

УДК 621.31:  
535.215

<sup>1</sup>ШАВЬОЛКІН О. О., <sup>1</sup>МАРЧЕНКО Р. М., <sup>1</sup>СТАНОВСЬКИЙ Є. Ю.,  
<sup>1</sup>ПІДГАЙНИЙ М. О., <sup>2</sup>КРУГЛЯК Г. В.

<sup>1</sup>Київський національний університет технологій та дизайну, Україна

<sup>2</sup>Національний університет біоресурсів і природокористування України, Київ,  
Україна

## ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ З АКУМУЛЯТОРОМ ДЛЯ ПОТРЕБ ЛОКАЛЬНОГО ОБ'ЄКТУ

**Мета.** Удосконалення методики визначення параметрів фотоелектричної системи з акумулятором для потреб локального об'єкту з використанням архівних даних генерації фотоелектричної батареї та планування витрат на споживання енергії з мережі за всіма сезонами року.

**Методика.** Використання архіву даних щодо потужності генерації фотоелектричної батареї та аналіз енергетичних процесів у фотоелектричній системі з акумулятором з використанням комп'ютерного моделювання.

**Результати.** Розраховані відповідно даним архіву за п'ять років середньомісячні значення потужності генерації фотоелектричної батареї для визначених згідно тарифним зонам інтервалів часу протягом дня. Залежності для визначення рекомендованого середнього значення потужності навантаження локального об'єкту за інтервалами часу.

**Наукова новизна.** Запропоновано при визначенні базового графіка навантаження локального об'єкту і параметрів фотоелектричної системи виходити з середньомісячних значень генерації фотоелектричної батареї в перехідні сезони року – жовтень, березень та очікуваних витрат на оплату енергії, що споживається з мережі протягом року. Обґрунтовано перерахунок базового значення потужності протягом року з урахуванням тривалості світлого часу доби. Запропоновано метод визначення рекомендованого графіку навантаження локального об'єкту з формуванням ступеню заряду акумулятору згідно середньомісячним значенням потужності генерації фотоелектричної батареї за інтервалами часу протягом дня, які визначені за архівними даними для місяця локації об'єкту.

**Практичне значення.** Отримані рішення є основою для проектування фотоелектричних систем з акумулятором для забезпечення потреб локальних об'єктів.

**Ключові слова:** графік потужності навантаження; архівні дані; фотоелектрична батарея; середні значення потужності за інтервалами часу; акумуляторна батарея; моделювання.

**Вступ.** Одним з сучасних трендів щодо розвитку систем з відновлювальними джерелами електроенергії є локалізація споживання в місці генерації, що сприятиме зменшенню витрат енергії під час передавання та підтриманню балансу в енергосистемі. Такому підходу сприяє і поступове зниження «зелених» тарифів [1]. В цих умовах для локальних об'єктів (ЛО) (малі підприємства, об'єкти сервісу, побутового призначення та ін.) доцільним є використання фотоелектричних систем (ФЕС) з акумуляторною батареєю (АКБ) для забезпечення власних потреб [2]. Використання АКБ значно підвищує вартість системи і поряд з підвищенням надійності електропостачання має бути виправданим за рахунок зменшення витрат на оплату електроенергії, що споживається з розподільчої мережі (РМ). Велике значення за цього набуває коректне визначення параметрів системи.

**Аналіз попередніх досліджень.** На електротехнічному ринку широко представлені рішення гібридних інверторів, що призначені для використання в ФЕС з АКБ і мають все обладнання для підключення фотоелектричної батареї (ФБ) і АКБ. За цього рекомендації щодо вибору співвідношення потужностей ФБ і АКБ суттєво відрізняються. Так, для інвертору типу REACT-3.6/4.6-TL [3] на 1 кВт ФБ використовується литій-іонна АКБ з 0.5 кВт·год. Щодо інверторів типу Ахіота Energy [4] для ФБ 1 кВт пропонується використовувати АКБ з ємністю

400 А·год (4.8 кВт·год). В роботі [5] в разі використання ФЕС для забезпечення потреб ЛО пропонується співвідношення потужностей ФБ і АКБ 1:2.75. За цього для різних сезонів року згідно генерації ФБ пропонуються сценарії навантаження із змінюванням потужності навантаження [5].

В той же час є доступними дані щодо архіву генерації ФБ [6] для будь-якої точки розташування ФЕС. За цього можна отримати середньомісячні значення енергії, що генерується ФБ протягом доби. Проте цієї інформації особливо у разі похмурих днів не є достатньо для забезпечення ефективності ФЕС. Під час проектування ФЕС для потреб ЛО за конкретної її локації виникають питання визначення параметрів з урахуванням бажаних показників щодо зниження витрат на оплату електроенергії, що споживається з РМ протягом року, та планування навантаження за цього. Це в комплексі з використанням короткочасного прогнозу генерації ФБ сприятиме реалізації ефективного енергоменеджменту ФЕС.

