою. Із зовнішньої сторони СК закритий шаром прозорого матеріалу, прозорого покриття. Найчастіше це покриття виконується із спеціального загартованого скла, в якому максимально понижений вміст металів та мінімальний коефіцієнт відбиття.

Зворотна сторона, для зменшення тепловтрат закрита тепловим ізолятором. Якщо тепло не відводиться, то такий плоский колектор в змозі

нагрівати проміжний теплоносій до 140 °С. В даний час розробляються і застосовуються спеціальні оптичні оболонки. Оскільки зі всіх використовуваних матеріалів найбільш висока теплопровідність в міді, то вона стала основною сировиною для виробництва абсорбера.

В вакуумних СК головна частина – це спеціальна вакуумна трубка, покрита чорнінням, для нагрівання, в якій знаходиться вода або антифриз. Вся конструкція зроблена за принципом пристрою термоса. Довкола порожнини заповненою рідиною для зменшення непродуктивних втрат тепла створюється своєрідна вакуумна камера. Використовуючи такий елемент можна нагрівати воду навіть в тому випадку, якщо температура довкілля мінусова.

Вживання систем, побудованих на вакуумних сонячних колекторах, в більшості українських регіонів можуть забезпечити населення тільки третьою частиною енергії, необхідної для теплопостачання осінню або весною, і на 60 % задовольнити потребу в гарячій воді (8-9 місяців).

З метою підвищення ефективності приладів, внутрішні тепло сприймаючі поверхні робляться за типом термосифону гранованої форми, або тепло сприймаючу трубу роблять у формі букви «U». Зовнішня оболонка вакуумних колб виготовляється з боросилікатного скла, що має підвищену міцність.

Останнім часом поширюються СК, оснащені тепловими трубами. Усередині такої трубки знаходиться рідина, що має низьку температуру кипіння, наприклад, аміак. Один кінець трубки вставлений в теплообмінний бак. Нагріваючись від сонячного випромінювання, рідина закипає, пара, піднявшись вгору, передає тепло воді. Сонячні колектори з подібними трубками набагато ефективніші за будь-яких інших. Окрім підвищеного ККД, вони ще стійкі до механічних дій.

СК будуть мати максимальну ефективність, якщо кут падіння сонячних променів на тепло сприймаючу поверхню під час максимальної сонячної радіації буде дорівнювати 90 градусам. Але протягом дня сонце описує дугу, а в різний час року ще й піднімається на різну висоту. Тому ідеальним був би варіант, коли приймач сонця повертався б услід за переміщенням світила,

підтримуючи постійно прямий кут стосовно падаючим променям. Технічно це може бути здійсненим. Але тоді ціна СК буде залежати від вартості цієї конструкції и може бути дуже високою.

Зазвичай сонячні колектори встановлюються нерухомо, а кут нахилу вибирають залежно від основного призначення пристрою. При установці колектор намагаються орієнтувати в бік півдня, але обов'язково орієнтуючись на рельєф місцевості. Рекомендується відхилитися від орієнтації на південь не більше ніж на тридцять градусів, тоді й тепло буде вироблятися в межах норми. У північних районах може представити інтерес варіант установки під кутом близьким до вертикалі, коли приймач буде більше використовувати промені відбиті від поверхні сніжного насту.

### **Устрій та технологічна схема сонячної установки**

Технологічна теплова схема сонячної установки для ГВП приведена на рис. 1.8. Нагрітий в СК 1 теплоносій по трубах гарячого теплоносія 4 поступає в ємкісний водонагрівач (ЄВН) 3 та 15, де протікаючи по змійовику, він нагріває воду, що йде до споживача. Після ЄВН теплоносій поступає в насосну групу 5, яка забезпечує циркуляцію теплоносія в контурі. До і після насоса встановлені крани кульові 7 для можливості ремонту насоса без зливу усього теплоносія. Безпосередньо перед насосом встановлюється механічний фільтр 8, який захищає насос від попадання механічних домішок. За насосом встановлюється зворотний клапан 6, що запобігає зворотній циркуляції, яка може мати місце при зупиненому насосі в холодну погоду. В цьому випадку тепло з акумулятора відводиться в доквілля через СК.

У самій верхній точці контуру на гарячому трубопроводі встановлені повітряники 3 для видалення повітря з контуру. Повітряники ставляться на кожну групу СК, а також, на горизонтальній ділянці гарячого трубопроводу теплоносія перед ЄВН. В якості повітряника використовується звичайний кран кульовий 1/2".

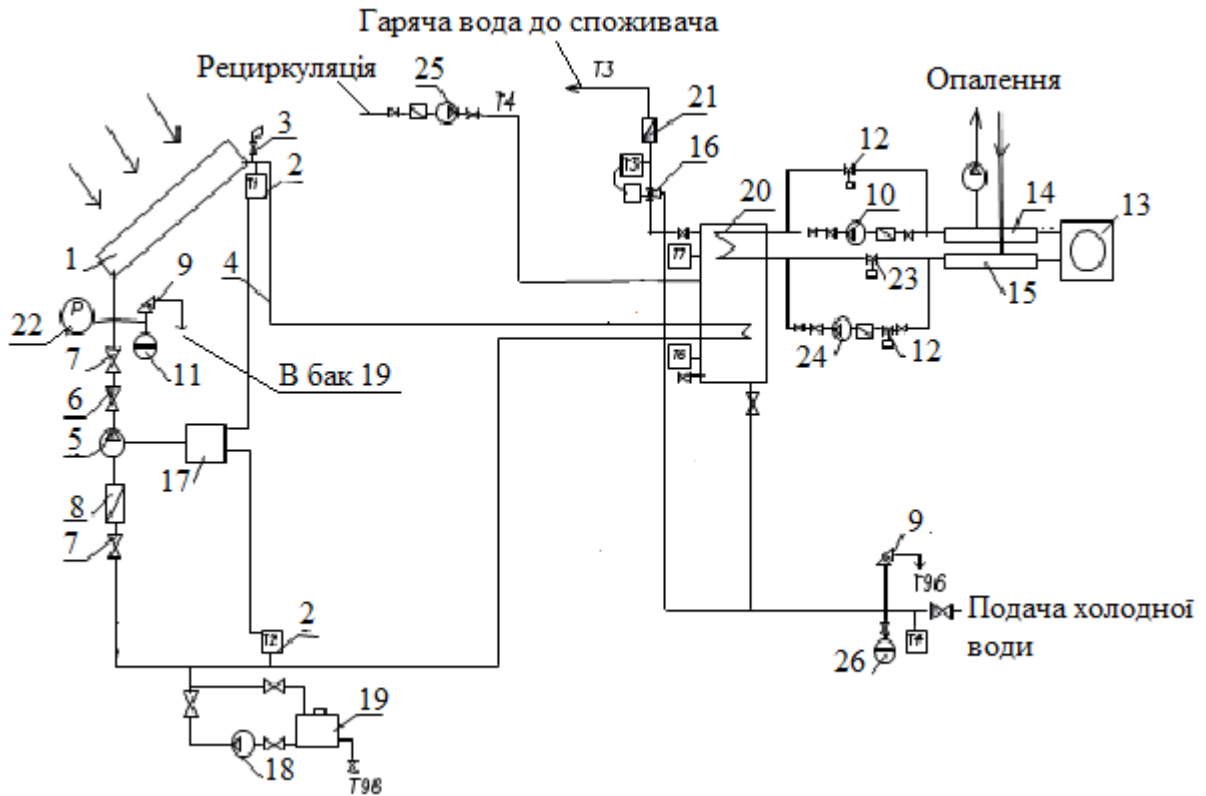


Рис. 1.8. Схема сонячної установки для гарячого водопостачання

Автоматичні повітря віддільники показали низьку надійність при експлуатації (залипання клапана, що призводить до втрати дорогого теплоносія, який доводиться постійно підживлювати). Для забезпечення термічного розширення теплоносія, а також можливого часткового його випару в СК при тривалій відсутності споживання гарячої води, в контур встановлюється мембранний розширювальний бак 11, який має об'єм, достатній для компенсації термічного розширення теплоносія і прийому усього об'єму теплоносія з колекторів при його випарі. На одному відведенні з розширювальним баком встановлюється запобіжний клапан 9, що спрацьовує при досягненні тиску в контурі 6 бар. Із запобіжного клапана теплоносій скидається у бак 19, з якого відбувається і заповнення контуру насосом 19. За допомогою засувки можна дренувати теплоносій з системи у бак. Теплоносій нагріває воду у ЄВН 20. Блок управління 17 при наявності різниці температур до та після ЄВН включає насос 5.

Трубопровід холодної води до ЄВН обладнаний двома кульовими кранами 22, водоочисною установкою, зворотним клапаном. На цій лінії також встановлюється мембранний розширювальний бак 26 і запобіжний клапан. Клапан спрацює за відсутності споживання гарячої води і максимальному припливі тепла, коли тиск в ЄВН і трубопроводах може підвищитися вище допустимого рівня.

Якщо нагріта сонячною енергією вода має недостатню температуру, вона догрівається в спеціальному змійовику, що знаходиться в ЄВН. В цей змійовик подається гарячий теплоносій від котла 13.

Для забезпечення вимог СНП 2.04. 01-85, згідно з якими гаряча вода, що направляється споживачеві, повинна мати температуру не більше 55 °С, в схемі передбачено підмішування до гарячої води холодної води. Двосторонній клапан (змішувач 16, по вимірах температури води, що направляється споживачеві, управляється регулятором, встановленим на трубопроводі холодної води. Вузол змішення гарячої і холодної води потрібний для можливості нагріву води в ЄВН до температури більше 55 градусів. Це дозволяє здійснити акумуляцію теплоти і використання сонячної енергії у більшій мірі.

Контур теплоносія обладнаний двома датчиками температури 2, встановленими на гарячому трубопроводі (безпосередньо після сонячного колектора) і зворотному трубопроводі (після ЄВН). Якщо температура теплоносія після СК досягає 110 °С або різниця температур в гарячому і зворотному трубопроводах знижується нижче 5 °С, блок управління 16 відключає циркуляційний насос 5.

В технічній літературі для проектування СЕУ для ГВП відсутні рекомендації щодо урахування режиму споживання гарячої води.

#### **1.4. Екологічний вплив сонячних енергоустановок**

Щорічний приріст «сонячного» ринку становить близько 30 %, що обумовлено наступними перевагами цього джерела енергії. По-перше, при



роботі СЕУ не виділяють «парникових» газів, токсичних компонентів, пилових забруднень. По-друге, робота сонячних енергоустановок не супроводжується шумом. По-третє, сонячна енергія є практично невичерпним джерелом енергії. По-четверте, сонячні енергоустановки можуть застосовуватися як додаткове джерело енергії спільно з іншими способами виробництва електрики.

Розглянемо і негативні сторони сонячної енергетики [41].

СЕС є ще недостатньо вивченими об'єктами, тому віднесення їх до екологічно чистих електростанцій не можна вважати повністю обґрунтованим.

Негативний вплив сонячної енергії на навколишнє середовище проявляється:

- у відчуженні земельних площ, їх можливої деградації;
- у великій матеріаломісткості;
- у можливості витоку робочих рідин, що містять хлорати і нітрити;
- у небезпеці перегріву і загоряння систем, зараження продуктів токсичними речовинами при використанні СЕУ в сільському господарстві;
- у зміні теплового балансу, вологості, напрямку вітру в районі розташування станції;
- у затемненні великих територій сонячними концентраторами, можливої деградації земель;
- у впливі на клімат космічних СЕС;
- у створенні перешкод телевізійного та радіозв'язку;
- у передачі енергії на Землю у вигляді мікрохвильового випромінювання, небезпечного для живих організмів і людини.

Слід відмітити, що «перешкоди для телевізійного та радіозв'язку», складно віднести до негативного впливу на навколишнє середовище. В окремих випадках при вибухах на Сонці це дійсно має місце. В нормальних умовах негативний вплив не проявляється.

Як негативний вплив на навколишнє середовище слід відмітити також викиди при виробництві ФЕП та акумуляторів. Виробництво одного з основних елементів ФЕП - кремнію - надає шкідливий вплив на навколишнє середовище.

Як відзначають фахівці, на кожен кілограм кремнію, виробленого за допомогою фторидно-гідридної методики, утворюється 4 кг токсичного алюмофториду натрію [41]. Він викликає порушення діяльності центральної нервової системи, захворювання кісткових тканин, очей, шкірних покривів. При виготовленні акумуляторів, які є невід'ємною частиною СЕС малої потужності, використовується свинець. Свинець погано впливає на організм людини: вражає центральну нервову систему, серцево-судинну систему, нирки, порушує репродуктивну функцію, у дітей сприяє порушенню когнітивних процесів, викликає агресію. За результатами дослідження, опублікованого в журналі Energy Policy, при виробництві акумуляторів, яке збільшується великими темпами, в тому числі і у зв'язку з переходом на сонячні батареї, споживається 80 % видобутого свинцю. Близько 2,4 млн. т свинцю щорічно викидають в атмосферу тільки Індія і Китай, причому Індія втрачає при видобутку, плавці, виготовленні батарей та їх переробці близько 22 % свинцю, а Китай - близько 33 %. Зважаючи на відсталість технологій, це робить негативний вплив на навколишнє середовище та здоров'я людини.

Крім свинцю фотоелементи містять також кадмій, галій, миш'як, при виробництві яких споживаються інші небезпечні елементи. Як вважає Чарльз Коркорен, вчений, який досліджує небезпечні речовини, деякі сонячні батареї, вироблені з використанням тонко плівкової кадмієвої технології, можуть стати небезпечними відходами при подрібненні або закапуванні. А вчені з Каліфорнійського університету вважають, що кадмій являє собою генну отруту і мутаген, що сприяє зміні ДНК і може вплинути на репродуктивну функцію ДНК майбутніх поколінь.

Ще однією проблемою є утилізація ФЕП. Некомерційна група захисників навколишнього середовища «Коаліція токсичних отрут» [41], опублікувала звіт, в якому дається оцінка ефективності процесу утилізації ФЕП. Був проаналізований ряд виробників сонячних елементів на предмет наявності програм утилізації, розширеної відповідальності виробника за стан продукції наприкінці терміну служби, системи поставок і наявність зелених робочих

місць, розкриття інформації про склад продукції. Більшість компаній не хочуть займатися утилізацією, вважаючи ці справи високо витратними.

Дуже цікава думка про шкоду сонячної енергетики висловив вчений У. Каттон у своїй книзі «Кінець техноутопії». За його словами, «тільки 0,1 % сонячної енергії, що досягає поверхні Землі, захоплюється рослинами і запасується в органічних молекулах. Це не означає, що ті які залишилися 99,9 % представляють собою величезний ресурс, що очікує, коли його почне експлуатувати людина. Вельми небезпечно використовувати додатково навіть 0,1 %. На підтвердження цього побоювання можна сказати, що зміна концентрації вуглекислого газу в атмосфері на частки відсотка вже веде до глобальних кліматичних змін» [41].

Слід мати на увазі ще одну обставину. Розвиток енергетики пов'язаний з втратами тепла, під яким розуміємо відведення низькотемпературного тепла під час вироблення електричної й теплової енергії. Це – прямі втрати енергії використуваних первинних енергоресурсів. Чим вони вищі, тим більше палива витрачається. Зниження вказаних втрат або підвищення ККД енергетичних установок дасть змогу знизити темпи зростання як паливної складової витрат, так і теплового забруднення біосфери. Таким чином, майже все енергоспоживання переходить у низькотемпературне тепло. Тому неконтрольоване зростання виробництва енергії й енергоспоживання може порушити тепловий баланс Землі.

Отже, до чого ж може спричинити зростання споживання енергоресурсів? На першому етапі, який триває тепер, - це поступова зміна регіональних кліматичних умов життя з поступовим зростанням цих змін у часі. На другому етапі проявиться зростання середньої температури біля поверхні Землі, істотна зміна регіональних кліматичних умов, повільне підвищення рівня океану. На третьому етапі відбуватиметься швидке зростання температури. Відомо, що таке збільшення температури спричинить затоплення величезних територій, найліпше освоєних людством. Людство втратить не тільки гігантські орні

площі, а й чимало з того, що воно створювало впродовж десятих років і століть: міста, заводи і т.д.

Безумовно велику роль у вирішенні енергетичної проблеми і підвищенні життєвого добробуту населення відіграє енергозбереження – один з пріоритетних напрямків сучасної (і майбутньої) політики. Економія 1 т вугілля скорочує викиди золи на 250 кг, оксидів сірки – приблизно на 2 кг, оксидів азоту – на 3 кг, оксиду свинцю – на 10 кг. Економія 1 т мазуту скорочує викиди сірчистого ангідриду на 40 кг, оксиду вуглецю на – 12 кг. Економія 1000 м<sup>3</sup> природного газу скорочує викиди оксиду азоту на 2,5 кг, оксиду вуглецю на 8 кг. З цього видно, що чим менше використовувати палива, тим менше буде плата за викиди.

Якщо ж урахувати, що внаслідок підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів можливо істотно знизити питому витрату палива на виробництво 1 кВт·год. електроенергії, то неважко визначити розмір екологічного збитку, якого вдасться уникнути. Тому актуальним є розвиток і застосування відновлювальних джерел енергії, таких як сонце [42].

Ще однією важливою проблемою, окрім використання великої кількості паливно-енергетичних ресурсів, є споживання кисню. На Землі протягом доби спалюється більше 3,5 мільйонів тонн нафти і понад 4 млрд. м<sup>3</sup> природного газу. Для згоряння одного молю газу потрібно два моля кисню (O<sub>2</sub>). Таким чином, при спалюванні 1 м<sup>3</sup> метану споживається 2 м<sup>3</sup> кисню.

Для висококалорійних нафтопродуктів і попутного газу, які спалюються у тисячах свердловинах і в котлах теплоелектростанцій, кількість знищеного кисню зростає пропорційно кількості атомів водню, що містяться в молекулах. У цьому випадку на спалювання 1 м<sup>3</sup> газу потрібно вже до 6 м<sup>3</sup> чистого кисню. Ще більш гнітюча статистика відзначається при горінні нафти і нафтопродуктів.

Крім цього, спалюються великі обсяги промислового газу, ацетилену, вугілля, сланців і всього того, що горить. За минулі 100 років на Землі були виплавлені мільярди тонн заліза (згідно зі статистичними даними, тільки в

одній Росії за 10 років, з 1990 р. по 2000 р. було виплавлено понад 1,5 мільярда тонн заліза), 70 відсотків якого давно окислилося ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$  і  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ), і люди розкидали по Землі з іржею величезну масу кисню, повернути який в атмосферу вже неможливо. Процес окислення заліза не зупинити. Тим більше, що всі хімічні елементи Землі можуть знаходитися тільки в окислах або з'єднаннях. В "чистому" вигляді існувати в кисневій атмосфері вони не можуть. Якщо раніше залізна руда в надрах Землі перебувала в з'єднанні з вуглецем і могла зберігатися вічно, то після випалювання в ній вуглецю під час металургійного переділу окислення заліза стало незворотнім.

Оцінки показують, що 10 млн. тонн кисню на рік можуть дати лісові площі розміром не менше  $100 \times 100 \text{ км}^2$ . Необхідно повсюдно збільшувати лісопокривні площі за рахунок непридатних і опустелених земель. При цьому слід пам'ятати, що Амазонка і амазонська сельва нас не врятують, так як супервологі екваторіальні зливові ліси виділяють в атмосферу лише 10% виробленого кисню (Світовий океан – 2%), тоді як сухі бореальні ліси віддають до 50-70% кисню, отриманого при фотосинтезі.

Хоча убуток запасів кисню в атмосфері відчується не в самому найближчому майбутньому, вже зараз, поки ще не занадто пізно, людство має проявити політичну волю і змінити своє ставлення до середовища і ресурсотворюючим функціям фітосфери (в основному, лісу). Кожен техногенний мегаполіс повинен мати "у своїй турботі" кисневу фіто фабрику - лісові масиви, компенсуючи його потреби в кисні [43].

### **1.5. Висновки за розділом 1**

Проведений аналіз стану та проблем розвитку сонячної енергетики показав, що

1. Сонячна енергетика інтенсивно розвивається для виробництва електроенергії та теплоти. Однак вартісні показники її ще значно вище показників традиційних установок. Більш широке впровадження вимагає вдосконалення

методики техніко-економічного обґрунтування, яке, у свою чергу, має спиратися на зміну нормативної бази та екологічного законодавства.

2. Наведені в літературі значення інсоляції для України вимагають інструментального уточнення.
3. При проведенні техніко-економічного обґрунтування необхідне знання залежності вартості сонячної енергоустановки для ГВП від її потужності.
4. Рекомендації провідних виробників обладнання для СЕС вимагають уточнення для півдня України в частині кута нахилу сонячних колекторів і частки потужності СЕУ від загальної потужності споживача, тобто коефіцієнта заміщення традиційного енергоджерела.
5. Відсутня методика врахування динамічних характеристик СЕУ (режим споживання гарячої води) при проектуванні.

## РОЗДІЛ 2. ІНСТРУМЕНТАЛЬНЕ ВИЗНАЧЕННЯ ІНСОЛЯЦІЇ У м. ОДЕСА

Одним з найбільш перспективних напрямів відновлювальних джерел енергії, що в останні роки дуже активно впроваджуються в світову промисловість і комунальний сектор – є сонячна енергетика. Розробки і промислова продукція в цій області на сьогодні дуже активно розвиваються в таких країнах як Німеччина, США, Великобританія, Японія, Корея та Китай і становлять вагомий відсоток енергетичного виробітку в світі [44, 45]. Використання сонячних установок на півдні України є одним з перспективних вже сьогодні методів видобутку електроенергії і тепла, які на відміну від традиційних методів (спалювання вуглеводнів, застосування атомної енергії та ін.), не сильно поширені, але становлять інтерес через свою екологічність та відновлюваність [46]. Впровадження та екологічне обґрунтування сонячних установок (СУ) вимагає знання інсоляції в регіоні. За спостереженнями за кліматом, впливає, що клімат змінюється в бік збільшення температури [47], отже використання СЕУ буде більш виправдано. Тому була поставлена задача уточнити середньомісячні та середньорічне значення енергії, отриманої від сонця.

Інсоляція змінюється в залежності від координат місцевості. При проектуванні СЕУ кількість сонячної енергії, яка надходить до неї, має велике значення. Точне значення сонячної інсоляції має використовуватися у техніко-економічному розрахунку, що є обґрунтуванням доцільності її впровадження.

Визначенням та уточненням значення інсоляції займаються в багатьох країнах. Так робота [48] присвячена досліджуванню інсоляції в Ірані. В результаті аналізу за значенням річної інсоляції Іран був поділений на п'ять районів. Але відсутній аналіз використання СЕУ для умов цієї країни. В [49] приводяться дані щодо прямої та розсіяної складових інсоляції, але лише для теплої половини року, що не дає змогу розрахувати річну кількість інсоляції

через недостатню кількість даних. Достатньо ретельно визначене це питання для Німеччини. У Німеччині практично в кожному регіоні створені можливості для ефективного використання енергетичного потенціалу Сонця. Хоча річна інсоляція знаходиться в межах від 900 до 1200 кВт·год./м<sup>2</sup> [50], це менше на 100 кВт·год./м<sup>2</sup>·рік) ніж в нашому найтеплішому регіоні, отже на півдні України СЕУ буде вигідніше використовувати ніж в Німеччині. В [51,52] наводиться сумарна кількість сонячної енергії, немає даних щодо прямої і розсіяної складових, а це не дозволяє розрахувати інсоляцію в залежності від кута нахилу колектора.

Відносно України слід відмітити наступне. В [53] наводиться, що інсоляція в Україні коливається в діапазоні від 900 до 1300 кВт·год/м<sup>2</sup>·за рік. В [54] карта України в залежності від значення інсоляції за рік поділена на чотири зони (I зона 1350 кВт·год/м<sup>2</sup>, II зона 1250 кВт·год/м<sup>2</sup>, III зона 1150 кВт·год/м<sup>2</sup>, IV зона 1000 кВт·год/м<sup>2</sup>). Тобто, значення інсоляції підвищилися на 100 кВт·год/м<sup>2</sup>. Територіальні зони достатньо великі і представляється, що наведені значення потребують уточнення.

Слід також відмітити, що є методика розрахунку сонячної радіації [55]. Але, як показав аналіз [56], результати, які отримані за допомогою різних методик мають суттєву різницю. З цього виходить, що надійніше буде використання вимірних значень в залежності від місця розташування СЕУ.

Кількість інсоляції вимірювалася за допомогою метеостанції Davis 6162EU кожну годину. Метеостанція встановлена на даху головного навчального корпусу Одеського національного політехнічного університету. Були проаналізовані наявні дані з березня 2012 по вересень 2015 року [57]. Вимірювання інсоляції метеостанцією здійснювалося за двома параметрами:

- $E = (\text{Langley})$  – кількість сонячної енергії за годину,  $1 \text{ Langley} = 41,84 \text{ кДж/м}^2$ ;
- $R = \text{Solarrad}$  – середньо годинна потужність сонячного випромінювання,  $\text{Вт/м}^2$ .

Метою роботи є уточнення інсоляції для м. Одеси та економічне



обґрунтування використання сонячної установки для гарячого водопостачання.

Для досягнення цієї мети потрібно вирішити наступні задачі:

1. Зібрати дані замірів метеостанції. Визначити середньо місячну та середньо річну інсоляцію.
2. Порівняти отримані в результаті обробки дані з наведеними в літературі.
3. Розрахувати річні приведені витрати для сонячної установки і котельної на природному газі для гарячого водопостачання.

### 2.1. Визначення середньомісячної та середньорічної інсоляції

Подальші розрахунки виконувалися за допомогою вимірів сонячного випромінювання  $R$ , оскільки кількість сонячної енергії за годину численно дорівнює потужності сонячного випромінювання у Вт·год.

Розрахунки середньомісячних та середньорічного значення інсоляції проводилися звичайними методами. Особливістю є наявність не повних таблиць. Тобто на початку та кінці розглянутого періоду часу були не повні місяці та доби. Тому усереднення спочатку проводилося за відповідними годинами та добами різних років.

Результати розрахунків для чотирьох не повних років наведені в табл. 2.1 [57].

Таблиця 2.1

Середньо годинні значення інсоляції за кожний місяць (усереднення за термін з 12.03.12 по 31.08.15), Вт·год/м<sup>2</sup> [57]

Години/Місяць	Січень	Лютий	Берез.	Квітень	Травень	Черв.
5:00	0	0	0	0	0	0,0339
6:00	0	0	0,179	0,55	10,04	20,46
7:00	0	0	7,722	24,23	77,93	101,2
8:00	0,0860	0,512	47,80	112,35	188,8	217,7

Продовження табл. 2.1

Години/Місяць	Січень	Лютий	Берез.	Квітень	Травень	Черв.
9:00	3,500	20,63	135,8	231,0	316,3	347,4
10:00	33,54	75,89	239,0	356,7	435,2	480,27
11:00	82,56	137,2	330,3	466,4	555,9	591,2
12:00	120,6	192,25	403,3	533,8	646,4	677,6
13:00	138,7	227,4	418,7	570,8	679,4	711,5
14:00	137,8	236,1	397,4	581,2	671,5	714,4
15:00	117,7	214,8	361,1	564,9	639,6	627,3
16:00	82,46	171,7	288,2	471,8	565,1	535,3
17:00	35,77	105,3	199,5	346,5	445,3	433,7
18:00	3,709	30,69	86,72	213,1	307,7	317,5
19:00	0	1,560	14,71	92,64	164,5	193,8
20:00	0	0	0,2097	14,13	50,27	81,79
21:00	0	0	0	0	2,648	12,47
22:00	0	0	0	0	0	0,10833
Всього за день	756,46	1414,1	2930,75	4580,18	5756,69	6063,77
За місяць, кВт·год./м <sup>2</sup>	23,45	39,60	90,85	137,4	178,46	181,9
Години/Місяць	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
6:00	8,175	1,032	0,178	0	0	0
7:00	58,52	33,62	7,433	0,086	0	0
8:00	147,3	137,1	71,54	16,59	0,689	0
9:00	246,4	265,4	186,8	83,98	19,14	2,700
10:00	347,3	385,3	312,3	163,9	62,08	30,99
11:00	453,0	495,7	425,0	247,8	113,4	73,99
12:00	548,05	597,0	500,7	306,0	149,3	108,9
13:00	605,9	636,5	557,2	339,1	166,7	130,9
14:00	644,8	619,6	545,3	335,6	169,2	126,1

Продовження табл. 2.1

Години/Місяць	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
15:00	640,7	580,3	508,9	294,2	141,4	102,0
16:00	592,1	504,1	412,5	216,2	98,22	64,12
17:00	523,2	390,4	292,9	119,1	36,63	18,83
18:00	432,24	259,2	146,0	24,89	2,456	0,3533
19:00	315,4	133,1	37,48	1,473	0	0
20:00	195,6	30,97	1,544	0	0	0
21:00	113,6	0,6774	0	0	0	0
22:00	79,88	0	0	0	0	0
23:00	47,44	0	0	0	0	0
Всього за день	6058,7	5469,9	4006,0	2148,9	959,2	658,77
За місяць, кВт·год./м <sup>2</sup>	187,67	167,17	120,18	66,61	28,78	20,42

За цими усередненими даними було отримано середньорічне значення інсоляції, яке дорівнює 1242,48 кВт·год./м<sup>2</sup>.

Визначимо довірчий інтервал отриманого результату для річного значення інсоляції. За результатами отриманих замірів годинної інсоляції були отримані сумарні значення інсоляції за 2012-2015 роки (табл. 2.2).

Таблиця 2.2

Сумарна річна інсоляція за розглянутий термін [57]

Рік	2012	2013	2014	2015
q <sub>i</sub> , кВт год/м <sup>2</sup>	1230	1270	1190	1280

Згідно з [58] довірчий інтервал при цих початкових даних визначиться наступним чином.

Середнє значення:

$$q_{cp} = \sum q_i / n = 1242 ,$$

де  $n$  – кількість членів вибірки.

Середньоквадратичне відхилення:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (q_i - q_{cp})^2}{n}} = 31,62.$$

Довірчий інтервал:

$$\delta = \frac{\sigma \cdot t}{\sqrt{n}} = 18,88 ,$$

де  $t = 1,96$  – аргумент функції Лапласа  $2\Phi(t) = 0,95$ . Тобто, прийнята ймовірність попадання величини в заданий інтервал 95 %.

