

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

ФОТОЕНЕРГЕТИКА
РОЗРАХУНКОВА РОБОТА

*Рекомендовано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського як навчальний
посібник для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою
«Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії»
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»*

Київ
КПІ ім. Ігоря Сікорського
2023

«Фотоенергетика: розрахункова робота». [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студентів за спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка /уклад.: О.Ю. Гаєвський / КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 2,12 Мбайт). – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. –38с.

Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського (протокол № 5 від 23 лютого 2023 р.) за поданням Вченої ради факультету електроенергетехніки та автоматики (протокол № 6 від 26 грудня 2022 р.)

Електронне мережне навчальне видання

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

ФОТОЕНЕРГЕТИКА РОЗРАХУНКОВА РОБОТА

Укладач:

Гаєвський Олександр Юлійович, д.ф.-м.н, проф. каф. відновлюваних джерел енергії, ФЕА

Відповідальний редактор:

Будько Василь Іванович, д.т.н., доц. зав. каф. відновлюваних джерел енергії, ФЕА

Рецензент:

Островерхов Микола Якович, д.т.н., проф., зав. каф. Теоретичної електротехніки, ФЕА

© О.Ю. Гаєвський
©КПІ ім Ігоря Сікорського, 2023

Зміст

1. Вступ.....	4
2. Мета, задачі та завдання роботи	4
3. Склад розрахункової роботи	5
4. Теоретичні відомості про автономну ФЕС.....	5
4.1 Компоненти АФЕС	5
4.2 Режими роботи АФЕС	6
4.3 Основні формули для розрахунку АФЕС.....	7
4.3.1 Енергетичні рівняння роботи АФЕС	8
4.3.2 Визначення кількості акумуляторів і фотомодулів	12
4.4 Розрахунок компонентів АФЕС	15
4.4.1 Визначення навантаження	15
4.4.2 Вибір регулятора та інвертора	15
4.4.3 Струмові характеристики і конфігурація АФЕС	17
4.4.4 Кабельна система і з'єднання	19
5. Загальний алгоритм розрахунку АФЕС.....	23
6. Додаток А. Довідкові відомості про сонячну радіацію.....	26
6.1 Сонячні кути.....	26
6.2 Формули розрахунку інсоляції	29
7. Додаток Б. Код розрахунку основних параметрів АФЕС за спрощеною схемою.....	32
8. Література	37
8.1 Основна література	37
8.2 Допоміжна література	37

1. Вступ

Студенти за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка ОП "Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії" мають бути підготовлені до професійної діяльності, пов'язаної з розрахунком і проектуванням фотоелектричних систем. Вони повинні володіти необхідними знаннями в області чинників сонячної радіації, фотовольтаїки, силової перетворювальної техніки, технологій електропостачання. Отриманню та закріпленню професійних навичок сприяє виконання студентами розрахункової роботи.

Розрахункова робота забезпечує систематичне протягом семестру виконання завдань, включених у роботу. Завдання охоплюють основні теми курсу: природи та властивостей сонячної радіації, електричних схем та обладнання автономних фотоелектричних станцій (АФЕС), балансу потоків потужності, питань проектування АФЕС.

2. Мета, задачі та завдання роботи

Основними **цілями** розрахункової роботи являються систематизація отриманих теоретичних знань з дисципліни "Фотоенергетика", їх поглиблення і закріплення; розвиток навичок самостійної роботи з науковою і довідковою літературою, нормативними документами, матеріалами періодичних видань тощо; отримання досвіду практичних розрахунків конструкцій, обладнання та режимів роботи фотоелектричних станцій.

Задачі розрахункової роботи полягають у виконанні завдань практичного характеру, які мають навчити студентів основним методам розрахунку параметрів обладнання та складання електричних схем АФЕС, розрахунку сонячної радіації та різних її компонент, розрахунку потужності та виробітку електроенергії АФЕС, оптимізації конструкції компонентів станції.

Завдання для розрахункової роботи, яке видає викладач, як правило, полягає в розрахунку профілів навантаження та сонячної радіації, параметрів обладнання та установчої потужності АФЕС, енергій обміну між компонентами станції, у визначенні розміру поля фотомодулів та ємності акумуляторної системи.

3. Склад розрахункової роботи

Отримати завдання на розрахунок АФЕС для певного об'єкта (навчального корпусу, школи, дитсадка тощо). Об'єкт розташований в заданій географічній точці (широта, довгота) і має певний режим та сезонний період роботи.

Розрахункова робота повинна складатися з наступних розділів:

- формулювання завдання;
- список необхідного обладнання та опис конструктивних особливостей;
- електрична схема станції;
- опис етапів розрахунку;
- отримані результати;
- програмний код розрахунків;
- висновки та рекомендації;
- список використаної літератури

Обсяг розрахункової роботи повинен становити 10–15 стор. А4 шрифтом 14 пт.

4. Теоретичні відомості про автономну ФЕС

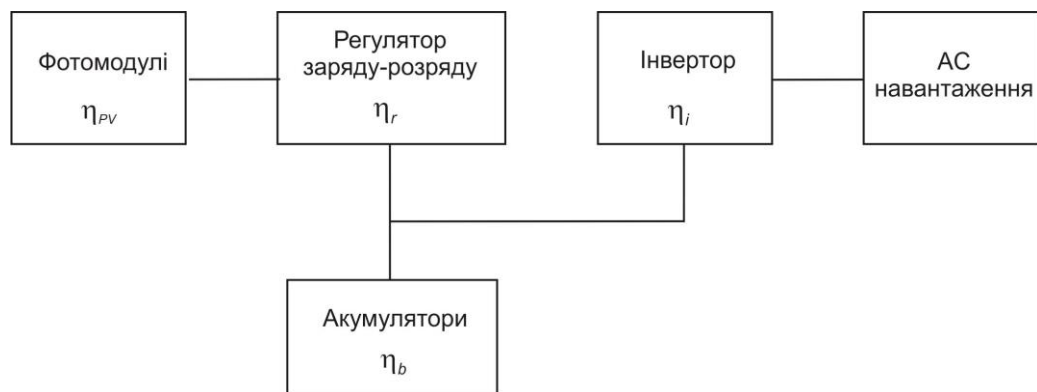
Основною вимогою при проектуванні АФЕС є наявність достатньої площі для розміщення фотомодулів, які забезпечують в умовах нормальної інсоляції як безпосередньо електричне навантаження споживача, так і підзарядку акумуляторних батарей.

4.1 Компоненти АФЕС

АФЕС має в своєму складі наступні основні компоненти (рис.1):

- *фотоелектричні модулі (ФМ)*, сукупність яких утворює фотоелектричний (ФЕ) генератор;
- *регулятор заряду-розряду*, який служить для запобігання як надлишкової підзарядки ФЕ-генератором і повної розрядки акумуляторних батарей в процесі роботи АФЕС, а також для забезпечення режиму МРРТ для масиву фотомодулів;

- *інвертор*, що перетворює енергію постійного струму від фотомодулів в енергію змінного струму для живлення устаткування споживача;
- *система енергозбереження (СЕ)*, що складається з ряду *аккумуляторних батарей (АБ)*, ємність яких забезпечує необхідний рівень надійності електропостачання користувача.



*Рис.1. Компоненти автономної ФЕС
(у прямокутниках вказані ККД компонентів)*

4.2 Режими роботи АФЕС

В процесі експлуатації автономної фотоелектричної системи можливі наступні режими роботи залежно від наявності або відсутності фотогенерації і співвідношення рівнів генерації, споживання та стану заряду АБ:

1. У світлий час доби, коли потужність, що генерується, перевершує потужність навантаження, і частина енергії витрачається на заряд СЕ (режим "Зарядження")
2. Якщо генерується потужність перевершує навантаження і батареї СЕ повністю заряджені, контролер заряду відключає батарею (режим "Насичення").
3. У світлий час, коли генерація не велика і недостатня для покриття навантаження, інвертор споживає потужність як від ФМ, так і від СЕ (режим "Розрядження").
4. У темний час доби, а також в несприятливі дні (як правило, це зимові похмурі дні) електроенергія потрапляє в інвертор від СЕ. Якщо при цьому батареї розряджаються до допустимої глибини розряду, відбувається відключення навантаження (режим "Відключення").

Введемо наступні позначення для компонент енергії:

E_{PV} – енергія, що надходить від фотомодулів в регулятор;

E_b^{out} – частина енергії заряду СЕ, яка поступає з терміналу СЕ (з клем акумуляторів) до інвертору;

E_b^{in} – енергія заряду, яка поступає на термінал СЕ від регулятора;

E_{AC} – енергія, що надходить в навантаження.

Зазначені компоненти енергії є випадковими величинами, які залежать від рівня радіації, що має нерегулярний характер, від температури ФМ, від потужності навантаження і від ряду інших параметрів. Тому будемо вважати вказані вище компоненти енергії середніми значеннями, які залежать від номера дня n в році та часового інтервалу T_i . Наприклад, $E_{PV}(n, T_i)$ – це середня енергія генерації, яка відповідає середньому значенню інсоляції в день n за i -й інтервал часу в даної місцевості. Вона може бути отримана з результатів радіаційних вимірювань за тривалий період часу (5 і більше років).

...				
...				
Сумарна споживана енергія за добу				

4.3 Основні формули для розрахунку АФЕС

Існує безліч методів розрахунку автономних ФЕС. В основі нескладного розрахунку, який треба виконати у даній роботі, лежить рівняння балансу електричної енергії і критерій надійної роботи станції. Розрахунок АФЕС складається з трьох етапів:

1. **Етап 1.** На основі довідникових даних із сонячної радіації для даної місцевості розрахувати погодинний профіль інсоляції на приймальну поверхню фотомодулів. Інтерполювати цей профіль на більш дрібну часову сітку.
2. **Етап 2.** Виходячи з погодинних рівнів споживання і генерації електроенергії в найбільш несприятливий день року, обчислити сумарну потужність

фотомодулів, які треба встановити на АФЕС, та відповідну ємність акумуляторної системи.

