

УДК 658.512.24:620.91:620.92

О.Ю.Гаєвський, докт.фіз.-мат.наук, **О.В.Ушкаленко** (Національний технічний університет України "КПІ", Київ)

Методика розрахунку на основі балансу енергії автономної фотоелектричної станції

Розроблено метод розрахунку автономної фотоелектричної станції (ФЕС), який ґрунтується на рівняннях щодобового балансу енергії та основних схемах розподілення потоків потужності між компонентами станції та навантаженням. Метод може бути застосований до будь-яких профілів навантаження і фотогенерації та будь-якого режиму роботи ФЕС.

Ключові слова: фотоелектрична станція, баланс енергії, акумуляторні батареї, фотомодулі, конструювання ФЕС.

Разработан метод расчета фотоэлектрической станции (ФЭС), который базируется на уравнениях суточного баланса энергии и основных схемах распределения потоков мощности между компонентами станции и нагрузкой. Метод может быть применен для любых профилей нагрузки и фотогенерации, а также любого режима работы ФЭС.

Ключевые слова: фотоэлектрическая станция, баланс энергии, аккумуляторные батареи, фотомодули, конструирование ФЭС.

1. Вступ. Фотоелектричні системи широко застосовуються для автономного енергозабезпечення об'єктів, підключення яких до електричних мереж неможливе або не планується. ФЕС можуть задовольняти потреби в електроенергії у безпосередній близькості до точки електрогенерації, але при цьому ФЕС повинні мати достатню кількість фотопанелей і акумуляторів, щоб забезпечити надійну роботу системи в автономному режимі. Визначення кількості зазначених компонент або, іншими словами, розмірів ФЕС ("sizing" of PV systems) являє собою основну задачу при проектуванні станції [1–3]. Існує безліч підходів до розв'язання цієї задачі, які можна умовно розділити на енергетичні та статистичні. Перші ґрунтовані на енергетичних співвідношеннях, що описують роботу ФЕС на різних тимчасових інтервалах [1–4], а другі – на стохастичних моделях фотогенерації [5, 6], на критеріях надійності роботи, яка оцінюється у термінах імовірності припинення електропостачання навантаження (Loss of Load Probability, LLP) [7–9], на статистичній обробці супутникових даних [10, 11], на моделях штучних нейронних мереж [12], або на інших статистичних моделях та критеріях.

Енергетичні підходи є традиційними при розрахунках автономних ФЕС. Найбільш простими в цій групі є розрахунки, при яких не враховується

випадковий характер фотогенерації і навантаження. Найчастіше в таких розрахунках використовується модель найбільш "несприятливого місяця" [1–3, 13], згідно з якою обчислюється енергетичний баланс за місяць із найменшою інсоляцією і визначаються відповідні параметри автономної ФЕС. Вважається, що якщо станція зможе працювати в несприятливий місяць, то вона працюватиме і в іншу частину року. Очевидно, що такий підхід приводить до завищених вимог до устаткування і неоптимальної вартості ФЕС. Тому доцільнішим є облік зміни щодобової інсоляції впродовж тривалого циклічного кліматичного періоду, наприклад, року [4, 5]. Проте в роботах, що оперують щодобовими значеннями інсоляції, не використовуються строгі рівняння енергетичного балансу для тривалих періодів. У цій роботі такі рівняння записані з урахуванням основних схем розподілу потоків потужності між фотомодулями, навантаженням і системою акумуляування. При цьому вхідними даними є параметри устаткування та усереднені щодобові профілі інсоляції та навантаження. Замість числа несприятливих днів вводиться точніший кількісний критерій для визначенні ємності акумуляторної батареї (АБ). Запропонований підхід дозволяє коректно врахувати щодобову різницю між генерованою та споживаною енергією, а також зміни

кумулятивної енергії АБ упродовж тривалого періоду роботи ФЕС.

2. Основні режими ФЕС і рівняння балансу енергії. Будемо розглядати автономну ФЕС, яка має у своєму складі основні компоненти, показані на рис. 1.

У процесі експлуатації автономної фотоелектричної системи можливі три основні схеми розподілу потоків потужності через регулятор заряду – залежно від наявності або відсутності фотогенерації і співвідношення рівня генерації та рівня споживання:

1. У світлий час доби, коли потужність, що генерується, перевершує потужність навантаження. Тоді фотомодулі живлять навантаження і заряджають акумулятори (рис. 2а).

2. У світлий час, коли генерація невелика і недостатня для покриття навантаження, інвертор споживає потужність як від ФМ, так і від АБ (рис. 2б).

3. У темний час доби, а також у дні "без сонця" (так називаються дні, коли генерація практично відсутня), електроенергія потрапляє в інвертор і навантаження від АБ (рис. 2в).