Таким чином,

$$q = q_{cp} \pm \delta = 1242 \pm 18,9 \text{ кВт год/м}^2.$$

## **2.2. Зіставлення замірених даних з літературними значеннями інсоляції**

Для порівняння замірених даних з наявними в літературі визначимо інсоляцію,  $\text{Вт} \cdot \text{год} / \text{м}^2$ , на горизонтальну поверхню в безхмарний день для широти м. Одеси за літературними даними. В [51] наведені дані за прямим і розсіяним випромінюванням на горизонтальну поверхню залежно від широти місцевості. Відповідні дані для широти місцевості м. Одеса наведено в табл. 2.3.

Визначимо інсоляцію в реальних умовах хмарності для широти м. Одеса. Згідно з даними НАСА [52] річна реальна інсоляція у Одесі дорівнює  $1298,2 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^2$  (табл. 2.4). Визначимо коефіцієнт, який враховує реальні погодні умови (табл. 2.4) відношенням інсоляції в реальних умовах хмарності до інсоляції при безхмарному небі (табл. 2.4).

Отриманий за допомогою даних табл. 2.4 коефіцієнт хмарності не відповідає даним, наведеним в [49]. Помилка становить 3,8 %.

Порівняємо значення теплового потоку, які замірени метеостанцією, з теоретичними (табл. 2.5).

Таблиця 2.3

Сумарна інсоляція, на горизонтальну поверхню в безхмарний день для широти м. Одеси ( $\varphi=46,47^\circ$ ), кВт·год./м<sup>2</sup> [51]

Місяць	Інсоляція за місяць, кВт·год./м <sup>2</sup>	Інсоляція за день, кВт·год./м <sup>2</sup>
Січень	63,249	2,040
Лютий	94,365	3,3708
Березень	160,990	5,193
Квітень	197,342	6,578
Травень	240,509	7,758
Червень	245,574	8,185
Липень	244,569	7,889
Серпень	207,509	6,693
Вересень	166,805	5,560
Жовтень	119,060	3,8406
Листопад	76,305	2,543
Грудень	56,435	1,820
За рік	1872,717	5,123

З представлених даних, видно що теоретична інсоляція за рік більша за заміряні дані з метеостанції. Заміряні дані менші за теоретичні на 55,77 кВт·год/м<sup>2</sup> (4,3 %).

З даних в табл. 2.6 видно, що заміряні та теоретичні дані інсоляції, в літні місяці майже сходяться, та заміряні дані вищі за теоретичні: в квітні відмінність 6,01 кВт·год/м<sup>2</sup> (4,37%), в травні 3,3 кВт·год/м<sup>2</sup> (1,85%) в червні - на 6,4 кВт·год/м<sup>2</sup> (3,51%), в липні - на 0,43 кВт·год/м<sup>2</sup> (0,22%) в серпні – на 1,93 кВт·год/м<sup>2</sup> (1,1%) в вересні 2,28 кВт·год/м<sup>2</sup> (1,83%), а в зимні місяці та березень місяць нижчі заміряні дані сонячної інсоляції за теоретичні. Максимальна відмінність результатів заміряних від теоретичних в лютому на 19,5 кВт·год/м<sup>2</sup>

(49%), та в листопаді на 13,3 кВт·год/м<sup>2</sup> (46%) [57]. Отже, клімат все ж таки змінюється в сторону збільшення інсоляції, хоч лише в літні місяці.

Таблиця 2.4

Інсоляція в реальних умовах хмарності, кВт/м<sup>2</sup> та коефіцієнт, який враховує реальні умови хмарності

Місяць	Інсоляція при безхмарному небі за місяць, [51], кВт·год/м <sup>2</sup>	Інсоляція в реальних умовах хмарності, [52], кВт·год/м <sup>2</sup>	Коефіцієнт, враховуючий хмарність
1	63,25	38,75	0,6126
2	94,37	59,08	0,6261
3	160,99	95,48	0,5931
4	197,34	131,4	0,6658
5	240,51	175,15	0,7282
6	245,57	175,5	0,7146
7	244,57	187,24	0,7656
8	207,51	165,23	0,7963
9	166,81	117,9	0,7068
10	119,06	78,12	0,6561
11	76,31	42,16	0,5525
12	56,44	32,24	0,5713
Всього за рік	1872,73	1298,25	0,6657

Слід також зазначити, що дані про глобальне потепління іноді й не підтверджуються. Так, наприклад, в [59] вказується, що пауза в глобальному потеплінні триває вже 16 років. З 1997 по серпень 2012 року середні температури не підвищувалися в різних куточках Землі. Протягом 40 років, середня температура по землі була стабільна, такі дані зібрали більш ніж з

трьох тисяч точок на землі і воді. Тому, отримані при вимірах результати можуть розглядатися як цілком достовірні.

Таблиця 2.5

Середньомісячний та середньорічний тепловий потік на горизонтальну поверхню, кВт·год./м<sup>2</sup>

Місяць	Теоретична інсоляція, що падає за місяць, кВт·год./м <sup>2</sup>	Теоретична інсоляція, що падає за рік, кВт·год./м <sup>2</sup>	Заміряна інсоляція за місяць, кВт·год./м <sup>2</sup>	Заміряна інсоляція за рік, кВт·год./м <sup>2</sup>
Січень	38,75	1298,25	23,45	1242,48
Лютий	59,08		39,59	
Березень	95,48		90,85	
Квітень	131,4		137,41	
Травень	175,15		178,46	
Червень	175,5		181,91	
Липень	187,24		187,67	
Серпень	165,23		167,16	
Вересень	117,9		120,18	
Жовтень	78,12		66,61	
Листопад	42,16		28,77	
Грудень	32,24		20,42	

### 2.3. Висновки за розділом 2

1. У результаті обробки отриманих даних замірів інсоляції за допомогою метеостанції визначені середньомісячні та середньорічна кількість сонячної інсоляції. В середньому за рік в районі м. Одеса на горизонтальну поверхню падає - 1242,48 ± 18,9 кВт год./м<sup>2</sup>.

2. Зіставлено отримані значення інсоляції за вимірами з метеостанції з наявними в літературі даними. У результаті зіставлення вимірний тепловий потік, який падає на горизонтальну поверхню, менший за теоретичні дані (1298,25 кВт·год./м<sup>2</sup>) на 55,72 кВт·год./м<sup>2</sup> (4,3%). Уточнено значення коефіцієнта, що враховує зниження інсоляції через хмари. Визначений коефіцієнт хмарності дорівнює 66,57 % і на 3,8 % менший, наведеного в літературі.



## РОЗДІЛ 3.

### МЕТОДИКА ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНОГО ЗІСТАВЛЕННЯ І ОПТИМІЗАЦІЇ З УРАХУВАННЯМ ЕКОЛОГІЧНОЇ СКЛАДОВОЇ

#### 3.1. Загальні положення

Критерії техніко-економічної оптимізації можуть бути розділені на часткові, що відображають певні економічні аспекти спорудження та експлуатації енергоустановок, і загальні, що є комплексами, узагальнюючими часткові критерії та показники.

До часткових критеріїв можуть бути віднесені питомі капіталовкладення, річні витрати виробництва, собівартість енергії.

До критеріїв, що відображають більш узагальнені показники відносяться річні розрахункові витрати, річний економічний ефект (або інтегральний економічний ефект за термін служби), термін окупності.

Капітальні витрати представляють суму коштів, необхідних на спорудження або модернізацію об'єкта. Показниками роботи енергоустановок, що належать до часткових критеріїв техніко-економічної оптимізації є питомі капіталовкладення та експлуатаційні витрати або річні витрати виробництва. Річні витрати виробництва представляють суму витрат на паливо, складової капітальних витрат і витрат на персонал [60-62]:

$$И = И_{п} + И_{к} + И_{експ.} \quad (3.1)$$

Витрати на паливо

$$И_{п} = V_{рік} \cdot Ц_{п}, \quad (3.2)$$

де  $V_{рік}$  і  $Ц_{п}$  - річна витрата і ціна пального з урахуванням транспортування.

Складові капітальних витрат у річних витратах визначається як

$$И_{к} = p_{а}K + И_{п.в.}, \quad (3.3)$$

де  $p_a K$  - амортизаційні відрахування;

$p_a$  - коефіцієнт амортизації, враховуючий відрахування на реновацію і капітальний ремонт і залежний від виду обладнання та режиму його роботи.

$I_{п.в.}$  - щорічні витрати на поточний ремонт. Приймаються в розмірі 10-20 % від амортизаційних відрахувань.

Коефіцієнт  $p_a$  згідно нормам, прийнятим в 80-і роки виражався у % від первісної вартості. В цілому по станції для наближених розрахунків  $p_a$  приймають 6-8 % залежно від якості палива і числа годин використання встановленої потужності.

Норма амортизації знижується при зменшенні числа годин використання енергоустановки в році і поліпшенні якості палива.

Експлуатаційні витрати визначаються, як

$$I_{\text{експ.}} = I_{\text{зп}} + I_{\text{пр}} = n \cdot N \cdot \Phi_{\text{ср}} + I_{\text{пр}}, \quad (3.4)$$

де  $I_{\text{зп}}$  - річна заробітна плата персоналу;

$I_{\text{пр}}$  - інші загально станційні витрати;

$n, N$  - штатний коефіцієнт (люд. / МВт) і встановлена потужність (МВт);

$\Phi_{\text{ср}}$  - середня заробітна плата одного працівника за рік.

Величина  $I_{\text{пр}}$  становить 20-30% сумарних витрат на амортизацію, поточний ремонт і заробітну плату:

$$I_{\text{експ.}} = I_{\text{зп}} + 0,2(p_a K + 0,1 p_a K + I_{\text{зп}}) = 1,2 I_{\text{зп}} + 0,22 p_a K. \quad (3.5)$$

Загальні річні витрати, віднесені до кількості випущеної продукції називаються питомими витратами чи собівартістю продукції.

Собівартість одиниці енергії може бути визначена як

$$c_e = I/W_{\text{річн.}}$$

де  $I$  - річні витрати, необхідні для вироблення енергії;

$W_{\text{річн.}}$  - кількість відпущеної протягом року енергії.

Величина питомих капіталовкладень та собівартість енергії окремо не можуть бути узагальнюючими критеріями оптимальності. Як правило, експлуатаційні витрати знижуються за рахунок зростання капіталовкладень і навпаки. Очевидно, для досягнення техніко-економічного оптимуму необхідно забезпечити найбільшу ефективність або найменший термін окупності додаткових капіталовкладень:

$$T_{ок} = \frac{\Delta K}{\Delta I},$$

де  $\Delta K$ ,  $\Delta I$  - різниця величин капіталовкладень і експлуатаційних витрат в розглянутих варіантах виконання об'єкта.

Додаткові капіталовкладення в об'єкт доцільні при значенні  $T_{ок}$  менше деякого нормативного, тобто при  $T_{ок} < T_{н.ок}$ .

Величина, зворотна терміну окупності, називається коефіцієнтом ефективності капіталовкладень або рентабельністю:

$$E = R = \frac{1}{T_{ок}}$$

У застосовуваних для реалізації технічних рішень величина  $E$  має бути більш або, в крайньому випадку, дорівнювати нормативному коефіцієнту  $E_n$ . У період існування планової директивної економіки СРСР нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень становив 0,12 - для знову споруджуваних об'єктів і 0,15 - для модернізації. Для спорудження унікальних експериментальних об'єктів величина  $E_n$  знижувалась до 0,08.

Одним з узагальнених критеріїв техніко-економічної оптимізації є річні розрахункові приведені витрати

$$\begin{aligned} Z &= I + E_n \cdot K = \\ &= (I_{п} + I_{к} + I_{експ}) + E_n \cdot K = \\ &= I_{пал} + p_a K + 0,1 p_a K + 1,2 I_{зп} + 0,22 p_a K + E_n \cdot K = \\ &= I_{пал} + 1,2 I_{зп} + (1,32 p_a + E_n) \cdot K = \\ &= I_{пал} + 1,2 I_{зп} + 0,1992 \cdot K. \end{aligned} \quad (3.6)$$

При мінімумі  $Z$  забезпечується оптимальне співвідношення між капіталовкладеннями і витратами виробництва.

Приведені витрати, віднесені до річної кількості відпущеної енергії, називаються питомими приведеними витратами.

Ще одним часто вживаним узагальненим критерієм є максимум річного економічного ефекту.

$$E_{\text{річн}} = c_e \cdot W_e - Z,$$

де  $c_e$  - вартість енергії, що відпускається,

$W_e$  - річний відпуск енергії,

$Z$  - річні приведені витрати.

В умовах порівняння варіантів енергетичного об'єкту, які мають однакові продуктивності по енергії (тобто  $W_e = \text{const}$ ), цей критерій практично ідентичний критерію мінімуму приведених витрат.

### **3.2. Умови техніко-економічної порівнянності варіантів проектування**

При порівнянні варіантів за мінімумом приведених витрат необхідне виконання наступних умов.

1. Порівняльні варіанти мають бути технічно порівнянними і взаємозамінні. Кожен варіант слід ставити в оптимальні для нього умови, при яких забезпечується отримання найкращих техніко-економічних показників.

2. Варіанти повинні забезпечувати однаковий енергетичний ефект, тобто вони повинні врівноважуватись по корисному відпуску енергії та потужності на основі використання системи замикаючих витрат і замикаючих установок. При цьому у варіанті з меншим корисним відпуском електроенергії на величину  $\Delta W_e$  приведені витрати повинні бути збільшені на величину

$$\sum_{t=1}^T Z_{ee} \cdot \Delta W_{et} (1 + E_H)^{T-t},$$

де  $Z_{ee}$  - замикаючі витрати на електроенергію.

1. У порівнюваних варіантах повинен забезпечуватися однаковий рівень шкідливого впливу на навколишнє середовище або слід враховувати додаткові витрати для здійснення заходів щодо захисту навколишнього середовища. В останньому випадку приведені витрати і-го варіанта будуть збільшуватися на величину

$$\Delta Z_i = E_n \Delta K_i + \Delta I_i$$

де  $\Delta K_i$  – додаткові капіталовкладення, необхідні для зменшення шкідливих викидів до концентрацій їх у вихідному (кращому у цьому співвідношенні) варіанті;

$\Delta I_i$  - додаткові поточні витрати, необхідні для таких же цілей.

Можливо також зрівняння варіантів на основі оцінки економічних наслідків від впливу шкідливих викидів у навколишнє середовище. З цією метою може вводитися плата за забруднення навколишнього середовища, що призведе до деякого збільшення вартості продукції, що випускається і економічно виправдає будівництво очисних споруд і безвідходних виробництв.

Оптимальним є варіант, що забезпечує мінімальну величину приведених витрат. При різниці приведених витрат в 2 - 3% варіанти з урахуванням похибки вихідної інформації і самих розрахунків можуть вважатися рівно економічними. У цьому випадку остаточний вибір варіанта слід проводити з урахуванням додаткових факторів (ступінь освоєння устаткування, перспективність даного варіанту і т.д.)

### **3.3. Екологічна складова оцінки ефективності проекту**

Аналіз проектів до теперішнього часу відбувається без необхідної економічної оцінки екологічних наслідків їх реалізації. Оцінка ефективності проектів здійснюється за відомими стандартними схемами, коли кількісній грошовій оцінці підлягають показники проекту, які відображають його фінансово-економічну ефективність. Причина цього - відсутність простих і

досить зручних способів визначення збитку, який наноситься природі, і його впливу на показники економічної ефективності проекту [63].

Особлива увага приділяється виявленню екологічних проблем на ранніх стадіях розгляду проектів, включення в проекти заходів, спрямованих на поліпшення якості навколишнього середовища та запобігання, зменшення і компенсацію екологічної шкоди і ризику.

Екологічна оцінка супроводжує всі стадії проектного циклу [64].

Екологічною складовою оцінки ефективності проекту є економічний збиток від забруднення навколишнього середовища, який являє собою вартісне вираження соціально-економічних наслідків реалізації проекту, викликаних забрудненням навколишнього середовища, втратою або погіршенням якості природних ресурсів та об'єктів, пов'язаних з цими факторами погіршенням здоров'я людей, втратою доходів, зниженням вартості нерухомості, а також витратами на ліквідацію негативних наслідків.

Величину збитку характеризує сума екологічних витрат. Орієнтовний перелік екологічних витрат [65]:

а) вартість втрачених або погіршених природних ресурсів (плата за користування ресурсами [66])  $P_{кр}$ ;

б) витрати на ліквідацію негативних наслідків і відновлення якості навколишнього середовища, відновлення або відтворення природних ресурсів взамін втрачених (плата за викиди)  $P_{вик}$ :

- витрати на очищення викидів в атмосферне повітря і скидів у водні об'єкти за найкращими доступними технологіями [67] до рівня, що забезпечує отримання прийнятних для суспільства санітарно-гігієнічних і екологічних нормативів  $P_{очищ}$ ;

- додаткові витрати, пов'язані з очищенням питної води, збільшенням потужності міських комунальних систем водовідведення та водоспоживання;

- витрати на перенесення водозаборів;

- витрати на рекультивацію, санацію та знезараження земель;

- витрати на створення додаткових потужностей з прийому та складування відходів, їх переробки;

- додаткові витрати на медичне обслуговування, лікування, придбання ліків;

- витрати на відселення мешканців, які проживають в санітарно-захисних зонах, компенсації завданих у зв'язку з цим матеріальних збитків і упущеної вигоди (вартість нерухомості і недоотримані доходи);

- витрати на компенсацію жителям незручностей у зв'язку з вимушеним переселенням у разі розміщення об'єкта на території їх проживання;

- витрати на компенсацію жителям збитків, викликаних зниженням вартості нерухомості в зоні впливу розташовуваного об'єкта, інших незручностей, що виникають у зв'язку з розміщенням об'єкта;

- витрати на усунення аварій та їх наслідків (розлив нафти, викид отруйного газу тощо);

- витрати на посадку рослинності і догляд за нею;

- витрати на відновлення або відтворення біологічних ресурсів;

в) упущена вигода та інші збитки:

- збитки від зниження рекреаційної ємності та рекреаційного потенціалу території;

- зниження врожайності сільськогосподарських культур, продуктивності лісів та інших біоресурсів;

- втрата регіонального продукту від збільшення захворюваності та смертності.

До наведеного переліку, на наш погляд, слід додати плату за використання кисню  $P_{\text{кис}}$ .

Можливі підходи до оцінки різних складових екологічного збитку:

- збиток життя і здоров'ю може оцінюватися по витратах, пов'язаних із хворобою, включаючи витрати на лікування і втрачені доходи за невироблений регіональний валовий продукт;

- збиток від деградації навколишнього середовища, втрати, виснаження природних ресурсів і зниження їх продуктивності може оцінюватися за

вартістю втрачених чи пошкоджених природних ресурсів, втрати вартості виконуваних ними екосистемних послуг (природоохоронних і рекреаційних функцій), вартості витрат з ліквідації негативних наслідків, проведення відновлювальних заходів і рекультиваційних робіт;

- шкода майну може оцінюватися за його ринковою вартістю у разі повної втрати або щодо її зниження у результаті впливу проекту, збитків від неотримання податкових доходів та інших потенційних доходів від майна;

- збитки від втрати естетичних властивостей ландшафтів може оцінюватися по зниженню ринкової вартості нерухомості.

Під оцінкою ефективності інвестиційного проекту з позиції екологічної складової мається на увазі включення величини збитків у розрахунок показників його ефективності, тобто мова в даному випадку йде про розрахунок екологізованих показників ефективності проекту для його еколого-економічної оцінки.

Завданнями оцінки еколого-економічної ефективності проектів є [68]:  
- отримання кількісних критеріїв для прийняття рішень про допустимість або неприпустимість реалізації проекту;

- забезпечення вибору варіанту запланованої господарської діяльності з найменшими екологічними і соціальними витратами;

- отримання кількісних критеріїв оцінки ефективності запропонованого проектом очисного обладнання і намічуваних природоохоронних заходів;

- вибір прийнятної для суспільства норми віддачі при реалізації проекту.

Одним з основних принципів оцінки еколого-економічної ефективності проектів, на наш погляд, є включення екологічних результатів і витрат у грошові потоки, що враховуються при аналізі проекту. У відповідності з традиційним економічним аналізом «витрати-вигоди» проект вважається ефективним і придатним для реалізації, якщо доходи (Д) перевищують витрати (В), тобто виконується співвідношення:

$$Д - В > 0.$$



Оцінка еколого-економічної ефективності означає, що у даний аналіз мають бути введені екологічні складові ( $D_{\text{еколог}}$  і  $V_{\text{еколог}}$ ), тобто вихідна нерівність перетворюється у вираз:

$$(D + D_{\text{еколог}}) - (B + V_{\text{еколог}}) > 0.$$

Іншим основним принципом еколого-економічної ефективності проектів є врахування фактора часу через використання ставок дисконтування, як одного з інструментів для відображення довгострокових екологічних наслідків реалізації проекту. Це питання є спірним і гаряче обговорюється в сучасній літературі, присвяченій оцінці еколого-економічної ефективності інвестиційних проектів. Автором у різних джерелах виявлено три підходи до вирішення даного питання.

1. Не застосовувати метод дисконтування при розгляді екологічних наслідків реалізації проекту у зв'язку з тим, що в результаті дисконтування величина збитку з кожним роком зменшується, у той час як екологічні наслідки мають більш тривалий період існування в порівнянні з життєвим циклом проекту і можуть відчуватися і у віддаленому майбутньому, а в деяких випадках навіть збільшуватися з часом внаслідок синергетичних ефектів. На наш погляд, даний підхід не є обґрунтованим, оскільки не можна ігнорувати вплив на величину збитку інфляційних процесів, врахованих при затвердженні нормативів плати за викиди/скиди.

2. Застосовувати більш низькі ставки дисконту. Такі ставки називаються суспільними нормами тимчасової переваги і використовуються для оцінки державних екологічних програм. Прийнятними по екологічним проектам вважаються ставки в 2-4 %, а іноді і нижче [69]. Як видається, цей підхід виправданий тільки для проектів природоохоронного призначення і не підходить для виробничих проектів, в рамках яких передбачається здійснення природоохоронних заходів, у зв'язку з необґрунтованим заниженням ставки дисконту для показників операційної, інвестиційної та фінансової діяльності.

3. Замість ставки дисконтування використовувати ставку нарощення вартості кінцевого екологічного результату [70]. Запропонований

методологічний підхід до оцінки еколого-економічної ефективності інвестиційних проектів базується на обліку потенційної вартості (цінності) всіх ресурсів навколишнього середовища з точки зору їх кінцівки та дефіцитності. На наш погляд, у разі розгляду виробничих проектів, в рамках яких передбачається здійснення природоохоронних заходів, для показників природоохоронної діяльності доцільно застосування загального з іншими видами діяльності коефіцієнта дисконтування з введенням коригуючого коефіцієнта, що характеризує посилення екологічних наслідків в часі (розрахунок цього коефіцієнта провадиться із застосуванням статистичних методів аналізу).

Оцінка еколого-економічної ефективності інвестиційних проектів складається з кількох етапів. На першому етапі здійснюється оцінка збитку, що завдається навколишньому середовищу в результаті реалізації проекту, до початку здійснення природоохоронних заходів і залишкового збитку після здійснення природоохоронних заходів, а також шкоди, яку запобігли. Другий етап оцінки еколого-економічної ефективності проекту являє собою розрахунок екологізованих показників ефективності проекту:

- чистого дисконтованого доходу, скоригованого на величину залишкової після здійснення природоохоронних заходів шкоди;
- індексу прибутковості, що представляє собою показник ефективності (віддачі) капітальних вкладень по проекту (включаючи і суму природоохоронних капітальних вкладень), скоригований на величину залишкової після здійснення природоохоронних заходів шкоди;
- внутрішньої норми доходності, зменшеної в результаті коригування розрахунків на величину залишкової після здійснення природоохоронних заходів шкоди;
- терміну окупності, збільшеного в результаті коригування розрахунків на величину залишкової після здійснення природоохоронних заходів шкоди.

Завершальним етапом оцінки еколого-економічної ефективності є розрахунок показника ефективності природоохоронних капіталовкладень.

Даний показник розраховується як відношення екологічного ефекту (збитку, який вдалося запобігнути в результаті здійснення природоохоронних заходів) до суми природоохоронних капітальних вкладень, здійснених в рамках інвестиційного проекту.

Розглянуті етапи являють собою послідовні кроки комплексної оцінки еколого-економічної ефективності інвестиційного проекту [68].

Суть даної методики полягає в наступному. Перш, ніж оцінювати ефективність природоохоронних витрат, здійснених у рамках інвестиційного проекту, необхідно зіставити суму природоохоронних капітальних вкладень з величиною збитку, що наноситься навколишньому середовищу, шляхом розрахунку екологізованих показників його ефективності.

Наприклад, якщо дисконтований залишковий після здійснення природоохоронного заходу збиток перевищує чистий дисконтований дохід проекту (тобто чистий дисконтований дохід, скоригований на величину залишкової після здійснення природоохоронних заходів шкоди, є величиною від'ємною), це говорить про величину збитку, яка не відповідає сумі природоохоронних капітальних вкладень, здійснених в рамках інвестиційного проекту. А якщо це так, то необхідно констатувати негативну ефективність здійснення цих вкладень.

### 3.4. Методика розрахунку екологічної складової приведених витрат

Виходячи з вищенаведеного та враховуючи невизначеність, взаємозалежність багатьох складових, приведені витрати та екологічна складова річних експлуатаційних витрат може бути визначені за формулою [71]:

$$З = 0,1992 \cdot К + I_{\text{пал}} + 1,2 I_{\text{зп}} + I_{\text{екол}} \quad (3.7)$$

$$I_{\text{екол}} = P_{\text{кн}} + P_{\text{вик}} + P_{\text{очищ}} + P_{\text{кис}} \quad (3.8)$$

де  $P_{кн}$  – плата за користування надрами [72];

$P_{вик}$  – плата за викиди;

$P_{очищ}$  – плата за очищення;

$P_{кис}$  – плата за використання кисню [71].

Розрахунок плати за користування надрами обчислюється за формулою:

$$P_{кн} = V_{\phi} \cdot C_{кн} \cdot K_{пп}, \quad (3.8)$$

$V_{\phi}$  – обсяг відповідного виду видобутих корисних копалин, т;

$C_{кн}$  – величина визначеної ставки плати за користування надрами, грн./т;

$K_{пп}$  – коригуючий коефіцієнт. При невизначеності не використовується.

Зі смислу цього податку виходить, що він входить у вартість сировини чи палива і для енергетичних установок він не використовується.

Сума податку, який справляється за викиди в навколишнє середовище забруднюючих речовин стаціонарними джерелами забруднення [73, 74], обчислюється, виходячи з фактичних обсягів викидів та ставок податку за формулою:

$$P_{вик} = M_i \cdot H_{пi}, \quad (3.9)$$

де  $P_{вик}$  – сума податку, грн.;

$M_i$  - обсяг викиду забруднюючої речовини, т;

$H_{пi}$  – ставка податку, грн./т.

Відповідно  $CO_2$  треба відмітити, що згідно Кіотського протоколу треба платити за викиди парникових газів ( $CO_2$ ) у розмірі 15-17 євро за 1 тону  $CO_2$  [75]. Прийнято 20 \$=500 грн./т  $CO_2$ . Пропонується при виборі варіантів враховувати ціну за викиди згідно Податковому кодексу України та Кіотському протоколу.

Як представляється, плата за викиди може бути зменшена, якщо використовувати засоби очищення, тому у формулі (3.1) має бути тільки  $P_{вик}$ , а  $P_{оч}$  може бути видалене.

Треба відмітити, що використання кисню сьогодні не регламентується. Але в недоліках використання органічного палива цей фактор обов'язково відзначається. Виходячи з наведених матеріалів, платіж за використання кисню має бути еквівалентом відновлення його витраченої кількості. Тобто за найбільш доступною технологією [67].

Сутність способу отримання кисню з повітря полягає в глибокому охолодженні повітря із перетворенням його в рідкий стан, що при нормальному атмосферному тиску може бути досягнуто в інтервалі температур від  $-191,8\text{ }^{\circ}\text{C}$  (початок зрідження) до  $-193,7\text{ }^{\circ}\text{C}$  (закінчення зрідження).

Поділ рідини на кисень і азот здійснюється шляхом використання різниці температур їх кипіння, а саме:  $T_{\text{кип. O}_2} = -182,97\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;  $T_{\text{кип. N}_2} = -195,8\text{ }^{\circ}\text{C}$  (при 760 мм рт. ст.).

При поступовому випаровуванні рідини в газоподібну фазу в першу чергу буде переходити азот, що має більш низьку температуру кипіння і при його виділенні рідина буде збагачуватися киснем. Багаторазове повторення цього процесу дозволяє отримати кисень і азот необхідної чистоти. Такий спосіб поділу рідин на складові частини називається ректифікацією [76].

Якщо виробляти кисень з повітря, це не буде його відновленням. У повітрі знаходиться кисень у корисній формі. Тому треба розглядати технологію виробництва кисню рослинністю з вуглецевого газу. Таким процесом є фотосинтез і, він може біти визначений як єдиний [77]. Виробництво кисню з  $\text{CO}_2$  у промисловому виробництві не застосовується. З одного гектару лісу за одну годину можна отримати 3580 г  $\text{O}_2$ . Відповідно даним [78,79] з одного гектару соснових насаджень за один рік виділяється 10,9 т, березових – 10,8 т, осикових – 9,7 т кисню (в середньому 10,5 т).

Посадку та проведення робіт в лісі здійснюють лісгоспи. Тому вартість кисню, який виробляється лісом за рік може бути оцінена річними витратами цього підприємства. В результаті обробки інформації було отримано, що, наприклад, лісове господарство, в яке входить 63564 га площі під лісом, має річний бюджет в перерахунку 7,295 млн. \$. З них 5,143 млн. \$ є витрати на

переробку лісних ресурсів. Тобто, ця величина не відноситься до відновлення та підтримання стану лісу. Таким чином, собівартість виробництва кисню лісом буде дорівнювати  $(7,295-5,143) \cdot 10^6 / (63564 \cdot 10,5) = 20,787 / 10,5 = 1,98 \text{ \$/т-рік} = 45,54 \text{ грн./т}$  [71].

### **3.5. Техніко-економічне обґрунтування використання сонячної установки для гарячого водопостачання.**

Для співставлення зменшення техногенного навантаження за рахунок зниження використання природних ресурсів та викидів продуктів згорання визначимо витрати сонячних установок та котельних на ГВС та плату за викиди та порівняємо їх.