3. **Етап 3.** Використовуючи результати етапу 2, розрахувати параметри обладнання АФЕС і кількісний склад масивів фотомодулів і акумуляторних батарей.

Перелічені етапи розрахунку складають суть задачі пошуку оптимального складу АФЕС, яка в технічній і науковій літературі називається “Sizing of PV plant” (визначення розмірів ФЕС). Розглянемо енергетичні співвідношення, що описують роботу станції в різних режимах.

4.3.1 Енергетичні рівняння роботи АФЕС

Об’єм генерації електроенергії автономною фотоелектричною системою залежить як від сезону (номера дня), так і від часу дня. Невідповідність нерегулярного рівня генерації рівню споживання енергії компенсується акумуляторною системою. Тобто щоденне навантаження забезпечується фотогенерацією та/або енергією від СЕ.

Розрахунок складу обладнання АФЕС в даній роботі базується на рівнянні балансу енергії системи в найбільш несприятливий день року (з точки зору генерації). Згідно з багаторічними метеоданими найменша сонячна радіація в Україні спостерігається в грудні місяці. Тому можемо обрати «середній» день цього місяця і скласти для нього рівняння балансу енергії. Оскільки в АФЕС потоки потужності між основними компонентами станції розподіляються регулятором заряду-розряду, складемо рівняння добового балансу на терміналі СЕ (клеммах акумуляторів):

$$\Delta E_{bat}(n) \equiv E_{bat}^{in}(n) - E_{bat}^{out}(n) = \eta_r E_{PV}(n) - \frac{1}{\eta_i} E_{AC}(n), \quad (1)$$

де в лівій частині рівняння – прирощення енергії СЕ $\Delta E_{bat}(n)$ за добу n , а в правій частині – різниця між енергією від фотомодулів $\eta_r E_{PV}(n)$, яка надійшла до СЕ через регулятор, і енергією змінного струму навантаження $E_{AC}(n)$, яка була спрямована через інвертор; η_r и η_i – ККД регулятора і інвертора відповідно. Якщо вважати, що заряд в СЕ на кінець доби має дорівнювати заряду на початку доби, то

$$\Delta E_{bat}(n) = 0. \quad (2)$$

Кожний член в рівняннях (1), (2) є сумою погодинних значень:

$$\Delta E_{bat}(n) = \sum_i \Delta E_{bat}(n, T_i), \quad (3a)$$

$$E_{PV}(n) = \sum_i E_{PV}(n, T_i), \quad (3б)$$

$$E_{AC}(n) = \sum_i E_{AC}(n, T_i). \quad (3в)$$

Заряд СЕ $Q(n, T_i)$ у кожний часу повинен бути у межах $Q_{\min} \leq Q(n, T_i) \leq Q_{\max}$, де у якості $Q_{\max}$ може бути сумарна номінальна ємність батарей СЕ, а $Q_{\min}$ – мінімально припустимий заряд в СЕ:

$$Q_{\min} = (1 - DoD) \cdot Q_{\max}, \quad (4)$$

де DoD (*Degree of Discharge*) – *припустима глибина розряду акумуляторів*. Процесу заряджання СЕ відповідають співвідношення

$$E_{bat}^{in}(n, T_i) > 0, E_{bat}^{out}(n, T_i) = 0, Q(n, T_i) < Q_{\max}, \quad (5)$$

а розряджанню – співвідношення

$$E_{bat}^{out}(n, T_i) > 0, E_{bat}^{in}(n, T_i) = 0, Q(n) > Q_{\min}, \quad (6)$$

Насиченню акумуляторів відповідає умова

$$Q(n, T_i) \approx Q_{\max}, \quad (7a)$$

а відключенню навантаження від фотоелектричної системи – умова

$$Q(n, T_i) \approx Q_{\min} \quad (7б)$$

Електрична енергія, яка поступає до СЕ, перетворюється з певним ККД η_{bat} в енергію заряду і навпаки, енергія заряду перетворюється при розряджанні в електричну енергію (вважаємо також з ККД η_{bat}). Зміна енергії заряду за проміжок часу T_i $\Delta E_Q(n)$ виражається як

$$\Delta E_Q(n, T_i) = \eta_{bat} \Delta E_{bat}(n, T_i) - k_{sd} E_Q(n, T_{i-1}) \quad (8)$$

де k_{sd} – коефіцієнт саморозряду батарей, $E_Q(n, T_{i-1})$ – енергія заряду СЕ в попередній проміжок часу T_{i-1} . В розрахунку доданок $k_{sd} E_Q(n, T_{i-1})$ в (9) з достатньою точністю можна замінити на $k_{sd} E_{Qn}$, де E_{Qn} – енергія заряду, яка відповідає номінальної ємності СЕ.

Тут і надалі вважаємо, що виконується звичайне співвідношення між енергією і зарядом

$$Q(n) = \frac{E_Q(n)}{V_b} \quad (9)$$

де V_b – номінальна напруга акумуляторної системи. Однак це співвідношення є наближеним, оскільки в знаменнику має стояти фактична напруга, яка відрізняється від номінальної.

Фактор стану заряду акумуляторів *SoC* (*State of Charge*) виражається як

$$SoC = \frac{Q(n)}{Q_{bm}} \quad (10)$$

де Q_{bm} – номінальна ємність СЕ, яку можна у даному розрахунку вважати рівною Q_{max} .

Енергія генерації $E_{PV}(n, T_i)$ визначається насамперед інсоляцією $I_{tot}(n, T_i)$, що надходить на 1 м² площі в n -й день за проміжок часу T_i . Ці дві величини пов'язані рівнянням:

$$E_{PV}(n, T_i) = \eta_{PV} I_{tot}(n, T_i) S \quad (11)$$

де S – сумарна площа панелей ФМ, η_{PV} – ККД фотомодулів. Інсоляція $I_{tot}(n, T_i)$ розраховується для одиниці площі приймальної поверхні рядів фотомодулів, які вважаємо однаково орієнтованими за азимутом z_d і нахиленими під кутом β . Останній в даній роботі слід покласти рівним $\beta \approx \varphi - 10^\circ$, де φ – широта місця розташування станції.

Для обчислення добового балансу (1) треба розрахувати щодобову інсоляцію $I_{tilted}(n)$ на нахилену (tilted) поверхню. Остання виражається в одиницях кВт·год, і тому її зручно записувати через *число годин пікового сонця* $PSH(n)$ (Peak Solar Hours), тобто число годин з інтенсивністю радіації 1 кВт/м², протягом яких набирається така ж енергія сонячного випромінювання, що і за добу

$$I_{tilted}(n) = \sum_i I_{tilted}(n, T_i) = PSH(n) \cdot 1 \text{ кВт} \quad (12)$$

Тоді для енергії фотогенерації $E_{PV}(n)$ (15) маємо

$$E_{PV}(n) = \eta_{PV} S \cdot PSH(n) \cdot 1 \text{ кВт} = P_{inst} \cdot PSH(n) \quad (13)$$

З останнього рівняння слідує, що профіль $E_{PV}(n)$ з точністю до постійного множника повторює криву $PSH(n)$, яку можна отримати з метеоданих або шляхом

розрахунку. Із (13) визначаємо потужність АФЕС у даній схемі розрахунку енергопостачання в найбільш несприятливий день, яке оцінюється як

$$P_{inst} = \frac{E_{PV}(n)}{PSH(n)} \quad (14)$$

За допомогою ланцюжка формул (11) – (14) розраховується добовий баланс енергії (1) – (2), а потім оцінюються необхідна сумарна потужність ФМ P_{inst} і загальна ємність акумуляторів. Цей розрахунок здійснюється за допомогою алгоритму, описаному в розділі 5.

На рис. 2 наведений приклад результатів розрахунку часових профілів (на протязі доби в грудні): енергії фотогенерації масивом ФМ E_{PV} ; енергії заряду в АКБ E_{bat} ; енергії, яка поступає в акумулятори ΔE_{bat} ; погодинної енергії навантаження. Розрахунок проведений згідно з кодом програми (Додаток Б) для ФЕС, розташованої в Київській області, і яка має забезпечувати постійне навантаження 10 кВт·год на добу.

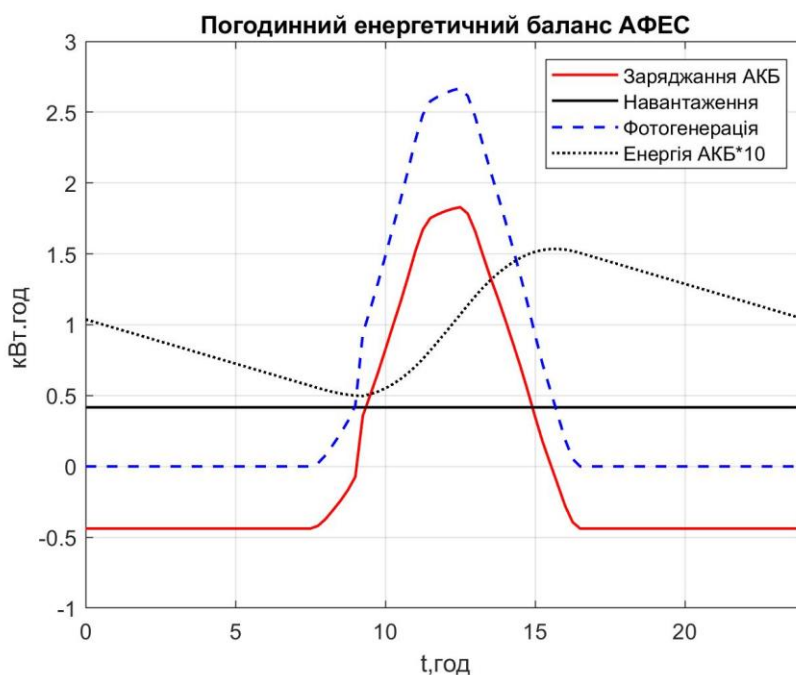


Рис.2. Приклад добових профілів енергії фотогенерації, енергії заряду в СЕ, погодинного навантаження, а також енергії, яка їде на зарядження АКБ.