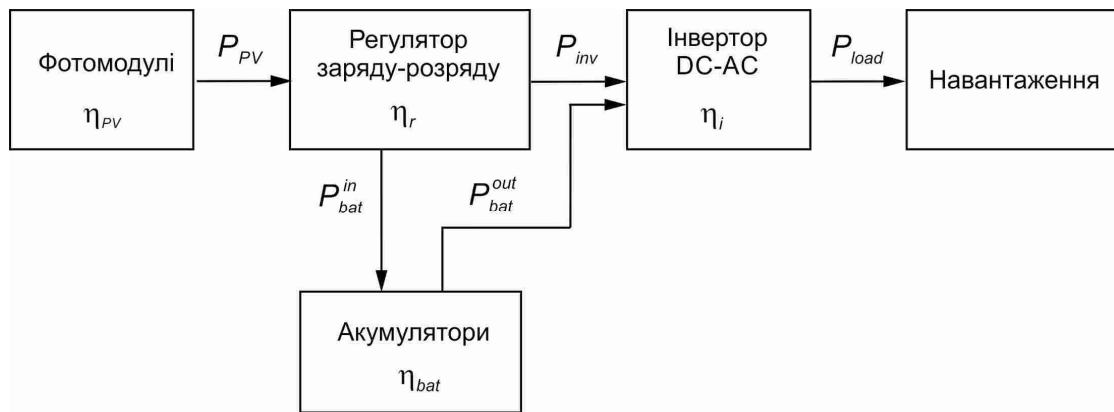


Рис. 1. Компоненти автономної ФЕС і потоки потужності: P_{PV} – сумарна потужність ФМ, що надходить на вхід регулятора; P_{inv} – сумарна потужність, що спрямовується до інвертора від регулятора; P_{load} – потужність, споживана навантаженням; P_{bat}^{in} і P_{bat}^{out} – потоки потужності обміну з АБ. У прямокутниках вказані ККД компонентів.

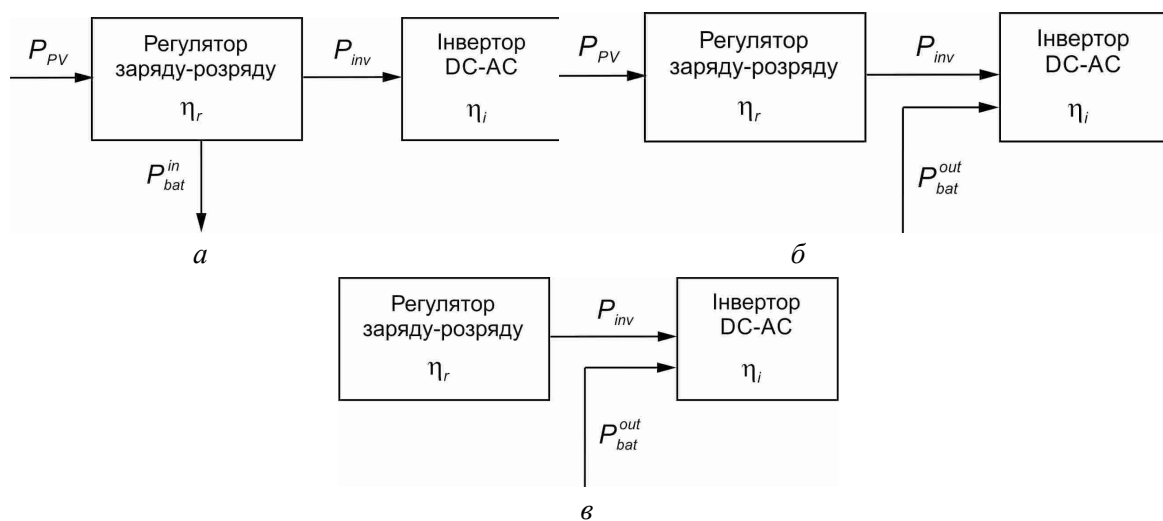


Рис. 2. Режими розподілу потоків потужності ФЕС: а – світлий час, генерація покриває навантаження; б – світлий час, генерація недостатня для живлення навантаження; в – темний час, генерація відсутня.

Розглянемо рівняння балансу для зазначених трьох режимів розподілу потоків потужності. Введемо наступні позначення для компонент енергії:

E_{pv} – енергія, що надходить від фотомодулів у регулятор;

E_{bat}^{out} – частина енергії заряду АБ, яка витрачається на створення вихідного потоку P_{bat}^{out} ;

E_{bat}^{in} – енергія заряду, яка додається в АБ за рахунок потоку P_{bat}^{in} з регулятора;

E_{load} – енергія, що надходить у навантаження.

Зазначені компоненти енергії є випадковими величинами, які залежать від рівня радіації, що має нерегулярний характер, від температури фотопанелей, від потужності навантаження і від ряду інших параметрів. Тому генерацію і споживання слід розглядати як випадковий процес, який задається сукупністю (ансамблем) функцій часу $\{E_{PV}(t)\}, \{E_{load}(t)\}$ і т.д. Ці ансамблі підкоряються певним статистичним закономірностям, якщо складові їх функції відображають залежності для одного і того ж сезонного або річного інтервалу часу.