#### **3.5.1. Визначення приведених витрат для котельної установки на природному газі**

За номінальну потужність споживача приймемо потужність сонячної енергоустановки (СЕУ), яку вона буде мати в літній день липня місяця для м. Одеси. За липень на поверхню сонячного колектора (СК) з урахуванням хмарності потрапить  $187 \text{ кВт}\cdot\text{год}/(\text{м}^2\cdot\text{місяць})$  [51]. З урахуванням оптичного ККД СК (72,8 %) кількість теплоти, яка буде передана споживачу, буде дорівнювати  $187 \cdot 0,782 = 146,23 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$ . Середньодобова потужність  $146,23 / (31 \cdot 12) = 0,4 \text{ кВт}$ . Вартість котла потужністю 0,4 кВт = 1341 грн. = 53 \$ [80].

При порівнянні приведених витрат витрати на персонал  $I_{\text{зп}}$  можна прийняти рівними для обох варіантів і не враховувати їх у розрахунках.

Витрати на паливо:

$$I_{\text{пал}} = V_{\text{річ}} \cdot C_{\text{пг}}, \quad (3.10)$$

де  $V_{\text{річ}}$  – витрата природного газу за рік,  $\text{м}^3$ ;

$C_{\text{пг}}$  – вартість природного газу. Прийнято  $C_{\text{пг}} = 7,18 \text{ грн./м}^3$  [81] =  $0,287 \text{ \$/м}^2$ ;

Отримана енергія за рік від сонця з одного квадратного метра  $Q_{\text{рік}} = 1298,25 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2$  [52] (табл. 2.4). Отримана споживачем теплота буде дорівнювати  $1298,25 \cdot 0,782 = 1015,23 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2$ .

Ця енергія для порівнянності варіантів має бути отримана в першому випадку від котельної.

Необхідна кількість енергії від котла розраховується за формулою:

$$Q_{\text{кот}} = \frac{Q_{\text{рік}}}{\eta_{\text{кот}}} = \frac{1015,23 \cdot 3600}{0,898} = 4069,96 \text{ МДж},$$

де,  $\eta_{\text{котла}}$  - ККД котла. Прийнято  $\eta_{\text{котла}} = 89,8 \%$  [80,82,83].

Відповідна кількість природного газу:

$$V_{\text{річ}} = \frac{Q_{\text{кот}}}{Q_{\text{H}}^{\text{p}}} = \frac{4069,96}{35} = 116,28 \text{ м}^3,$$

де  $Q_{\text{H}}^{\text{p}}$  - теплота згоряння природного газу. Прийнято для природного газу Шебелинського родовища  $Q_{\text{H}}^{\text{p}} = 35 \text{ МДж}/\text{м}^3$  [81].

При спалюванні природного газу утворюються  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{NO}_x$ . Згідно з Податковим кодексом України (ст. 243) здійснюється плата за викиди цих речовин за відповідними ставками  $C_{\text{CO}_2} = 0,26 \text{ грн./т}$ ,  $C_{\text{NO}_x} = 1553,79 \text{ грн./т}$ ,  $C_{\text{CO}} = 58,54 \text{ грн./т}$  [84].

Відповідно паспорту газового котла [80,83] при спалюванні  $1 \text{ м}^3$  природного газу утворюються  $M_{\text{CO}_2} = 0,001436 \text{ т}$ ,  $M_{\text{CO}} = 1,04 \cdot 10^{-6} \text{ т}$ ,  $M_{\text{NO}_x} = 0,787 \cdot 10^{-6} \text{ т}$ .

При цьому витрачається  $2 \text{ м}^3$  кисню ( $2 \cdot 32 \cdot 2 / 44,8 = 2,857 \text{ кг} = 0,002857 \text{ т}$ ).

Таким чином, екологічний податок при спалюванні  $1 \text{ м}^3$  природного газу складе:

$$\begin{aligned} I_{\text{екол}} &= P_{\text{вик}} + P_{\text{кис}} = M_{\text{CO}_2} \cdot C_{\text{CO}_2} + M_{\text{CO}} \cdot C_{\text{CO}} + M_{\text{NO}_x} \cdot C_{\text{NO}_x} + M_{\text{O}_2} \cdot C_{\text{O}_2} = \\ &= 0,001436 \cdot (0,26 + 500) + 0,787 \cdot 10^{-6} \cdot 1553,79 + 1,04 \cdot 10^{-6} \cdot 58,54 + 0,002857 \cdot 45,54 = \\ &= 0,718 + 1,223 \cdot 10^{-3} + 60,88 \cdot 10^{-6} + 0,13 = 0,849 \text{ грн}. \end{aligned}$$

Як видно з наведеного розрахунку, частка податку за викиди  $\text{CO}$  та  $\text{NO}_x$  така мала, що може у подальшому не враховуватися. Якщо враховувати тільки

ставку податку за викиди CO<sub>2</sub> відповідно Податковому кодексу України, то ця складова екологічного податку буде теж несуттєва.

При спалюванні 116,28 м<sup>3</sup> плата за викиди складе:

$$I_{\text{екол}} = 0,849 \cdot 116,28 = 98,77 \text{ грн.}$$

Експлуатаційні річні витрати за виразом:

$$I = 116,28 \cdot 7,18 + 1,1 \cdot 0,07 \cdot 1341 + 98,77 = 1036 \text{ грн.}$$

Екологічний податок в сумі експлуатаційних витрат має частку 9,5 %.

Розрахункові приведені витрати в котельній установці:

$$Z_{\text{к}} = 116,28 \cdot 7,18 + 0,1992 \cdot 1341 + 98,7 = 1203,7 \text{ грн.}$$

Якщо розрахувати екологічну складову за сьогоднішньою методикою, то при згорянні 1 м<sup>3</sup> природного газу вона буде дорівнювати 0,001657 грн., а  $I_{\text{екол}} = 0,001657 \cdot 116,28 = 0,193$  грн. Приведені витрати у цьому випадку  $Z_{\text{к}} = 116,28 \cdot 7,18 + 0,1992 \cdot 1341 + 0,193 = 1105,2$  грн. Таким чином, пропозиції враховувати плату за викиди CO<sub>2</sub> додатково за Кіотським протоколом та враховувати плату за використання кисню підвищують екологічну складову у 511 разів, а приведені витрати на 8,91 %.

### 3.5.2. Визначення приведених витрат для сонячних установок

Капітальні витрати - це вартість сонячної установки з колектором площею 1 м<sup>2</sup>. Для аналізу прийнято використання плоских СК марки Altek AFL-AL [79]. Вартість колектора становить 368 \$ = 9200 грн. При корисній площі колектора 1,8 м<sup>2</sup> питома вартість колектора складе  $K_{\text{ск}} = 9200/1,8 = 5111,1$  грн./м<sup>2</sup>. Сонячна установка включає ще багато інших технологічних елементів. В розділі 4 визначено, що питома вартість СЕУ дорівнює 100 грн/л добової продуктивності гарячої води. При добовій липневій потужності  $q_{\text{доб}} = 146,23 \cdot 3600/31 = 16981$  кДж продуктивність СЕУ складе:

$$G_{\text{гар.води}} = q_{\text{доб}} / (c_p \cdot \Delta t) = 16981 / (4,19 \cdot 40) = 101,56 \text{ кг/доба.}$$

Тоді вартість СЕУ складе 10156 грн.

Звідси можна визначити, що вартість СЕУ в ~2 рази більша за вартість сонячних колекторів, які входять до її складу.



Витрати на паливо та екологічний податок відсутні. Витрати на привід насосів в обох установках незначні. Таким чином, приведені витрати:

$$Z_{cy} = 0,1992 \cdot 10156 = 2023,07 \text{ грн./рік.}$$

Отже, витрати у разі застосування сонячних установок та витрати для котельної на природному газі відрізняються у 1,68 разів. Якщо знехтувати витратами на поточних ремонт, що має місце у приватних енергоустановках малої потужності (наприклад, приватні котеджі), то річна економія від використання СЕУ складе

$$E_{річ} = V_{річ} \cdot C_{пг} + I_{екол} = 116,28 \cdot 7,18 + 98,77 = 932,74 \text{ грн.}$$

Тоді термін окупності використання СЕУ визначиться як:

$$T_{ок} = \Delta K / E_{річ} = (10156 - 1341) / 932,74 = 9,45 \text{ роки.}$$

Цей термін незначно перевищує нормативне значення у 7 років і може бути прийнятним [61].

### 3.6. Розрахунок показників баштової СЕС

При роботі СЕС не використовується паливо і немає викидів. Тобто не наноситься шкода навколишньому середовищу, яка в іншому випадку компенсується екологічним податком.

Була вибрана турбоустановка відносно малої потужності К-12-3,4 [85,86]. Це турбіна конденсаційного типу. Номінальна електрична потужність 12 МВт. Початковий тиск пари перед турбіною 3,4 МПа. Схема розглянутої СЕС приведена на рис. 3.1.

Сонячні промені поступають на приймач XV. Нагрівають теплоносій, який знаходиться в баці-акумуляторі XIV. Пара з парогенератора (ПГ) I надходить по паропроводу до блоку клапанів турбіни II. Після стопорно-регулюючого клапану (СРК) пара надходить до турбіни III, яка обертається і приводить в дію електрогенератор IV. Турбіна має три нерегульованих відборів пари, призначених для підігріву живильної води й основного конденсату. Після турбіни пар скидається в конденсатор V, в якому пар стає рідиною, яка потім

йде в конденсаційний насос VI. З насосу теплоносій потрапляє в сальниковий підігрівач VII, а з нього в блочну знесолюючу установку VIII. Потім рідина йде в підігрівач низького тиску IX. Звідти в деаератор X, де вона очищається від небажаних газових домішок. З деаератора теплоносій надходить до живильного насосу XI. З нього рідина поступає на підігрівачі високого тиску 1 і 2 XII, XIII, з них знову до ПГ I.

Зарядка чи розрядка БА відбувається шляхом закривання або відкривання вентилів. При зарядці вентиля 1,2,4 відкриті, а 3,5 закриті (працює насос 1). При розрядці 3 – відкритий, 1,2,4,5 – закриті (працює насос 1). При нормальній роботі вдень тільки від сонця вентиля 1,2,5 відкриті, 3,4 закриті (працює насос 2). При нормальній роботі + зарядці: 1,2,4,5 – відкриті, 3 – закритий (працюють обидва насоси).

Розрахунок теплової схеми турбоустановки наведено у Додатку А. Коефіцієнт використання встановленої потужності СЕС, відповідно розділу 1, дорівнює 0,14. Абсолютний електричний ККД дорівнює 30,9 %.

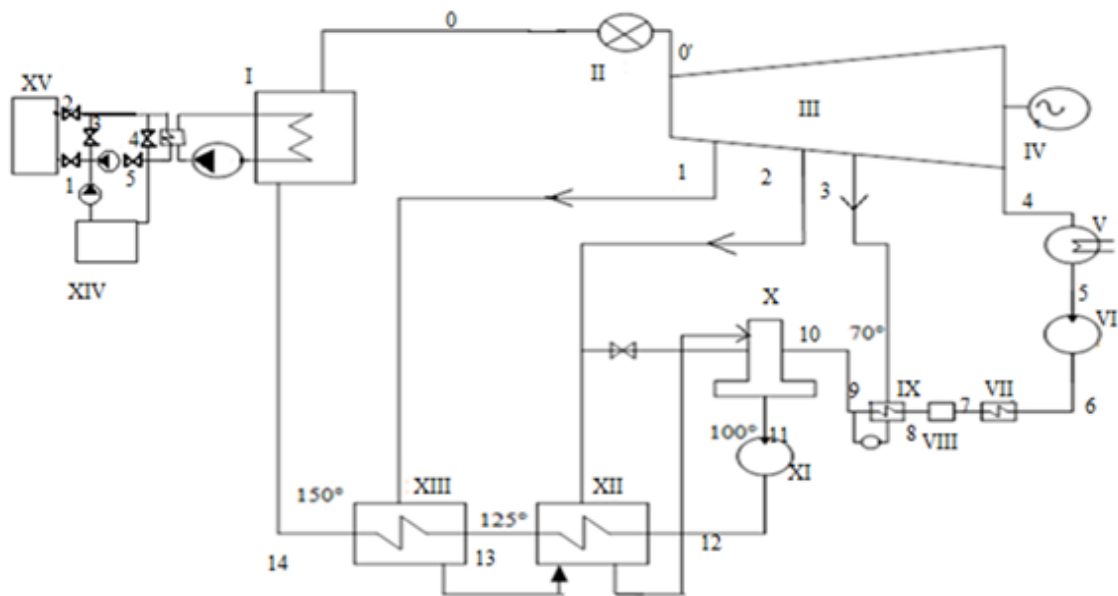


Рис. 3.1. Теплова схема турбоустановки К-12-3,4:

I – парогенератор; II – стопорно-регулюючий клапан; III – турбіна; IV – електрогенератор; V – конденсатор; VI – конденсаційний насос; VII – сальниковий підігрівач основного конденсату; VIII – блочна знесолююча установка; IX – підігрівач низького тиску (ПНТ); X – деаератор; XI –

живильний насос; XII, XIII – підігрівачі високого тиску ПВТ1 і ПВТ2; XIV – бак-акумулятор гарячого теплоносія; XV – приймач

Розглянемо, які викиди були б при виробництві відповідної кількості електричної енергії на ТЕС. На сьогодні при високих цінах на природний газ більшість ТЕС переведені на вугілля, що з екологічної точки зору набагато гірше.

Нещодавно у США була запущена найбільша в світі сонячна електростанція «Ivanpah» баштового типу [87], питомі витрати на яку склали 5612 \$/кВт. Проектна потужність станції 392 МВт дозволяє уникнути викиду 400 тис. т CO<sub>2</sub>/рік. З пропорції визначимо, скільки вуглецю та вугілля мало б бути використано на відповідній ТЕС:

$$\begin{aligned} 12 \text{ кг С} - 44 \text{ кг CO}_2 \\ x - 400000 \text{ т} \end{aligned}$$

Відповідно спалюється:  $x = \frac{12 \cdot 400000 \text{ кг}}{44} = 109091 \text{ т}$  вуглецю. Враховуючи вміст вуглецю у вугіллі [82] (0,675 % за масою), цій кількості вуглецю відповідає 155844 т вугілля.

З теплового балансу парогенератора, отримаємо кількість виробленої корисної теплоти:

$$G_{\text{вугілля}} = \frac{Q}{Q_{\text{H}}^{\text{p}} \cdot 0,9}$$

$$Q = G_{\text{вугілля}} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{p}} \cdot 0,9 = 155844 \cdot 10^3 \cdot 21060 \cdot 0,9 = 3084,5714 \cdot 10^9 \text{ кДж.}$$

Кількість виробленої електроенергії:

$$N_{\text{ел}} = Q \cdot \eta = 3085 \cdot 10^9 \cdot 0,309 = 953,3 \cdot 10^9 \text{ кДж} = 264805 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

Тоді коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) буде дорівнювати:

$$\mu = \frac{264895}{392 \cdot 12 \cdot 365} = 0,154.$$

З урахуванням цього за рік на БСЕС буде вироблено:

$$E_{\text{рік}} = 12 \text{ МВт} \cdot 10^3 \cdot 12 \cdot 365 \cdot \mu = 8094 \cdot 10^3 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}.$$

Для отримання такої кількості електричної енергії на ТЕС знадобиться споживання:

$$G_{\text{рік}} = \frac{E_{\text{рік}} \cdot 3600}{\eta_{\text{ТЕС}} \cdot \eta_{\text{ПГ}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = \frac{8094000 \cdot 3600}{0,4 \cdot 0,9 \cdot 21060} = 3843305 \text{ кг вугілля,}$$

де  $\eta_{\text{ТЕС}}$  – ККД ТЕС,  $\eta_{\text{ТЕС}} = 0,4$ ;

$\eta_{\text{ПГ}}$  – ККД котла (ПГ),  $\eta_{\text{ПГ}} = 0,9$  [82];

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$  – теплота згорання вугілля [82],  $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 21,06 \text{ МДж/кг} = 21060 \text{ кДж/кг}$   
(для донецького вугілля марки Д).

Склад вугілля:

– зола 19,5 %; – сірка 3,5 %; – азот 1,08 %.

Горюча маса дорівнює робочій масі:

$$m_{\text{горюч}} = m_{\text{робоч}} = \frac{100 - (19,5 + 13)}{100} = 67,5\%$$

$$m_{\text{горюч}}^{\text{с}} = m_{\text{вугілля}} \cdot 0,675 = 3843305 \cdot 0,675 = 2594,23 \text{ т.}$$

12 кг С дає 44кг CO<sub>2</sub>

$$m_{\text{горюч}}^{\text{с}} - x$$

Тобто, при згоранні вугілля виділяється:

$$\frac{m_{\text{горюч}}^{\text{с}} \cdot 44}{12} = 2594,23 \cdot 44/12 = 9512,2 \text{ т CO}_2.$$

Плата за викиди CO<sub>2</sub> дорівнює (при ставці податку за викиди 0,26 грн./т та 500 грн./т відповідно Кіотському протоколу):

$$z_{\text{CO}_2} = m_{\text{CO}_2} \cdot C_{\text{CO}_2} = 9512,2 \cdot (0,26 + 500) = 4758573,2 \text{ грн.}$$

Крім CO<sub>2</sub>, викидається NO<sub>x</sub>:  $C_{\text{NO}_x} = 1553,79 \text{ грн./т}$  [84].

Відповідно [88] при згоранні 1060 т вугілля виникає і викидається 9,34 т NO<sub>x</sub>, 34,5 т/год. золи, 193,5 т шлаку та 34 т SO<sub>2</sub>. Тоді плата за викиди NO<sub>x</sub> зіставить:

$$z_{\text{NO}_x} = \frac{9,34}{1060} \cdot m_{\text{угля}} \cdot C_{\text{NO}_x} = \frac{9,34}{1060} \cdot 3843305 \cdot \frac{1553,79}{1000} = 52618,5 \text{ грн.}$$

За викиди золи і шлаку ( $C_{\text{зола+шлак}} = 58,54 \text{ грн./т}$  [84]):

$$\begin{aligned}
 z_{\text{зола+шлак}} &= \frac{(34,5 + 193,5)}{1060} \cdot m_{\text{угля}} \cdot C_{\text{зола+шлак}} \\
 &= \frac{(34,5 + 193,5)}{1060} \cdot 3843305 \cdot \frac{58,54}{1000} = 48393 \text{ грн.}
 \end{aligned}$$

За викиди  $SO_2$  плата зіставить ( $C_{SO_2} = 1553,79$  грн./т [84]):

$$\begin{aligned}
 z_{SO_2} &= \frac{34}{1060} \cdot m_{\text{угля}} \cdot C_{SO_2} = \frac{34}{1060} \cdot 3843305 \cdot 1553,79/1000 = \\
 &= 191544 \text{ грн.}
 \end{aligned}$$

Плата за використання кисню:

$$z_{\text{кисень}} = \frac{32}{12} \cdot m_{\text{горюч}}^C \cdot C_{\text{кисень}} = \frac{32}{12} \cdot 2594,23 \cdot 45,54 = 315043 \text{ грн.}$$

Сумарна плата за викиди на ТЕС, яка виробляє електричної енергії стільки, скільки виробляє СЕС, складе:

$$\begin{aligned}
 I_{\text{екол}} &= z_{CO_2} + z_{NO_x} + z_{\text{зола+шлак}} + z_{SO_2} + z_{O_2} = \\
 &= 4758573,2 + 52618 + 48393 + 191154 + 315043 = 5366177 \text{ грн.}
 \end{aligned}$$

Витрати на паливо зіставляють ( $C_{\text{палива}} = 1050 \frac{\text{грн.}}{\text{т вугілля}}$  [89]):

$$z_{\text{паливо}} = m_{\text{угля}} \cdot C_{\text{палива}} = 3843,38 \cdot 1050 = 4035549 \text{ грн.}$$

Для виробництва тієї ж кількості електроенергії потужність ТЕС має бути:

$$N_{\text{ТЕС}} = 8094 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{год}/7000 \text{ год} = 1156,29 \text{ кВт.}$$

Річні експлуатаційні витрати на ТЕС дорівнюють (питомі капіталовкладення на ТЕС на вугіллі прийняті 1700 \$/кВт [90], курс 1\$=25 грн.):

$$\begin{aligned}
 I &= V_{\text{річ}} \cdot C_{\text{вугілля}} + 1,1 \cdot p_a \cdot K + I_{\text{екол}} = \\
 &= 4035549/25 + 1,1 \cdot 0,07 \cdot 1156,29 \cdot 1700 + 5366177/25 = \\
 &= 161422 + 151358 + 214646,8 = 1903411,8 \text{ $.}
 \end{aligned}$$

Річні приведені витрати:  $Z_{\text{тес}} = 0,12 \cdot 1156,29 \cdot 1700 + 1903411 = 2139295$  \$.

Порівняємо приведені витрати на ТЕС та СЕС однакової продуктивності.

Питомі капітальні витрати в СЕС приймемо  $K_{\text{сес}} = 5612$  \$/кВт [87].

Витрати на зарплатню приймемо однаковими і враховувати не будемо. Для СЕС:

$$\begin{aligned}
 I &= 1,1 \cdot p_a \cdot K_{\text{сес}} = \\
 &= 1,1 \cdot 0,07 \cdot 5612 \cdot 12000 = 5185488 \text{ \$} = 129637200 \text{ грн.}
 \end{aligned}$$

Приведені витрати при використанні БСЕС складуть:

$$Z_{\text{БСЕС}} = 0,12 \cdot 5612 \cdot 12000 + 5185488 = 13266768 \text{ \$}.$$

Співставлення СЕС та ТЕС показало, що ТЕС навіть на вугіллі є більш вигідним підприємством. Приведені витрати на ТЕС у 6,2 рази менші, ніж для БСЕС.

### **3.7. Сонячна електростанція в якості джерела надійного живлення відповідальних споживачів реакторного відділення АЕС**

Уроки аварії в березні 2011 року на АЕС «Фукусіма-1» показали необхідність більш надійного енергопостачання обладнання реакторного відділення при знеструмленні блоку [91,92]. Причиною аварії стала відсутність енергопостачання відповідальних споживачів в результаті пошкодження дизель-генераторів (ДГ) цунамі, що утворилися в результаті землетрусу. Виходячи з аналізу ситуації на українських АЕС, відсутність автономного живлення при знеструмленні АЕС приведе до аналогічних наслідків [93].

Згідно «Загальних положень безпеки атомних станцій» [94], складовою частиною системи аварійного енергопостачання систем безпеки є резервна дизельна електростанція (РДЕС). Вона призначена для використання в якості автономного аварійного, а також джерела резервного електропостачання відповідальних споживачів атомної електростанції з ВВЕР-1000. Дизель-генератори систем надійного живлення в нормальному режимі АЕС не працюють і не можуть бути використані для інших цілей, окрім аварійного живлення. Передбачена окрема незалежна дизель-електрична станція для кожної системи безпеки: на одному блоці змонтовано три автоматизовані дизель-генераторні установки типу АСД-5600, розраховані на роботу без постійної присутності обслуговуючого персоналу [95]. Потужність ДГ обрана з розрахунку забезпечення кожним каналом безпеки надійного живлення

необхідного складу механізмів, що беруть участь в процесі аварійного розхолодження реактора при будь-якому вигляді аварії. Сумарна потужність споживачів, які повинні забезпечуватися за рахунок РДЕС, дорівнює 5107 кВт, звідси і номінальна потужність ДГ - 5,6 МВт.

Якщо піти далі в проектних вимогах, слід було б вказати необхідність у різних принципах роботи кожного з каналів системи безпеки.

У 1986 році в м. Щолкіно була побудована експериментальна СЕС баштового типу потужністю 5 МВт саме в якості резервного джерела електроенергії для планованої там Кримської АЕС. При її експлуатації довелося зіткнутися з безліччю труднощів, зокрема з тим, що система позиціонування відбивачів практично повністю (95%) витрачала енергію, вироблювану станцією. Також виникали проблеми з очищенням дзеркал. Незабаром ця станція припинила своє існування [96]. У даній роботі запропоновано в якості джерела надійного живлення одного з каналів безпеки використовувати напівпровідникову сонячну електростанцію (НСЕС). На перший погляд, така пропозиція має мати перевагу: тоді як РДЕС простоює весь термін експлуатації енергоблоку, ПСЕС вироблятиме електроенергію, окупаючи себе і підвищуючи імовірнісні показники безпеки. Обслуговування та ремонт дизель-генераторів, які виробили свій ресурс, можна порівняти з покупкою нового обладнання.

Дизельне паливо, що закупається, зберігається певний час, потім утилізується і замінюється новим, що ускладнює і здорожує експлуатацію.

Для аварійного охолодження реактора розглядається використання струминних насосів [97], насосів пожежних машин, з'єднання енергоблоків спеціальним кабелем і інші способи [98].

Метою цього розділу є визначення техніко-економічних характеристик відповідної сонячної електростанції.

**Визначення необхідної потужності ПСЕС.** Результатом аналізу виникнення аналогічної з аварією на АЕС «Фукусіма» ситуації з відмовою РДЕС для блоків з ВВЕР стало укладення про те, що при аварійній ситуації, що приводить до повного знеструмлення АЕС і непрацездатності РДЕС, переклад

блоків у безпечний стан неможливий. Використовувані системи безпеки, необхідні для ліквідації аварійних ситуацій та проектних аварій, обмеження їх наслідків і запобігання переростання в запроектні аварії, не забезпечать виконання своїх функцій через відсутність електроживлення. У зв'язку з цим був визначений необхідний мінімум систем, що вимагають електроживлення при повному знеструмленні:

- система ТХ (аварійне введення живильної води в парогенератори) — 800 кВт;
- система ТQ (аварійне введення бору в активну зону реактора) - 800 кВт;
- інші системи, приймаючі участь у відводі залишкового тепловиділення (ЗТ) від теплоносія, - 150 кВт.

З урахуванням пускових струмів навантажень, які підключаються, потужність мобільного дизель-генераторної станції має бути не менше 2 МВт.

Таким чином, мінімальна необхідна потужність автономного джерела енергії, у нашому випадку - НПСЕС, повинна становити 2 МВт.

#### **Визначення характеристик фотоелектричних перетворювачів.**

Сонячні модулі класифікуються за піковою потужністю у ватах (Втп). Один піковий ват - технічна характеристика, яка вказує на значення потужності установки в певних умовах, т. е. коли сонячне випромінювання в  $1 \text{ кВт/м}^2$  падає на елемент при температурі  $25^\circ\text{C}$ . Така інтенсивність досягається, якщо Сонце знаходиться в зеніті при хороших погодних умовах. Щоб виробити 1 Втп, потрібен ФЕП при ККД 10 % розміром  $10 \times 10 \text{ см}$ . Однак сонячна освітленість рідко досягає величини  $1 \text{ кВт/м}^2$ . Більше того, на сонці модуль нагрівається значно вище номінальної температури. Обидва ці фактори знижують продуктивність модуля. При потужності 1 Втп продуктивність ФЕП становить близько 6 Вт·год електроенергії на добу або 2000 Вт·год на рік [46,99]. Сучасні сонячні елементи мають ККД - 15,4% [100]. Так батарея площею  $1,681 \text{ м}^2$  має пікову потужність 260 Вт при вартості 338 \$ [100]. Тоді добова продуктивність ФЕП площею  $1 \text{ м}^2$  складе  $q_{\text{мод}} = 6 \text{ Вт} \cdot \text{год} \cdot 260 \text{ Вт} / 1,681 \text{ м}^2 = 928 \text{ Вт} \cdot \text{год} / (\text{м}^2 \cdot \text{добу}) = 0,928 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{доба}$ .



### **Визначення необхідної місткості і кількості акумуляторів.**

Тривалість роботи ДГ за регламентом дорівнює десяти діб [95]. Тривалість забезпечення електропостачання від ПСЕС прийнята три доби. Можливість низької інсоляції в момент аварії компенсується установкою акумуляторів. Бажано застосування лужних акумуляторів, що мають більший ресурс роботи, а також допускають велику кількість розрядок і зарядок. Застосування акумуляторів з великою ємністю дозволяє знизити їх питому вартість. Ємність сучасних промислових лужних акумуляторів може мінятися від 10 до 100-3500-6000 Ач, вони допускають 1500 циклів з розрядкою до 80% [101]. У даній роботі номінальна ємність акумулятора прийнята 200 А·год. При напрузі 12 В ємність акумулятора буде дорівнювати 2400 Вт·год. [102].

За умов допустимої перерви в електроживленні всі споживачі електроенергії на власні потреби розділені на 3 групи:

- перша група не допускає перерви в живленні більш ніж на долі секунди;
- друга група допускає перерву в живленні на десятки секунд, але вимагає обов'язкового живлення після спрацьовування аварійного захисту (АЗ);
- третя група допускає перерву в живленні і не пред'являє до нього особливих вимог.

До споживачів першої групи відносяться системи контрольно-вимірювальних приладів і автоматики; прилади технологічного контролю реактора і його систем. Для забезпечення цих споживачів при знеструмленні використовуються акумуляторні батареї. Крім приладів блочного щита управління батареї живлять ще деякі системи радіаційного контролю; електроприводи швидкодіючих каналів і відсічної апаратури, що забезпечують вступ в роботу систем розхолодження і локалізації аварії, а також частина аварійного освітлення; оперативні ланцюга управління, захисту та сигналізації; аварійні насоси мастила турбогенератора і ущільнення вала генератора. Час роботи акумуляторів - півгодини.

До споживачів другої групи відносяться механізми, що забезпечують розхолодження реактора. Саме про забезпечення споживачів цієї групи і йде мова в даній роботі.

Розглянемо функцію зміни залишкового тепловиділення (ЗТ) від часу. У табл. 1.3 наводяться значення ЗТ, визначені за формулами Вея-Вігнера, Уінтермайера-Уеллса [103] і взяті з альбому нейтронно-фізичних характеристик (НФХ) блоку АЕС з ВВЕР-1000. Розрахунковий режим: чотирирічна кампанія палива, на потужності 3000 МВт Реактор працює 286 діб, а потім на потужністному ефекті реактивності при потужності 2500 МВт (83% від номінальної потужності) працює протягом 24 діб, тривалість ППР 55 доби. Апроксимація даних альбому нейтронно-фізичних характеристик (НФХ) ступеневою функцією дала наступне рівняння (величина достовірності апроксимації  $R^2=0,9943$ ):

$$Q_{\beta\gamma} = 413,08 t^{-0,279}, \text{ МВт} \quad (3.11)$$

де  $t$  – час після зупинки реактору, с.