Локалізація АФЕС – Київська область, навантаження – постійне (10 кВт·год на добу). Інші параметри станції наведені в коді Додатку Б.

4.3.2 Визначення кількості акумуляторів і фотомодулів

Після визначення установчої потужності АФЕС та ємності енергозберігаючої системи (етап 2) треба на третьому етапі розрахункової роботи розрахувати параметри обладнання АФЕС і кількісний склад масивів фотомодулів і акумуляторних батарей.

Установча потужність P_{inst} складається з потужності окремих ФМ. Нехай $P_{PV,0}$ – номінальна потужність одного ФМ, а N_{PV} – їх кількість, тоді

$$P_{inst} = P_{PV,0} N_{PV} . \quad (15a)$$

$P_{PV,0}$ представляє електричну потужність, що генерується при стандартних тестових умовах (Standard Testing Conditions, STC). Ці умови означають інтенсивність сонячної радіації 1000 Вт/м² і температуру модулів 25°C. Кількість необхідних фотомодулів визначається як

$$N_{PV} = \frac{P_{inst}}{P_{PV,0}} . \quad (15b)$$

Результат ділення тут округлюється до найближчого більшого цілого числа. Формули (15 а,б) відносяться до фотомодулів, що працюють у режимі відстеження точки максимальної потужності (Maximum Power Point Tracking, MPPT). Якщо такий режим не передбачений, то замість $P_{PV,0}$ в цих формулах слід використовувати якусь ефективну потужність $P_{PV,eff}$ модулів, яка менше $P_{PV,0}$.

Модулі з'єднуються між собою послідовно в секції (strings– ряди), щоб підвищити постійну напругу U_{DC} та зменшити омічні втрати. Секції в свою чергу з'єднуються паралельно в масиви (arrays) для збільшення генерованого струму (рис. 3). Масив підключається до контролеру заряду (можливо в складі інвертора). Кількість секцій $N_{PV,par}$, кількість послідовно з'єднаних модулів в секції $N_{PV,ser}$ обираються таким чином, щоб їх добуток забезпечував необхідне загальне число модулів N_{PV} , яке визначається установчою потужністю:

$$N_{PV,par} N_{PV,ser} \geq N_{PV}$$

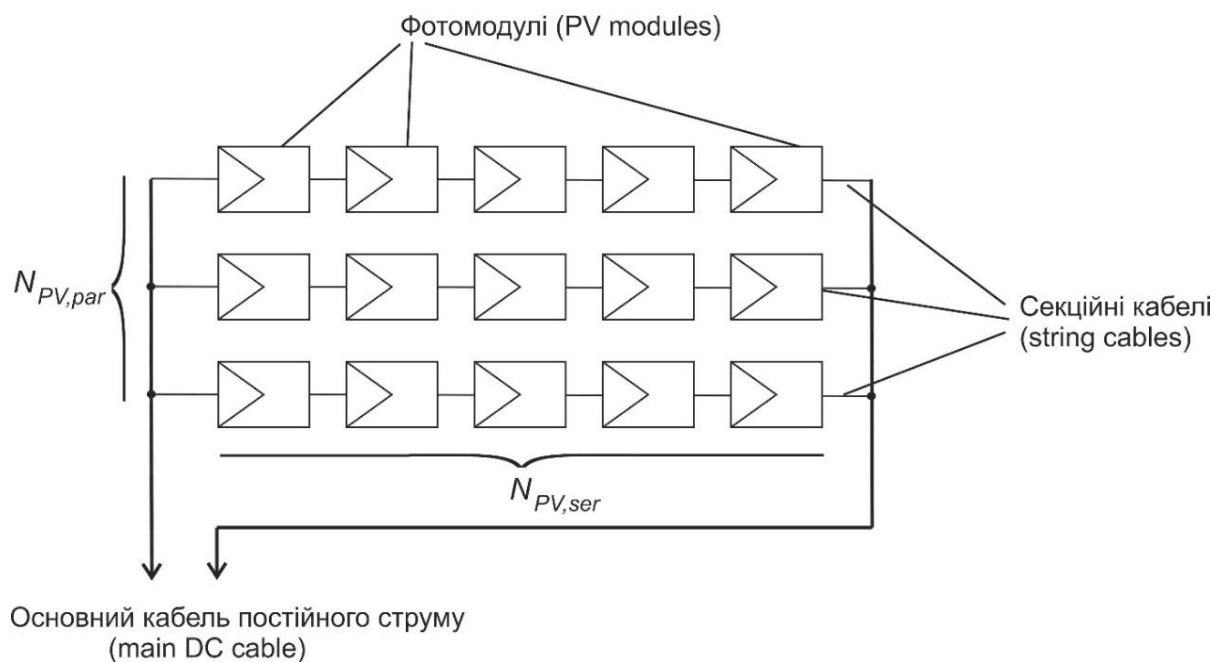


Рис.3. Схема послідовно-паралельних з'єднань фотомодулів у масиві

При визначенні $N_{PV,ser}$ і $N_{PV,par}$ враховуються вхідні напруги та струмові характеристики контролера (інвертора), напруги робочої точки (МРР) фотомодулів, робочі напруги АБ. Мінімальне число модулів в секції $N_{PV,ser,min}$ визначається вимогою, щоб контролер продовжував працювати у діапазоні МРРТ при низьких рівнях радіації або високих температурах. Максимальне число паралельно з'єднаних секцій $N_{PV,par,max}$ у масиві визначається максимально припустимим струмом контролера.

Фотомодулі обираються з числа наявних на вітчизняному ринку фотоелектричних систем. Електричні та механічні параметри обраного типу фотомодулів наводяться у розрахунковій роботі у вигляді наступних таблиць:

Табл.1. Електричні та механічні характеристики фотомодуля

Тип фотоелектричного модуля:		
Параметр	Одиниця виміру	Значення
Пікова потужність (P_m)	Вт	
СКВ ^{*)} від максимальної потужності	%	
Напруга МРР	В	
Струм МРР	А	
Напруга холостого ходу (U_{oc})	В	
Струм короткого замикання (I_{sc})	А	

СКО для електричних параметрів	В, А	
Максимальна напруга системи	В	
Число, тип і з'єднання фотоелектрич. комірок		
Розмір фотоелектрич. комірок		
Число обвідних діодів	шт.	
Температурний коефіцієнт потужності P_m	% / °C	
Температурний коефіцієнт струму I_{sc}	% / °C	
Температурний коефіцієнт напруги U_{oc}	% / °C	
Розміри (довжина x ширина x товщина)	Мм	
Вага	Кг	
Діапазон робочих температур	°C	
Тип захисного скла і товщина		
Стійкість до навантаження снігом і льодом		
Стійкість до штормового вітру		

*) СКВ — середньоквадратичне відхилення

Крім номінальної потужності, критеріями вибору ФМ можуть бути, наприклад, число обвідних діодів, мінімальна вартість 1 вата пікової потужності та ін. Можуть враховуватися репутація постачальника обладнання та сервіс, який він надає.

При визначенні з'єднань акумуляторів в СЕ враховуємо, що послідовне з'єднання АБ підвищує напругу, а паралельне – ємність акумуляторної системи. Число паралельно включених акумуляторів дорівнює (округляючи до найближчого цілого)

$$N_{b,par} = \frac{Q_{max}}{Q_0}, \quad (16)$$

де Q_0 – номінальна ємність одного акумулятора. Число послідовно включених акумуляторів, отримаємо як (округляючи до найближчого цілого)

$$N_{b,ser} = \frac{V_{DC,inv}}{V_{bat}}, \quad (17)$$

де $V_{DC,inv}$ – номінальна напруга інвертора на боці постійного струму. Загальна кількість акумуляторів дорівнює

$$N_{bat} = N_{bat,par} N_{bat,ser} \quad (18)$$

4.4 Розрахунок компонентів АФЕС

4.4.1 Визначення навантаження

Важливим етапом є визначення *навантаження*, тобто щодобових потреб в електроенергії, що пред'являються з боку навантажень локального споживача на протязі робочого періоду. У даної розрахункової роботі вважається, що автономна ФЕС обслуговує один будинок або одну будівлю та навантаження є постійним протягом робочого періоду.

Потрібно для об'єкта, що розраховується, скласти таблицю наявного електрообладнання, в якій визначити сумарну щодобову енергію навантажень (табл.5). Отримане значення слід помножити на коефіцієнт 1.2, щоб врахувати можливе перевищення енергоспоживання:

$$E_{AC} \rightarrow 1.2E_{AC}, \text{кВт} \cdot \text{год}$$

Табл. 5. Список електроустаткування і споживана енергія

Найменування	Кільк., шт.	Потужність, Вт	Кільк. годин роботи за добу	Споживана енергія за добу, кВт·г
...				
...				

4.4.2 Вибір регулятора та інвертора

Основна функція регулятора заряду-розряду, який називається також контролером заряду, – запобігання надходження надлишкового заряду в АБ в періоди, коли сонячна радіація велика, і запобігання глибокого розряду, коли надходження енергії від ФМ мало. Найпростіші контролери просто відключають фотомодулі при досягненні граничної напруги на акумуляторі (приблизно 14,4 В для АБ з номінальною напругою 12В). Якщо напруга на АБ знижується, знову підключаються ФМ, і процес заряджання поновлюється. Заряд батареї при цьому далекий від максимально досяжного рівня. Внаслідок чого має місце регулярний недобір заряду, відбувається сульфатація пластин і скорочується термін служби АБ. Тому в контролерах заряду як правило застосовується технологія, заснована на *широкоімпульсної модуляції* (Pulse-Width Modulation, PWM), яка дозволяє регулювати зарядний струм. На завершальній стадії заряджання, коли напруга на акумуляторі

досягає певного значення, зарядний струм знижується, що запобігає перегріву і закипанню електроліту. Однак процес заряджання триває для досягнення максимальної енергії, запасеної в АБ.