Будемо розглядати співвідношення компонент енергії для інтервалу, що дорівнює періоду роботи в році з номерами днів $n = 1, 2, \dots, 365$. Узагальнення на будь-який інший інтервал роботи, наприклад, на літні місяці або на весну-літосінь, не становить труднощів. Кожну випадкову величину, наприклад, $E_{PV}(t)$, можна представити як суму середнього по ансамблю $\overline{E_{PV}}(n)$ і флуктуації $\delta E_{PV}(t)$:

$$E_{PV}(t) = \overline{E_{PV}}(n) + \delta E_{PV}(t).$$

Тут $\overline{E_{PV}}(n)$ – середнє значення для n -го дня, знайдене як середнє від наявних значень в ансамблі $\{E_{PV}(t)\}$; $\delta E_{PV}(t)$ – зміни протягом доби щодо середньодобового значення $\overline{E_{PV}}(n)$. В подальшому будемо оперувати середніми значеннями $\overline{E_{PV}}(n)$, $\overline{E_{load}}(n)$, $\overline{E_{bat}^{out}}(n)$ і $\overline{E_{bat}^{in}}(n)$.

Щоденне навантаження повинна забезпечувати PV -генерація та/або енергія від акумулятора. Рівняння балансу для кожної з трьох схем (рис. 2) виглядають наступним чином:

$$\frac{1}{\eta_{inv}} \overline{E_{load}}(n) = \eta_{reg} \overline{E_{PV}}(n) - \frac{1}{\eta_c} \overline{E_{bat}^{in}}(n), \quad (1a)$$

$$\frac{1}{\eta_{inv}} \overline{E_{load}}(n) = \eta_{reg} \overline{E_{PV}}(n) + \eta_d \overline{E_{bat}^{out}}(n), \quad (1б)$$

$$\frac{1}{\eta_{inv}} \overline{E_{load}}(n) = \eta_d \overline{E_{bat}^{out}}(n), \quad (1в)$$

де η_{reg} – ККД регулятора; η_c, η_d – ККД акумулятора для процесів заряду і розряду. При складанні рівнянь (1) вважається, що в будь-який із днів n ФЕС може працювати тільки в одному із трьох перерахованих режимів.

Річний баланс енергії складається із щоденних балансів (1a)–(1в) між енергіями споживання, генерації та обміну з акумуляторною системою. Підсумовуючи ці енергії для всіх днів у році, коли станція працювала в режимах "а", "б" і "в", отримаємо співвідношення:

$$\begin{aligned} \frac{1}{\eta_{inv}} \sum_{n \in \{a, б, в\}} \overline{E_{load}}(n) &= \eta_{reg} \sum_{n \in \{a, б\}} \overline{E_{PV}}(n) - \\ &- \frac{1}{\eta_c} \sum_{n \in \{a\}} \overline{E_{bat}^{in}}(n) + \eta_d \sum_{n \in \{б, в\}} \overline{E_{bat}^{out}}(n). \end{aligned} \quad (2)$$

Позначимо сумарну енергію заряду, який надходив в АБ протягом року, і енергію заряду, що виходив з АБ, як $E_{\Sigma, bat}^{in}$ і $E_{\Sigma, bat}^{out}$ відповідно:

$$E_{\Sigma, bat}^{in} = \sum_{n \in \{a\}} \overline{E_{bat}^{in}}(n), \quad E_{\Sigma, bat}^{out} = \sum_{n \in \{б, в\}} \overline{E_{bat}^{out}}(n). \quad (3)$$

Якщо має місце річний баланс заряду в АБ, тобто заряд в останній день року дорівнює заряду в перший день року, то

$$E_{\Sigma, bat}^{in} = E_{\Sigma, bat}^{out}. \quad (4)$$

Введемо аналогічні (3) сумарні величини для спожитої $E_{\Sigma, load}$ і виробленої енергії $E_{\Sigma, PV}$:

$$\begin{aligned} E_{\Sigma, load} &= \sum_{n \in \{a, б, в\}} \overline{E_{load}}(n), \\ E_{\Sigma, PV} &= \sum_{n \in \{a, б\}} \overline{E_{PV}}(n) \end{aligned} \quad (5)$$

та отримаємо замість (2) наступне рівняння:

$$\frac{1}{\eta_{inv}} E_{\Sigma,load} = \eta_{reg} E_{\Sigma,PV} - \left(\frac{1}{\eta_c} - \eta_d \right) E_{\Sigma,bat}^{in}. \quad (6)$$

Перший доданок у правій частині (6) – це сумарна енергія на виході регулятора заряду, а другий – сумарна енергія втрат, пов'язаних із процесами заряду-розряду АБ:

$$\Delta E_{\Sigma,bat} = \left(\frac{1}{\eta_c} - \eta_d \right) E_{\Sigma,bat}^{in}. \quad (7)$$

Таким чином, сумарна енергія, що генерується ФМ за рік, повинна дорівнювати:

$$E_{\Sigma,PV} = \frac{1}{\eta_{reg}} \left(\frac{1}{\eta_{inv}} E_{\Sigma,load} + \Delta E_{\Sigma,bat} \right). \quad (8)$$

На рис. 3 показано приклад зміни протягом року середніх значень енергії щодобової генерації $\eta_{reg} \overline{E_{PV}}(n)$ на вході інвертора та енергії споживання $\frac{1}{\eta_{inv}} \overline{E_{load}}(n)$, яка повинна надходити в інвертор.