Для визначення кількості енергії, яку треба відвести від активної зони за три доби, проінтегруємо функцію (3.11). Отриманий результат збігся з результатом чисельного інтегрування: 1272,46 МВт·год. Система енергопостачання відповідальних споживачів від дизель-генератора повинна прийняти навантаження через 15 с. Подача живлення від акумуляторів може бути практично миттєва, прийнято також 15 с. Через 15 с після зупинки реактора потужність залишкового тепловиділення дорівнює 194,05 МВт (табл. 3.1). У цей момент часу потужність насосів складе 1,75 МВт (800 + 800 + 150 кВт).

З плином часу потужність насосів зменшуватиметься зі зменшенням потужності залишкового тепловиділення. Необхідну кількість енергії для приводу насосів визначимо з пропорції:

$$194,05 \text{ МВт} - 1272,46 \text{ МВт}\cdot\text{год.}$$

$$1,75 \text{ МВт} - x$$

Звідки необхідна ємкість акумуляторів складає  $1272,46/194,05 \cdot 1,75 = 11,475$  МВт·год. Для акумулювання цієї кількості енергії знадобиться  $11475/2,4 = 4782$  акумулятора.

Таблиця 3.1

Функція змін остаточного тепловиділення з часом, МВт

Час після зупинки, с	За формулою Вея-Вігнера	За формулою Уінтермайера-Уелса	За альбомом НФХ	За виразом (2)
15	90,7	123,35	-	194,05
30	78,47	111,56	-	159,93
60	67,81	98,9	117	131,80
100	60,86	89,67	-	114,30
300	48,09	71,39	85	84,12
600	41,37	61,35	73	69,33
1000	36,98	54,69	-	60,12
1800	32,45	47,79	55	51,034
3600	27,75	40,6	45	42,06
7200	23,66	34,32	-	34,66
10800	21,52	31,03	31	30,95
21600	18,23	25,98	26	25,51
36000	16,09	22,68	-	22,12
43200	15,38	21,58	21	21,02
86400	12,88	17,75	17	17,33
172800	10,71	14,41	-	14,28
259200	9,56	12,65	-	12,75
432000	8,24	10,63	10,5	11,06

**Визначення характеристик поля ФЕП.** Прийmemo, що необхідна площа ФЕП повинна забезпечити добову потребу електроживлення насосів.

Аналогічно попередньому розділу, кількість енергії, що виділилася в реакторі протягом доби, визначиться інтегруванням виразу (3.11) на ділянці часу від 15 до 86 400 с (1 доба) і дорівнюватиме 575,68 МВт·год. Для відводу цієї кількості енергії потрібна наступна кількість електроенергії для приводу насосів:

$$194,05 \text{ МВт} - 575,68 \text{ МВт}\cdot\text{год.}$$

$$1,75 \text{ МВт} - x$$

Звідси кількість енергії, яку повинна виробити НСЕС за добу, дорівнює  $Q_{\text{доб.}} = 575,68 / 194,05 \cdot 1,75 = 5,18 \text{ МВт}\cdot\text{год.}$  Для виробництва такої кількості електроенергії сумарна площа ФЕП має дорівнювати:

$$F_{\text{ФЕП}} = Q_{\text{доб.}} \cdot 1,2 / q_{\text{мод}} = 5180 \cdot 1,2 / 0,928 = 6698 \text{ м}^2,$$

де 1,2 – коефіцієнт, що враховує втрати.

Це відповідає піковій потужності НСЕС  $6698 \text{ м}^2 \cdot 260 \text{ Вт} / 1,681 \text{ м}^2 = 1036000 \text{ Вт} = 1,036 \text{ МВт.}$

Для оцінки розмірів поля ФЕП вкажемо, що це площа квадрата зі стороною 82 м (без урахування площі для проходів між панелями).

### **Визначення техніко-економічних показників НСЕС.**

Ціна ФЕП визначається виходячи з  $304,2 \text{ \$} / 260 = 1,17 \text{ \$}$  за 1 Втп (з урахуванням зменшення оптової ціни на 10 %). Тоді вартість 1 м<sup>2</sup> модуля дорівнюватиме  $304,2 / 1,681 = 180,96 \text{ \$} / \text{м}^2$ .

Загальна вартість фотоелементів дорівнює  $6698 \cdot 180,96 = 1,212 \cdot 10^6 \text{ \$}.$

Кількість сонячних модулів дорівнюватиме  $6698 / 1,681 = 3985 \text{ шт.}$

Ціна акумуляторів типу DJM 12200, що мають характеристики 200 А · г, 12 В, дорівнює 455 \$ / шт. (з урахуванням опту) [102].

Вартість усіх акумуляторів:  $4\,782 \cdot 455 = 2,177 \cdot 10^6 \text{ \$}.$

Треба відмітити, що технологія акумуляторів дуже розвивається. Так, з 2015 р. ведеться розробка та виробництво акумуляторів фірми Tesla типу Powerwall, які мають ємність 10 кВт·год. та вартість 3500 \$. Виходячи з цих характеристик, для наших вимог потрібно майже в чотири рази менше акумуляторів 1148 шт., які будуть коштувати  $3,316 \cdot 10^6 \text{ \$}.$  Ця вартість вища за отриману для звичайних акумуляторів. При серійному виробництві вартість

аккумуляторів Powerwall буде знижена і вони мають розглядатися як перспективне обладнання у якості джерела резервного живлення.

Вартість кабелю в структурі загальної вартості незначна і тому може не враховуватися.

Питома вартість інвертора для перетворення постійного струму, виробленого НСЕС, в змінний оцінюється в 0,1 \$/Втп. Разом:

$$0,1 \cdot 1036 \cdot 10^3 = 0,104 \cdot 10^6 \$.$$

Питома вартість засобів контролю оцінюється в 0,2 \$ / Втп. Разом:

$$0,2 \cdot 1036 \cdot 10^3 = 0,2072 \cdot 10^6 \$.$$

У табл. 3.2 наводиться розрахунок оціночної вартості обладнання НСЕС.

Питомі капітальні вкладення дорівнюють  $4,013 \cdot 10^6 / 1036 = 3873$  \$/кВт.

Річне вироблення електроенергії:

$$0,928 \text{ кВт} \cdot \text{год} / (\text{м}^2 \cdot \text{сут}) \cdot 6698 \text{ м}^2 \cdot 365 \text{ діб} = 2,268 \cdot 10^6 \text{ кВт год}.$$

Відпустка електроенергії:

$$2,268 \cdot 10^6 - 11475 = 2,257 \cdot 10^6 \text{ кВт год}.$$

При цих даних коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) ПСЕС буде дорівнювати:

$$\text{КВВП} = 2,257 \cdot 10^6 / (0,260 \text{ кВт} / \text{м}^2 \cdot 6698 \text{ м}^2 \cdot 8760 \text{ год} / \text{рік}) = 0,148.$$

Таблиця 3.2

#### Визначення оціночної вартості обладнання НСЭС

Найменування обладнання або робіт	Вартість, \$	%
1. ФЭП	$1,215 \cdot 10^6$	30,26
2. Аккумулятори	$2,177 \cdot 10^6$	54,21
3. Інвертор	$0,104 \cdot 10^6$	2,89
4. Засоби контролю	$0,207 \cdot 10^6$	5,17
5. Будівельна частина та монтаж (300 \$/кВт)	$0,311 \cdot 10^6$	7,76
Разом:	$4,013 \cdot 10^6$	100,00

Витрати на виробництво електроенергії складаються з наступних статей (с урахуванням додаткових витрат на акумулятори та інвертор):

- амортизація (15 % вартості НСЭС):	0,602·10 <sup>6</sup> \$;
- зарплата 10 люд. персоналу по 4400 \$/рік:	44000 \$;
- загально станційні витрати (13 % від вартості амортизаційних витрат та витрат на зарплату):	0,084·10 <sup>6</sup> \$;
Загалом	0,730·10 <sup>6</sup> \$.

Собівартість електроенергії буде дорівнювати  $0,730 \cdot 10^6 / 2,257 \cdot 10^6 = 0,323$  \$/кВт год.

Зелений тариф на електроенергію, вироблену СЕС, з 1.01.2016 року дорівнює 9,42-12,45 грн./кВт·год. = 0,3768-0,498 \$/кВт·год.

Виходячи з цього термін окупності може бути визначений як

$$T_{\text{ок}} = \text{Вартість НСЕС} / \text{Прибуток} = 31,7 - 10,15 \text{ років.}$$

Таким чином отримано, що використання НСЕС окрім того, що підвищує безпеку, виявляється економічно прийнятним.

Вибір типу акумуляторів і, відповідно, ціни - питання не однозначне. Сонячні електростанції не комплектуються акумуляторами. Без урахування вартості акумуляторів економічні показники будуть виглядати наступним чином:

- вартість НСЕС	1,836·10 <sup>6</sup> \$;
- питомі капвкладення	1772 \$ / кВт;
- собівартість	0,16 \$ / кВт·год.

Тобто, за результатами розрахунку можна зробити висновок, що НСЕС при прийнятих цінах на обладнання та тарифі на електроенергію без акумуляторної станції має кращі економічні показники:

$$T_{\text{ок}} = 1,836 \cdot 10^6 / [(0,3768 - 0,16) 2,257 \cdot 10^6] = 3,75 \text{ року.}$$

Слід також відзначити стійку тенденцію зниження ціни і збільшення ККД сонячних модулів, що може істотно поліпшити економічні показники використання ПСЕС.

Щоб зробити остаточний висновок, порівняємо показники використання

НСЕС і ДГ в якості джерела надійного живлення. Вартість АСД-5600 оцінюється в 950 000 \$. Витрата палива 1340 кг/год. Це при теплоті згорання дизельного палива відповідає електричному ККД 35,8%. Паливо зберігається в двох баках: витратному 10 м<sup>3</sup> та проміжному 100 м<sup>3</sup>. Вартість цього палива 110 м<sup>3</sup> · 720,8 \$/м<sup>3</sup> = 79288 \$ (при вартості дизпалива 18,02 грн./л та курсі 25 грн./\$). Зіставлення економічних показників наводиться в табл. 3.3.

Як видно з результатів розрахунку, робота НСЕС забезпечує невеликий прибуток, в той час як утримання РДЕС вимагає значних витрат.

Таблиця 3.3

Розрахунок економічних показників використання НСЕС та дизель-генератора в якості джерела надійного живлення, \$  
(«зелений» тариф 0,3768 \$/кВт·год)

Найменування показника	НСЭС	АСД-5600
Вартість обладнання	4,013·10 <sup>6</sup>	0,95·10 <sup>6</sup>
Вартість палива	-	79288
Річні витрати (включаючи):	0,730·10 <sup>6</sup>	0,261·10 <sup>6</sup>
- амортизація	0,602·10 <sup>6</sup>	142500
- зарплата	44000	17600
- загально станційні витрати	0,084·10 <sup>6</sup>	22414
Дохід за рік	0,850·10 <sup>6</sup>	-
Прибуток за рік	0,120·10 <sup>6</sup>	-0,261·10 <sup>6</sup>

### Висновки

1. Розглянуто пропозицію використовувати сонячну електростанцію, забезпечуючи зарядку та підтримку у робочому стані акумуляторних батарей, у якості одного із джерел надійного живлення відповідальних користувачів реакторного відділення. Від акумуляторів здійснюється енергозабезпечення насосів, приймаючих участь у розхолодженні реактору при знеструмленні.

2. Визначені технічні характеристики основного обладнання напівпровідникової сонячної електростанції, яка забезпечує аварійну роботу насосів потужністю 1,75 МВт з частотним регулюванням:

- площа сонячних модулів при ККД 15,4 % має дорівнювати 6698 м<sup>2</sup>;
- ємкість акумуляторних батарей для забезпечення тридобової роботи необхідних насосів має дорівнювати 11,475 МВт·год. =  $0,956 \cdot 10^6$  А·год. (при напрузі 12 В).

3. З економічної точки зору при «зеленому» тарифі НСЕС має рентабельність від 3 до 10 %. Це набагато вигідніше, чим утримання та обслуговування РДЕС [104].

Слід зазначити, що при іншому тарифі на сонячну електроенергію може вийти абсолютно протилежний результат, а саме, застосування НСЕС буде економічно недоцільним [105].

### **3.8. Висновки за розділом 3**

1. Удосконалено методику техніко-економічного аналізу енергетичних установок, яка відрізняється тим, що при розрахунку екологічної складової приведених витрат враховує плату за викиди CO<sub>2</sub> як за Податковим кодексом України, так і за Кіотським протоколом. Ще запропоновано включати крім плати за викиди у навколишнє середовище ще плату за використання кисню. Запропоновано методику визначення ставки податку за використання кисню.

2. Розраховано річні приведені витрати для котельної на природному газі та сонячної установки однаковою продуктивністю. Була врахована екологічна складова приведених витрат, яка складається з плати за викиди відповідно Податковому кодексу України та Кіотському протоколу та плати за використання кисню. Частка екологічної складової в експлуатаційних витратах дорівнює 10 %. Приведені витрати у разі застосування сонячних установок вищі за витрати для котельної на природному газі на 31 %.



3. Розраховано приведені витрати для СЕС баштового типу та ТЕС на вугіллі, які виробляють однакову кількість електроенергії. Врахування екологічної складової у експлуатаційних витратах ТЕС не дало економічних переваг сонячній електростанції. Приведені витрати ТЕС у 6,20 рази менші, ніж при використанні баштової сонячної електростанції.

4. Проведено техніко-економічний аналіз використання напівпровідникової сонячної електростанції в якості джерела надійного живлення відповідальних споживачів АЕС. Розрахунки показали, що при існуючих тарифах на електроенергію, що відпускається, термін окупності такої електростанції лежить в діапазоні 10-30 років. Значення терміну окупності 10 років для енергетичних об'єктів є прийнятною величиною.

**РОЗДІЛ 4.**  
**МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ОБЛАДНАННЯ СОНЯЧНОЇ**  
**ЕНЕРГОУСТАНОВКИ ДЛЯ ГАРЯЧОГО ВОДОПОСТАЧАННЯ ТА**  
**ВИЗНАЧЕННЯ ЗАЛЕЖНОСТІ ВАРТОСТІ ВІД ПОТУЖНОСТІ**

Мета розрахунку: визначення характеристик основного обладнання та визначення вартості сонячної установки. Розрахунок ведеться відповідно схеми рис. 1.8 за методикою [50, 54]. Прийняті вихідні дані наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Вихідні дані для розрахунку СЕУ для ГВП (ціна станом на 01.05.2015)

№	Найменування	Одиниці виміру	Знач.
1	Корисна площа одного СК	м <sup>2</sup>	1,8
2	Кількість чоловік		4
3	Витрата води на людину за добу	л	70
4	Ціна за електроенергію	грн./кВт·год.	0,35
5	Ціна за газ	грн./м <sup>3</sup>	3,5
6	Середня температура холодної води	°С	10
7	Температура гарячої води	°С	50
8	Тривалість світлового дня	год.	12
9	Довжина магістрального трубопроводу (повна довжина туди і назад)	м	25
10	Об'єм теплоносія у СК	л	2
11	Об'єм теплоносія у ЄВН	л	8
12	Температура до та після СК	°С	40-60

**Розрахунок площі і кількості сонячних колекторів**

Добова кількість гарячої води:  $4 \cdot 70 = 280$  кг (л) ,

де 4 – кількість осіб;

70 – витрати води на людину за добу.

Добова витрата теплоти:

$$Q = G \cdot c_p \cdot (t_2 - t_1) = 280 \cdot 4,19 \cdot (50 - 10) = 46928 \text{ кДж},$$

де  $t_2$  – температура гарячої води;

$t_1$  – температура холодної води;

$c_p$  – теплоємність води.

Потрібна теплова потужність:

$$N = Q / \tau = 46928 / 12 / 3600 = 1,086 \text{ кВт},$$

де  $\tau$  – це тривалість світлового дня.

Виходячи з питомої продуктивності СК 100 л/(м<sup>2</sup>·доба), потрібна площа СК буде дорівнювати 3 м<sup>2</sup>. Кількість СК приймаємо :

$$3 / 1,8 = 2 \text{ шт.},$$

де 1,8 – корисна площа СК.

Дійсна площа СК:

$$2 \cdot 1,8 = 3,6 \text{ м}^2$$

Вартість колектора 3059 грн.

### **Розрахунок необхідної ємкості водонагрівача (ЄВН):**

Розрахунковий об'єм ЄВН:  $2 \cdot 1,8 \cdot 30 = 108 \text{ л}$ ,

де 30 – питома ємкість ЄВН на 1 м<sup>2</sup> поверхні СК.

Дійсний об'єм ЄВН, виходячи з добової потреби, приймаємо 300 л [54.]

### **Магістральний трубопровід**

Питома витрата теплоносія  $v_{\text{пит}} = 30 \text{ л/м}^2 \cdot \text{год}$ . Витрати теплоносія:

$$G = F_k \cdot v_{\text{пит}} = 3,6 \cdot 30 = 108 \text{ л/год або } 0,03 \text{ л/с} = 0,03 \text{ кг/с},$$

де  $F_k$  – це дійсна площа СК;

$v_{\text{пит}}$  – питома витрата теплоносія через колектор;

Середня температура теплоносія:

$$t_{\text{ср}} = (t_{\text{вх}} + t_{\text{вих}}) / 2 = (40 + 60) / 2 = 50 \text{ }^\circ\text{C},$$

де 40 та 60 – це температури до та після СК.

Приймаємо тиск теплоносія  $P = 0,2 \text{ МПа}$ .

Питомий об'єм дорівнює  $0,001011984 \text{ м}^3/\text{кг}$ .

Середня швидкість теплоносія у магістральному трубопроводі має бути у діапазоні (0,3-0,5). Приймаємо  $\omega = 0,4$  м/с.

Внутрішня площа трубопроводу визначається з рівняння нерозривності:

$$G \cdot V = F \cdot W$$

$$F = 0,03 \cdot 0,001011984 / 0,4 = 0,000075 \text{ м}^2.$$

Розрахунковий діаметр трубопроводу:

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{(4 \cdot 0,000075 / 3,14)} = 0,009774528 \text{ м} \approx 9,8 \text{ мм}$$

Приймаємо з каталогу найближчий більший діаметр  $d_{\text{вн}} = 10$  мм.

Тоді зовнішній діаметр 0,012 м.

Дійсна швидкість теплоносія у магістральному трубопроводі:

$$0,03 \cdot 0,001011984 / (3,14 \cdot 0,01^2 / 4) = 0,382 \text{ м/с.}$$

Ціни на мідні труби наведені в табл. Б.1 [106].

### **Визначення об'єму мембранного розширювального баку (МРБ)**

Об'єм теплоносія  $V_a$  знаходиться з об'єму магістрального трубопроводу, сонячних колекторів, та об'єму теплоносія в ЄВН:

$$V_a = V_{\text{тр}} + V_k + V_{\text{ЄВН}} = 1,9625 + 4 + 8 = 13,9625 \text{ л ,}$$

де  $v_{\text{тр}}$  – об'єм магістрального трубопроводу:

$$V_{\text{тр}} = \pi d_{\text{вн}}^2 / 4 \cdot L = 0,785 \cdot 0,01^2 \cdot 25 \cdot 1000 = 1,9625 \text{ л;}$$

$L=25$  – довжина магістрального трубопроводу, м;

$d_{\text{вн}}=0,01$  – діаметр трубопроводу, м.

Об'єм теплоносія в СК:

$$V_k = V_{\text{тн.к}} \cdot n_k = 2 \cdot 2 = 4 \text{ л ,}$$

де  $v_{\text{тн.к}}$  – об'єм теплоносія у колекторі;

Збільшення об'єму через термічне розширення:

$$V_{\text{тер}} = V_a \cdot \beta = 13,9625 \cdot 0,035 = 0,4886875 \text{ л ,}$$

де  $\beta$  – це коефіцієнт термічного розширення.

Об'єм над розширювальною ємністю:

$$V_p = V_a \cdot k = 13,9625 \cdot 0,015 = 0,2094375 \text{ л;}$$

Об'єм МРБ:

$$V_6 = (V_{\text{тер}} + V_p + V_k) / 0,5 = (0,489 + 0,209 + 4) / 0,5 = 9,396 \text{ л.}$$

Прийнято найближчий більший розмір - 12 л, згідно з каталогом (табл. Б.2) [107].

Розрахунок МРБ по контуру води, що нагрівається.

Об'єм води у системі:

$$V_{\text{б1}} = V_{\text{евн}} + V_{\text{т}} = 300 + 5,909 = 305,9 \text{ л,}$$

де  $V_{\text{евн}} = 300$  л.

Внутрішній діаметр трубопроводу з поліпропілену (табл. Б.3) [108] буде вати 19,4 мм.

Приймаємо довжину трубопроводу для холодної води 20 м, діаметр трубопроводу 19,4 мм. Об'єм води у трубопроводі:

$$0,785 \cdot (19,4 \cdot 0,001)^2 \cdot 20 \cdot 1000 = 5,91 \text{ л,}$$

Збільшення об'єму через термічне розширення:

$$V_{\text{тер}} = V_{\text{б1}} \cdot \beta = 305,91 \cdot 0,035 = 10,71 \text{ л,}$$

Об'єм над розширювальною ємністю:

$$V_{\text{р}} = V_{\text{б1}} \cdot k = 305,91 \cdot 0,015 = 4,589 \text{ л ;}$$

Розрахунковий об'єм МРБ (для холодної води):

$$(10,71 + 4,589) / 0,5 = 30 \text{ л.}$$

Обираємо з табл. Б.4 [109] об'єм МРБ (найближчий більший), який дорівнює 50 л.

Питомий об'єм теплоносія на вході СК дорівнює  $0,0010735 \text{ м}^3/\text{кг}$ .

### **Розрахунок гідравлічного опору контуру теплоносія**

Розрахунок опору контуру теплоносія потрібен для вибору насоса. Вихідні дані для розрахунку опору контуру теплоносія наведені у табл. Б.5.

Розрахунок гідравлічного опору контуру циркуляції ведеться за методикою [109-111]. Значення коефіцієнтів місцевих опорів були взяті з [112].

У результаті розрахунку (табл.Б.6) отримано, що при витраті  $Q = 0,0296 \text{ л/с} = 108 \text{ м}^3/\text{год}$ . втрата напору складе  $H = 7612,3 \text{ Па} = 0,76 \text{ м в.с.}$

## Визначення вартості матеріалів

Розрахунок кількості та вартості необхідних матеріалів приводиться в табл. Б.7.

Загальна вартість обладнання для сонячної установки потужністю 300 л гарячої води за добу склала 37088 гривень.

Аналогічно було проведено розрахунок СЕУ потужністю 500 л гарячої води на добу. В результаті розрахунку було отримано, що загальна вартість обладнання для такої СЕУ складає 51331 грн.

Загальна вартість обладнання для СЕУ на 750 л гарячої води на добу складає 74765 грн.

Залежність питомої вартості СЕУ від потужності по гарячій воді представлена на рис. 4.1.

Питома вартість СЕУ, грн/л

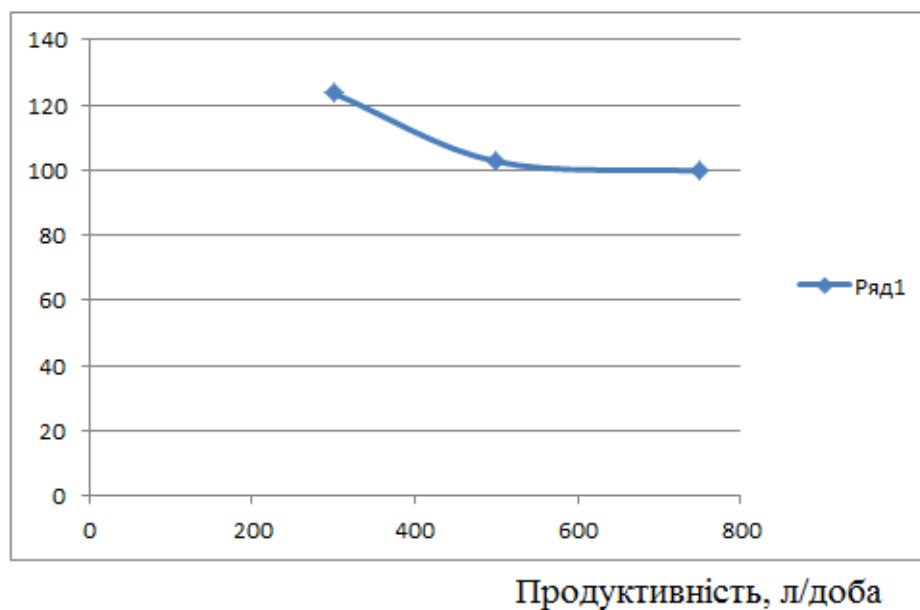


Рис. 4.1. Залежність питомої вартості сонячної установки для гарячого водопостачання від продуктивності по гарячій воді

### Висновки за розділом 4

1. Розроблена математична модель розрахунку характеристик обладнання сонячної енергетичної установки (СЕУ) для гарячого водопостачання в залежності від добової продуктивності по гарячій воді.
2. Отримана залежність питомої вартості обладнання СЕУ в залежності від добової продуктивності. Визначено, що питомі витрати з підвищенням потужності знижуються до продуктивності 500 л/доба. Далі питомі витрати залишаються незмінними і дорівнюють 100 грн./л.

## **РОЗДІЛ 5.**

### **ВИЗНАЧЕННЯ РАЦІОНАЛЬНОГО КУТА НАХИЛУ ТА ПЛОЩІ СОНЯЧНИХ КОЛЕКТОРІВ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧА НА ПІВДНІ УКРАЇНИ**

#### **5.1. Визначення оптимального кута нахилу сонячних колекторів для умов півдня України**

##### **Постановка завдання**

При конкретному проектуванні СЕУ стикаються з деякими недостатньо визначеними параметрами. Так в деяких рекомендаціях для проектування сонячних установок для гарячого водопостачання наводиться, що кут нахилу колекторів, орієнтованих на південь, має бути 30-45°[50].

Вказані рекомендації, ймовірно, обґрунтовані для районів Німеччини, де розроблені відповідні документи. Проте слід зазначити, що для конкретної місцевості мають бути свої рекомендовані оптимальні параметри [113-118]. Тому метою цього розділу є розробка методики визначення і розрахунок оптимального кута нахилу сонячного колектора залежно від режиму роботи на прикладі м. Одеси. Під режимом роботи розуміється цілорічна або сезонна робота впродовж теплої половини року.

##### **Визначення кількості енергії, що падає на похилу поверхню сонячного колектора**

Оптимальним кутом нахилу колектора будемо рахувати кут, що забезпечує максимальну кількість теплоти, що передається теплоносію за визначений відрізок часу. Частина об'єктів комунально-побутового сектора працює тільки в теплу частину року, наприклад, оздоровчі дитячі табори. Маючи дані по прямому  $H_D$  і розсіяному  $H_D$  випромінюванню, що падає на горизонтальну поверхню залежно від широти місцевості [49,119], були визначені відповідні дані для широти м. Одеса, табл. 5.1.



Таблиця 5.1

Дані по прямому  $H_B$  і розсіяному  $H_D$  випромінюванню на горизонтальну поверхню у безхмарний день для м. Одеси ( $\varphi=46,47^\circ$ ),  $Вт/м^2$

Місяць та схилення		Години доби до полудня					
		6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
Січень $\delta=-20,8^\circ$	$H_B$			62,8	195,4	272,1	348,9
	$H_D$			48,8	69,8	80,2	90,7
Лютий $\delta=-13,3^\circ$	$H_B$		61,6	202,4	300,1	390,8	481,5
	$H_D$		24,4	69,8	90,7	94,2	104,7
Березень $\delta=-2,4^\circ$	$H_B$	86,6	184,9	334,9	453,6	540,8	628
	$H_D$	34,9	97,9	101,3	104,7	111,6	125,6
Квітень $\delta=10^\circ$	$H_B$	111	250	388	534	608	683
	$H_D$	77	93,1	109	132	136	139
Травень $\delta=18^\circ$	$H_B$	211	342	473	617	690	766
	$H_D$	77	94	111	132	133	134
Червень $\delta=23^\circ$	$H_B$	239	374	507	639	707	775
	$H_D$	84	97	111	127	127	127
Липень $\delta=21^\circ$	$H_B$	198,3	349,6	500,1	601,7	695,0	741,7
	$H_D$	84	99	111	125	128	132
Серпень $\delta=13^\circ$	$H_B$	132	277,3	421,7	532,7	601,8	670,1
	$H_D$	70	87	104	118	125	132
Вересень $\delta=3^\circ$	$H_B$	73,7	194,0	315,1	482,1	545,8	609,0
	$H_D$	43,6	63,7	84	104	110,3	116,4
Жовтень $\delta=-9,7^\circ$	$H_B$	20,9	108,2	195,4	404,7	457,1	509,4
	$H_D$	9,3	43	62,8	83,7	90,7	97,7

## Продовження таблиці 5.1

Місяць та схилення		Години доби до полудня					
		6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
Листопад $\delta=-19^\circ$	$H_B$		22,1	83,7	293,1	341,9	390,8
	$H_D$		16,3	48,8	69,8	74,4	83,7
Грудень $\delta=-23^\circ$	$H_B$			48,8	195,4	314	341
	$H_D$			27,9	39,5	74,6	79,2
		Години доби після полудня					
		17-18	16-17	15-16	14-15	13-14	12-13

Величина питомого теплового потоку  $q'$ , Вт, який падає на  $1 \text{ м}^2$  похилої поверхні сонячного колектора в кожну годину безхмарного дня, визначається за формулою [119]:

$$q' = H_B \frac{\cos(\phi - s) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\phi - s) \sin(\delta)}{\cos(\phi) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\phi) \sin(\delta)} + H_D = H_B \cdot \kappa(\phi, s, \delta, \omega) + H_D, \quad (5.1)$$

де  $\phi$  — широта місцевості;

$s$  — кут нахилу площини сонячного колектора до горизонту;

$\delta$  — середньо місячне схилення, величина якого для кожного місяця приведена в табл. 5.1;

$\omega$  — годинний кут, рівний нулю в полудень для колекторів, орієнтованих на південь; через кожну годину значення годинного кута змінюється на  $15^\circ$  зі знаком плюс (з 12 годин до ранку) чи мінусом (з 12 годин до вечору);

$\kappa(\phi, s, \delta, \omega)$  — кутовий коефіцієнт, який залежить від перерахованих кутів.