Із сучасних моделей регуляторів найбільш поширені регулятори з функцією МРРТ, які забезпечують також необхідну напругу заряду навіть при низьких рівнях сонячної радіації. Наявність цієї функції дозволяє отримати істотну надбавку до середньої енергії, що генерується за рік. Більш досконалі моделі мають функцію температурної компенсації, яка полягає в управлінні напругою зарядки в залежності від температури АБ. Коли температура акумулятора низька, напруга заряду підвищується, а коли висока – знижується. Коефіцієнт температурної компенсації для свинцево-кислотних АБ приблизно дорівнює $\sim 5 \text{ мВ}/^\circ\text{C}$ (нульова компенсація при $T = 25^\circ\text{C}$).

Основними параметрами, за якими підбирається контролер, є номінальна напруга і струм заряду. Для підвищення надійності номінальний зарядний струм $I_{0,reg}$ повинен на 25% перевищувати максимальний струм:

$$I_{0,reg} \geq 1.25 I_{PV,SC} \quad (19)$$

де $I_{PV,SC}$ – струм короткого замикання (Short Circuit) набору модулів, підключених до контролеру. Також повинен бути запас по номінальній напрузі:

$$V_{0,reg} \geq 1.2 V_{PV,OC} \quad (20)$$

де $V_{PV,OC}$ – напруга холостого ходу (Open Circuit) набору ФМ. Наприклад, у випадку одного фотомодуля з параметрами 30В/8А потрібен контролер з номінальними значеннями напруги і струму 36В і 10А відповідно. Якщо фотоелектрична система буде надалі нарощуватися, то слід вибрати контролер з більш високим зарядним струмом, який буде відповідати майбутньої конфігурації ФЕС.

Більшість сучасних PWM- і МРРТ-контролерів мають функцію зниження напруги: з більш високої напруги (порядку напруги холостого ходу системи ФМ) до низької напруги АБ. Однак величина можливого зниження обмежена, і щоб уникнути пошкодження контролера максимум його вхідної напруги не повинен перевищувати передбаченого документацією максимального значення $V_{reg,max}$. Наприклад, у сучасних контролерів, призначених для роботи з 12-вольтовою акумуляторною системою, $V_{reg,max}$ може бути порядку 100 В, а у контролерів для 48-вольтової АБ максимальна вхідна напруга може бути 190 В і більше.

З вимоги обмеження за $V_{reg,max}$ повинні підбиратися тип фотомодулів та схема їх з'єднання між собою перед підключенням до контролера. Очевидно, з урахуванням умови (26) повинно бути

$$V_{PV,oc} \leq V_{reg,max} / 1.2 \quad (21)$$

Що стосується автономного інвертора, то необхідно ретельно підбирати його потужність, щоб задовольнити стаціонарний рівень споживання енергії. Справа в тому, що автономні інвертори автоматично відключаються при перевищенні навантаження, щоб уникнути перегріву пристрою.

У складі автономної ФЕС може бути від одного до декількох інверторів (зазвичай один інвертор обслуговує один ряд послідовно з'єднаних ФМ). Інвертори повинні мати таку ж номінальну напругу, що і напруга акумуляторної батареї. Сумарну номінальну потужність інверторів $P_{\Sigma,inv}$ обираємо як

$$P_{\Sigma,inv} \approx 1.25 \cdot P_{load} \quad (22)$$

що враховує можливе миттєве перевищення навантаження.

Якщо всі інвертори N_{inv} з сумарною потужністю $P_{\Sigma,inv}$ працюють в однакових умовах і до них підключені однакове число фотомодулів, необхідна номінальна потужність одного інвертора $P_{0,inv}$ обчислюється як частка від ділення (з округленням у більшу сторону)

$$P_{0,inv} = \frac{P_{\Sigma,inv}}{N_{inv}} \quad (23)$$

Якщо інвертор автономної ФЕС живить активно-індуктивне навантаження – двигун, насос або компресор, – потужність інвертора повинна перевищувати (приблизно в 3 рази) номінальну потужність такого навантаження. Крім того, інвертор повинен бути оснащений додатковою ємністю для компенсації імпульсного струму в перші секунди запуску.

4.4.3 Струмові характеристики і конфігурація АФЕС

Виходячи з числа інверторів, їх сумарної потужності $P_{\Sigma,inv}$ і номінальної напруги системи V_{AC} , знаходимо пікове значення струму в кабелях на стороні змінної напруги (АС-сторона):

$$I_{peak} = \frac{P_{0,inv}}{V_{AC}} \quad (24)$$

- у разі однофазних інверторів і

$$I_{peak} = \frac{P_{0,inv}^{nom}}{\sqrt{3}V_{AC,ph}} \quad (25)$$

- у разі трифазних інверторів ($V_{AC,ph}$ -фазне значення напруги).

З метою безпечних комутацій в автономних ФЕС рекомендується, щоб струм не перевищував або був близьким до 100А. При таких рівнях струму можливе використання стандартних кабелів і комутаційного обладнання. При $V_{AC} = 220\text{В}$ це означає, що потужність в розрахунку на одну фазу не повинна перевищувати 22 кВт.

Обмеження по потужності є більш суворим на стороні постійної напруги (DC-сторона). Для ФЕС потужністю до 1 кВт можна використовувати DC систему з $V_{DC} = 12\text{ В}$ (струм менш $1000/12 \approx 83\text{А}$). Але для станції 5 кВт вже будуть потрібні послідовно включені акумулятори з результуючої напругою 48В та інвертори з відповідним вхідним номінальним $V_{DC}^{inv} \geq 48\text{В}$.

Станції потужністю більше 5 кВт повинні працювати на акумуляторне навантаження с $V_{DC} = 120\text{В}$ або має бути розподіл системи ФМ на кілька паралельно з'єднаних між собою рядів, а кожний ряд повинен мати свій інвертор.

Конфігурація автономної ФЕС, яка видає потужність змінного та постійного струму, може виглядати, як показано на рис.4.

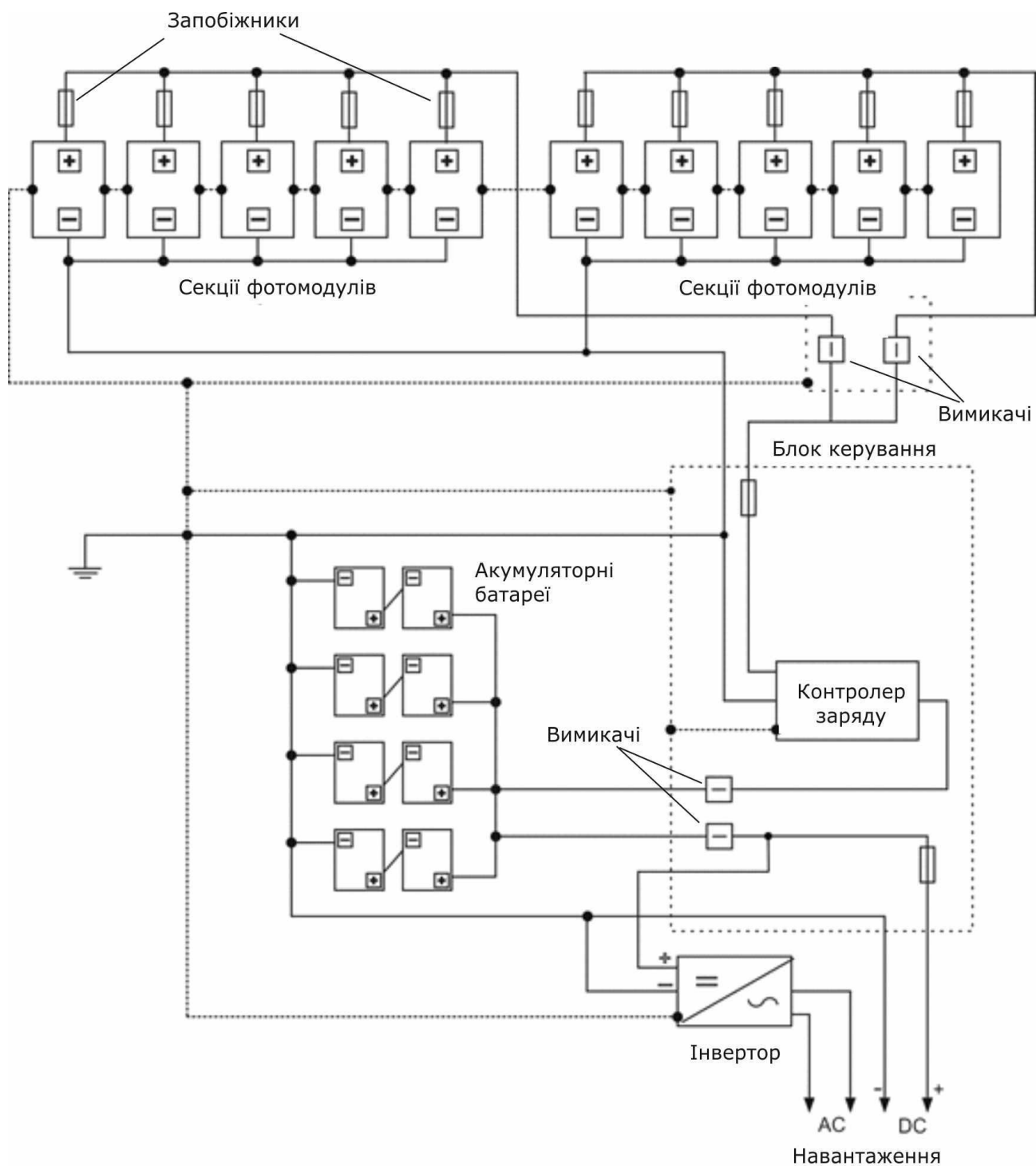


Рис.4. Приклад електричної схеми автономної ФЕС

4.4.4 Кабельна система і з'єднання

Визначення типу і перерізу кабелів є дуже важливим аспектом при конструюванні ФЕС. Кабельна система складається з модульних, секційних, магістральних і живильних кабелів.

Модульні кабелі (Modulecables) забезпечують послідовне з'єднання фотомодулів в секції. Вони являють собою одножильні дроти в подвійній ізоляційній оболонці, що знижує ризик коротких замикань. Ізоляція проводів повинна мати необхідні діелектричні властивості та бути стійкою до підвищених температур. Наприклад, якщо температура навколишнього повітря 35°C, то температура струмопровідних жил в умовах інтенсивної сонячної радіації може досягати 70 – 80°C. Таке підвищення температури може призводити до погіршення діелектричних властивостей ізоляції, а також до зростання опору мідного проводу на 10 – 15% відносно опору при 20°C.