Різницю цих енергій позначимо так:

$$\Delta E_{inv} = \eta_{reg} \overline{E_{PV}}(n) - \frac{1}{\eta_{inv}} \overline{E_{load}}(n). \quad (9)$$

Дні з $\Delta E_{inv} > 0$ показані на рис. 3 вертикальним штрихуванням, а дні з $\Delta E_{inv} < 0$ – похилим

штрихуванням. Площа вертикально заштрихованої області відповідає енергії $\frac{1}{\eta_c} E_{\Sigma,bat}^{in}$, тобто енергії, яка витрачається на заряд АБ і втрати. Площа області з похилим штрихуванням відповідає енергії $\eta_d E_{\Sigma,bat}^{out} t$, яка забезпечується розрядом АБ. На цьому рисунку підписані області режимів "а", "б" і "в", а також позначені рівні середньорічних значень енергії споживання і генерації на вході інвертора:

$$\begin{aligned} \frac{1}{\eta_{inv}} \langle E_{load} \rangle &= \frac{1}{365 \eta_{inv}} E_{\Sigma,load}, \\ \eta_{reg} \langle E_{\Sigma,PV} \rangle &= \frac{\eta_{reg}}{365} E_{\Sigma,PV}. \end{aligned} \quad (10)$$

3. Установча потужність ФЕС та параметри її компонентів. Основними параметрами, які необхідно визначити в ході розрахунку ФЕС, є кількість фотоелектричних модулів N_{PV} і ємність системи акумуляторних батарей Q_{bat} . Для цього потрібно оцінити енергію щодобової фотогенерації $\overline{E_{PV}}(n)$. Визначимо цю енергію через енергію повної сонячної радіації $W_{tot}(n)$, що приходить на одиницю площі за день:

$$\overline{E_{PV}}(n) = \eta_G W_{tot}(n) S, \quad (11)$$

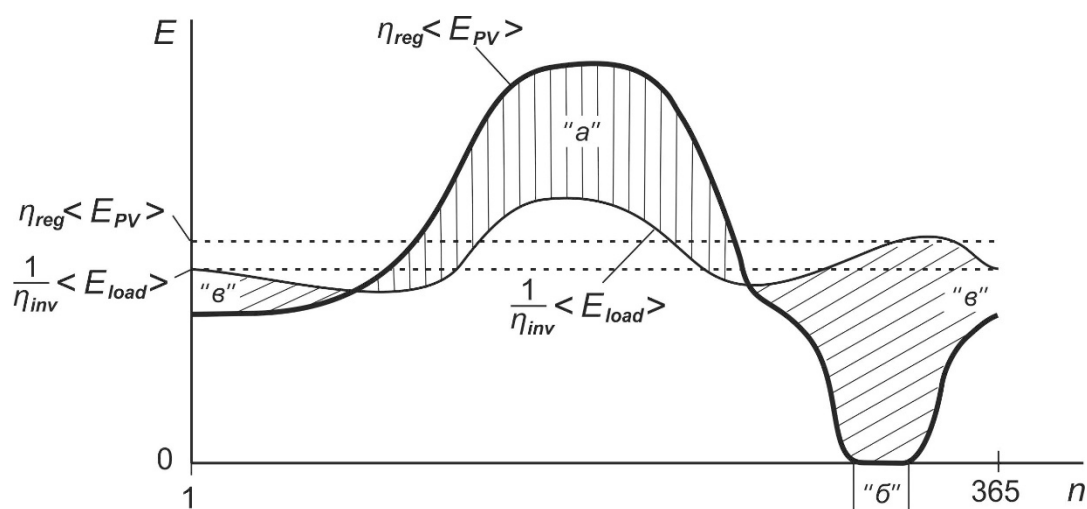


Рис. 3. Приклад зміни протягом року енергії щодобової генерації $\eta_{reg} \overline{E_{PV}}(n)$ на вході інвертора та енергії споживання $\frac{1}{\eta_{inv}} \overline{E_{load}}(n)$, яка має надходити в інвертор.

вання $\frac{1}{\eta_{inv}} \overline{E_{load}}(n)$, яка має надходити в інвертор.

де S – сумарна площа фотопанелей; $\eta_G(n_i)$ – ККД генератора, який дорівнює:

$$\eta_G = \eta_{PV} k_{loss} k_{PV}(T), \quad (12)$$

де η_{PV} – ККД фотопанелей в умовах STC (див. наступний розділ); $k_{PV}(T)$ – температурний коефіцієнт потужності, який описує падіння потужності ФМ зі зростанням температури навколишнього повітря і апроксимується лінійною функцією виду:

$$k_{PV}(T) = 1 - \alpha \left(T - T_{STC} + \frac{T_0 - 20}{800} G_{tot} \right), \quad (13)$$

де α – температурний коефіцієнт зміни ККД фотомодулів, який для кремнієвих кристалічних елементів знаходиться в інтервалі 0,004-0,006/°C, а для тонкоплівкових елементів в інтервалі 0,002-0,003/°C. У формулі (13) T_0 – номінальна температура роботи фотоелектричних комірок. Відзначимо, що формула (13) виводиться з умови балансу теплової енергії та енергії випромінювання, поглиненої у ФЕ-комірці. При розрахунку $k_{PV}(T)$ в якості температури T можна обрати середню температуру повітря в години "пікового сонця", а замість G_{tot} підставити G_{STC} .