В табл. 5.2 в якості прикладу, наводяться дані по питомому тепловому потоку, що падає на похилу поверхню колектора при куті нахилу  $40^\circ$ , розрахованих за формулою (5.1).

Таблиця 5.2

Питомий тепловий потік, що падає на колектор при куті нахилу  $40^\circ$  у безхмарний день для широти м. Одеси ( $\varphi=46,47^\circ$ ), та відповідний кутовий коефіцієнт, Вт/м<sup>2</sup>, [120, 121]

Місяць		Години доби до полудня					
		6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
	$\omega$	-82,5	-67,5	-52,5	-37,5	-22,5	-7,5
Січень	$q'$			293,10	606,17	739,00	896,50
	$\kappa(\varphi, s, \delta, \omega)$			3,8901	2,7450	2,4211	2,3095
Лютий	$q'$		259,37	541,08	699,46	842,70	1006,22
	$\kappa(\varphi, s, \delta, \omega)$		3,8145	2,3285	2,0285	1,9153	1,8723
Березень	$q'$	216,08	395,43	617,82	793,10	926,27	1068,75
	$\kappa(\varphi, s, \delta, \omega)$	2,0921	1,6091	1,5423	1,5176	1,5064	1,5018
Квітень	$q'$	153,45	348,78	552,82	772,37	882,07	984,81
	$\kappa(\varphi, s, \delta, \omega)$	0,6887	1,0226	1,1418	1,1984	1,2270	1,2393
Травень	$q'$	184,96	379,75	574,43	783,24	888,53	986,20
	$\kappa(\varphi, s, \delta, \omega)$	0,5125	0,8357	0,9798	1,0549	1,0948	1,1123
Червень	$q'$	196,43	389,33	582,07	770,54	869,91	955,86
	$\kappa(\varphi, s, \delta, \omega)$	0,4711	0,7821	0,9293	1,0083	1,0509	1,0698
Липень	$q'$	172,78	361,17	560,13	714,06	839,03	905,39
	$\kappa(\varphi, s, \delta, \omega)$	0,4478	0,7499	0,8980	0,9789	1,0230	1,0427
Серпень	$q'$	150,12	348,53	557,55	725,68	831,73	928,74
	$\kappa(\varphi, s, \delta, \omega)$	0,6070	0,9431	1,0754	1,1407	1,1744	1,1890
Вересень	$q'$	121,91	312,12	504,75	758,92	857,83	953,25
	$\kappa(\varphi, s, \delta, \omega)$	1,0616	1,2803	1,3353	1,3585	1,3696	1,3743
Жовтень	$q'$		321,91	449,75	819,68	891,82	977,32
	$\kappa(\varphi, s, \delta, \omega)$		2,5777	1,9803	1,8186	1,7526	1,7268
Листопад	$q'$		128,35	327,17	808,67	850,71	936,32
	$\kappa(\varphi, s, \delta, \omega)$		5,07	3,33	2,52	2,27	2,18
Грудень	$q'$			270,17	644,16	904,65	929,91
	$\kappa(\varphi, s, \delta, \omega)$			4,9645	3,0945	2,6435	2,4948
		Години доби після полудня					
		17-18	16-17	15-16	14-15	13-14	12-13
	$\omega$	82,5	67,5	52,5	37,5	22,5	7,5

Середньодобова кількість енергії, що падає на  $1 \text{ м}^2$  сонячного колектора в кожному місяці, визначається підсумовуванням даних відповідного рядка в табл. 5.2 і множенням отриманого значення на два. Підсумовування значень в рядку дає кількість енергії, отриману до полудня, у Вт·год. Кількість сонячної енергії, що падає на колектор за місяць, визначається добутком середньодобового значення на кількість днів в місяці, табл. 5.3. Отримані дані відповідають енергії, що падає, у безхмарний день.

Таблиця 5.3

Кількість енергії, яка падає у безхмарний день, кВт·год./ $\text{м}^2$ , при куті нахилу плоского колектора  $40^\circ$  [121]

Місяць	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень
$q'$ середньодоб.	4,372	5,495	7,158	7,388	7,658	7,628
$q'$ за місяць	135,55	170,34	221,90	221,65	237,40	228,85
Місяць	Липень	Серп.	Верес.	Жовтень	Листопад	Груд.
$q'$ середньодоб.	7,197	7,135	7,017	6,754	5,499	4,699
$q'$ за місяць	223,10	221,17	210,52	209,37	170,48	145,68

### Визначення кількості сонячної енергії, що передається теплоносію

Питомий тепловий потік  $q$ , Вт/ $\text{м}^2$ , переданий в систему гарячого водопостачання в кожен годину дня визначається за формулою [49]:

$$q = q' \cdot \eta_0 \cdot \eta_k \cdot \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \quad (5.2)$$

де  $\eta_0$  — коефіцієнт, який враховує реальні умови хмарності. Для району м. Одеси значення  $\eta_0$  приводяться в табл. 5.4.

$\eta_k$  — коефіцієнт корисної дії СК, який залежить від його конструкції. При різниці температур теплоносія в колекторі та навколишнього повітря  $20 \dots 50 \text{ }^\circ\text{C}$  ця залежність наступна

$$\eta_K = 0,82 - 0,007 \cdot (t_K - t_0), \quad (5.3)$$

де  $t_K$  — температура підігрітої в колекторі води, а  $t_0$  — температура навколишнього повітря. Середньомісячні значення температури навколишнього повітря також приводяться в табл. 5.4. Температура  $t_K$  звичайно приймається рівною 50 °С. Температура  $t_0$  — це середня температура повітря атмосфери у денні години розрахункового місяця, яку розраховують за формулою:

$$t_0 = t_{cp} + 0,3 \cdot A_t, \quad (5.4)$$

де  $t_{cp}$  и  $A_t$  — середньодобова температура повітря і максимальна амплітуда коливань добових температур розрахункового місяця, що приймаються за [51];

Таблиця 5.4

Значення середньоденної температури повітря  $t_0$  та показника  $\eta_0$ , який враховує хмарність для м. Одессы

Місяць	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень
$t_0$ , град.	-5	-2	7,1	14	21	25
$\eta_0$	0,52	0,59	0,66	0,72	0,77	0,82
Місяць	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
$t_0$ , град.	28	27	23	14	9	0
$\eta_0$	0,86	0,86	0,78	0,68	0,57	0,47

$\eta_1$  — коефіцієнт, що враховує міру прозорості атмосфери, величина якого коливається від 0,8 в промислових районах до 1 в курортній зоні. Прийнято  $\eta_1=1$ ;

$\eta_2$  — коефіцієнт, що враховує втрати тепла при транспортуванні до споживача. Величина цього коефіцієнта коливається від 0,85 для великих централізованих систем гарячого водопостачання до 0,98 для локальних водопідігрівачів [49]. Прийнято  $\eta_2=0,98$ ;

$\eta_3$  — коефіцієнт, що враховує втрати, обумовлені нестационарним теплообміном при мінливій хмарності. Рекомендується  $\eta_3 = 0,9$ .

Загальний ККД передачі теплоти може бути отриманий як

$$\eta = \eta_0 \cdot \eta_k \cdot \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3. \quad (5.5)$$

Значення загального ККД залежить тільки від місяця та приводиться в табл. 5.5.

Таблиця 5.5

Значення загального ККД передачі теплоти користувачу [121]

Місяць	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень
$\eta$	0,234	0,274	0,343	0,361	0,419	0,466
Місяць	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
$\eta$	0,505	0,500	0,434	0,382	0,303	0,224

### **Визначення раціонального кута нахилу колектора для СЕУ, працюючої теплу половину року**

Залежність кількості теплоти, переданої споживачеві, залежно від кута нахилу колектора для теплої половини року наводиться в табл. 5.6. З приведених даних видно, що максимальна кількість теплоти відповідає куту нахилу  $25^\circ$  [120, 121].

### **Визначення раціонального кута нахилу колектора для СЕУ, яка працює впродовж усього року**

Розглянемо залежність отриманої кількості теплоти від СЕУ залежно від кута нахилу за весь рік. У табл. 5.7 наводяться необхідні дані для недостатніх місяців.

Таблиця 5.6

Енергетичні характеристики сонячних колекторів залежно від кута нахилу

Кут нахилу колектора, $\alpha$ , град.	Місяць	Середньодоб. кількість теплоти, яка падає на колектор, $q'$ , Вт·год/м <sup>2</sup>	Кількість теплоти, яка падає за місяць, $q'_{\text{мес}}$ , кВт год/м <sup>2</sup>	Кількість теплоти, яка передана в систему ГВП, $q_{\text{мес}}$ , кВт год/м <sup>2</sup>
15°	Квітень	7179,8	215,4	77,69
	Травень	7946	246,33	103,2
	Червень	8094,38	242,83	113,28
	Липень	7730,36	239,64	121,06
	Серпень	7077,91	219,42	109,68
	Вересень	6367,77	191,63	82,93
20°	Квітень	7312,9	219,39	79,13
	Травень	7975,8	249,25	103,6
	Червень	8082,27	242,47	113,11
	Липень	7700,20	238,71	120,59
	Серпень	7169,31	222,25	111,09
	Вересень	6548,30	197,53	85,75
25°	Квітень	7400,81	222,02	80,85
	Травень	7954,95	246,6	103,33
	Червень	8081,94	240,57	112,22
	Липень	7621,82	236,28	119,36
	Серпень	7215,86	223,69	111,81
	Вересень	6758,69	202,76	88,02
30°	Квітень	7442,87	223,29	80,54
	Травень	7883,99	244,40	102,41
	Червень	7904,85	237,15	110,63
	Липень	7495,82	232,37	117,39
	Серпень	7217,23	223,73	111,84
	Вересень	6889,64	206,69	89,72

Таблиця 5.7

Енергетичні характеристики сонячних колекторів залежно від кута нахилу

Кут нахилу колект., $\alpha$ , град.	Місяць	Кільк. теплоти, яка падає за міс., $q'_{\text{мес}}$ , кВт·год/м <sup>2</sup>	Кільк. теплоти, що передана в систему ГВП, $q_{\text{мес}}$ , кВт·год/м <sup>2</sup>	Сумарна кількість теплоти за рік, $q_{\text{рік}}$ , кВт·год/м <sup>2</sup>
20°	1	121,02	28,03	883,86
	2	157,69	43,16	
	3	189,78	65,15	
	10	164,93	63,11	
	11	141,04	42,76	
	12	126,76	28,37	
25°	1	131,42	30,44	902,98
	2	167,88	49,95	
	3	197,10	67,66	
	10	174,15	66,64	
	11	152,71	46,29	
	12	139,19	31,16	
30°	1	140,95	32,65	916,32
	2	176,97	48,44	
	3	203,14	69,73	
	10	182,20	69,72	
	11	163,35	49,52	
	12	150,67	33,73	
35°	1	149,55	34,64	923,76
	2	184,87	50,60	
	3	207,84	71,35	
	4	223,16	80,49	
	5	240,66	100,85	
	6	232,23	108,33	
	7	227,02	114,68	
	8	222,37	111,16	
	9	209,28	90,85	
	10	189,04	72,33	
	11	172,87	52,41	
	12	161,11	36,06	



Продовження табл. 5.7

Кут нахилу колект., $s$ , град.	Місяць	Кільк. теплоти, яка падає за міс., $q'_{\text{мес}}$ , кВт·год./м <sup>2</sup>	Кільк. теплоти, що передана в систему ГВП, $q_{\text{мес}}$ , кВт·год./м <sup>2</sup>	Сумарна кількість теплоти за рік, $q_{\text{рік}}$ , кВт·год./м <sup>2</sup>
40°	1	157,15	36,40	925,26
	2	191,55	52,43	
	3	211,17	72,49	
	4	221,66	79,95	
	5	235,42	98,65	
	6	225,85	105,35	
	7	220,26	111,27	
	8	219,63	109,78	
	9	210,53	91,39	
	10	194,59	74,46	
	11	181,22	54,94	
	12	170,43	38,15	

В результаті аналізу отриманих даних було визначено, що оптимальний кут нахилу при цілорічній експлуатації сонячної установки лежить в діапазоні 38-40° (при  $s=38^\circ$   $q_{\text{год}}=925,38$  кВт·год., при  $s=39^\circ$   $q_{\text{год}}=925,44$  кВт·год.).

Загальний ККД передачі теплоти при цьому дорівнює 38,0 %, що дещо не співпадає з середнім ККД, розрахованим за даними табл. 5.4 [121].

## 5.2. Визначення площі плоских сонячних колекторів для систем гарячого водопостачання в залежності від режиму роботи

Найбільш поширеним є використання сонячних установок для гарячого водопостачання [115,116]. При проектуванні таких установок при використанні рекомендацій провідних виробників [50,53,54] головним питанням є визначення необхідної площі сонячних колекторів. Дані, що наводяться, по сонячній інсоляції мають невизначеність, так річна кількість енергії, що падає на горизонтальну поверхню в південних районах України - 1350 кВт год./м<sup>2</sup> [54], не може використовуватися як корисно передана теплоносію енергія.

Сонячна активність має істотну сезонну нерівномірність. По якій місячній питомій потужності колектора визначати необхідну площу, залишається неясним. У [50,54] площа колекторів визначається для споживачів невеликої потужності залежно від кількості людей, що мешкають у будинку. Для установок великої потужності такі рекомендації не зовсім коректні.

Бажано прив'язуватися до необхідної кількості гарячої води. Таким чином, визначення оптимальної площі сонячної установки (СУ) продовжує залишатися важливим питанням. Зі збільшенням площі росте вартість СЕУ і доля енергії, яка покриватиметься за її рахунок. Проте в літні місяці буде надвиробництво енергії. Під номінальною (максимальною) потужністю СЕУ розумітимемо середньодобову теплову потужність, що відпускається в липневий день.

За техніко-економічний критерій оптимізації енергетичних установок зазвичай приймаються річні приведені витрати з урахуванням екологічної складової [62,71].

Метою розділу є розробка методу пошуку найкращих параметрів і визначення площі сонячних колекторів для заданого споживача в залежності від тривалості роботи СЕУ.

### **Методика і результати визначення раціонального кута нахилу при експлуатації СЕУ протягом теплої половини року**

На рис. 5.1 представлено зміну середньодобової кількості теплоти, що була передана гарячій воді, за теплі півроку при куті нахилу  $25^\circ$  [120,121]. Цей кут забезпечує максимальну кількість енергії, передану теплоносію протягом теплої половини року.

Приймемо, що необхідна теплова потужність гарячого водопостачання буде забезпечуватися сонячною установкою в липні, тобто  $N_{\text{потр}} = N_7$ . Тоді частка необхідної енергії, що забезпечується СЕУ за півроку, дорівнює:

$$\varepsilon = \frac{\sum_{i=1}^6 q_i^{\text{mic}}}{q_{\text{номп}}^{\text{mic}} \cdot 6}, \quad (5.5)$$

де  $\sum_1^6 q_i^{mic}$  - сумарна кількість теплоти, яку забезпечує СЕУ за розглянутий період;

$q_{потр}^{mic}$  - місячна кількість теплоти, яка потрібна споживачу.

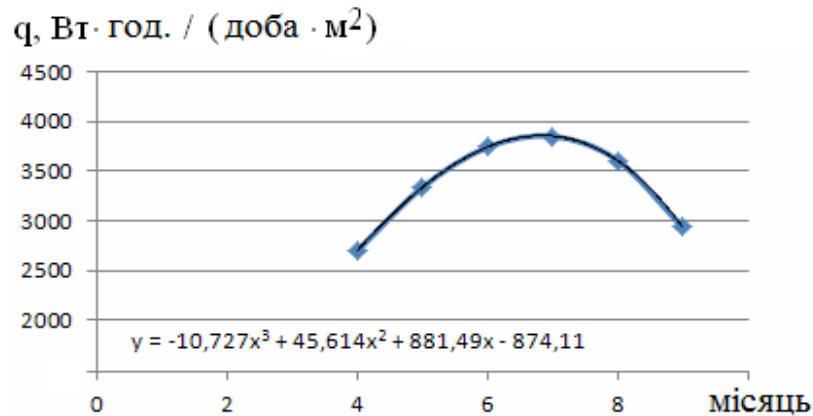


Рис. 5.1. Зміна середньодобової корисної кількості енергії протягом півроку

Решта потрібної кількості теплоти має забезпечуватися вторинним паливом: наприклад, природним газом:

$$q_{пг} = q_{тр} \cdot (1 - \epsilon) \quad (5.6)$$

Потрібна кількість природного газу:

$$g_{пг} = \frac{q_{пг}}{Q_H^p \cdot \eta_{котла}}, \quad (5.7)$$

де  $Q_H^p$  - теплота згоряння природного газу. Прийнято для природного газу

Шебелинського родовища  $Q_H^p = 35$  МДж/м<sup>3</sup> [82];

$\eta_{котла}$  - ККД котла. Прийнято  $\eta_{котла} = 89,8$  % [82].

Вказані значення, які відносяться до сонячної енергії, відповідають площі колектора 1 м<sup>2</sup>. Визначимо розрахункові приведені витрати за розділом 3. Капітальні витрати в цьому випадку – це вартість 1 м<sup>2</sup> сонячного колектору. Для аналізу прийнято використання плоских сонячних колекторів виробництва фірми «Акватех». Вартість колектору складає 371 \$ [79]. При корисній площі колектора 1,8 м<sup>2</sup> питома вартість колектора складе  $K = 371 / 1,8 = 206$  \$/м<sup>2</sup>;

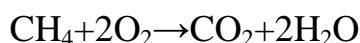
$E$  – експлуатаційні річні витрати в розглянутій установці.

Для співставлення варіантів вони мають приводитися до однакового рівня шкідливого впливу на довкілля чи слід враховувати додаткові витрати для здійснення заходів по захисту навколишнього середовища. Таким чином, річні витрати будуть складатися з вартості витраченого газу, електроенергії на привід насосу та екологічного податку за викиди шкідливих речовин. Враховуючи низьку витрату електроенергії, через малу швидкість теплоносія, а також те, що в розглянутому діапазоні зміни потужності СЕУ потужність насосу змінюється незначно, витратами на електроенергію можна знехтувати:

$$E = g_{\text{пг}} \cdot C_{\text{пг}} + I_{\text{екол}}, \quad (5.9)$$

де  $C_{\text{пг}}$  – вартість природного газу. Прийнято  $C_{\text{пг}} = 0,56 \text{ \$/m}^3$  [122];

$I_{\text{екол}}$  – величина екологічного податку за викиди вуглекислого газу. При спалюванні  $1 \text{ м}^3$  природного газу ( $\text{CH}_4$ ) відповідно до рівняння



отримаємо  $1 \text{ м}^3 = (12+32)/22,4 = 1,964 \text{ кг CO}_2$ .

Таким чином,

$$I_{\text{екол}} = g_{\text{пг}} \cdot 1,964 \cdot 20/1000 = g_{\text{пг}} \cdot 0,0393 \text{ \$}.$$

До того ж відповідно до статті 243.1 Податкового кодексу України, ставка податку за викиди в атмосферне повітря для двоокису вуглецю дорівнює 0,24 грн./т. Проведемо розрахунок зміни розрахункових приведених витрат в залежності від потужності (площі) сонячної установки. Кут нахилу колектору  $25^\circ$ . Прийmemo потужність СЕУ, рівну той, яка вимагається  $q_{\text{тр}} = q_7 = 3850,32 \text{ Вт}\cdot\text{год./доба}$ .

За півроку необхідно виробити:

$$Q_{\text{тр}} = q_{\text{тр}} (30+31+30+31+31+30) = q_{\text{тр}} \cdot 181 = 704609 \text{ Вт}\cdot\text{год} = 704,609 \text{ кВт}\cdot\text{год} = 2536,59 \text{ МДж}.$$

Частка енергії, яка отримана від сонця:  $\epsilon = 615,6/704,6 = 0,874$ .

Додаткова кількість енергії, яка отримується від котла при згорянні природного газу:

$$Q_{\text{пг}}=704,6 (1-0,874)=89,019 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Відповідна кількість природного газу:

$$g_{\text{пг}}=(89,019\cdot 3600)/(35000\cdot 0,898)=10,196 \text{ м}^3.$$

Експлуатаційні витрати:  $I=10,196\cdot(0,56+0,0393)=6,11 \text{ \$}$ .

Річні приведені витрати:  $Z=0,15\cdot 206+6,11=37,0 \text{ \$}$ .

Збільшення долі сонячної енергії в балансі вжитку може бути досягнуте збільшенням площі колекторів. При цьому витрата газу знизиться. Розглянемо випадок, коли СЕУ забезпечить необхідну потребу в червні. Необхідна площа колектора буде рівна:

$$F_{\text{ск}} = \frac{q_7^{\text{ср.сут}}}{q_6^{\text{ср.сут}}} = \frac{38503}{3740667} = 1,029 \text{ м}^2.$$

При цьому корисна кількість теплоти в кожному місяці збільшиться в 1,029 разів (рис. 5.2). Надлишки теплоти, вироблені в липні, не будуть використані. Доля теплоти, що забезпечується СЕУ, складе

$$\begin{aligned} \varepsilon &= \frac{q_4^{\text{ср.сут}} \cdot 30 + q_5^{\text{ср.сут}} \cdot 31 + q_6^{\text{ср.сут}} \cdot (30+31) + q_8^{\text{ср.сут}} \cdot 31 + q_9^{\text{ср.сут}} \cdot 30}{q_7^{\text{ср.сут}}(30+31+30+31+31+30)} = \\ &= \frac{63014}{70461} = 0,894. \end{aligned}$$

Подальші розрахунки ідентичні.

Розглянемо варіант зменшення долі забезпечуваної СЕУ енергії, зменшуючи площу сонячних колекторів. Зменшення площі приведе до зниження вартості СЕУ і пропорційного зменшення енергії, що виробляється нею. Понизимо площу колектора на 10 %, тобто використовується 0,9 м<sup>2</sup> сонячного колектора. Тоді

$$q_7^{\text{ср.доб}} \cdot 0,9 = 3850,323 \cdot 0,9 = 3465,29 \text{ Вт}\cdot\text{год.}$$

$$\Sigma(q_i^{\text{ср.доб}} \cdot \tau_{\text{доб},i}) = 615 \cdot 0,9 = 554,03 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

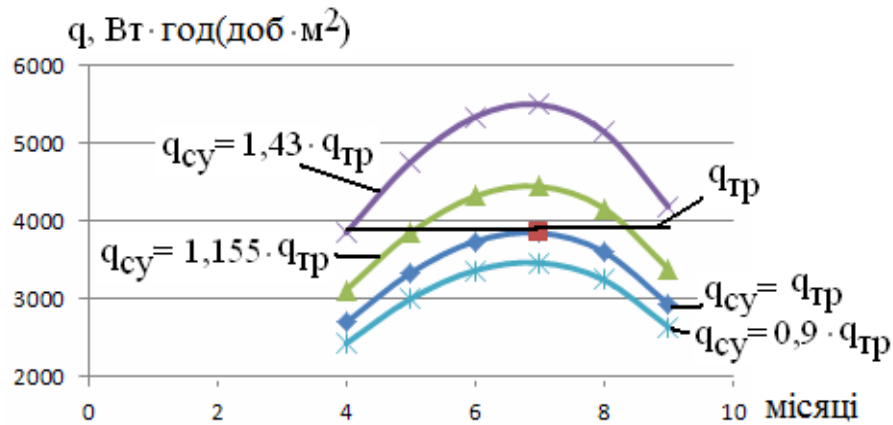


Рис. 5.2. До визначення частки енергії, яка покривається сонячною установкою:

$q_{гр}$  – середньодобова потужність, яка потрібна,

$q_{су}$  – середньодобова потужність сонячної установки.

$$\text{Доля енергії, яка забезпечується СЕУ: } \varepsilon = \frac{554,03}{704,6} = 0,786.$$

Додаткова кількість теплоти від газу:

$$q_{гр} = 704,61 \cdot (1 - 0,786) = 150,58 \text{ кВт·год.}$$

Відповідна кількість природного газу:

$$q_{пр} = \frac{150,58 \cdot 3600}{35000 \cdot 0,898} = 16,65 \text{ м}^3.$$

Річні приведені витрати:  $Z = 0,15 \cdot 0,9 \cdot 206 + 16,65 \cdot (0,56 + 0,0393) = 37,77 \text{ \$}$ .

На рис. 5.3 приводиться залежність річних приведених витрат від частки потрібної енергії, яка забезпечується сонячною установкою (коефіцієнта заміщення) [123].

З аналізу приведених на рис. 5.3 даних слідує, що оптимальним коефіцієнтом заміщення при експлуатації протягом теплої половини року, є 89,4 % [120, 123]. Цій частці відповідає потужність сонячної установки, яка повністю забезпечує теплоспоживача при інсоляції в червні. Відмітимо також, що при зміні вартості викидів  $\text{CO}_2$  от 20 до 60 \$/т значення оптимальної потужності не змінюється.

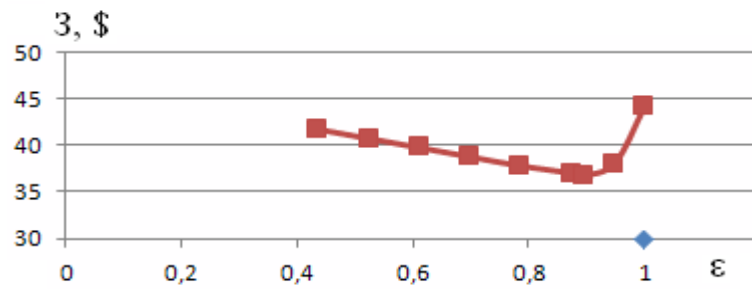


Рис. 5.3. Залежність річних приведених витрат від частки потрібної енергії, яка забезпечується сонячною установкою (коефіцієнта заміщення)

Слід також відмітити, що частка екологічної складової в приведених витратах дорівнює 7,8 %.

### Розрахунок оптимальної потужності сонячної установки при роботі протягом року

На рис. 5.4 представлена зміна середньодобової кількості теплоти, переданій гарячій воді, протягом року, при куті нахилу колектора  $40^\circ$ . Цей кут забезпечує максимальну кількість корисної енергії, яка передається теплоносію протягом року роботи.

Приймемо, що необхідна теплова потужність гарячого водопостачання дорівнює максимальній потужності сонячної установки в липні:  $N_{\text{тр}}=N_7$ . Тоді доля необхідної енергії, що забезпечується СЕУ за рік буде рівна:

$$\varepsilon = \frac{\sum_{i=1}^{12} q_i^{\text{міс}}}{q_{\text{вимаг}}^{\text{рік}} \cdot 12} = \frac{925,253 \text{ кВт} \cdot \text{год}}{1310,044 \text{ кВт} \cdot \text{год}} = 0,706,$$

де  $\sum_{i=1}^{12} q_i^{\text{міс}}$  - сумарна кількість теплоти, що забезпечується завдяки СЕУ за рік;

$q_{\text{вимаг}}^{\text{рік}} = 3589,16 \cdot 365 = 1310044 \text{ Вт} \cdot \text{год}$  - кількість теплоти за рік, яке вимагається.

Залишок теплоти має забезпечуватися природним газом:

$$q_{\text{пг}} = q_{\text{вимаг}}^{\text{рік}} (1 - \varepsilon) = 384,791 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Кількість природного газу, яка потрібна:

$$g_{\text{пг}} = \frac{q_{\text{пг}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{котла}}} = \frac{384,791 \cdot 3600}{35000 \cdot 0,898} = 44,07 \text{ м}^3.$$

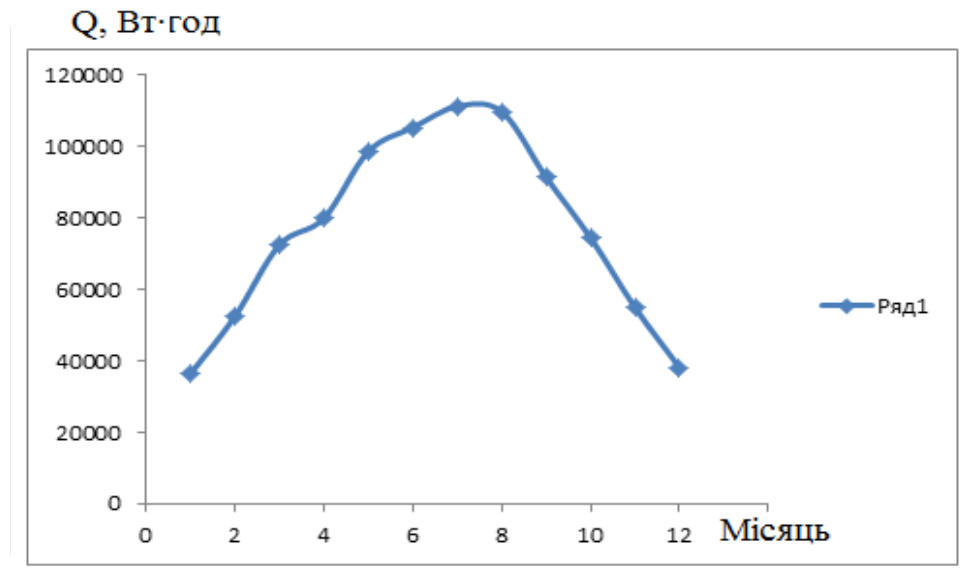


Рис. 5.4. Зміна місячної кількості корисної енергії, що передається теплоносію в сонячній установці при куті нахилу колекторів 40°

Експлуатаційні витрати складуть:  $I = 44,07 \cdot (0,56 + 0,0393) = 6,11$  \$.

Річні приведені витрати:  $Z = 0,15 \cdot 206 + 6,11 = 37,0$  \$.

Збільшення долі сонячної енергії в балансі споживання може бути досягнуте збільшенням площі колекторів. При цьому витрата газу знизиться. Розглянемо випадок, коли СЕУ забезпечить потреба в червні. Необхідна площа колектора буде дорівнювати:

$$F_{\text{ск}} = \frac{q_7^{\text{сер.доб}}}{q_6^{\text{сер.доб}}} = \frac{3589}{3512} = 1,022 \text{ м}^2.$$

При цьому корисна кількість теплоти в кожному місяці збільшиться в 1,022 разів. Надлишки теплоти, вироблені в липні, не будуть використані. Доля теплоти, що забезпечується СЕУ, складе



$$\varepsilon = \frac{1,022 \cdot \sum_{i=1}^5 (q_i^{\text{cp.cyr}} \cdot \tau_{\text{cyr},i}) + q_6^{\text{cp.cyr}} \cdot (30 + 31) + 1,022 \sum_{i=8}^{12} (q_i^{\text{cp.cyr}} \cdot \tau_{\text{cyr},i})}{q_7^{\text{cp.cyr}} 365} =$$

$$= \frac{9420}{131004} = 0,719.$$

Подальші розрахунки аналогічні попереднім.