З'єднувальні проводи від різних модулів зазвичай збираються в джгути, які можуть підвішуватися до арматури модулів. Не рекомендується створювати товсті джгути з великого числа проводів, тому це погіршує тепловідвід і відповідно призводить до зростання електричних втрат.

Модульні проводи повинні розраховуватися на струми, не менші $1.25 \cdot I_{PV,SC}$ ($I_{PV,SC}$ – струм короткого замикання ФМ при STC), та на напруги, не менші $1.15 \cdot V_{PV,OC}$ ($V_{PV,OC}$ – напруга холостого ходу при STC). Цім умовам задовольняють проводи з поперечним перерізом не менше 2.5 мм².

Секційний кабель (String cable) забезпечує підведення струму від секції до *коробці з'єднань* (Junction box), в якій сходяться кабелі від паралельно з'єднаних секцій. Наявність коробок з'єднань зводить до мінімуму ризик коротких замикань на землю. Коробки з'єднань повинні мати клеми досить високої якості, щоб запобігти електричні втрати і перегрів. Кожна секція повинна бути захищена від зворотного струму швидкодіючим *запобіжником* (рис.4). Секційні запобіжники зазвичай об'єднуються в клемні блоки, які розміщуються в коробках з'єднань. Кожна секція може забезпечуватися *роз'єднувачами* на позитивному та негативному проводах. Роз'єднувач дозволяє вручну відключати секцію в разі її несправності або ремонтно-монтажних робіт.

Параметри секційного кабелю, який є одножильним, визначаються з урахуванням числа модулів в секції $N_{PV,ser}$ і числа секцій в масиві $N_{PV,par}$. Число $N_{PV,ser}$ визначає напругу, при якій працюють секційні кабелі, а число $N_{PV,par}$ використовується для обчислення максимального зворотного струму, який може протікати через секцію в разі пошкодження та відсутності запобіжника в секції. До речі, за

відсутності секційних запобіжників секційні кабелі повинні розраховуватися на струм $1.25 \cdot (N_{PV,par} - 1) I_{PV,SC}$.

Загальний струм від паралельно з'єднаних секцій, тобто струм масиву модулів, направляється з коробки з'єднань в *магістральний кабель* (Main cable), що йде до контролера. Магістральні кабелі повинні розраховуватися на струми, не менші $1.25 \cdot N_{PV,par} I_{PV,SC}$ (вимога до струмопровідних жил), і на напруги, не менші $1.15 \cdot N_{PV,ser} V_{PV,OC}$ (вимога до ізоляції).

Секційні запобіжники не можуть забезпечити надійного відключення секції при виникненні її пошкодження. Причиною цього є те, що фотомодулі є джерелами з обмеженим струмом генерації: струм короткого замикання в ланцюзі секції лише ненабагато перевищує номінальний робочий струм. Тому в ланцюг магістрального кабелю, між масивом модулів і контролером заряду (інвертором), встановлюється автоматичний DC *вимикач* (рис.4). Вимикачі встановлюються також в ланцюгах АБ– контролер і АБ– інвертор.

Відстань між комплектом акумуляторів та інвертором має бути мінімальною для запобігання великих втрат за постійним струмом.

Вихідний АС термінал інвертора через *живильний кабель* (Supply cable) змінного струму з'єднується з електричною мережею споживача.

Важливою вимогою безпеки фотоелектричної системи є наявність *заземлення* (див. рис. 4). У тих місцях, де система схильна до ударів блискавки, повинний бути передбачений блискавкозахист, і всі відкриті металеві конструкції повинні бути підключені до заземлення.

У табл.3 наведені допустимі значення струмів для різних перетинів мідних однопровідних проводів, зібраних в джгути. Як видно з таблиці, допустимий струм помітно зменшується зі збільшенням числа проводів в джгуті.

Табл. 3. Допустимий струм для мідних проводів з гумовою і полівінілхлоридною ізоляцією при різних числах проводів в джгуті

Переріз жили, мм ²	1 пров.	2 пров.	3 пров.	4 пров.
2.5	30	27	25	25
4	41	38	35	30
6	50	46	42	40

10	80	70	60	50
16	100	85	80	75
25	140	115	100	90
35	170	135	125	115
50	215	185	170	150
70	270	225	210	185
95	330	275	255	225

Зміна допустимого струму в залежності від температуростійкості ізоляційної оболонки показано у табл. 4.

Табл.4. Допустимий струм для одножильних мідних проводів в залежності від температуростійкості ізоляції

Переріз жили, мм ²	Допустимий струм, А				
	60°C	70°C	85 до 90°C	105°C	125°C
2.5	17	25	30	35	40
4	22	35	40	45	50
6	29	45	50	60	70
10	40	65	70	90	100
16	54	90	100	130	150
25	71	120	140	170	185
35	87	160	185	210	225
50	105	210	230	270	300
70	135	265	285	330	360
95	165	310	330	390	410

Кабелі ФЕС повинні задовольняти необхідним умовам роботи при підвищених температурах, при будь-якій погоді та інтенсивної сонячної радіації, особливо в ультрафіолетовій області. Доцільно використовувати спеціально розроблені марки кабелів для фотоелектричних станцій – т.зв. «сонячні» кабелі.

Секційні і магістральні кабелі є кабелями постійного струму і тому від їхнього вибору залежить рівень електричних втрат та безпека роботи всієї станції. Втрати

визначаються падінням напруги між фотомодулями і інвертором. Згідно більшості стандартів фотоенергетики, прийнятим в різних країнах, загальне падіння напруги не повинно перевищувати 3%. При оптимальному виборі перерізів кабелів вдається знизити втрати по напрузі до 1% і менше. Втрата напруги в одножильному DC кабелі довжиною L обчислюється як:

$$\Delta V_{DC} = IR_0 L \quad (26)$$

де I – пропускається струм, R_0 – опір одиниці довжини струмопровідної жили. Відповідна потужність втрат дорівнює

$$P_{DC,loss} = I \Delta V_{DC} \quad (27)$$

Значення R_0 обчислюється через питомий об'ємний опір ρ як

$$R_0 = \frac{\rho}{s}, \text{ Ом/м} \quad (28)$$

де s – переріз дроту. Для міді при $T = 20^\circ\text{C}$ питомий опір $\rho = 0.017 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$. Часто при розрахунках кабельних ліній ФЕС використовують значення $\rho = 0.022 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$ для підвищених температури $T = 75^\circ\text{C}$.

5. Загальний алгоритм розрахунку АФЕС

Дефіцит електроенергії, який має покривати АФЕС, визначається різницею між добовими значеннями енергії споживання і генерації. В даній роботі будемо вважати, що найбільший дефіцит доводиться на найбільш несприятливий для регіонів України місяць – грудень, в якому рівень сонячної радіації найменший. Тому розрахунок складу обладнання АФЕС здійснюється на основі радіаційних даних для цього місяця.

При вирішенні задач цієї роботи рекомендуємо дотримуватись наступної послідовності дій:

1. Скласти список електрообладнання на стороні споживача і задати погодинний профіль добового навантаження $E_{AC}(t)$ в кВт·год. Розрахувати кількість електроенергії, яка споживається за добу $E_{AC,d}$.
2. Задати технічні параметри компонентів ФЕС, перш за все: ефективності (ККД) компонент обладнання, допустиму ступінь розряду акумуляторів DoD, а також азимутальну орієнтацію Z_s та кут нахилу β приймальної поверхні фотоелектричних модулів.
3. Для обраного географічного місця розташування ФЕС на основі довідникових багаторічних даних [4] створити текстові файли з погодинними значеннями

компонент $I_{Bn}(t)$, $I_B(t)$, $I_D(t)$ сумарної сонячної радіації (інсоляції) в грудні місяці (t – годинний інтервал) на інтервалі спостережень $[T_1, T_2]$. Приклад такого файлу див. у Додатку Б).

4. Побудувати в одному графічному вікні графіки $I_{Bn}(t)$, $I_B(t)$, $I_D(t)$, $I_R(t)$ (в кВт·год) на протязі всієї доби $t \in [0, 24]$
5. Для заданих z_s і β розрахувати погодинні значення загальної інсоляції $I_{tilted}(t)$ за допомогою формул Додатка А. При цьому врахувати відбиту від земної поверхні радіацію, користуючись довідниковими даними. Отримана залежність є фактично профілем інтенсивності радіації на приймальній поверхні.
6. Розрахувати середньодобову кількість пікових сонячних годин PSH :

$$PSH = \sum_{t \in [T_1, T_2]} I_{tilted}(t)$$

7. Побудувати ітераційну схему розрахунку потрібної потужності масиву фотомодулів, яка складається з наступних кроків:

7.1. Задати пробне значення загальної площі поля фотомодулів (див. формулу (13)), наприклад, як

$$S = E_{AC,d} / (\eta_{PV} PSH). \quad (29)$$

7.2. Визначити профіль генерації:

$$E_{PV}(t) = \eta_{PV} S \cdot I_{tilted}(t). \quad (30)$$

7.3. Обчислити зростання (зменшення) енергії на клемі АКБ (1).

7.4. Обчислити суму значень $\Delta E_{bat}(t)$ за всю добу:

$$\Delta E_{bat,tot} = \sum_{t \in [0, 24]} \Delta E_{bat}(t) \quad (31)$$

7.5. Ввести умовну точність розрахунку балансу $\varepsilon = E_{AC,d} \cdot 10^{-3}$. Якщо $\Delta E_{bat,tot} < -\varepsilon$, збільшити S на деяку величину $\delta S > 0$; якщо $\Delta E_{bat,tot} > +\varepsilon$, зменшити S на δS (величина δS встановлюється підбором, щоб збігалися ітерації, наприклад, $S = 0.01S$). Після цього повернутись до п. 7.2. Якщо $\Delta E_{bat,tot} \in [-\varepsilon, \varepsilon]$, закінчити ітерації, зафіксувавши отримане останнє значення площі ФМ S .