Коефіцієнт k_{loss} у формулі (12) описує електричні втрати в кабельних лініях, втрати потужності внаслідок забруднення поверхні фотопанелей пилом (3-5%), пташиними екскрементами, опалим листям, а також втрати внаслідок нееквівалентності фотомодулів (2-4%).

Щодобовий прихід сонячної радіації зручно виражати через число "годин пікового сонця" t_{PSH} (Peak Solar Hours, PSH), тобто число годин із радіацією 1000 Вт/м², протягом яких набирається така ж енергія сонячного випромінювання, що й за добу:

$$t_{PSH}(n_i) = \frac{W_{tot}(n_i)}{1000}. \quad (14)$$

Тоді для енергії фотогенерації $\overline{E_{PV}}(n)$ (11) маємо:

$$\begin{aligned} \overline{E_{PV}}(n) &= 1000 \eta_G t_{PSH}(n) S \approx \\ &\approx k_{loss} k_{PV}(\overline{T}_i) t_{PSH}(n) P_{m,PV} N_{PV}, \end{aligned} \quad (15)$$

де введені такі позначення: S_0 – площа поверхні модуля; $P_{m,PV}$ – пікова (номінальна) потужність одного ФМ, яку можна виразити як $P_{m,PV} = 1000 \eta_{PV} S_0$.

Враховуючи вирази для $E_{\Sigma,PV}$ (8) і $\overline{E_{PV}}(n)$ (15), знайдемо необхідну установчу потужність ФЕС:

$$P_{inst,PV} = \frac{E_{\Sigma,load} + \eta_{inv} \Delta E_{\Sigma,bat}}{\eta_{reg} \eta_{inv} k_{loss} \sum_i k_{PV}(\overline{T}_i) t_{PSH}(n_i)}. \quad (16)$$

У чисельнику дробу (16) є два доданки: сумарна енергія, спожита навантаженням за рік $E_{\Sigma,load}$, і величина, пропорційна втратам на заряд-розряд $\Delta E_{\Sigma,bat}$. Перший доданок обчислюється на основі профілю навантажень, а другий визначається в результаті розрахунку акумуляторної системи.

Основною характеристикою ФМ є номінальна потужність $P_{0,PV}$, тобто електрична потужність, що генерується при стандартних тестових умовах (Standard Testing Conditions, STC): $G_{STC} = 1000$ Вт/м², $T_{STC} = 25^\circ\text{C}$. Потужність, яка знімається з одиниці площі ФМ, дорівнює $P_0 = P_{0,PV} / S_0$, де S_0 – площа

одного модуля. Через P_0 записується ККД модуля $\eta_{PV} = P_0 / 1000$, Вт, або $\eta_{PV} = P_0$, якщо P_0 виражається у кіловатах. Слід зазначити, що номінальна потужність фотомодулів $P_{0,PV}$ визначається як пікова потужність $P_{m,PV}$ по постійному струму. Насправді ФМ працюють, як правило, при більш низьких середніх значеннях радіації та більш високих температурах (наприклад, у сонячний день це може бути 800 Вт/м² і 50°C). Оскільки потужність ФМ пропорційна інтенсивності радіації, а падіння потужності ФМ на кожні 10°C підвищення температури становлять приблизно 5%, реальні значення потужності, що генерується, істотно менші пікової потужності при STC. Виробники модулів гарантують, як правило, відхилення від заявленої пікової потужності не більше, ніж на 5% (у меншу сторону). Це значення

$P_{m,init} = 0,95P_{m,PV}$ називається початковою гарантованою піковою потужністю. У процесі експлуатації модулів їх потужність знижується, тому виробники повинні гарантувати, що номінальна потужність ФМ буде дорівнювати:

$$P_{0,PV} = 0,9P_{m,init} \text{ – через 10 років;}$$

$$P_{0,PV} = 0,8P_{m,init} \text{ – через 25 років.}$$

Виходячи з установчої потужності (16), визначається кількість необхідних фотомодулів:

$$N_{PV} = \frac{P_{inst,PV}}{P_{m,init}}. \quad (17)$$

При визначенні числа фотомодулів N_{PV} слід враховувати можливе відхилення від заявленої пікової потужності на 5% у меншу сторону, тобто треба використовувати гарантовану пікову потужність $P_{m,init}$ замість $P_{m,PV}$. Формула (17) відноситься до ФЕС, що працює у режимі МРРТ для фотомодулів.

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

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

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 у 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 током контролера.