У табл. 5.8 приводиться отримана залежність річних приведених витрат від долі споживаної енергії, забезпечуваною сонячною установкою [123]. Або від середньодобової корисної енергії, що отримується в різні місяці року. Приведений в табл. 5.7 коефіцієнт показує, як визначається площа сонячних колекторів. При  $k=1$  площа СК визначається як потужність споживача, що ділиться на питому корисну енергію, яка отримується від одного квадратного метра сонячного колектора в липні (максимальну). Коефіцієнти, менші одиниці, показують, що площа СЕУ визначена, як відповідна доля від розрахованої по липневій питомій корисній енергії.

Таблиця 5.8

Залежність питомих річних приведених витрат від долі споживаної енергії, забезпечуваною сонячною установкою

Коеф., $k$	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,022	1,128	1,347
Місяць						7	6	5	4
Частка, $\varepsilon$	0,353	0,424	0,494	0,565	0,636	0,706	0,719	0,768	0,830
Приведені витрати, $\$/\text{m}^2$	606,7	579,9	553,1	526,2	499,4	472,5	468,6	459,7	468,5

З аналізу приведених в табл.5.8 даних слідує, що оптимальною часткою енергії, яка забезпечується сонячною установкою, що відповідає мінімальним приведеним витратам при експлуатації протягом всього року є 76,8 %. Цьому

коефіцієнту заміщення відповідає потужність СЕУ, яка повністю забезпечує теплоспоживача при інсоляції в травні. Слід відмітити, що при зміні вартості викидів  $\text{CO}_2$  от 20 до 60  $\$/\text{т}$  значення оптимальної потужності СЕУ не змінюється [123].

### 5.3. Висновки за розділом 5

1. Запропонована методика визначення раціонального кута нахилу плоского сонячного колектора для гарячого водопостачання залежно від широти місцевості і тривалості експлуатації протягом року. Критерієм оптимізації є максимум кількості теплоти, переданої теплоносію за заданий проміжок часу.
2. При тривалості експлуатації протягом теплої половини року в районі м. Одеси найкращим кутом нахилу сонячних колекторів при південному напрямі є кут  $25^\circ$ . При цьому з врахуванням всіх втрат теплоти річна кількість корисної енергії дорівнює  $615 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$  сонячного колектора.
3. При цілорічній експлуатації сонячної установки оптимальним є кут  $40^\circ$ . При цьому з врахуванням всіх втрат теплоти річна кількість корисної енергії дорівнює  $925,38 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$  сонячного колектора. Сумарний ККД за рік дорівнює 38 %.
4. Запропонована методика визначення оптимальної площі сонячних колекторів на основі приведених річних витрат з врахуванням екологічної складової, що враховує плату за шкідливі викиди в довкілля.
5. При роботі сонячної установки на півдні України протягом теплої половини року при розрахунку площі сонячної установки слід використовувати питому середньодобову корисну енергію в червні, рівну  $3,74 \text{ кВт}\cdot\text{год}/(\text{м}^2\cdot\text{доба})$ , яка буде отримана при куті нахилу сонячних колекторів  $25^\circ$ .
6. При цілорічному використанні сонячної установки при розрахунку площі колекторів слід користуватися питомою середньодобовою корисною

енергією в травні, рівною  $3,182 \text{ кВт}\cdot\text{год./}(\text{м}^2\cdot\text{доба})$ , яка буде отримана при куті нахилу сонячних колекторів  $40^\circ$ .

## РОЗДІЛ 6.

### МЕТОДИКА ВРАХУВАННЯ ДИНАМІКИ СПОЖИВАННЯ ГАРЯЧОЇ ВОДИ ПРИ ПРОЕКТУВАННІ СОНЯЧНИХ УСТАНОВОК

#### 6.1. Загальні відомості

Не дивлячись на високу вартість багато підприємств упроваджують сонячні енергоустановки досить великої потужності, що мають ряд особливостей відносно індивідуальних установок [124, 125]. Таким чином, продовжує залишатися актуальним максимальне підвищення ефективності СЕУ, а також зниження впливу таких негативних чинників як висока інерційність і погані динамічні характеристики. Використання бівалентних установок (що використовують два джерела енергії: сонце і звичайне паливо) згладжує недоліки використання тільки СЕУ.

Якщо в індивідуальних СЕУ застосовуються ємкісні водонагрівачі, то особливістю схем для установок великої потужності є наявність бака-акумулятора гарячої води великої ємкості. Тобто, ємкісний водонагрівач замінюється на швидкісний теплообмінник і бак-акумулятор, що у результаті дешевше. Об'єм ємкості для гарячої води повинен відповідати добовій або більшій потребі.

На рис. 6.1 [125] приводиться схема СЕУ великої потужності. Аналіз динамічних характеристик цієї установки показує, що гаряча вода, яка поступає в акумулятор, змішується з холодною водою в ємкості. При цьому результуюча температура довго не досягає заданого значення. Споживач отримує воду з потрібним температурним потенціалом лише після зливу великої кількості води в каналізацію. Нагріта вода з теплообміннику почне поступати в акумулятор лише при початку вжитку з акумулятора. Схема з'єднання колекторів також представляється невдалою. Теплоносій послідовно нагрівається у всіх колекторах ряду, досягаючи значних температур, при цьому мають місце

максимальні втрати теплоти в довкілля. З точки зору динамічних характеристик така схема найменш вдала.

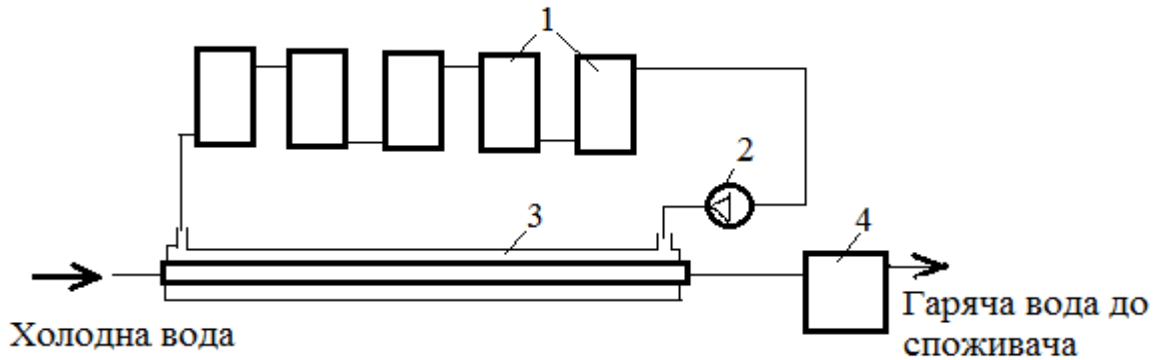


Рис. 6.1. Схема сонячної установки гарячого водопостачання великої потужності

- 1 – сонячні колектори; 2 – насос;  
3 – теплообмінник; 4 – бак-акумулятор

Основні фірми-виробники устаткування для СЕУ Viessmann і Buderus [50,54] приводять вже іншу схему (рис. 6.2). Ряди колекторів і колектори в рядах підключаються паралельно, що знижує втрати теплоти в довкілля.

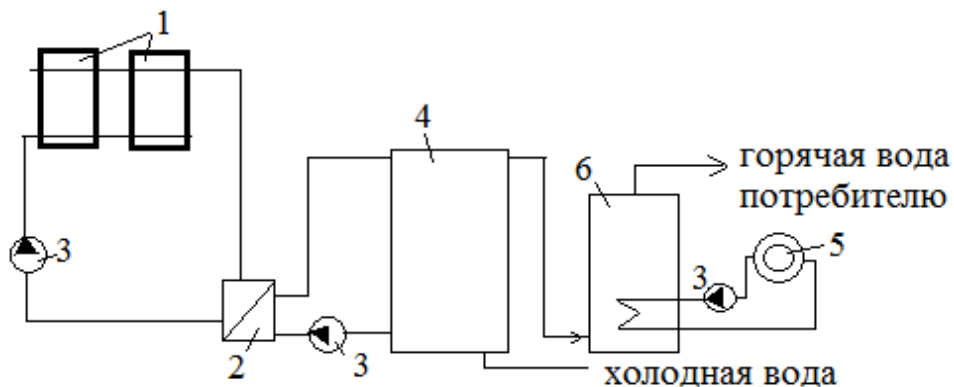


Рис. 6.2. Схема бівалентної установки великої потужності

- 1 – сонячні колектори; 2 – швидкісний теплообмінник;  
3 – насос; 4 – бак-акумулятор; 5 – котел;  
6 – емкисний водопідігрівач

Холодна вода спочатку нагрівається від нагрітого сонцем теплоносія, що забезпечує мінімальні втрати. Дві ємкості 4 і 6 забезпечують достатній об'єм

для акумуляції гарячої води. Недоліком цієї схеми є те, що вона не враховує режиму розбору води споживачем. Тобто, в у ранішні години, коли вже велика частина споживачів починає працювати (їдальні, дитячі сади і ясла і так далі) відсутній запас гарячої води в акумуляторі 4, забезпечуваний сонячною установкою. Поки велика ємкість 4 не нагріється, споживач забезпечуватиметься гарячою водою за рахунок котла.

Таким чином, існуючі схеми СЕУ не забезпечують потреби, що періодично змінюються. Зміна режиму споживання компенсується роботою додаткової (котельної) установки. У літературі [50,54] вказується необхідність урахування при проектуванні режиму споживання, але яким чином враховувати цей чинник не розглядається.

Мета розділу – розробка схеми СЕУ, що забезпечує потреби з врахуванням режиму споживання, і методики обґрунтування доцільності використання такої схеми.

Для досягнення поставленої мети потрібно було вирішити наступні завдання:

- розробити схему СЕУ, здатну відразу забезпечувати споживача гарячою водою з максимальним вкладом сонячної енергії;
- розробити методику розрахунку потужності окремих елементів схеми для забезпечення потреби в різний час доби.

## **6.2. Розробка схеми, яка враховує режим споживання**

У [117] пропонується для вирішення завдання динамічного забезпечення споживача використовувати бак оперативної витрати (БОВ), рис. 6.3, що має значно менший об'єм, чим бак-акумулятор або буферна ємкість. Нагрітий в СК теплоносій проходить спочатку через БОВ і нагріває там воду, а потім вже поступає в основний акумуляторний бак. Підігрів води для забезпечення споживача прискорюється. Причому жодних додаткових регулювальників не потрібно. Чим вища температура води, що нагрівається в БОВ, тим з вищою

температурою виходить з БОВ теплоносії, і тим більша кількість енергії передається в бак-акумулятор.

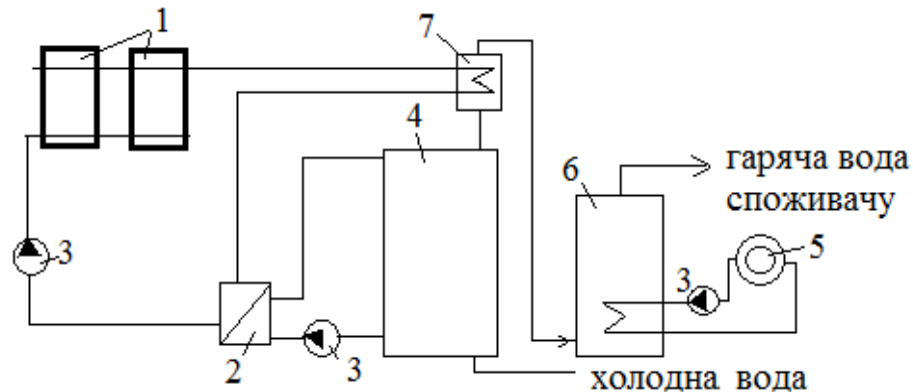


Рис. 6.3. Схема СЕУ, яка має більш високі динамічні характеристики (позначення ідентичні рис. 5.2):

7 – бак оперативної витрати

Тепер виникає питання, як ув'язати об'єм БОВ, який вимагається, з режимом споживання гарячої води.

### 6.3. Розрахунок ємності бака оперативної витрати

Основний бак-акумулятор має об'єм добової потреби води. БОВ повинен забезпечити кожну потребу протягом доби окремо. Для вирішення поставленого завдання складемо систему рівнянь [126]:

#### 1. Теплова потужність БОВ

$$Q_{\text{БОВ}} = k \cdot F_{\text{БОВ}} \cdot \Delta t_{\text{БОВ}}^{\text{ТН-НВ}}, \quad (6.1)$$

де  $k$ - коефіцієнт теплопередачі;

$F_{\text{БОВ}}$  – площа теплообмінника в БОВ;

$\Delta t_{\text{БОВ}}^{\text{ТН-НВ}}$  – середньо логарифмічна різниця температур між теплоносієм і водою в БОВ, яка нагрівається.

#### 2. Час нагріву води в БОВ:

$$t = \frac{V_{\text{БОВ}} \cdot c_p \cdot \Delta t^{\text{ТН-НВ}}}{Q_{\text{БОВ}}}, \quad (6.2)$$

где  $V_{\text{БОВ}}$  – ємкість БОВ, л, що при відносно низьких температурах еквівалентно масі води в баці, кг;

$\Delta t^{\text{Г-X}}$  – різниця температур, на яку нагрівається вода в БОВ.

3. Необхідний час забезпечення споживача:

$$t_1 = \frac{V_1}{V_{\text{БОВ}}} \cdot t, \quad (6.3)$$

где  $V_1$  – ємкість води, яка потрібна для споживача протягом часу  $t_1$  ( $V_1$  та  $t_1$  задані споживачем).

При вирішенні отриманої системи маємо наступне рівняння:

$$\frac{t_1 \cdot V_{\text{БОВ}}}{V_1} = \frac{V_{\text{БОВ}} \cdot c_p \cdot \Delta t_{\text{БОВ}}^{\text{ТН-НВ}}}{Q_{\text{БОВ}}}, \quad (6.4)$$

з якого видно, що забезпечення споживача не визначається ємністю БОВ (який скорочується), а виконанням співвідношення:

$$\frac{t_1}{V_1} = \frac{c_p \cdot \Delta t_{\text{БОВ}}^{\text{ТН-НВ}}}{Q_{\text{БОВ}}}, \quad (6.5)$$

тобто залежить від теплової потужності БОВ.

Для забезпечення заданої витрати гарячої води в  $i$ -му режимі споживання  $G_i$ , тепла потужність БОВ, яка вимагається:

$$Q_{\text{БОВ},i} = G_i \cdot c_p \cdot \Delta t_{\text{Г-X}} = G_{\text{ТН}} \cdot c_{p,\text{ТН}} \cdot \Delta t_{\text{ТН}} = k \cdot F_{\text{БОВ}} \cdot (t_{\text{ТН}} - t_{\text{НВ}}), \quad (6.6)$$

де  $\Delta t_{\text{Г-X}}$  – різниця температур, на яку нагрівається вода в БОВ.

Як видно, тепла потужність БОВ визначається витратою теплоносія, нагрів якого, у свою чергу забезпечується сонячними колекторами [126]. Іншими словами, потужність БОВ визначається потужністю СЕУ. Отже, алгоритм врахування режиму споживання наступний:

1. Визначається необхідна потужність СЕУ для кожного періоду споживання:

$$Q_{\text{СУ},i} = G_i \cdot c_p \cdot \Delta t_{\text{Г-X}},$$

де  $G_i$  – витрата гарячої води для  $i$ -го періоду споживання;

$\Delta t_{\text{Г-X}}$  – нагрів холодної води в БОВ.



2. Визначається площа та кількість СК, які задовольняють потреби в  $i$ -му періоді споживання. При  $\Delta t_{\text{тн}} = 20^\circ$  визначаємо витрату теплоносія для кожного періоду:

$$G_{\text{тн},i} = \frac{Q_{\text{БОВ},i}}{C_p \Delta t_{\text{тн}}} = \frac{Q_{\text{БОВ},i}}{4,19 \cdot 20}$$

Враховуючи прийняту питому витрату теплоносія на  $1 \text{ м}^2$  СК ( $V_{\text{пит}} = 30\text{-}50 \text{ л}/(\text{м}^2 \cdot \text{год})$ ), визначається площа та кількість СК:

$$F_{\text{СК},i} = \frac{G_{\text{тн},i}}{V_{\text{пит}}}; \quad N_{\text{кол},i} = \frac{F_{\text{СК}}}{f_{\text{кол}}}$$

де  $f_{\text{кол}}$  – площа одного колектора.

Всі потреби будуть задовільнені при найбільшій з обрахованих значень потужності.

Таким чином, для забезпечення потреби потрібна відповідна потужність сонячної установки, тобто площа СК, а також відповідна потужність теплообмінника в БОВ (площа теплообміну). В принципі, бак оперативної витрати (БОВ) може бути замінений швидкісним теплообмінником, що найчастіше дешевше.

#### **6.4. Визначення раціональної потужності сонячної установки для задоволення добових потреб**

Система гарячого водопостачання з СЕУ обов'язково має додаткове джерело теплоти (найчастіше газовий котел). У разі недостатнього нагріву води в СЕУ відбувається догрів її в котлі. Тобто, недолік динамічних характеристик СЕУ компенсується витратами органічного палива. Як з'ясувалося з попереднього розділу, підвищення динамічних характеристик СЕУ забезпечується підвищенням потужності СЕУ і, відповідно, її вартості.

Розглянемо методику визначення раціональної потужності на прикладі їдальні будинку відпочинку. Припустимо у будинку відпочинку знаходиться 500 чоловік відпочивальників і 50 чоловік обслуговуючого персоналу. Згідно

ДБН В.2.5-64:2012 на одне блюдо потрібно 4 л гарячої води. Прийmemo наступний розподіл споживання.

- Сніданок (1 блюдо): 550 чол. ·4 л = 2200 л.
- Обід (2 блюда): 550 чол. 2 блюда 4 л=4400 л
- Вечеря (1 блюдо): 550 чол.·4 л = 2200 л.

Сніданок триває 3 години (з урахуванням приготування, прийому їжі та прибирання), обід -4 години, вечеря - 3 години.

Теплова потужність СЕУ для забезпечення і-го періоду:

$$Q_1=Q_3=\frac{2200*4,19*(55-15)}{3*3600}=34,14 \text{ кВт},$$

$$Q_2=\frac{4400*4,19*(55-15)}{4*3600}=51,21 \text{ кВт}.$$

Розрахунок без урахування динаміки споживання:

Кількість води, що вимагається: 2200+4400+2200=8800 л/доба.

Потужність сонячних колекторів:

$$Q_{ск}=\frac{8800*4,19(55-15)}{12*3600}=34,14 \text{ кВт}.$$

Проведемо економічне співставлення двох варіантів (з урахуванням та без урахування режиму споживання):

1. Потужність СК 34,14 кВт, недостатня потужність в період приготування обіду покривається використанням природного газу.
2. Потужність СК 51,21 кВт, забезпечує динаміку споживання.

Співставлення проводиться на основі річних приведених витрат [71, розділ 3]. Більш потужна установка має не тільки більше сонячних колекторів, але й більш дорогий через більший діаметр трубопроводу, більш дорогий розширювальний бак і т.п.

Кількість сонячних колекторів для 1-го и 2-го варіантів:

$$n_{СК,1}=\frac{q}{q_{пит}*f_{ск}}=\frac{34,14}{0,5*2,04}=33,47=33 \text{ шт.}$$

де  $q_{пит}$  – середня корисна питома потужність сонячного випромінювання, прийнято 0,5 кВт/м<sup>2</sup> [50];

$f_{ск}$  – площа одного колектора, прийнято  $f_{кол}=2,04 \text{ м}^2$ .

$$n_{ck2} = \frac{51,21}{0,5 \cdot 2,04} = 50 \text{ шт.}$$

Оцінимо, в скільки разів зміниться вартість сонячної установки, якщо врахувати особливості режиму споживання.

Аналіз калькуляції обладнання СЕУ показав, що вартість СЕУ в шість разів перевищує вартість СК. При вартості одного колектора 3059 грн. вартість СЕУ з 33 колекторами складе  $33 \cdot 3059 \cdot 6 = 605682$  грн. Вартість СЕУ з 50 колекторами складе  $50 \cdot 3059 \cdot 6 = 917700$  грн.

Тобто, зміна вартості СЕУ з підвищенням потужності призводить до підвищення вартості установки на 51,5 %.

Різниця в кількості теплоти, яка буде забезпечуватися, складе:

$$\Delta Q = (50 - 33) \cdot 4 \cdot 3600 = 244800 \text{ кДж.}$$

Це відповідає витраті природного газу:

$$G = \frac{\Delta Q}{Q_H^p \cdot \eta_k} = \frac{244800}{35000 \cdot 0,9} = 7,77 \text{ м}^3/\text{доба.}$$

Річні приведені витрати в розглянуті варіанти при ціні на природний газ 5966 грн./1000 м<sup>3</sup> та платі за викиди 0,26 грн./т СО<sub>2</sub> (при згорянні 1 м<sup>3</sup> природного газу виділяється 1,966 кг СО<sub>2</sub>) складуть:

$$\begin{aligned} Z_1 &= (0,06 + 0,05) 605682 + 7,77 [5,96 + 1,966 \cdot (0,26 + 500) \cdot 10^{-3}] \cdot 365 = \\ &= 66625 + 19690 = 86315 \text{ грн.} \end{aligned}$$

$$Z_2 = (0,06 + 0,05) 917700 = 100947 \text{ грн.}$$

Таким чином, варіант СЕУ, яка повністю задовольняє всі режими споживання, виявився менш вигідним, ніж СЕУ, яка була розрахована без цього урахування. Слід вказати, що велике значення мають ціни на обладнання та природний газ.

## 6.5. Висновки за розділом 6

1. Оперативність забезпечення споживача гарячою водою може бути здійснена застосуванням баку оперативної витрати (БОВ). Динамічні характеристики визначаються не об'ємом, а потужністю теплообмінника в

цьому БОВ (практично це ємкісний водонагрівач). У свою чергу, потужність БОВ визначається площею теплообміну в ньому і витратою теплоносія. Визначено, що для поліпшення динаміки сонячної установки потрібно підвищення її потужності, що визначається кількістю сонячних колекторів.

2. Для урахування режиму споживання при проектуванні сонячної установки визначається необхідна потужність СЕУ для кожного режиму. Максимальне з отриманих значень забезпечить всі задані режими розбору гарячої води.

3. Остаточний вибір потужності сонячної установки визначається на підставі техніко-економічного розрахунку з урахуванням повної вартості сонячної установки та витрат на експлуатацію додатково використовуваного джерела теплоти.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. В результаті обробки зібраних замірів інсоляції за допомогою метеостанції, розташованої на даху ОНПУ, було отримано значення середньо добової за місяцями та середньо річної сонячної радіації в м. Одеса. Отримані значення можна поширити на південь України. Середньо річне значення інсоляції дорівнює  $1242,48 \pm 18,9$  кВт год./м<sup>2</sup>, що на 4,3 % менше, ніж приводиться в літературі. Уточнено значення коефіцієнту хмарності для м. Одеса, який дорівнює 66,57 % і на 3,8 % менший за наведений в літературі.

2. Удосконалено метод техніко-економічного співставлення енергоустановок та пошуку раціональних параметрів за рахунок врахування екологічної складової, яка вміщує плату за викиди відповідно податковому кодексу України та додатково Кіотському протоколу. Запропоновано враховувати також плату за використання кисню, яка визначається через питомі витрати лісового господарства на підтримку стану лісу.

3. Розроблено математичну модель сонячної енергоустановки для гарячого водопостачання, за допомогою якої було отримано залежність її техніко-економічних показників від продуктивності за гарячою водою. Визначено, що питомі капітальні витрати з підвищенням потужності знижуються до продуктивності 500 л/доба. Далі вони не змінюються і дорівнюють 100 грн./л.

4. Розроблено математичну модель розрахунку кількості переданої споживачу енергії в залежності від розташування сонячної установки, температури нагрітого теплоносія та середньо місячних температур повітря. За критерій пошуку раціональних параметрів запропоновано використати максимум переданої споживачу енергії за рік. Було проведено пошук найкращого кута нахилу сонячного колектора (СК) для умов півдня України в залежності від режиму роботи установки. Отримано, що при роботі впродовж теплої половини року раціональний кут нахилу СК дорівнює 25°. При роботі впродовж всього року кут нахилу має бути 38-40°. Розроблено метод визначення площі сонячних колекторів при відомій потужності споживача, яка

задовольняється бінарною установкою гарячого водопостачання з котлом. Визначено, що при роботі впродовж теплої половини року площа СК має визначатися через питому інсоляцію у червні. Мінімум річних приведених витрат відповідає частці сонячної енергії в тепловому балансі споживача 89,4 %. При роботі впродовж всього року площу СК треба визначати за питомою інсоляцією у травні. При цьому коефіцієнт заміщення буде дорівнювати 76,8 %.

5. Розроблено метод врахування добової динаміки споживання гарячої води при проектуванні сонячної енергоустановки (СЕУ). Підвищення динамічних характеристик забезпечується використанням баку оперативної витрати. Динамічні характеристики визначаються потужністю теплообмінника в цьому баці, з чого слідує, що для поліпшення динаміки СЕУ треба підвищити її потужність. Остаточно співвідношення потужностей СЕУ і котла визначається проведенням техніко-економічного співставлення.

6. Запропоновано використання сонячної напівпровідникової електростанції у якості одного з трьох резервних джерел живлення відповідальних споживачів атомної станції. Враховуючи використання іншого за принципом роботи джерела поряд з двома дизель-генераторами, загальні показники безпеки АЕС мають підвищитися. Техніко-економічний аналіз показав, що термін окупності НСЕС з акумуляторною станцією в залежності від «зеленого» тарифу коливається в діапазоні 10-30 років. Підвищення рівня безпеки АЕС та додаткові прибутки свідчать про доцільність подальшого розгляду цієї пропозиції.

Таким чином мета дослідження досягнута та всі поставлені задачі були вирішені.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проект енергетичної стратегії України до 2035 року. К: 2016. – 97 с.  
Режим доступа:  
[http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art\\_id=245165746&cat\\_id=245165726](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245165746&cat_id=245165726) (дата звернення 17.08.2016)
2. Плеханов С. И. Солнце – это жизнь, а не батарейка /Химия и жизнь. 2011. № 8. С. 5-9.
3. Дьяков А. Ф., Эффективное использование местных и возобновляемых энергоресурсов – важная задача решения проблем энергосбережения, повышения энергобезопасности страны и надежный резерв энергетики будущего [Текст] /А. Ф. Дьяков, Э. М. Перминов – В сб. научных трудов XII Международной научно-практической конференции «Проблемы энергетики» 29-31 октября 2014 г. Саратов. С. 24-29.
4. Харченко Н. В. Индивидуальные солнечные установки. – М.: Энергоиздат, 1991. – 208 с.
5. Šiupšinskas G., The Use of Solar Energy for Preparing Domestic Hot Water in a Multi-Storey Building / G. Šiupšinskas, S. Adomėnaitė //Science – Future of Lithuania, Vol. 4, Iss. 5, P. 507-512 (2012).
6. Соловьёва Е. Г., Система автономного энергоснабжения здания в условиях II климатической зоны / Е. Г. Соловьёва, А. Н. Кондратенков // Вестник МГСУ. 2013. № 10. С. 200—207.
7. Черкасов М. И., Борячок В. В., Хафизов А. Д. Проблемы и пути решения фотоэнергетики России / Energy Fresh. 2011. №3/5. С. 16-18.
8. Forst M. Germany's module industry poised for growth // SUN & Wind Energy. Vol.5. 2011. pp. 256-263.
9. Бекиров Э. А. Компьютерное моделирование сложных энергосистем с концентраторами солнечной энергии / Э. А. Бекиров, А. П. Химич // Відновлювана енергетика. №1(24). 2011. С. 74-80.