7.6. Підсумувати $E_{PV}(t)$ за весь день і визначити необхідну потужність масиву ФМ P_{inst} (формула (14)).

7.7. Обчислити добове значення енергії, яка була отримана від акумулятора (від'ємні $\Delta E_{bat}(t)$):

$$\Delta E_{bat}^< = \frac{1}{\kappa} \sum_{t_{\Delta E_{bat} < 0}} |\Delta E_{bat}(t)|, \quad (32)$$

де κ дорівнює кількості часових інтервалів в однієї години (в прикладі Додатку Б $\kappa=4$).

7.8. Знайти енергію повністю зарядженої акумуляторної батареї та необхідну номінальну ємність за формулами:

$$E_{bat,max} = \frac{\Delta E_{bat}^<}{DoD}, \quad Q_n = \frac{E_{bat,max}}{V_{bat,n}} \quad (33)$$

8. Вибрати тип фотомодулей, визначити їх параметри, обчислити їх приблизну кількість N_{PV} , виходячі з отриманого значення P_{inst} .
9. Вибрати тип інвертора (можна з функцією регулятора (контролера) заряду). За діапазоном вхідної напруги інвертора визначити кількість послідовно з'єднаних ФМ $N_{PV,ser}$, які підключаються до одного трекера інвертора (до одного входу). Визначити відповідне число паралельно включених серій ФМ $N_{PV,par}$.
10. Визначити кількість акумуляторних батарей, а також схему їх з'єднання (число паралельно і послідовно включених акумуляторів, а також загальну кількість акумуляторів).
11. Скласти електричну схему ФЕС.
12. Визначити типи кабелів (модульних, секційних, магістральних).
13. Виходячи з електричної схеми ФЕС та розташування її компонентів обчислюються втрати потужності в кабелях. Втрати не повинні перевищувати рівень 3%.

6.Додаток А. Довідкові відомості про сонячну радіацію

6.1 Сонячні кути

При обчисленні сонячної радіації використовується *горизонтальна система координат*, в якій Земля розглядається нерухомою, а Сонце обертається навколо Землі в системі координат, прив'язаної до Землі. (рис.А1). Положення Сонця щодо спостерігача, що знаходиться на Землі, можна характеризувати двома астрономічними кутами: *висотою підйому Сонця α* і *азимутом Сонця z* . Дамо також визначення інших сонячних кутів.

Кут схилення (declination) δ - це кут між напрямком на Сонце і екваторіальній площиною. Зміна кута схилення протягом року описується наближеною *формулою Купера*:

$$\delta = \delta_0 \sin \left[\frac{360}{365} (284 + N) \right], \text{ град} \quad (\text{A1})$$

де N - номер дня (починаючи з 1 січня), аргумент синуса береться в кутових градусах, а $\delta_0 = 23.45^\circ$ - максимальне схилення, рівне куту нахилу земної осі до екліптики (*екліптика* - площина обертання Землі навколо Сонця).

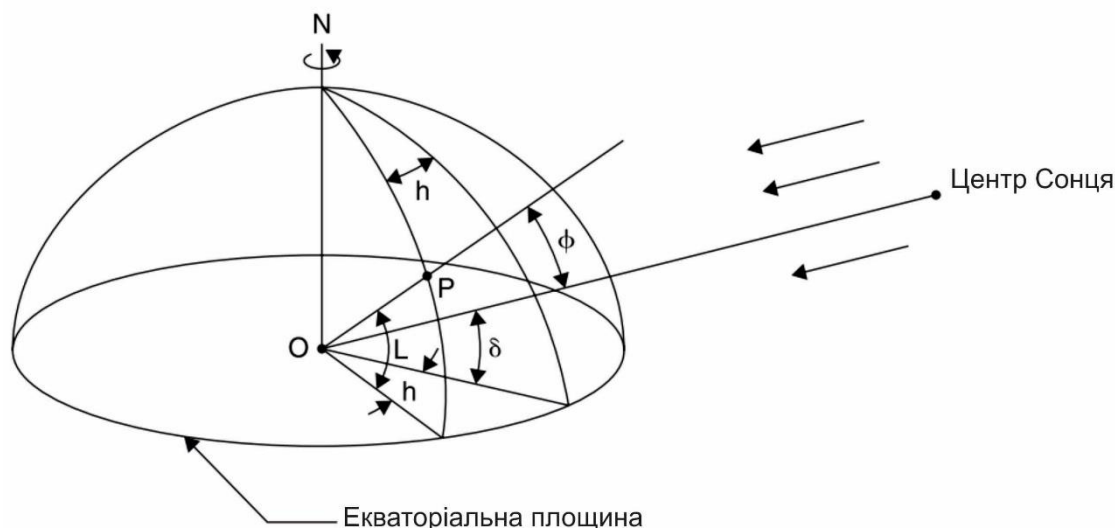


Рис.А1. Визначення широти і сонячних кутів

Величина δ додатна в літні місяці і від'ємна – у зимові. $\delta = 0$ в дні весняного і осіннього рівнодення, $\delta = \delta_0$ в день літнього сонцестояння і $\delta = -\delta_0$ в день зимового сонцестояння. Сонячне схилення в інженерних розрахунках можна розглядати як постійну величину протягом дня.

Справжній сонячний час TST (True Solar Time) визначається рухом Сонця по небосхилу і він відрізняється від того часу, який показують годинники. Очевидно він залежить від *місцевого стандартного часу* LST (Local Standard Time), тобто часу, який відраховується від *стандартного меридіана* SL (Standard Longitude) – центра даної часової зони. Окрім того, спостерігач знаходиться на своєму *локальному меридіані* (Local Longitude - LL). Внаслідок існування різниці ($LL - SL$) необхідно ввести поправку в поточний сонячний час, яка дорівнює $(LST - SL)/15$. Ділення на 15 відповідає тому, що Сонце за 1 годину зміщується на 15° довготи. Загальна формула для обчислення справжнього сонячного часу TST має вигляд:

$$TST = LST + \frac{(LL - SL)}{15} + \frac{ET}{60} - DS, \quad \text{год} \quad (A2)$$

де введені ще дві поправки. Перша – це *корекція часу* ET (т.зв. рівняння часу – Equation of Time), яка обумовлена нерівномірністю швидкості обертання Землі навколо своєї осі. Вона змінюється на протязі року і не перевищує за модулем 15 хвилин. Друга поправка, DS , це поправка на літній час: 0 або 1 (з кінця березня по кінець жовтня). В подальшому в даній роботі корекцію часу ET можна не враховувати внаслідок її малості.

Часовий кут h - визначається на екваторіальній площині як кут між проекцією меридіана точки спостереження і проекцією напрямку центр Землі – центр Сонця. Часовий кут описує меридіональну позицію Сонця в даний момент часу, тому він виражається через справжній сонячний час TST як

$$h = (TST - 12) \cdot 15, \quad \text{град} \quad (A3)$$

Значення h додатне після півдня та від'ємне до півдня, тобто додатним вважається відлік цього кута в напрямку за годинниковою стрілкою. У місцевий сонячний полудень, коли $TST = 12$ (кульмінація) часовий кут дорівнює нулю, та щогодини зростає на $360/24 = 15^\circ$.

Висота Сонця α – кут між сонячними променями в точку спостереження і горизонтальною площиною (рис. A2).

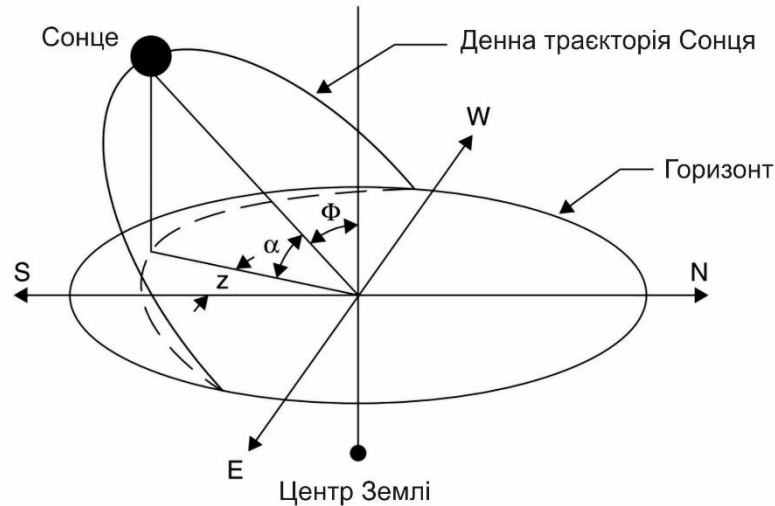


Рис.А2. Видима траєкторія Сонця від сходу до заходу

Зенітний кут Φ – кут між сонячним промінням і нормаллю до горизонтальної площині. Кути Φ і α доповнюють один одного:

$$\Phi + \alpha = \frac{\pi}{2} \quad (\text{A4})$$

Ці кути можна обчислити, використовуючи наступну формулу [Ошибка! Источник ссылки не найден., 1]:

$$\cos \Phi = \sin \alpha = \sin L \sin \delta + \cos L \cos \delta \cos h \quad (\text{A5})$$

де L – локальна широта, яка визначається як кут між лінією з центру Землі в точку спостереження та екваторіальній площиною. Рівняння (A5) описує рух Сонця по небосхилу.

Сонячний азимутальний кут z (рис.А2) - кут між проекцією сонячних променів на горизонтальну площину і напрямком на південь. Цей кут пов'язаний з рештою сонячних кутів співвідношеннями:

$$\cos z = \frac{\sin \alpha \sin L - \sin \delta}{\cos \alpha \cos L} \quad (\text{A6})$$

$$\sin z = \frac{\cos \delta \sin h}{\cos \alpha}$$

Знак z співпадає зі знаком годинного кута h . Обидві формули (A6) необхідні для коректного визначення квадранту азимуту у програмних обчисленнях. При цьому можна користуватись наступними умовами:

1. Якщо $\cos z > 0$, покласти $z = \arcsin z$.