Розглянемо розрахунок системи акумулювання, який ґрунтується на рівнянні балансу енергії. Баланс означає, що вся енергія, вироблена протягом робочого періоду (наприклад, року), витрачається на навантаження і на процеси заряду-розряду акумулятора. Необхідною умовою такого балансу є рівність енергій АБ на початок періоду і на кінець періоду (4). Енергія щодобового обміну з акумуляторною системою є фактично величина ΔE_{inv} (9). Саме ця енергія щодоби поглинається або вивільняється акумуляторами. Приріст енергії заряду з першого дня розрахункового періоду до дня з номером n дорівнює:

$$E_{cum}(n) = \eta_c \sum_{j=1}^n \Delta E_{inv}(j). \quad (18)$$

Енергія (18), яку назвемо кумулятивною енергією, може як збільшуватися, так і зменшуватися у процесі роботи ФЕС. Позначимо максимум кумулятивної енергії як $E_{cum,max} = \max\{E_{cum}(n)\}$. Щоб забезпечити це максимальне значення $E_{cum,max}$, в акумуляторах повинна бути накопичена енергія:

$$E_{Q,bat} = \frac{E_{cum,max}}{\delta_{DoD}} k_c(T), \quad (19)$$

де δ_{DoD} – допустима глибина розряду (Degree of Discharge) акумуляторів. У (19) також введено температурний коефіцієнт акумуляторної батареї $k_c(T)$, який визначається за температурою в приміщенні, де встановлені АБ. Величина $E_{Q,bat}$ (19) береться за основу при визначенні необхідної ємності АБ. Енергія заряду АБ у процесі роботи змінюється в діапазоні від $E_{Q,max} = E_{Q,bat}$ до $E_{Q,min} = \delta_{DoD} E_{Q,bat}$.

Необхідна ємність АБ з робочою напругою U_{bat} дорівнює:

$$Q_{bat} = \frac{E_{Q,bat}}{U_{bat}} = \frac{E_{cum,max}}{U_{bat} \delta_{DoD}} k_c(T). \quad (20)$$

Число паралельно включених акумуляторів дорівнює (округляючи до найближчого цілого) $N_{bat,par} = Q_{bat} / Q_{0,bat}$, де $Q_{0,bat}$ – номінальна ємність одного акумулятора. Число послідовно

включених акумуляторів визначається як $N_{bat,ser} = U_{DC,inv} / U_{0,bat}$, де $U_{DC,inv}$ – номінальна напруга інвертора на боці постійного струму; $U_{0,bat}$ – номінальна напруга одного акумулятора. Загальна кількість акумуляторів дорівнює: $N_{bat} = N_{bat,par} N_{bat,ser}$.

Основні параметри електронного обладнання визначаються наступним чином. Регулятор заряду АБ підбирається за значенням номінальних напруги $U_{0,reg}$ та струму $I_{0,reg}$. Для підвищення надійності номінальний зарядний струм $I_{0,reg}$ повинен перевищувати приблизно на 25% максимальний струм: $I_{0,reg} \geq 1,25 I_{PV,sc}$,

де $I_{PV,sc}$ – струм короткого замикання набору модулів, підключених до регулятора. Також повинен бути запас по номінальній напрузі: $U_{0,reg} \geq 1,2 U_{PV,oc}$, де $U_{PV,oc}$ – напруга холостого ходу набору ФМ. Якщо фотоелектрична система буде надалі нарощуватися, то слід обирати регулятор 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 $U_{reg,max}$. Наприклад, у сучасних регуляторів, призначених для роботи з 12-вольтовою акумуляторною системою, $U_{reg,max}$ може бути порядку 100 В, а в контролерів для 48-вольтової АБ максимальна вхідна напруга може бути 190 В і більше.

З вимоги обмеження за $U_{reg,max}$ повинні підбиратися тип фотомодулів та схема їх з'єднання між собою перед підключенням до контролера.

Очевидно, з урахуванням вищесказаного повинно бути:

$$U_{PV,oc} \leq U_{reg,max} / 1,2. \quad (21)$$

Що стосується автономного інвертора, то його потужність має задовольняти стаціонарний рівень споживання енергії. Справа в тому, що автономні інвертори автоматично відключаються при перевищенні навантаження, щоб уникнути перегрівання 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 й напруга акумуляторної батареї. Сумарна номінальна потужність інверторів $P_{\Sigma,inv}$ повинна трохи перевищувати потужність системи ФМ на випадок можливого перевищення поточної генерації над генерацією в дні високої сонячної радіації:

$$P_{\Sigma,inv} \approx 1,25 \cdot P_{inst,PV}. \quad (22)$$

Якщо всі інвертори N_{Inv} із сумарною потужністю $P_{\Sigma,inv}$ працюють в однакових умовах і до них підключено однакову кількість фотомодулів, необхідна номінальна потужність одного інвертора $P_{0,inv}$ обчислюється так:

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

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.