10. Caird S., Roy R. Adoption and Use of Household Microgeneration Heat Technologies - Low Carbon Economy, 2010, 1, p.61-70.
11. Бринкворт Б. Солнечная энергия для человека. – М.: Мир, 1976. – 260 с.
12. Украина и Россия: обзоры рынка фотовольтаики, август 2011: [Электронный ресурс]/ О. Е. Гадалова, С. Г. Симоненко, Б. Л. Эйдельман и др. //Открытый отчет информационно-аналитического агентства Cleandex PV – Режим доступа: <http://marketing.rbc.ua/publication/06.09.2011/4494> (дата звернення 17.08.2015)
13. Глобальное изменение климата [Электронный ресурс] / Режим доступа: [http://temperatures.ru/articles/global\\_climate\\_change](http://temperatures.ru/articles/global_climate_change) – (дата звернення 17.08.2015).
14. Энергия солнца. Solar energy [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://solar.pp.ua/cat/solar-energy> (дата звернення 17.08.2015)
15. Столяревский А. Я., Пономарев-Степной Н. Н., Проценко А. Н., Перспективы создания атомных энергоустановок с хемотермическим аккумулярованием тепловой энергии. В сб. Атомно-водородная энергетика и технология. М.: Энергоатомиздат, 1979, вып.2. - С.184-183.
16. Столяревский А. Я. Аккумулярование вторичной энергии.- В сб. Атомно-водородная энергетика и технология. М.: Энергоатомиздат. 1980.вып.4. С. 60-126.
17. Столяревский А. Я., Хемотермические циклы и установки аккумулярования энергии // International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology, IJAE. 2005. №3(23). С.33-46.
18. Пономарев-Степной Н. Н., Столяревский А. Я., Пахомов В. П. Атомно-водородная энергетика. Системные аспекты и ключевые проблемы М.: Энергоатомиздат, 2008. 108 с.
19. Кудря С. Акумулявання тепла з відновлюваних джерел енергії /Ринок інсталяцій. 2008. № 2. С. 6-9.
20. Верхивкер Г. П., Дубковский В. А., Кравченко В. П. Солнечная энерготехнологическая установка для производства синтез-газа // Ресурсо и



- энергосбережение, 2006. №3. С. 3-8.
21. Verkhivker, G. P., Dubkovsky, V. A., Kravchenko, V. P. The Reception of Hydrogen with Help Renewed and not Renewed Sources an Energy // Proceedings International Hydrogen Energy Congress and Exhibition IHEC 2005, Istanbul, Turkey, 13-15 July 2005.
  22. Башенные и модульные электростанции [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: [//kostrovae.com.ua/stat/b1.php](http://kostrovae.com.ua/stat/b1.php) (дата звернення 17.08.2015)
  23. Развитие солнечной энергетики [Электронный ресурс]. – Режим доступа : URL: [http://knowledge.allbest.ru/physics/3c0b65635b3ac78a4c53a89521216c27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/physics/3c0b65635b3ac78a4c53a89521216c27_0.html) (дата звернення 17.08.2015)
  24. Сонячні електростанції баштового типу з центральним приймачем [Електричний ресурс]. – Режим доступу: [http://muravej.com/index.php?option=com\\_content&view=article&id=523:2011-10-03-19-42-00&catid=1:latest-news&Itemid=50](http://muravej.com/index.php?option=com_content&view=article&id=523:2011-10-03-19-42-00&catid=1:latest-news&Itemid=50). (дата звернення 17.08.2015)
  25. Оптические системы солнечных электростанций [Электронный ресурс]. – Режим доступа : URL : [http://gigavat.com/ses\\_optic.php](http://gigavat.com/ses_optic.php). (дата звернення 17.08.2015)
  26. Тепловые схемы солнечных электростанций [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://higreen.net/?p=126>. (дата звернення 17.08.2015)
  27. Ахмедов Р. Б. Солнечные электрические станции. Том 1 / И. В. Баум, В. А. Пожарнов, В. М. Чаховский. М.: ВИНТИ, 1986. 121с.
  28. Апариси, Р. Научная методология и технические решения солнечных энергетических станций (СЭС) башенного типа: Дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.05. - Москва 2007 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://www.lib.ua-ru.net/diss/cont/383567.html> (дата звернення 17.08.2015)
  29. THEMIS - Сохраним планету зеленой [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://higreen.net/?p=88>. (дата звернення 17.08.2015)
  30. СЭС Eurelios - Сохраним планету зеленой [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://higreen.net/?p=91>. (дата звернення 17.08.2015)

31. СЭС CRS - Сохраним планету зеленой [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://higreen.net/?p=123/>. (дата звернения 17.08.2015)
32. Гелиоэнергетика. Солнечная энергетика. Коцентрационные солнечные электростанции [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: [http://bio-energy.com.ua/index.php?Itemid=113&id=1061&option=com\\_content&view=article](http://bio-energy.com.ua/index.php?Itemid=113&id=1061&option=com_content&view=article) (дата звернения 17.08.2015)
33. Солнечные тепловые электростанции [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://solarsoul.net/solnechnye-teplovye-elektrostancii>. (дата звернения 17.08.2015)
34. Паротурбинные СЭС [Электронный ресурс]. - Режим доступа: URL <http://greenevolution.ru/enc/wiki/paroturbinnye-ses/> (дата звернения 17.08.2015)
35. Как повысить эффективность солнечной электростанции? [Электричный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://energoworld.ru/blog/kak-povysit-effektivnost-solnechnoj-elektrostancii/> (дата звернения 17.08.2015)
36. Маргулова Т. Х. Атомные электрические станции. М.: Атомиздат, 1978. 360 с.
37. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции. М.: Энергоатомиздат, 1986. 327 с.
38. Solar energy in the European Union. - Режим доступа: URL: [https://en.wikipedia.org/wiki/Solar\\_energy\\_in\\_the\\_European\\_Union](https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_energy_in_the_European_Union) (дата звернения 10.09.2016)
39. Попель О. С., Туманов В. Л. Возобновляемые источники энергии: состояние и перспективты /Альтернативная энергетика и экология. 2007. №2(46). С. 135-138.
40. Streicher W. Teilsolare raumheizung. Auslegung und hydraulische integration. – Gleisdorf: Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare energie Gmbh, 1996. – 186 s.
41. Влияние солнечной энергетики на экологию [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: [http://gisee.ru/articles/eco\\_influence/44066/](http://gisee.ru/articles/eco_influence/44066/). №2(6). (дата звернения 17.08.2015)

42. Екологічні проблеми в сучасному світі й Україні. Екологічна безпека в службовій діяльності підрозділів [Електронний ресурс]. – Режим доступу : URL: <http://ord-dpsu.ru/?p=679>. (дата звернення 17.08.2015)
43. Катюхин И. Г. Смогут ли люди дышать через 100 лет [Електронний ресурс].–Режим доступу: URL :[http://www.dopotopa.com/smogut\\_li\\_ludi\\_dyshat\\_cherez\\_100\\_let.html](http://www.dopotopa.com/smogut_li_ludi_dyshat_cherez_100_let.html). (дата звернення 17.08.2015)
44. Michael Forst. Germany's module industry poised for growth // SUN & Wind Energy. Vol.5. 2011. P. 256-263.
45. Бекиров Э. А. Компьютерное моделирование сложных энергосистем с концентраторами солнечной энергии / Э. А. Бекиров, А. П. Химич // Відновлювана енергетика. № 1 (24). 2011. С. 74-80.
46. Украина и Россия: обзоры рынка фотовольтаики, август 2011: [Електронний ресурс] / О. Е. Гадалова, С. Г. Симоненко, Б. Л. Эйдельман, В.М. и др. //Открытый отчет информационно-аналитического агенства Cleandex PV – Режим доступу World Wide Web: [http://www.cleandex.ru/cleanwatch/2011/08/29/Russia\\_and\\_Ukraine\\_photovoltaic\\_market\\_report\\_2011](http://www.cleandex.ru/cleanwatch/2011/08/29/Russia_and_Ukraine_photovoltaic_market_report_2011) (дата звернення 17.08.2015)
47. Глобальное изменение климата [Электронный ресурс]/ Режим доступа: [http://temperatures.ru/articles/global\\_climate\\_change](http://temperatures.ru/articles/global_climate_change) – (дата звернення 17.08.2015).
48. Saligheh M., Sasanpour F., Sonboli Z., Fatahi M. The Spatial Analysis of Insolation in Iran Received / Department of Geography, Teheran Tarbiat Moallem University Iran: June 13, 2011 Accepted: July 12, 2011 Published: December 31, 2011, Doi:10.5539/eer.v1n1p157 URL. P.157-162.
49. Гершкович В. Ф. Энергосберегающие системы жилых зданий. Пособие по проектированию. Часть.6: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.journal.esco.co.ua/cities/2013\\_3/art118.html](http://www.journal.esco.co.ua/cities/2013_3/art118.html) (дата звернення 17.08.2015)
50. Гелиотехника Logasol для горячего водоснабжения и поддержки отопления. Документация для проектирования. Одесса: Buderus, 04/2008. 120 с.

51. ДСТУ – Н Б В.1.1 -27:2010 Будівельна кліматологія. – Міжрегіонбуд, 2011. – 127 с. [http://dbn.at.ua/load/normativy/dstu/dstu\\_b\\_v\\_1\\_1\\_27\\_2010/5-1-0-929](http://dbn.at.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_27_2010/5-1-0-929) (дата звернення 17.08.2015)
- 52.Эффективность солнечных батарей в теплоснабжении / <http://www.teploenergo.od.ua/index.php?page=solnechnye-batarei> (дата звернення 09.08.2015)
- 53.Специальная серия. Солнечные системы. Viessman, 05/2008. – 28 с. [http://www.viessmann.ua/content/dam/internetua/pdf\\_dokumente/projektanleitung/vitosol/book.pdf](http://www.viessmann.ua/content/dam/internetua/pdf_dokumente/projektanleitung/vitosol/book.pdf) (дата звернення 17.08.2015)
- 54.Книга о солнце. Руководство по проектированию систем солнечного теплоснабжения. Viessmann. К.: «Злато-Граф», 2010. 194 с.
- 55.Ведомственные строительные нормы ВСН 52-86. Установки солнечного горячего водоснабжения. Нормы проектирования. (Утв. приказом Государственного комитета по гражданскому строительству и архитектуре при Госстрое СССР от 17 декабря 1986 г. N 429).
- 56.Перминов И. А. Сравнительная методика расчета интенсивности солнечной радиации /Строительство и техногенная безопасность. 2011. Вып. 40. С. 167-171.
57. Кравченко В. П., Інструментальне визначення інсоляції в районі м. Одеси /В. П. Кравченко, Є. В. Кравченко, І. В. Бондар // НТУУ «КПІ» «Енергетика: економіка, технологія, екологія». 2016. № 1. С. 20-27.
58. Гмурман В. Е. Теория вероятностей и математическая статистика / В. Е. Гмурман. М.: Высш.шк., 2005. 479 с.
59. Прекратилось глобальное потепление /Ekoinform, 26<sup>th</sup> May, 2013 /<http://ekoinform.lviv.ua/?p=776> (дата звернення 13.10.2015)
60. Стерман Л. С., Тевлин С. А. Тепловые и атомные электростанции. М.: Энергоатомиздат, 1982. 576 с.
61. Методичні вказівки з техніко-економічного обґрунтування інвестиційних проектів електричних станцій для студентів спеціальності «Теплові

- електричні станції», «Атомні електричні станції» /Уклад.: Є. Г. Скловська, К. Г. Тодорович. К.: ІВЦ «Видавництво «Політехніка», 2002. 24 с.
62. Кругликов П. А. Техничко-економическіе основи проєктирования ТЭС и АЭС. – С-П.: Северо-западный государственный заочный технический университет, 2003. 118 с
63. Маркосова Е. А. Совершенствование методики оценки эколого-экономической эффективности производственного инвестиционного проекта. Автореферат дисс. – 2006. – 16 с. [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://economuch.com/knigi-investirovanie/ekologicheskaya-sostavlyayuschaya-otsenki.html> (дата звернення 25.02.2015)
64. Нілова Н. М. Еколого-економічні аспекти управління ефективністю інвестиційною діяльністю в сучасних умовах. Автореф. канд. дисер. за спец. 08.08.01- “Економіка природокористування та охорони навколишнього середовища. Суми: 1999. 24 с.
65. Временная типовая методика определения экономической эффективности осуществления природоохранных мероприятий и оценки экономического ущерба, причиняемого народному хозяйству загрязнением окружающей среды. М. 1986.
66. Бардаханова Т. Б. Методы регулирования природопользования на основе количественной оценки экологических затрат. Автореф. дисс. канд. экон. наук. М., 2004. 18 с.
67. Зыков А. М., Технология СНКВ и перспективы ее широкого применения в теплоэнергетике в рамках ожидаемых поправок в законодательство РФ //А. М. Зыков, И. В. Афанасьев, С. Н. Аничков и др. // Проблемы теплоэнергетики. Сборник научных трудов. Вып.2. Саратов: СГТУ, - 2014. С. 19-26.
68. Абрамян С. И., Лучшева В. В., Рюмина Е. В. Эколого-экономическая эффективность инвестиционных проектов // Экономика природопользования. 2002. № 92. С. 17-28.
69. Методические рекомендации по осуществлению эколого-экономической

- оценки эффективности проектов намечаемой хозяйственной деятельности. Центр экологической политики России. 2004.
70. Давыдова Р. Т., Асамбаев В. Л. Рациональное использование и сохранение природно-ресурсного потенциала страны //Дайджест Финансы.-2002. № 5 (89).
71. Кравченко В. П., Удосконалення методики визначення екологічної складової в техніко-економічних розрахунках енергетичних установок /В. П. Кравченко, Є. В. Кравченко / Холодильная техника и технология. 2016, Т. 52, Вып.2. С. 66-70.
72. Постанова від 27.02.2008 р. №273 «Про затвердження порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами// - Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/273-2008-п> (дата звернення 17.08.2015)
73. Макарова Н. С., Економіка природокористування. Навчальний посібник. / Н. С. Макарова, Л. Д. Гармідер, Л. В. Михальчук. К.: Центр учбової літератури, 2007. 322 с.
74. Економіка природокористування: навч. посіб./ С. В. Мельник. О.: Наука і техніка, 2012. 224 с.
75. Лесков С. Киотский протокол включился [Электронный ресурс] / <http://www.eco-mir.ru/ecology/action/75/> (дата звернення 20.12.2013).
76. Андреев Ф. А., Технология связанного азота. / Ф. А. Андреев, С. И. Каргин и др. М.: Химия, 1974. 464 с.
77. Бичоева М. Б. Фотосинтез. Космическая роль земных растений. [Электронный ресурс]: Режим доступу: <http://festival.1september.ru/articles/594577/> (дата звертання 18.10.2015)
78. Фоменко Н. В. Рекреационні ресурси та курортологія. К.: Центр навчальної літератури, 2007. 312 с.
79. Плоский солнечный коллектор AFL-AL. Каталог товаров [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://grepen.com.ua/product/ploskij-solnechnyj-kollektor-afl-al/> (дата звернення 20.12.2015)
80. Газовый котел Alpha CB-24-TF [Электронный ресурс] / Режим доступу:

- [/http://termoklimat.com.ua/kotly-gazovye/alpha-cb-24-tf.html](http://termoklimat.com.ua/kotly-gazovye/alpha-cb-24-tf.html)\_(дата звернення 10.01.2016)
81. Постановление НКРЭ от 03.03.2015 № 583 «Об утверждении Розничных цен на природный газ, который используется для потребностей населения»: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [/http://www.nerc.gov.ua/?id=14329](http://www.nerc.gov.ua/?id=14329) (дата звернення 03.03.2015)
  82. Теплотехнический справочник. Т.1 /Под ред. В. Н. Юренева, П. Д. Лебедева. М.: Энергия, 1975. 744 с.
  83. Газовый котел GAZ5000-zwe-24-5-MFK. Каталог оборудования: [Электронный ресурс] – Режим доступа: [/http://klimat-s.com.ua/kotli/bosch/gaz-5000---zwe-24-5-mfk](http://klimat-s.com.ua/kotli/bosch/gaz-5000---zwe-24-5-mfk)
  84. Податковий кодекс України: [Електронний ресурс]. – Режим доступа: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/2755-17/page29> (дата звернення 11.06.2015)
  85. Кирюхин В. И., Паровые турбины малой мощности КТЗ / В. И. Кирюхин, Н. М. Тараненко, Е. П. Огурцова и др. М.: Энергоатомиздат, 1987. 215 с.
  86. Паровые турбины для привода компрессоров и питательных насосов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: [www.nzl.spb.ru/production/steam/steamturb1.doc](http://www.nzl.spb.ru/production/steam/steamturb1.doc) (дата звернення 11.06.2015)
  87. Крупнейшая СЭС башенного типа в США [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL:<http://ru.wikipedia.org/wiki/> (дата звернення 24.06.2015)
  88. Вороновский Г. К. Экологические аспекты энергетики. Харьков: Курсор, 2000: 274с.
  89. Продаємо вугілля у великих кількостях /Інтернет-портал АПК України [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [http://agronovator.ua/ua/gds/gr\\_776/prodaem-ugol-v-bolshih-kolichestvah--id119659.html](http://agronovator.ua/ua/gds/gr_776/prodaem-ugol-v-bolshih-kolichestvah--id119659.html) (дата звернення 24.01.2016)
  90. Белобров В. Анализ динамики стоимости строительства ТЭС в мире /Энергорынок. 2009. №11. С. 64-67.

91. Погосов А. Ю. Физико-технический анализ латентных факторов развития аварийных процессов в энергоблоках АЭС Фукусима-1 / А. Ю. Погосов, В. П. Кравченко // Ядерна та радіаційна безпека. 2011. № 3. С. 15-19.
92. Авария на АЭС «Фукусима-Дайити». Доклад Генерального директора – МАГАТЭ: Венский международный центр, 2015. 264 с.
93. Результаты экспертной оценки стресс-тестов действующих энергоблоков АЭС Украины с учетом уроков аварии на АЭС "Фукусима-1" в Японии / Г. В. Громов, А. М. Дыбач, О. В. Зеленый и др. // Ядерна та радіаційна безпека. 2012. № 1 (53). С. 3 – 9.
94. Общие положения безопасности атомных станций. ОПБ-88/97 нп-001-97 (ПНАЭ Г 01 011 97)
95. Учебное пособие РДЭС АСД-5600 (QV). Часть 1. 00.УЦ.РО.Пс.510. – УТЦ ОП «ЗАЭС», 2006. 109 с.
96. Последний солнца свет – история Крымской солнечной электростанции / <http://www.frontier.net.ua/2009/12/crimea-ses/> (дата звернення 17.08.2015)
97. Королев А. В. Использование инжекторов в системе САОЗ для повышения ее функциональной надежности. – Ядерная и радиационная безопасность. – Т. 12. Вып. 2. 2009. С. 38-39.
98. Деревянко О. В. Роторные элементы комбинированных турбонасосных агрегатов для автоматизированной системы аварийной подпитки теплообменного оборудования АЭС / О. В. Деревянко, А. В. Королёв, А. Ю. Погосов // Ядерна та радіаційна безпека. 2014. № 4(63). С. 8-11.
99. Верховкер Г. П. Теплоснабжение от атомных электростанций / Г. П. Верховкер, В. П. Кравченко, В. А. Дубковский. Одесса: ВМВ, 2010. 410 с.
100. Солнечная батарея монокристаллическая Sunearth 260 W // <http://ecoist.com.ua/solnechnaja-batareja-monokristallicheskaja-sunearth-260w.htm> (дата звернення 17.08.2015)
101. Замышляев Ф. А., Скроцкая О. С., Скроцкий С. Г. Специальные аккумуляторы производства GNB Industrial Power для систем с использованием энергии солнца и ветра /Energy Fresh. 2011.- №3/5. С. 12-14.



102. Аккумулятор Leoch DJM 12200 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL:// [vostok.dp.ua/catalog/products/service/battery\\_accum/product.html?id=303](http://vostok.dp.ua/catalog/products/service/battery_accum/product.html?id=303) (дата звернення 17.08.2015)
103. Овчинников Ф. Я. Эксплуатационные режимы водоводяных энергетических реакторов / Ф. Я Овчинников, В. В. Семенов. М.: Энергоатомиздат, 1988. 359 с.
104. Дубковский В. О., Кравченко Е. В. Солнечная электростанция в качестве источника надежного питания ответственных потребителей реакторного отделения /В сб. материалов Третьей международной научно-технической конференции "Повышение безопасности и эффективности атомной энергетики", 24 - 28 сентября 2012, г. Одесса. С. 160-167.
105. Кравченко В. П., Дубковский В. А., Кравченко Е. В. Техно-экономическая оценка возможности использования солнечной электростанции, как источника надежного питания при обесточивании АЭС // Ядерна енергетика та докiлля. 2015. №2(6). С.48-53.
106. Каталог на мiднi труби [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://alumedium.zakupka.com/products/med-f122448/> (дата звернення 24.05.2014)
107. Каталог на розширювальнi баки для гарячого водопостачання та опалювання [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://armasvit.com.ua/content/rasshiritelnye-baki-i-gidroakkumulyatory> (дата звернення 24.05.2014)
108. Каталог на поліпропіленові труби [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.polygonpipe.ru/1-PPR-pipe-1.html> (дата звернення 24.05.2014)
109. Кириллов П. Л., Юрьев Ю. С., Бобков В. П. Справочник по теплогидравлическим расчетам. М.: Энергоатомиздат, 1990. 360 с.
110. Соколов Я. Е. Теплофикация и тепловые сети. М.: Издательство МЭИ, 2001. 478 с.

111. Верховкер Г. П., Кравченко В. П. Основи розрахунку та конструювання ядерних енергетичних реакторів. Одеса: ТЕС, 2009. 409 с.
112. Идельчик И. Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. М.: Машиностроение, 1975. 559 с.
113. Соловьёва Е. , Кондратенков А. Н. Система автономного энергоснабжения здания в условиях II климатической зоны // Вестник МГСУ. 2013. № 10. С. 200 — 207.
114. Koronakis, P. S. On the choice of the angle of tilt for south facing solar collectors in the Athens basin area /Solar Energy. 1986. Vol. 36. Issue 3. P. 217-225.
115. Системы солнечного тепло- и хладоснабжения //Р. Р. Аvezов, М. А. Барский-Зорин, И. М. Васильев и др.; Под ред. Э. В. Сарнацкого и С. А. Чистовича. М.: Стройиздат, 1990. 328 с.
116. Rafferty K. Domestic Hot Water Heating /GHC Bulletin. 2001. September. P. 18-21.
117. Танака С., Суда Р. Жилые дома с автономным солнечным теплохладоснабжением / Под ред. М.М. Колтуна, Г.А. Гухман. М.: Стройиздат, 1989. 184 с.
118. Руководство по строительной климатологии. М.: НИИ строительной физики, 1977. 414 с.
119. Даффи Дж. А., Бекман У. А. Тепловые процессы с использованием солнечной энергии // Перевод с английского под ред. Ю. Н. Малевского. М.: «Мир», 1977. 470 с.
120. Кравченко Е. В. Определение оптимальной мощности солнечной установки для горячего водоснабжения /В сб. материалов Международной научно-практической конференция «Инновационное развитие отраслевой автоматизации, информационной и энергосберегающей технологий – 2013. Современное состояние, проблематика и перспективы. Москва,

Национальный исследовательский технологический университет «МИСиС», 20 декабря 2013 г. С. 3.7-3.13.

121. Кравченко Е. В., Определение оптимального угла наклона солнечного коллектора в зависимости от режима работы в году / Е. В. Кравченко, В. П. Кравченко, О. М. Ткачева // Холодильная техника и технология. 2016, Т. 52, Вып.1. С. 35-41.
122. Постановление НКРЭ от 13.07.2010 № 812 "Об утверждении Розничных цен на природный газ, который используется для потребностей населения [Электронный ресурс] /<http://www.kyivgaz.ua/ru/nashim-klientam/czeny-i-tarify-na-gaz.html>. (дата звернення 20.12.2013).
123. Кравченко В. П., Оптимизация площади солнечных плоских солнечных коллекторов для систем горячего водоснабжения / В.П Кравченко., Е.В. Кравченко //Технологический аудит и резервы производства. 2015. № 1(21). С. 25-30.
124. Laughton, Chris. Solar Domestic Water Heating (2010). Routledge. 428 p.
125. Atam, K. Novel Design Concepts in Solar Water Heating (1985). Solar Water Heating Systems. P.337-345.
126. Dubkovsky V. O., Metod of accounting the hot water consumption modes at the solar installations design / V. O. Dubkovsky., V. P. Kravchenko, J. V. Kravchenko (Методика учета режима потребления горячей воды при проектировании солнечных установок) / Праці Одеського політехнічного університету, 2015. Вип. 2(46). Р. 97-102.

**Додаток А**  
**Розрахунок теплової схеми турбоустановки К-12-3,4**  
**(другого контуру СЕС)**

Вихідні дані:

Потужність, $N_{\text{ном.}}$ , МВт	12
Початковий тиск гострої пари, $P_0$ , МПа	3,43
Температура гострої пари, $T_0$ , °С	435
Тиск в деаераторі, $P_d$ , МПа	0,1
Внутрішній відносний ККД турбіни: $\eta_{oi}$	0,82
Витрати пари на турбіну, т/год	53,2

**Визначення параметрів пари:**

Тиск на вході в проточну частину:

$$P'_0 = 0,97 \cdot P_0 = 0,97 \cdot 3,43 = 3,327 \text{ МПа, де втрати на паровпускних устроях – 3 \% .}$$

Ентальпія і ентропія пари на вході в проточну частину:

$$h'_0 = h_0 = f(P'_0, t_0) = 3304,7 \text{ кДж/кг;}$$

$$S'_0 = f(P'_0, h_0) = 6,987 \text{ кДж/(кг*К).}$$

Ентальпія на виході з турбіни при ідеальному розширенні пари:

$$h^t_k = f(P_k, S'_0) = 2126,6 \text{ кДж/кг;}$$

Наявний теплоперепад:

$$H^t = h_0 - h^t = 3304,7 - 2126,6 = 1178,1 \text{ кДж/кг}$$

Використовуваний теплоперепад:

$$H = H^t \cdot \eta_{oi} = 1178,1 \cdot 0,82 = 966,042 \text{ кДж/кг}$$

Ентальпія на виході з турбіни при реальному розширенні пари:

$$h = h_0 - H = 3304,7 - 966,042 = 2338,5 \text{ кДж/кг}$$

Ступінь сухості пари після турбіни:  $x = (P_k, h_k) = 0,907$ .

Отриманий результат більше гранично допустимого 0,86, тобто результат прийнятний.

Параметри основного конденсату (ОК) після конденсатора:

Тиск, температура і ентальпія основного конденсату перед КН:

$$P_K = 0,0049 \text{ МПа}; \quad T_K = t_s(P_K) = 32,6 \text{ }^\circ\text{C}; \quad h_K = 136,3 \text{ кДж/кг.}$$

Визначення тиску за КН:

Розрахунок тиску за КН робимо виходячи з того, що тиск основного конденсату в деаераторі має дорівнювати заданому 0,1 МПа і враховуючи гідравлічний опір устаткування по ходу конденсату.

$$P_{KH} = \Delta P_{TR} + \Delta P_{ПНТ} + \Delta P_{ГЕОД} + \Delta P_{СП} + \Delta P_{БОУ} + \Delta P_{РКУ};$$

$$P_{KH1} = 0,1 + 0,14 + 0,4 + 0,2 + 0,15 + 0,1 + 0,192 = 1,18 \text{ МПа};$$

де  $\Delta P_{СП} = 0,14 \text{ МПа}$  – падіння тиску на СП;

$$\Delta P_{БОУ} = 0,4 \text{ МПа} – \text{падіння тиску на БОУ};$$

$$\Delta P_{РКУ} = 0,2 \text{ МПа} – \text{падіння тиску на регулюючому клапані рівня};$$

$$\Delta P_{TR} = 0,15 \text{ МПа} – \text{опір трубопроводу};$$

$$\Delta P_{ПНТ} = 0,1 \text{ МПа} – \text{опір ПНТ};$$

$n = 1$  - кількість ПНТ;

$$\text{Тиск перед деаератором: } 0,1 + 0,2 = 0,3 \text{ МПа}$$

$\Delta P_{ГЕОД} = \rho \cdot g \cdot H = 977,95 \cdot 9,81 \cdot 20 = 0,192 \text{ МПа}$  - геодезичний опір підняття конденсату в деаератор;

де  $\rho = 1 / V_D = 1 / 0,001023 = 977,95 \text{ кг/м}^3$  щільність води;

$g = 9,81$  – прискорення вільного падіння;

$H = 20 \text{ м}$  - висота піднесення деаератора над КН.

Перетворення ентальпії в КН

$$\Delta h_{KH} = (K_p \cdot (P_{KH} - P_K) \cdot V \cdot 10^3) / \eta_{KH}$$

$$\Delta h_{KH} = (1,35 \cdot (1,18 \cdot 10^3 - 4,9) \cdot 0,001005) / 0,82 = 1,93 \text{ кДж/кг}$$

де  $K_p = 1,35$  – коефіцієнт, що враховує відношення максимального напору до проектного.  $V = f(P_K, X=0) = 0,001005 \text{ м}^3/\text{кг}$  - питомий обсяг основного конденсату перед насосом;

$\eta_{KH} = 0,82$  адіабатичний ККД насосу;

Параметри ОК після КН:

Тиск, ентальпія і температура основного конденсату після КН:

$$P_{KH} = 1,18 \text{ МПа};$$

$$h_{KH} = h_K + \Delta h_{KH} = 136,3 + 1,938 = 138,2 \text{ кДж/кг};$$

$$T_{KH} = f(P_{KH}, h_{KH}) = 305,8 \text{ К} = 32,87 \text{ }^\circ\text{C};$$

Параметри ОК після СП і БОУ (перед ПНТ):

Підвищення температури в СП и БОУ  $2 \div 3 \text{ }^\circ\text{C}$ . Тоді

$$T_{BOY} = T_{KH} + (2 \div 3) = 32,87 + 2,0 = 34,87 \text{ }^\circ\text{C}$$

Параметри ОК після ПНТ:

Температура ОК після підігрівача  $t_{ПНТ} = 70 \text{ C}$ .

ОК після ПНТ

$$\text{Тиск } P_{ПНТ} = P_{KH} - \Delta P_{СП} - \Delta P_{BOY} - \Delta P_{ПНТ} = 0,54 \text{ МПа.}$$

ОК перед ПНТ = 0,64 МПа

$$T_s = T_{\text{ВЫХ}} + \Delta T = 70 + 7 = 77 \text{ }^\circ\text{C};$$

де  $\Delta T = 7 \text{ }^\circ\text{C}$  – температурний недогрів ОК.

$P_s = f(t_s) = 0,041 \text{ МПа}$  – тиск дренажу грійучої пари,

$h_s = f(t_s, X=0) = 321,7 \text{ кДж/кг}$  – ентальпія дренажу грійучої пари.

Ентальпія ОК після ПНТ знайдемо по тиску і температурі

$$h_{ПНТ} = f(P_{ПНТ}, T_{ПНТ}) = 292,8 \text{ кДж/кг};$$

### **Параметри живильної води:**

Визначення параметрів живильної води за ПН:

Тиск після деаератора буде приблизно таким же як і в деаераторі

$$P_d = 0,1 \text{ МПа};$$

З умов деаерації вода на виході з деаератора буде на лінії насичення тобто ентальпія і температура будуть рівні:

$$h_d = f(h', X=0) = 417,43 \text{ кДж/кг}; \quad T_d = f(h', X=0) = 99,7 \text{ }^\circ\text{C};$$

Тиск за ПН

$$P_{ПН} = P_0 + \Delta P_{ПГ} + \Delta P_{ПАР} + \Delta P_{ПИТ} + 2 \cdot \Delta P_{ПВТ} + \Delta P_{РКП}$$

$$P_{ПН} = 3,43 + 1,0 + 0,1 + 0,2 + 2 \cdot 0,2 + 0,98 = 6,11 \text{ МПа};$$

де тиск гострого пару  $P_0 = 3,43 \text{ МПа};$

гідралічний опір парогенератора:  $\Delta P_{\text{ПГ}} = 1,0$  МПа;

гідралічний опір паропроводу:  $\Delta P_{\text{ПАР}} = (0,03 \div 0,08) \cdot P_0 = 0,1$  МПа

гідралічний опір живильного трубопроводу:  $\Delta P_{\text{ПІТ}} = 0,2$  МПа

гідралічний опір ПВТ:  $\Delta P_{\text{ПВТ}} = 0,2$  МПа;

гідралічний опір регулюючого клапана живлення ПГ:  $\Delta P_{\text{РКП}} = 0,98$  МПа.