2. Якщо $\cos z < 0$, то $z = 180^\circ - \arcsin z$ у випадку $\sin z > 0$,
або $z = -180^\circ - \arcsin z$ у випадку $\sin z < 0$.

У сонячний полудень Сонце за визначенням знаходиться точно на меридіані, через який проходить вісь північ-південь, і отже, сонячний азимут дорівнює 0° . Висота Сонця опівдні дорівнює

$$\alpha_{max} = \frac{\pi}{2} - L + \delta \quad (A7)$$

Час сходу і час заходу наступають, коли кут підйому $\alpha = 0$. З формули (A5) знаходимо, що годинниковий час, який відповідає цим подіям

$$\cos h_s = -\operatorname{tg} L \operatorname{tg} \delta$$

де h_s береться додатним на заході і від'ємним на сході. Якщо ці часи виразити у годинах, то для них отримаємо:

$$h_s = \pm \frac{1}{15} \arccos(-\operatorname{tg} L \operatorname{tg} \delta) \quad (A8)$$

де значення $\arccos$ береться в градусах. Для більш північних широт в деякі періоди року добуток $\operatorname{tg} L \operatorname{tg} \delta$ може виявитися по абсолютній величині більше 1. Це означає, що в ці періоди у розглянутій точці буде або полярна ніч ($-\operatorname{tg} L \operatorname{tg} \delta > 1$) або полярний день ($-\operatorname{tg} L \operatorname{tg} \delta < -1$). Для визначення границь цих періодів можна також використовувати (8), прирівнюючи $\operatorname{tg} L \operatorname{tg} \delta = \pm 1$, що відповідає $h_s = 0^\circ$ або $h_s = 180^\circ$. Тривалість світлового дня дорівнює $2|h_s|$.

6.2 Формули розрахунку інсоляції

Повна сонячна радіація на поверхні, перпендикулярній сонячним променям, дорівнює сумі нормальних компонент радіації: прямої I_{Bn} , дифузної I_{Dn} і відбитої I_{Rn} :

$$I_n = I_{Bn} + I_{Dn} + I_{Rn} \quad , \text{ Вт/м}^2 \quad (A9)$$

Потік прямої сонячної радіації на похилу поверхню записується у вигляді

$$I_{Bt} = I_{Bn} \cos \theta \quad (A10)$$

де θ – кут падіння, який дорівнює куту між сонячним променем і нормаллю до поверхні та дається формулою [1, 2]

$$\cos \theta = \cos \beta \sin \alpha + \sin \beta \cos \alpha \cos(z - z_s) \quad (A11)$$

де β – кут нахилу площадки до горизонтальної площини, α – висота сонця, z – азимут сонця, z_s – азимут проекції нормалі до площадки на горизонтальну площину (рис. А3). Азимути відраховуються від площини меридіана. Висота і азимут сонця визначаються наведеними вище формулами (А5) і (А6).

У цій роботі інсоляцію на протязі кожного дня треба розраховувати на основі довідкових метеоданих для горизонтальних погодинних компонент інсоляції у заданої місцевості [4, 10-13]. Щодобова інсоляція $W_{tot}(n)$, яка визначає енергію генерації $E_{PV}(n)$ за день n , розраховується як сума погодинних середніх значень інтенсивності радіації:

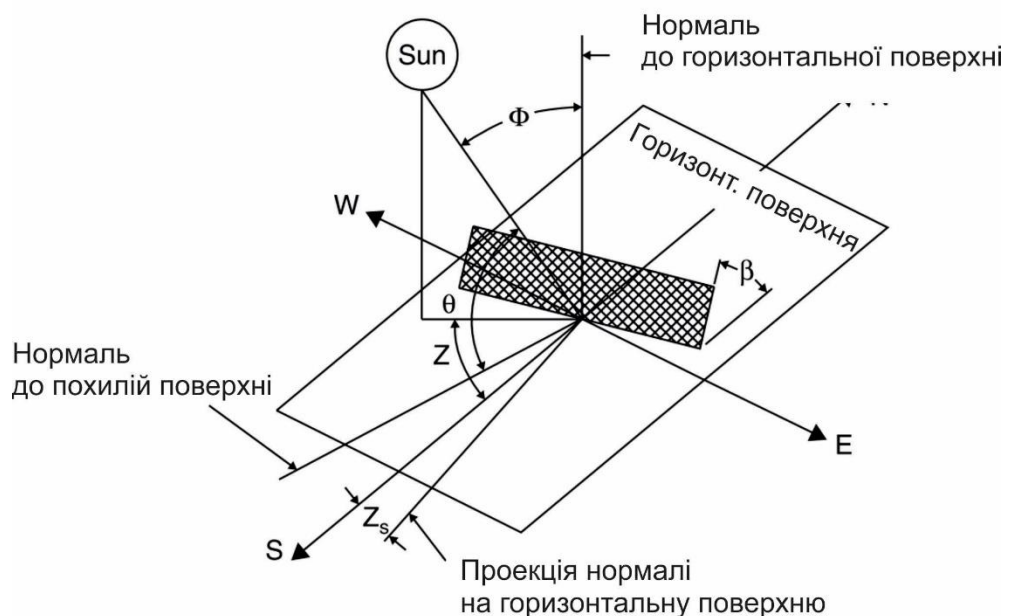


Рис.А3. Орієнтація приємний (похилій) поверхні

$$W_{tot}(n) = \Delta h \sum_i I(n,i) , \quad (A12)$$

де Δh – інтервал у годинах між сусідніми відліками (вимірюваннями), $I(n,i)$ – середнє значення радіації для i -го відліку n -го дня. Якщо інсоляцію вимірювати у кВт·год, то годинна інсоляція буде дорівнювати інтенсивності радіації у кВт.

Якщо у якості $I(n,i)$ в формулі (А12) розглядається радіація $I_t(n,i)$ на похилу поверхню, то інсоляція $W_{tot}(n)$ також відноситься до похилої поверхні. Від-

значимо, що інтенсивності прямої та дифузної радіації I_{Bt}, I_{Dt} на похилій поверхні виражаються через відповідні компоненти горизонтальної радіації I_B, I_D як [1 - 3]

$$I_{Bt} = R_B I_B, I_{Dt} = R_D I_D, \quad (A13)$$

де R_B, R_D – коефіцієнти транспозиції:

$$R_B = \frac{\cos \theta}{\cos \Phi}, \quad R_D = \frac{1}{2}(1 + \cos \beta) \quad (A14)$$

Як показують експериментальні дослідження в різних кліматичних зонах, оптимальний кут нахилу менше широти місцевості L на $10^\circ - 20^\circ$. Наприклад, у Німеччині для широти $L = 48^\circ$ оптимальним є кут $\beta = 30^\circ$. У північних широтах потрібно збільшувати кут нахилу, але потрібно пам'ятати, що зі збільшенням β зменшується дифузна компонента радіації, а вона істотна саме в похмурі дні, які переважають на півночі. При обчисленні суми погодинних значень радіації (A12) треба розраховувати кут падіння q за формулою (A11) у відповідну годину.

Інтенсивність випромінювання I_{Rt} , яке відбивається від ландшафту та падає на похилу поверхню, обчислюється як

$$I_{Rt} = \frac{1}{2}(1 - \cos \beta) \rho_g (I_B + I_D) \quad (A15)$$

де ρ_g – коефіцієнт відбиття, який приймає значення $\rho_g = 0.1 \div 0.7$ в залежності від природи відбиваючих об'єктів та календарного сезону.

Повна радіація на похилій поверхні дорівнює

$$I_t = I_{Bt} + I_{Dt} + I_{Rt}, \quad (A16)$$

де I_{Bt}, I_{Dt}, I_{Rt} подаються формулами (A13), (A15). Наведені вище формули для дифузної та відбитої радіації на похилій поверхні відносяться до відомої ізотропної моделі сонячної радіації [1, 2].