Визначимо струмові характеристики кабельних ліній. Нехай $P_{\Sigma,inv}$ – сумарна потужність інверторів і U_{AC} – номінальна напруга системи, тоді пікове значення струму в кабелях на стороні змінної напруги (АС-сторона) дорівнює:

$$I_{peak} = P_{0,inv} / U_{AC} \text{ – у разі однофазних інверторів;}$$

$$I_{peak} = \frac{P_{0,inv}^{nom}}{\sqrt{3}U_{AC,ph}} - \text{у разі трифазних ін-}$$

верторів ($U_{AC,ph}$ – фазне значення напруги). З метою безпечних комутацій в автономних ФЕС рекомендується, щоб струм не перевищував або був близьким до 100 А. При таких рівнях струму можливе використання стандартних кабелів і комутаційного обладнання. При $U_{AC} = 220$ В це означає, що потужність ФЕС не повинна перевищувати 22 кВт.

Обмеження за потужністю є більш суворим на стороні постійної напруги (DC-сторона). Для ФЕС потужністю до 1 кВт можна використовувати DC-систему з $U_{DC} = 12$ В (струм менше $1000/12 \approx 83$ А). Але для станції 5 кВт вже будуть потрібні послідовно включені акумулятори з результируючою напругою 48 В та інвертори з відповідним вхідним номінальним $U_{DC}^{inv} \geq 48$ В. Станції потужністю більше 5 кВт повинні працювати на акумуляторне навантаження з $U_{DC} = 120$ В або має бути розподіл системи ФМ на кілька паралельно з'єднаних між собою рядів, а кожний ряд повинен мати свій інвертор.

4. Алгоритм розрахунку ФЕС. При конструюванні фотоелектричної станції потрібно спочатку визначити робочий період, тобто, в які місяці або тижні протягом календарного року буде працювати ФЕС. Наступним етапом є визначення профілю навантаження, тобто щодобових потреб в електроенергії, що пред'являються з боку навантажень локального споживача протягом робочого періоду. Отримані значення середньої щодобової енергії слід збільшити на певний відсоток, щоб врахувати можливе перевищення енергоспоживання, наприклад, $\overline{E_{load}}(n) \rightarrow 1,2\overline{E_{load}}(n)$, кВт·год.

На початку проектування ФЕС визначаються умови сонячного випромінювання в тій місцевості, де передбачається розташувати станцію. Необхідно обчислити профіль радіації, тобто тимчасову залежність повної сонячної радіації $W_{tot}(n)$, що надходить на одиницю приймальної поверхні за n -й світловий день. Ця інтенсивність залежить від багатьох факторів: широти місцевості, місяця і дня року, кута між напрямком на Со-

нце і нормаллю до приймальної поверхні, хмарності, мутності атмосфери тощо.

У задачі розрахунку ФЕС необхідно, насамперед, обчислити два невідомих: площу S поля ФМ і сумарну ємність АБ Q_{bat} . При наявності умови балансу (4) число невідомих зменшується до одного: нехай це буде площа S . Оскільки від S залежить енергія, що надходить в АБ, то внаслідок (4) від S залежить енергія, яка звільняється з АБ. Зі збільшенням S зростає частка енергії, яка може споживатись навантаженням, у той час як зі зменшенням S ця частка падає. Оскільки енергія, спожита навантаженням за рік, визначена профілем навантаження, величина S повинна мати певне рівноважне значення, яке відповідає балансу повної енергії (2).

Загальний алгоритм розрахунку ФЕС, який пропонується в даній роботі, виглядає наступним чином:

1. Профілі навантаження і радіації, які були визначені для тижнів або місяців (див. попередні розділи) мають бути інтерпольовані на кожний день робочого періоду. В результаті будуть отримані одновимірні масиви $E_{load}(n)$ і $t_{PSH}(n)$. При цьому величини t_{PSH} враховують кут нахилу фотопанелей, який визначається додатковим розрахунком.

2. На основі $E_{load}(n)$ і $t_{PSH}(n)$ обчислюються середньодобові значення за робочий період $T_{work} : \langle E_{load} \rangle, \langle t_{PSH} \rangle$.

3. Задається початкове значення S згідно з

$$\text{формулою: } S = \frac{\langle E_{load} \rangle}{P_0 \langle t_{PSH} \rangle}.$$

Потім S обчислюється шляхом ітерацій.

4. Розраховується масив значень $k_{PV}(n)$ (13) для кожного дня, виходячи з параметрів ФМ та середньодобових температур.

5. Виходячи з параметрів обраного обладнання, визначаються ККД $\eta_{reg}, \eta_{inv}, \eta_c$ та η_d , розраховується масив ККД генератора $\eta_G(n)$.

6. Задається похибка розрахунку $eps \ll 1$ (наприклад, 10^{-4}).

7. Обчислюються подобові значення $E_{PV}(n)$ (11) і відповідні значення енергії на виході регулятора $\eta_{reg} E_{PV}(n)$.

8. Обчислюються подобові значення енергії обміну інвертора з акумуляторною системою ΔE_{inv} (9).

9. Обчислюється повна енергія заряду, який накопичувався в АБ за робочий період $E_{\Sigma, bat}^{in}$, та енергія заряду, який був виданий у навантаження $E_{\Sigma, bat}^{out}$ (3) за той самий період.