Перетворення ентальпії в ПН:

$$\Delta h_{\text{ПН}} = K_p \cdot ((P_{\text{ПН}} - P_d) \cdot V_d \cdot 10^3) / \eta_{\text{ПН}}$$

$$\Delta h_{\text{ПН}} = 1,35 \cdot ((6,11 - 0,1) \cdot 0,001108 \cdot 10^3) / 0,82 = 9,9 \text{ кДж/кг.}$$

де  $K_p = 1,35$  - відношення практичного напору до максимально необхідного.

$V_d = f(P_d, X=0) = 0,001108$  - питомий об'єм води в деаераторі;

$\eta_{\text{ПН}} = 0,82$  - адіабатичний ККД насоса.

Параметри живильної води після ПН:

$$h_{\text{ПН}} = h_d + \Delta h_{\text{ПН}} = 417 + 9,9 = 427,3 \text{ кДж/кг ;}$$

$$t_{\text{ПН}} = f(P_{\text{ПН}}, h_{\text{ПН}}) = 101 \text{ }^\circ\text{C};$$

Ентальпія ОК перед ПНТ:

$$h = f(t_{\text{ок}}, P_{\text{ок}}) = 146,069 \text{ кДж/кг;}$$

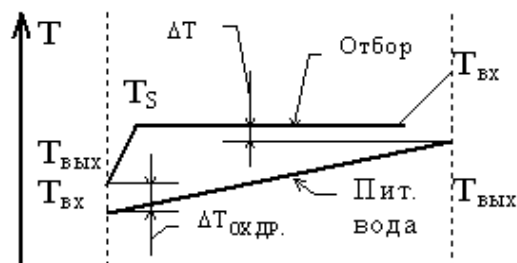
$$t_{\text{ок}} = t_{\text{кн}} + 2 = 32,8 + 2 = 34,8 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$P_{\text{ок}} = P_{\text{кн}} - \Delta P_{\text{сп}} - \Delta P_{\text{БОУ}} - \Delta P_{\text{РКУ}} = 1,18 - 0,14 - 0,4 - 0,2 = 0,44.$$

Параметри живильної води після ПВТ-1 (перед ПВТ-2):

Температура живильної води після підігрівача

Як видно з графіку  $T_{\text{ПВТ1}} = 125 \text{ }^\circ\text{C}$



$$T_{\text{S2}} = T_{\text{ПВТ1}} + \Delta T = 125 + 8 = 133,$$

де:  $\Delta T = 8-12 \text{ }^\circ\text{C}$  - температурний недогрів живильної води;

$P_{S1} = f(t_{s1}) = 0,29$  МПа - тиск насичення грійного середовища, тобто 2-го відбору.

У підігрівач високого тиску вбудований охолоджувач дренажу і дренаж на виході з ПВТ буде мати параметри:

$$\text{температура } T_{д1} = T_{пн} + \Delta T_{ох.др.} = 101 + 10 = 111 \text{ } ^\circ\text{C};$$

де  $\Delta T_{ох.др.} = (9 \div 10) \text{ } ^\circ\text{C}$  - недоохолодження дренажу в охолоджувачі;

$h_{д1} = f(P_{п1}, T_{д1}) = 465,2$  кДж/кг - ентальпія дренажу грійного середовища, тобто 2-го відбору.

Тиск живильної води після ПВТ-1 дорівнюватиме

$$P_{пвТ1} = P_{пн} - \Delta P_{пвТ} - \Delta P_{пит}/2 = 5,81 \text{ МПа};$$

де  $\Delta P_{пвТ} = 0,2$  МПа - опір одного ПВТ;

$\Delta P_{пит}$  - гідравлічний опір живильного трубопроводу

Ентальпія живильної води після ПВТ-1 знайдемо по тиску і температурі

$$h_{пвТ1} = f(P_{пвТ3}, T_{пвТ3}) = 528,3 \text{ кДж/кг};$$

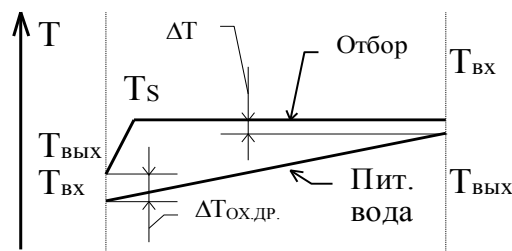
$$T_{пвТ1} = 125 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$P_{пвТ1} = 5,81 \text{ МПа};$$

Параметри живильної води після ПВТ-2 (перед парогенератором):

Температура живильної води після підігрівача

Як видно з графіку  $T_{пвТ2} = 150 \text{ } ^\circ\text{C}$ .



$$T_{S1} = T_{пвТ3} + \Delta T = 150 + 8 = 158 \text{ } ^\circ\text{C}$$

де  $\Delta T = 8-12 \text{ } ^\circ\text{C}$  - температурний недогрів живильної води.

$P_{S1} = f(T_{п1}, X = 0) = 0,585 \text{ } ^\circ\text{C}$  - температура насичення грійного середовища, тобто 1-го відбору.

У підігрівач високого тиску вбудований охолоджувач дренажу і дренаж на виході з ПВТ буде мати параметри:

$$\text{температура } T_{д1} = T_{пвТ6} + \Delta T_{ох.др.} = 125 + 10 = 135 \text{ } ^\circ\text{C};$$



де  $\Delta T_{\text{ОХ.др.}} = (9 \div 10) \text{ } ^\circ\text{C}$  - недоохолодження дренажу в охолоджувачі;

$h_{\text{д2}} = f ( P_{\text{п2}} , T_{\text{д2}} ) = 567,3 \text{ кДж/кг}$  - ентальпія дренажу гріючого середовища, тобто 1-го відбору.

Тиск живильної води після ПВТ-2 дорівнюватиме

$$P_{\text{ПВТ7}} = P_{\text{ПН}} - 2 \cdot \Delta P_{\text{ПВТ}} - 2 \cdot \Delta P_{\text{ПНТ}} / 3 = 5,51 \text{ МПа};$$

Ентальпія живильної води після ПВТ-2 знайдемо по тиску і температурі

$$h_{\text{ПВТ2}} = f ( P_{\text{ПВТ2}} , T_{\text{ПВТ2}} ) = 634,7 \text{ кДж/кг};$$

$$T_{\text{ПВТ7}} = 150 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Визначення тиску у відборах з урахуванням втрат у трубопроводах.

Приймаємо, що втрати тиску з відбору розподіляються за таким законом:

$$P_{\text{отб}} = P_s + \Delta P_{\text{тр}} = P_s + P_s \frac{11-n}{100} = P_s \frac{11-n}{100};$$

де  $a = (11-n)/100$  – частка втрати тиску в трубопроводах;

$n = 1, 2, 3; \dots$  - номер підігрівача по ходу води;

$$\text{ПНТ-1 } n=1=1,1$$

$$\text{ПВТ-2 } n=2=1,09$$

$$\text{ПВТ-3 } n=3=1,08$$

В результаті розрахунку в підігрівачах:

$$P_{\text{п1}} = 0,643 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{п3}} = 0,32 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{п2}} = 0,045 \text{ МПа};$$

Ентальпія відборів:

$$h_i = h_0 - m_{oi} \cdot (h_0 - h_i^t),$$

де  $h_i$  – ентальпія в  $i$ -му відборі при реальному розширенні пари;

$h_i^t = f ( P_{\text{отб}}, S_0 )$  - ентальпія в  $i$ -му відборі при ідеальному розширенні пари;

$m_{oi} = 0,82$  – внутрішній відносний ККД турбіни.

$$h_1 = 3304 - 0,82 \cdot (3304 - 2872) = 2950 \text{ кДж/кг};$$

$$h_2 = 3304 - 0,82 \cdot (3304 - 2733) = 2836 \text{ кДж/кг};$$

$$h_3 = 3304 - 0,82 \cdot (3304 - 2413) = 2573 \text{ кДж/кг};$$

$$h_k = 3304 - 0,82 \cdot (3304 - 2126) = 2338 \text{ кДж/кг}.$$

Визначення витрат робочого тіла по елементам схеми турбоустановки.

Для визначення витрат пари у відборах турбіни необхідно скласти систему рівнянь кількісно рівним числу теплоустановок: 2 ПВТ, деаератор, і 1 ПНТ.

За паспортними даними витрата пари на турбоустановку  $G_0=53,2$  т/год= $14,77$  кг/с.

Витрата живильної води складе

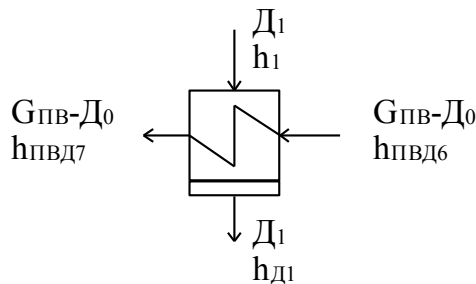
$$G_{ПВ} = G_0 + D_{УТ} + D_{ПРОД},$$

де  $D_{УТ}$ ,  $D_{ПРОД}$  - втрати робочого тіла на продувку 2% і втрати 0,5% від витрати на турбоустановку:

$$D_{УТ} + D_{ПРОД} = 0,025 \cdot G_0$$

$$G_{ПВ} = G_0 + 0,025 \cdot G_0 = 1,025 \cdot G_0 = 1,025 \cdot 14,77 = 15,14 \text{ кг/с};$$

ПВТ-2:



$$h_1 = 2872 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{Д1} = 567,3 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{ПВТ2} = 634,7 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{ПВТ1} = 528,2 \text{ кДж/кг};$$

$$\eta = 0,999 - (i - 1) \cdot 0,001 = 0,999 - (3 - 1) \cdot 0,001 = 0,997 - \text{ККД}$$

регенеративного підігрівача, де  $i$  - номер підігрівача по ходу води.

Складемо баланс:

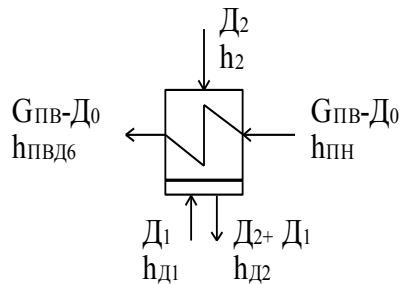
$$G_{ПВ} \cdot (h_{ПВТ2} - h_{ПВТ1}) = D_1 \cdot (h_1 - h_{Д1}) \cdot \eta;$$

Де витрата 1-го відбору для регенеративного підігріву дорівнює:

$$D_1 = G_{ПВ} \cdot (h_{ПВТ2} - h_{ПВТ1}) / [(h_1 - h_{Д1}) \cdot \eta];$$

$$D_1 = 0,701.$$

ПВТ-1:



$$h_2 = 2733,4 \text{ кДж/кг}; \quad h_{Д2} = 465,2 \text{ кДж/кг}; \quad h_{Д1} = 567,3 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{ПН} = 427,3 \text{ кДж/кг}; \quad h_{ПВТ2} = 528,3 \text{ кДж/кг};$$

$$\eta = 0,999 - (i - 1) \cdot 0,001 = 0,999 - (2 - 1) \cdot 0,001 = 0,998 - \text{ККД}$$

регенеративного підігрівача, де і-ий номер підігрівача по ходу води.

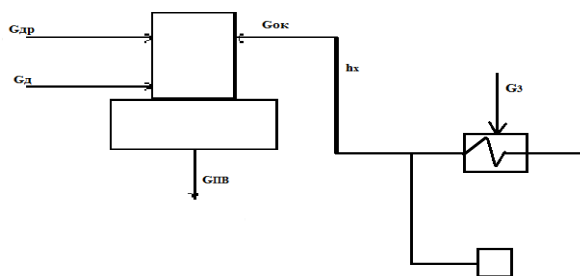
Складемо баланс:

$$G_{ПВ} \cdot (h_{ПВТ2} - h_{ПН}) = D_1 \cdot (h_{Д1} - h_{Д2}) \cdot \eta + D_2 \cdot (h_2 - h_{Д2}) \cdot \eta;$$

Де витрата 2-го відбору для регенеративного підігріву дорівнює:

$$D_2 = (G_{ПВ} \cdot (h_{ПВТ2} - h_{ПН}) - D_1 \cdot (h_{Д1} - h_{Д2}) \cdot \eta) / ((h_2 - h_{Д2}) \cdot \eta) = 0,644.$$

Деаератор:



$$h_3 = 2573 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{др2} = 465,2 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{д} = 417,4 \text{ кДж/кг};$$

$$G_{ОК} = G_{ПВ} - G_{др} - G_{д}$$

$$1 \cdot G_{д} \cdot h_2 + G_{др} \cdot h_{др2} + G_{ОК} \cdot h_x = G_{ПВ} \cdot h_{д}$$

$$2. G_{OK} \cdot h_x = G_3 \cdot h_{дрПНТ} + (G_{OK} - G_3) \cdot h_{ПНТВих}$$

$$3. (G_{OK} - G_3)(h_{ПНТВих} - h_{ПНТВх}) / \eta = G_3(h_3 - h_{дрПНТ})$$

$$1. G_d \cdot h_2 + G_{др} \cdot h_{др2} + (G_{ПВ} - G_{др} - G_d)h_x = G_{ПВ} \cdot h_d$$

$$G_d(h_2 - h_x) + G_{др} \cdot h_{др2} + (G_{ПВ} - G_{др}) \cdot h_x = G_{ПВ} \cdot h_d$$

$$2. (G_{ПВ} - G_{др} - G_d)h_x = G_3 \cdot h_{дрПНТ} + (G_{ПВ} - G_{др} - G_d - \eta_3)h_{ПНТВих}$$

$$(G_{ПВ} - G_{др})(h_x - h_{ПНТВих}) = G_3(h_{дрПНТ} - h_{ПНТВих}) + G_d(h_x - h_{ПНТВих})$$

$$3. (G_{ПВ} - G_{др} - G_d - G_3)(h_{ПНТВих} - h_{ПНТВх}) / \eta = G_3(h_3 - h_{дрПНТ})$$

$$(G_{ПВ} - G_{др})(h_{ПНТВих} - h_{ПНТВх}) - G_d(\Delta h_{ПНТ}) = G_3[(h_3 - h_{дрПНТ})\eta + (h_{ПНТВих} - h_{ПНТВх})]$$

$$1. h_x = \frac{G_{ПВ} \cdot h_d - G_d \cdot h_2 - G_{др} \cdot h_{др2}}{G_{ПВ} - G_{др} - G_d} = 465,2.$$

$$2. (G_{ПВ} - G_{др}) \left[ \frac{G_{ПВ} \cdot h_d - G_d \cdot h_2 - G_{др} \cdot h_{др2}}{G_{ПВ} - G_{др} - G_d} - h_{ПНТВих} \right] = G_3(h_{дрПНТ} - h_{ПНТВих}) + G_d \left[ \frac{G_{ПВ} \cdot h_d - G_d \cdot h_2 - G_{др} \cdot h_{др2}}{G_{ПВ} - G_{др} - G_d} - h_{ПНТВих} \right]$$

$$(G_{ПВ} - G_{др} - G_d) \left[ \frac{G_{ПВ} \cdot h_d - G_d \cdot h_2 - G_{др} \cdot h_{др2}}{G_{ПВ} - G_{др} - G_d} - h_{ПНТВих} \right] = G_3(h_{дрПНТ} - h_{ПНТВих})^*$$

$$\begin{aligned} * G_{ПВ} \cdot h_d - G_d \cdot h_2 - G_{др} \cdot h_{др2} - (G_{ПВ} - G_{др} - G_d)h_{ПНТВих} &= \\ &= G_3(h_{дрПНТ} - h_{ПНТВих}) \end{aligned}$$

$$3. (G_{ПВ} - G_{др})(h_{ПНТВих} - h_{ПНТВх}) - G_d \cdot \Delta h_{ПНТ} = G_3[(h_3 - h_{дрПНТ})\eta + \Delta h_{ПНТ}]$$

$$a_1 = (G_{ПВ} - G_{др})(h_{ПНТВих} - h_{ПНТВх})$$

$$a_2 = (h_3 - h_{дрПНТ}) \cdot \eta + \Delta h_{ПНТ}$$

$$a_3 = (h_{дрПНТ} - h_{ПНТВих})$$

$$a_4 = G_{ПВ} \cdot h_d - G_d \cdot h_2 - G_{др} \cdot h_{др2}$$

$$a_5 = (G_{ПВ} - G_{др}) \cdot h_{ПНТВих}$$

$$a_6 = a_2 / a_3$$

$$a_7 = a_1 / a_6$$

$$a_8 = a_9/a_6$$

$$a_9 = \Delta h_{\text{ПНТ}}$$

$$G_3 = \frac{a_4 - G_d \cdot h_2 - (G_{\text{ПВ}} - G_{\text{ДР}}) \cdot h_{\text{ПНТВИХ}} + G_d \cdot h_{\text{ПНТВИХ}}}{a_3} = 0,863.$$

$$a_1 - G_d \cdot a_9 = \frac{a_4 - G_d (h_2 - h_{\text{ПНТВИХ}}) - a_5}{a_3} \cdot a_2$$

$$a_7 - a_8 \cdot G_d = a_4 - G_d (h_2 - h_{\text{ПНТВИХ}}) - a_5$$

$$G_d (a_8 - h_2 + h_{\text{ПНТВИХ}}) = a_7 - a_4 + a_5$$

$$G_d = 0,641$$

Внутрішня потужність турбіни:

$$N_i = \sum(G_i \Delta h_i) = G_0(h_0 - h_1) + (G_0 - G_1)(h_1 - h_2) + (G_0 - G_1 - G_2)(h_2 - h_3) + (G_0 - G_1 - G_2 - G_3)(h_3 - h_k) = 14,7(3304,7 - 2950,242) + (14,7 - 0,701)(2950,242 - 2836,153) + (14,7 - 0,701 - 0,644)(2836,153 - 2573,902) + (14,7 - 0,701 - 0,644 - 0,863)(2573,902 - 2338,55) = 12999,58 \text{ МВт}$$

Електрична потужність турбіни:

$$N_{\text{ел}} = N_i \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{ген}} = 12999,58 \cdot 0,99 \cdot 0,98 = 12612,2 \text{ МВт}$$

Потужність парогенератора:

$$Q_{\text{ПГ}} = D_0 \cdot 1,02 \cdot h_0 \cdot 0,001 + 0,005 \cdot h'(P_0) - 1,025 \cdot h_{\text{ПВ}} = 14,7 \cdot 1,02 \cdot 3304,7 \cdot 0,001 + 0,005 \cdot 1044 - 1,025 \cdot 14,7 \cdot 634,73 = 40197,5 \text{ МВт}$$

Абсолютний електричний ККД:

$$\eta_{\text{ел}} = \frac{N_{\text{ел}} - N_{\text{ПН}} - N_{\text{КН}}}{Q_{\text{ПГ}}} = \frac{12612,2 - 152,9 - 24,3}{40197,5} = 0,309.$$

## ДОДАТОК Б

## Довідкові дані для розрахунку характеристик та вартості сонячних установок для гарячого водопостачання

Таблиця Б.1

## Ціни на мідні труби [106]

Назва	Один. вим.	Ціна, грн./кг	Ціна, грн./м
Труба М2 4x1	0,085 м.п.	10,20	120
Труба М2 5x1	0,112 м.п.	12,10	108,04
Труба М1 6x1	0,14 м.п.	15,10	107,86
Труба М1 8x1	0,2 м.п.	21,60	108
Труба М1 10x1	0,253 м.п.	27,30	107,91
Труба М1 12x1	0,31 м.п.	33,50	108,06
Труба М1 14x1	0,365 м.п.	39,40	107,95
Труба М1 16x1	0,42 м.п.	45,50	108,33
Труба М2 18x1	0,48 м.п.	51,85	108,02

Таблиця Б.2

## Ціни на мембранні розширювальні баки для опалення [107]

Вертикальні баки для опалення					
Позначення, об'єм, л	Тиск, бар	Висота, мм	Діаметр МБР, мм	Діам. патр	Вартість, грн.
R 8	8	316	200	3/4 "	213
R 12	8	295	280	3/4 "	247
R 18	8	430	280	3/4 "	258
RV 35	8	450	365	3/4 "	445
RV 50	8	564	365	3/4 "	525
RV 80	8	717	410	3/4 "	860
RV 100	8	663	495	1 "	1095

## Продовження табл.Б.2

Вертикальні баки для опалення					
Позначення, об'єм, л	Тиск, бар	Висота, мм	Діаметр МБР, мм	Діам. патр	Вартість, грн.
RV 150	8	795	550	1 "	1445
RV 200	8	1085	600	1 "	1900
RV 300	8	1212	650	1 "	2720
RV 400	8	1198	750	1 1/4 "	3595
RV 500	8	1438	750	1 1/4 "	4480
RV 600	8	1634	750	1 1/4 "	5600
RV 750	10	1820	800	2 "	9350
RV 1000	10	2160	800	2 "	15900

Таблиця Б.3

## Характеристики поліпропіленових труб [108]

Кодовий номер	Номін. зовн. діаметр, мм	Товщина стінки, мм	Внутрішній діаметр, мм	Ціна, грн./м
10020	20	2,3	15,4	5,35
10025	25	2,8	19,4	8,92
10032	32	3,6	24,8	14,25
10040	40	4,5	31	21,65
10050	50	5,6	38,8	35,35
10063	63	7,1	48,8	
10075	75	8,4	58,2	
10090	90	10,1	69,8	
10110	110	12,3	85,4	
10160	160	17,9	124,2	

Таблиця Б.4

## Горизонтальні та вертикальні акумулятори для водопостачання [109]

Модель/об'єм, л	Макс. тиск, bar	Висота, мм	Діаметр, мм	Приєднання	Ціна, грн. з НДС
Горизонтальні гідроакумулятори для водопостачання					
АО 18	10	300	280	1 "	255
АО 24	10	300	280	1 "	290
АО 50	10	380	365	1 "	750
АО 80	10	430	410	1 "	1300
АО 100	10	520	495	1 "	1650
Вертикальні гідроакумулятори для водопостачання					
AV 50	10	656	365	1 "	900
AV 80	10	840	410	1 "	1140
AV 100	10	849	495	1 "	1460
AV 150	10	975	550	1 "	1990
AV 200	10	1 085	600	1 1/4 "	2500
AV 300	10	1 240	650	1 1/4 "	3150
AV 500	10	1 490	750	1 1/4 "	5200

Таблиця Б.5

## Вихідні дані для розрахунку опору контуру теплоносія

№	Назва	Позначення	Значення
1	Діаметр трубопроводу, м	Dmt	0,01
2	Довжина трубопроводу, м	Lmt	25
3	Витрата теплоносія, кг/с	Gtn	0,139
4	Кількість поворотів на 90 °		6
5	Половина довжини ряду СК	Lst	1,16
6	Внутр. діам. колект. труб у СК, м	Dst	0,0208
7	Кількість послідовних колекторів	nkpos	2



## Продовження табл. Б.5

№	Назва	Позначення	Значення
8	Кількість паралельних рядів колекторів	nryad	1
9	Загальна витрата теплоносія, кг/с	Gtn	0,029645
10	Діаметр колекторної труби	Dkt	0,02
11	Діаметр т/о труби у СК	Dtt	0,01265
12	Ширина колектора, м	Lrt	1,06
13	Довжина т/о труб в колекторі, м	Ltt	1,9
14	Кількість т/о труб у колекторі	nt	10
15	Число поворотів МТ на 90 град.	n90	10
16	Число паралельних ЄВН	nEVN	1
17	Довжина зміювика у ЄВН	Iz	19,108
18	Внутр. діаметр труби у ЄВН	Dz	0,018
19	Площа теплообмінника в ЄВН	sEVN	1,2
20	Відстань між рядами СК	Iryad	2,7
21	Число ЄВН		1
22	Діаметр зміювика в ЄВН		0,9

Таблиця Б.6

## Розрахунок опору контуру теплоносія

Найменування	Формула	Значення
Швидкість	$wmt = gtn * 0,001 / (0,785 * dmt^2)$	0,382
Число Рейнольдса	$Remt = wmt * dmt / 774e-9$	4934,35
Коеф. тертя:	При $Re < 2300$ $l_{tr} = 64 / Re$ , при $Re = 4000 - 10^{12}$ $l_{tr} = (1,82 \lg Re - 1,64)^{-2}$	
-для МТ	$l_{trenmt} =$	0,0387

Продовження табл. Б.6

Найменування	Формула	Значення
-для СК	$l_{trenst} =$	0,0314
-для т/о трубки	$l_{trtt} =$	0,235
-для роздаюч. колектора	$l_{trrk} =$	0,0457
Опір МТ, Па	$dp_{mt} = (l_{trmt} * l_{mt} / d_{mt} + n_{90} * 0,41) * w_{mt}^2 / 2e-3$	7249,3
Макс. швидк. у нижн. колект.	$w_{st} = g_{tn} / n_{ryad} * 0,001 / (0,785 * d_{st}^2)$	0,08796
Швидкість у т/о трубці, м/с	$w_{tt} = g_{tn} / n_{ryad} / n_{kpos} / n_t * 0,001 / (0,785 * D_{tt}^2)$	0,0119
Швидкість у кінці СК, м/с	$w_{st1} = g_{tn} / n_{ryad} / n_{kpos} / n_t * 0,001 / (0,785 * d_{kt}^2)$	0,00472
Сер. швидк. у нижн. колек	$w_{st} = (w_{st} + w_{st1}) * 0,5$	0,06715
Сер. швидк. у верхн. колект.	$w_{rk} = w_{st} * v_{vix} / v_{vx}$	0,06777
Re нижн.кол.	$Re_{st} = w_{st} * d_{st} / 774,5e-9$	2035,23
Re теплообм. трубки	$Re_{tt} = w_{tt} * d_{tt} / 774e-9$	272,26
Re верхн. колект.	$Re_{rk} = w_{rk} * d_{mt} / 774e-9$	2964,9
Опір ряда колекторів	$dp_{ck} = 2 * (l_{trst} * l_{st} / d_{kt} + 2 * 0,41) * w_{st}^2 / 2e-3 + l_{trtt} * L_{tt} / D_{tt} * w_{tt}^2 / 0,002$	15,029
Опір ЄВН	$GE_{VN} = g_{tn} / n_{EVN}$	0,0296
Швидкість у змійовику (ЗМ) ЄВН, м/с	$w_{EVN} = g_{EVN} * 0,001 / (0,785 * d_Z^2)$	0,1185
Число Re для ЗМ	$Re = w_{EVN} * d_z / 774e-9$	3845,52

Продовження табл. Б.6

Найменування	Формула	Значення
Коеф. тертя для змійовика ЄВН	$l_{trEVN}=(1,82*\log_{10}(Re)-1,64)^{-2}*(Re*(dz/Dzm)^2)^{0,05}$	0,0464
Опір ЄВН, Па	$dp_{EVN}=(l_{trEVN}*l_z/dz+2*0,41)*w_{EVN}^2/2e-3$	347,9
Загальний опір	$dp=dp_{mt}+dp_{ck}+dp_{EVN}$	7612,26

Таблиця Б.7

## Визначення вартості матеріалів

Назва	Один. вимір.	Кількість	Ціна за од., грн.	Загальна. варт., грн.
СК 1060x1900 мм	шт.	2	3059	6118
ЄВН, SM300	шт.	1	9890	9890
Насос циркуляційний, Н=1 м в.с., Q= 0,3 м3/ч, Star-Z15 (0,4 м3/ч, 0,75 м в.с.)(1")	шт.	1	1941	1941
МБР для води, 12 л, R12, початковий тиск 3 бар	шт.	1	247	247
Насос рециркуляційний, Q=0,5 м3/ч, Н=2 м в.с. Euroterm SL 4/25-180	шт.	1	1250	1250
Комплект автоматики DELTA SOL DS PRO	шт.	1	3000	3000
МРБ на холодну воду, V=50 л, FJ-50 4 бар	шт.	1	750	750
Запобіжний клапан 6 кг 1", DN50x50	шт.	1	1200	1200
Шаровий кран 1/2"	шт.	7	35	245
Зворотний клапан, 1/2"	шт.	2	48	96

## Продовження табл. Б.7

Назва	Один. вимір.	Кіль- кість	Ціна за од., грн.	Загальна. варт., грн.
Зворотний клапан 3/4	шт.	1	66	66
Механічний фільтр 1/2"	шт.	2	629	1259
Шаровий кран 3/4 "	шт.	8	52	416
Кріпл. для труб Д32	шт.	30	0,9	27
Манометр 10 бар	шт.	2	115	230
Термометр	шт.	2	209	418
Датчики температури	шт.	7	46	322
Зміщувальний клапан з термоголівкою Д32	шт.	1	744	744
Перехід 0,5"х 40 мм	шт.	2	49	98
Насос для підпитки системи Q= 0,5-1,5 м3/ч, Н = 40 м в.с., Nocchi EP4M	шт.	1	1288	1288
Кріплення для труб Д18	шт.	30	0,7	21
Трійник 1/2"	шт.	5	44	220
Бак зливу теплоносія, 40 л	шт.	1	1314	1314
Ізоляція базальтова 32х6 мм	п.м.	10	4,25	42,5
Піна	банка	1	25	25
Анкерні болти, діам. 14 мм	шт.	10	5,6	56
Теплоносій, л	л	10	24	240
Гайка М 10	шт.	100	0,9	90
Болт	шт.	100	1,8	180
Кут 50, товщина 3 мм	п.м.	20	21,76	435,2
Труба, 57х3	п.м.	10	32,9	329
Кут 63х6 м/п	п.м.	20	50,6	1012
Америк. різьбова латунь, 1"	шт.	2	55	110

## Продовження табл. 4.8

Назва	Один. вимір.	Кіль- кість	Ціна за од., грн.	Загальна. варт., грн.
Манометр 10 бар	шт.	2	115	230
Труба мідна, АЕ12х1	п.м.	25	108	2701
Кут мідний, АЕ12 мм	п.м.	20	19	380
Трійник мідн., АЕ12х18 мм	шт.	5	25	125
Перехід 18 х 1/2" (для кульових кранів)	шт.	4	61	244
Згін з муфт. і контргайк., 3/4"	шт.	2	54	108
Трійник 1х1" для запобіж- ного клапану та МРБ	шт.	1	31	31
Поліпропілен				
Косинець 3/4"	шт.	20	23	460
Трійник 3/4"	шт.	10	22	220
Труба 3/4 "	п.м.	20	8,92	178,4
Перехід 3/4" х вхід насоса №13	шт.	2	38,04	76,08