7.Додаток Б. Код розрахунку основних параметрів АФЕС за спрощеною схемою

Обчислення основних параметрів АФЕС:

```
clc
clear all
close all
global samples Ns

%% Локальні дані (Київ)
L=50+27./60;
LLong=30+31./60;
SL=45;
zd=0; beta = 40; % азимут і нахил панелей ФМ
samples=18; % кількість годинних інтервалів у довідникових даних
t0=3.5; % час першого відліку (між 3 та 4 годинами)
[x,Ibn]=insol('Kiev/Borispol_Ibn.dat');% Пряма норм
[x,Ib]=insol('Kiev/Borispol_Ib.dat'); % Пряма горизонт
[x,Id]=insol('Kiev/Borispol_Id.dat'); % Диффузна горизонт
ro=load('Kiev/Borispol_R.dat'); % Альbedo (%), середньомісячне
Ir=(Ib+Id)*ro(12)/100; % відбите випромінювання

n_middle=350; %номер дня всередині грудня (15-е число)
delta=23.45*sind(360*(n_middle+284)/365); %кут схилення
sL=sind(L); cL=cosd(L);
sD=sind(delta); cD=cosd(delta);
cBeta=cosd(beta); sBeta=sind(beta);
B=360*(n_middle-81)/365;
ET=9.87*sind(2.*B)-7.53*cosd(B)-1.5*sind(B); % рівнянн часу, хв.
h=zeros(1,Ns); % вектор годинного кута
H_rise=-acosd(-tand(delta)*tand(L))/15;% час сходу
H_set=-H_rise;% час заходу

figure(1)
plot(x, Ibn, x, Ib, x, Id, x, Ir)
grid on
axis([0 24 0 0.13])
legend ('Ibn','Ib','Id','Ir')

%% Інсоляція на приймальну поверхню
% - розраховуємо на дрібному масштабі часу (15 хв.),
% як при інтерполюванні:
nh=t0:0.25:(t0+samples-1);

% I_tilted - змінна для інсоляції на нахилену поверхню,
% всього Ns ненульових значень:
I_tilted=zeros(1,Ns);

for j=1:Ns %номер відліку
```

```

TST=nh(j)+ET/60+(LLong-SL)/15; % справжній сонячн час, год.
h(j)=(TST-12)*15; %годинний кут
cF=sL*sD+cL*cD*cosd(h(j));
F(j)=acosd(cF); % зенітний кут
sF= sind(F(j));
cZ=(cD*sL*cosd(h(j))-sD*cL)/sF;
z(j)=acosd(cZ); % азимутальний кут сонця
if h(j)<0
    z(j)=-z(j);
end
% Треба враховувати, що коли сонце нижче горизонту (F>90)---
% або з тильного боку панелей (кут падіння>90),-----
% є тільки дифузна та відбита компоненти.-----
% Кут падіння=90град, коли змінна sun_back дорівнює cosd(z(j)-zd):
sun_back=-cF*cBeta/(sF*sBeta);
if abs(F(j))>=90 || cosd(z(j)-zd)<sun_back
    I_tilted(j)=Id(j)*(1+cBeta)/2+Ir(j)*(1-cBeta)/2;
% Коли промені спрямовані на фронтальну поверхню панелі:
else
    cTeta=cBeta*cF+sBeta*sF*cosd(z(j)-zd);%косинус кута падіння
    I_tilted(j)=Ibn(j)*cTeta+Id(j)*(1+cBeta)/2+Ir(j)*(1-
cBeta)/2;
end
end
PSH=sum(I_tilted)/4;

% Розширення профіля інсоляції за часом на всю добу:
x1=0:0.25:3.25;
x2=20.75:0.25:23.75;
t=[x1 nh x2]; % часова вісь 0:0.25:24
Lt=length(t);
I1=zeros(1,length(x1));
I2=zeros(1,length(x2));
I_tilted=[I1 I_tilted I2];

%% Параметри ФЕС
DoD=0.7; % допустима ступінь розряджання
eta_PV=0.18; % ККД PV
eta_B=0.95; % ККД АКБ
eta_i=0.95; % ККД інвертора
eta_r=0.85; % ККД регулятора
Vbat=12; % Номінальна напруга АКБ
k_selfdisch=0.004; %коефіцієнт саморозряджання
E_AC=10; % Середньодобове навантаження, кВт.год

%% Погодинні профілі
S=E_AC/(eta_PV*PSH); % пробне S - площа ФМ
E_PV=eta_PV*S*I_tilted; % профіль генерації
% E_AC=E_AC*ones(1,length(x))/24; % погодинне навантаження
E_AC=E_AC*ones(1,Lt)/24; % погодинне навантаження
dEbat=eta_r*E_PV-E_AC/eta_i; % енергія на заряджання АКБ

```

```

%% Визначення потужності АФЕС
deficit=sum(dEbat/4);
flag=true;
count=0;
err=1e-2;
while (flag)
    if deficit<-err
        S=S*1.005;
    elseif deficit>err
        S=S*0.995;
    else
        S_opt=S;
        flag=0;
        break
    end
    E_PV=eta_PV*S*I_tilted;
    dEbat=eta_r*E_PV-E_AC/eta_i;
    deficit=sum(dEbat/4);
    count=count+1;
end

E_PV_total=sum(E_PV)/4;
P_inst=E_PV_total/PSH; % Установча потужність
I_total=I_tilted*S; % Профіль інсоляції на поверхні ФМ станції
X = sprintf('Неузгодженість: %g, кількість ітерацій: %d',deficit,count);
disp(X)
X = sprintf('Площа ФМ: %g, потужність АФЕС: %g,кВт',S_opt,P_inst);
disp(X)

figure(2)
plot(t, dEbat,'r', t,E_AC,'k', t,eta_PV*I_total,'--b','LineWidth',1.2)
axis([0 24 -1 3])
legend ('Заряджання АКБ','Навантаження','Фотогенерація')
title ('Погодинний енергетичний баланс АФЕС')
xlabel('t, год')
ylabel('кВт.год ')
grid on

%% Визначення ємності АКБ:
Ed=0; Ec=0;
for i=1:Lt
    if dEbat(i)<0
        Ed=Ed+dEbat(i);
    else
        Ec=Ec+dEbat(i);
    end
end
Ebat_ch=Ec/4; Ebat_disch=Ed/4;

```

```

Ebat_n=(Ebat_ch+abs(Ebat_disch))/(DoD*(1-k_selfdisch)); % Енергія
АКБ номінальної ємності, кВт.год
Qbat=(Ebat_n/Vbat)*1000; % Номінальна ємність АКБ, А.год

% Змінення енергії заряду в АКБ на протязі доби:
Ebat=zeros(1,Lt);
k_selfdisch_24=k_selfdisch/24;
for i=1:Lt-1
    Ebat(i+1)=Ebat(i)+dEbat(i)*(1-k_selfdisch_24)/4;
end
Emin=min(Ebat); Emax=max(Ebat);
Ebat=(1-DoD)*Emax/DoD-Emin/DoD+Ebat;

X = sprintf('Енергія АКБ: %g,кВт.год, Ємність АКБ: ...
%g,А.год',Ebat_ch,Qbat);
disp(X)

figure(2)
plot(t, dEbat,'r', t,E_AC,'k', t,eta_PV*I_total,'--b', t, Ebat/10,
':k', 'LineWidth', 1.2)
axis([0 24 -1 3])
legend('Заряджання АКБ','Навантаження','Фотогенерація',...
'Енергія АКБ*10')
title ('Погодинний енергетичний баланс АФЕС')
xlabel('t, год')
ylabel('кВт.год ')
grid on

```

Функція insol:

```

function [X,Y] = insol(str)
global samples Ns
% Завантаження даних з радіації:
data=load(str); % Пряма норм
% Вибір 12-го місяця та приведення до кВт.год/м2:
data=data(12,:)*1000/3600;
xd=3.5:1:20.5; % інтервал довідникових даних
xq=0:0.25:samples-1;
xq=3.5+xq; % інтервал даних у дрібному масштабі
Ns=4*(samples-1)+1; % кількість точок інтерполювання
X=xq;
Y=pchip(xd,data,xq); % інтерполювання поліномами Ерміта
end

```

Файли даних з інсоляції

Текстові файли даних для сум сонячної радіації записуються в наступному форматі (приклад для Івп, Бориспіль):

0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.15	0.38	0.59	0.69	0.69	0.61	0.46	0.26	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.38	0.54	0.67	0.74	0.74	0.69	0.59	0.44	0.15	0.00	0.00	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.12	0.44	0.67	0.84	0.95	1.00	1.00	0.95	0.84	0.67	0.44	0.12	0.00	0.00	0.00
0.00	0.00	0.16	0.49	0.79	1.00	1.13	1.13	1.13	1.10	1.07	1.00	0.87	0.69	0.38	0.11	0.00	0.00
0.00	0.13	0.56	0.87	1.13	1.36	1.46	1.46	1.41	1.36	1.31	1.23	1.13	0.92	0.67	0.36	0.07	0.00
0.01	0.38	0.77	1.13	1.36	1.54	1.64	1.64	1.59	1.51	1.43	1.33	1.20	1.05	0.82	0.56	0.26	0.01
0.00	0.18	0.69	0.97	1.20	1.38	1.51	1.46	1.41	1.36	1.31	1.23	1.13	0.92	0.72	0.46	0.15	0.00
0.00	0.03	0.41	0.79	1.15	1.43	1.56	1.51	1.46	1.41	1.36	1.28	1.15	0.90	0.56	0.20	0.02	0.00
0.00	0.00	0.04	0.41	0.82	1.20	1.43	1.43	1.41	1.36	1.28	1.18	1.02	0.72	0.33	0.03	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.01	0.26	0.61	0.87	0.97	1.00	1.00	0.92	0.82	0.67	0.33	0.02	0.00	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.20	0.36	0.46	0.51	0.51	0.46	0.36	0.20	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.18	0.23	0.33	0.41	0.41	0.33	0.23	0.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

8. Література

8.1 Основна література

1. Kalogirou S. A.. Solar Energy Engineering: Processes and Systems / London: Academic Press, 2009. – 760 p.
2. Duffie J.A., Beckman W.A. Solar Engineering of Thermal Processes. 4th edition / Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2013. – 910 p. (Переклад: Даффи Дж.А., Бекман У.А. Тепловые процессы с использованием солнечной энергии /М.: Мир, 1977. – 420 с.)
3. A. McEvoy, T. Markvart, L. Castaner. Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications. Second Ed. / Oxford: Elsevier, 2012. – 1224 p.
4. Научно-прикладной справочник по климату СССР. Серия 3. Многолетние данные. Части 1—6, Выпуск 10. Украинская ССР/ Л.: Гидрометеиздат, 1990. – 605 с.
5. ДСТУ 2275-93. Енергоощадність. Нетрадиційні та поновлювані джерела енергії. Терміни та визначення / К.: Держстандарт України, 1994.–52с.
6. P. Viveros, F. Wulff, F. Kristjanpoller et al. Sizing of a Standalone PV System with Battery Storage for a Dairy: A Case Study from Chile (Review Article) //Hindawi Complexity, Vol. 2020, Article ID 5792782, 17 pages, <https://doi.org/10.1155/2020/5792782>.
7. T. Khatib, I.A. Ibrahim, A. Mohamed. A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system //Energy Conversion and Management 120 (2016) 430–448.

8.2 Допоміжна література

8. Г.М. Гаєвська, О.Ю. Гаєвський. Розробка програмного забезпечення для оптимізації параметрів фотоелектричних станцій. II. Компонентний склад станції в залежності від кута нахилу фотомодулей // Відновлювана енергетика. – 2017. - №3(50), с. 22-34.
9. Luque A., Hegedus S. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering /John Wiley & Sons, 2003. – 1179 p.

10. Photovoltaic Geographical Information System [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html - Назва з екрана.
11. PVGIS data sources & calculation methods [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-photovoltaic-geographical-information-system/getting-started-pvgis/pvgis-data-sources-calculation-methods_en - Назва з екрана.
12. NOAA. Total Solar Irradiance [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ngdc.noaa.gov/stp/solar/solarirrad.html> - Назва з екрана
13. Surface meteorology and Solar Energy (архив NASA) [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/global.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>