10. Обчислюється відносний небаланс енергії АБ:

$$nB = \frac{E_{\Sigma, bat}^{in} + E_{\Sigma, bat}^{out}}{E_{\Sigma, bat}^{in}}.$$

11. Якщо $|nB| > eps$, то S збільшується або зменшується залежно від позначки nB і переходять до п. 7. Якщо ж $|nB| < eps$, то переходять до наступного п. 12. Отримане кінцеве значення S відповідає балансу енергії за робочий період.

12. На основі масиву ΔE_{inv} , який отримано на останній ітерації, обчислюється кумулятивна енергія $E_{cum}(n)$ (18). Визначається максимальне значення $E_{cum, max} = \max\{E_{cum}(n)\}$ та енергія $E_{Q, bat}$ (20) з урахуванням залежності $k_c(T)$.

13. Обчислюється необхідна ємність АБ Q_{bat} (20) та загальна кількість акумуляторів N_{bat} .

14. Розраховуються $E_{\Sigma, load}$ (6), ΔE_{inv} (9), визначається установча потужність $P_{inst, PV}$ (16).

15. Визначається кількість ФМ N_{PV} , конфігурація послідовних і паралельних з'єднань фотомодулів.

16. Обираються тип і кількість регуляторів та інверторів.

17. Визначається тип кабелів (модульних, секційних, магістральних) та втрати потужності в DC-кабелях. Якщо втрати перевищують прийнятий рівень (наприклад, 3%), $E_{PV}(n)$ збільшується відповідним чином, і розрахунок повторюється.

Висновки. Розроблено метод розрахунку ФЕС (площі фотопанелей і ємності акумуляторної батареї), який базується на щодобових рівняннях енергетичного балансу з урахуванням основних схем розподілу потоків потужності між компонентами станції та споживачем. Запропонований алгоритм чисельного ітераційного розрахунку, для якого вхідними даними є параметри

устаткування і щодобові профілі інсоляції та навантаження. Значення щодобової інсоляції знаходять на основі аналітичних розрахунків або в результаті усереднення експериментальних даних за тривалий відрізок часу (≥ 10 років) для даної локації станції. Реалізація розробленого методу опублікована у вигляді on-line ресурсу <http://olha.pythonanywhere.com/solar/home>, на якому можна отримати результати розрахунку конкретної ФЕС.

1. *Kalogirou S.A.* Solar Energy Engineering: Processes and Systems. – London: Academic Press, 2009. – 760 p.
2. *McEvoy A., Markvart T., Castaner L.* Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications. Second Ed. – Oxford: Elsevier, 2012. – 1224 p.
3. *Luque A., Hegedus S.* Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. – John Wiley & Sons, 2003. – 1179 p.
4. *Barra L., Catalanotti S., Fontana F. and Lavorante F.* An analytical method to determine the optimal size of a photovoltaic plant // *Solar Energy*. – 1984. – №33 (6). – P. 509–514.
5. *Mustacchi C., Cena V., Rocchi M.* Stochastic simulation of hourly global radiation sequences // *Solar Energy*. – 1979. – Vol. 23. – № 1. – P. 47–51.
6. *Balouktsis A., Karapantsios T.D., Antoniadis A. et al.* Sizing Stand-Alone Photovoltaic Systems // *Int. Journ. Photoenergy*. – 2006. – P. 1–8.
7. *Bartoli B., Cuomo V., Fontana F. et al.* The design of photovoltaic plants: an optimization procedure // *Applied Energy*. – 1984. – Vol. 18. – № 1. – P. 37–47.
8. *Egido M., Lorenzo E.* The Sizing of a Stand-Alone PV Systems: A Review and A Proposed New Method // *Solar Energy Materials and Solar Cells*. – 1992. – Vol. 26. – No. 1–2. – P. 51–69.
9. *Posadillo R., Luque R.* Approaches for Developing a Sizing Method for Stand-Alone PV Systems with Variable Demand // *Renewable Energy*. – 2008. – Vol. 33. – No. 5. – P. 1037–1048.
10. *Shrestha G.B. and Goel L.* A Study on Optimal Sizing of Stand-Alone Photovoltaic Stations // *IEEE Transactions on Energy Conversion*. – 1998. – Vol. 13. – No 4. – P. 373–378.
11. *Muselli M., Poggi P., Notton G. and Louche A.* Improved Procedure for Stand-Alone Photovoltaic Systems Sizing Using Meteosat Satellite Images // *Solar Energy*. – 1998. – Vol. 62. – No 6. – P. 429–444.
12. *Khatib T., Elmenreich W.* An Improved Method for Sizing Standalone Photovoltaic Systems Using Generalized Regression Neural Network // *Int. Journ. Photoenergy*. – 2014. – Vol. 2014. – P. 1–8.
13. *Бекіров Э.А., Воскресенская С.Н., Химич А.П.* Расчет системы автономного энергоснабжения с использованием фотоэлектрических преобразователей. / Метод. пособие для дипл. проектирования. – Симферополь: НАПКС, 2010. – 83 с.