**Постановка завдання.** Отже, питання визначення параметрів ФЕС і графіку навантаження ЛО вивчено недостатньо. Це стосується врахування локації ФЕС, визначення параметрів, що забезпечуватимуть отримання заданих конкретних значень щодо зменшення витрат на оплату електроенергії, що споживається з мережі за різних погодних умов.

Завдання для вирішення:

- обґрунтування параметрів ФЕС та базового навантаження ЛО на підставі середньомісячних значень генерації ФБ в перехідні сезони року – жовтень, березень та заданого значення зниження витрат на електроенергію, що споживається з мережі;
- обґрунтування графіку навантаження згідно середньомісячним значенням потужності генерації фотоелектричної батареї за інтервалами часу протягом дня;
- моделювання роботи ФЕС в добовому циклі з оцінкою зниження витрат на електроенергію, що споживається з мережі за різних погодних умов.

**Основні матеріали роботи.** Розглянуто використання перетворювального агрегату ФЕС, що побудований за відомими принципами [7]. За цього в режимі роботи паралельно з РМ передбачено регулювання струму  $I_g$  в точці підключення ЛО до мережі, струму ФБ  $I_{PV}$  (робота в режимі максимальної потужності або зниження генерації) та струму АКБ  $I_B$ .

Роботу ФЕС та графіки навантаження ЛО розглянемо з прив'язкою до тарифних зон [8], що характерно для комунально-побутових споживачів, а також виробництв з однозмінним режимом роботи. Для сезону з травня по серпень:  $t_1=7.00$  кінець зони нічного тарифу; ( $t_2=8.00$ ,  $t_3=11.00$ ) – ранковий пік навантаження;  $t_4=16.00$  – закінчення періоду інтенсивної сонячної радіації; ( $t_5=20.00$ ,  $t_6=23.00$ ) – вечірній пік;  $t_7=24.00$  – початок зони нічного тарифу; ( $t_1$ ,  $t_2$ ), ( $t_3$ ,  $t_5$ ), ( $t_6$ ,  $t_7$ ) – зона денного тарифу. Для квітня, березня, вересня, жовтня  $t_1=6.00$ ,  $t_2=8.00$ ,  $t_3=10.00$ ,  $t_4=15.30$ ,  $t_5=18.00$ ,  $t_6=22.00$ ,  $t_7=23.00$ . Для листопада - лютого  $t_1=6.00$ ,  $t_2=8.00$ ,  $t_3=10.00$ ,  $t_4=14.00$ ,  $t_5=17.00$ ,  $t_6=21.00$ ,  $t_7=23.00$ . При багатозонній тарифікації оплати за електроенергію, що споживається з РМ, максимальне зниження витрат на електроенергію досягається за рахунок виключення споживання в пікові години і зменшення в денні години. За однієї ставки це сприяє балансу потужностей в енергосистемі.

Розглянемо ФЕС із номінальною потужністю ФБ  $P_{PVR}=1$  кВт. При розрахунку параметрів враховуємо ліміт потужності  $P_{LIM}$  на споживання ЛО з мережі та нічне навантаження. Виключення споживання енергії з мережі в пікові години пов'язане з використанням енергії АКБ. Тому можливі два глибокі розряди на добу. У цих умовах доцільно використовувати літій-іонні АКБ.

У ФЕС АКБ виконує функцію перерозподілу енергії. Частина енергії втрачається, що враховується ККД. Тоді цикл балансу енергії в АКБ зводиться до нічного заряду від РМ з  $Q^*_6$  до  $Q^*_2$  (споживання енергії із РМ), потім розряд навантаження з  $Q^*_2$  до  $Q^*_6$ .

Денний заряд АКБ за рахунок енергії ФБ з подальшою передачею енергії в навантаження не враховуємо. Споживання енергії, що бракує, на заряд АКБ з мережі в денний час при низькій генерації ФБ враховуємо в загальному споживанні енергії з мережі. Енергія, що споживається АКБ із мережі при нічному заряді

$$W_{gB} = \frac{0.01W_B(Q^*_6 - Q^*_2)}{\eta_C\eta_B},$$

де  $W_B = U_B C_B$  – енергоємність (Вт·год) АКБ,  $U_B, C_B$  – напруга та ємність АКБ (А·год),  $Q^* = 100Q/Q_R$  – ступінь заряду,  $Q_R$  – відповідає повному заряду,  $\eta_C$  – ККД перетворювача енергії (включаючи перетворювач напруги АКБ та інвертор),  $\eta_B$  – ККД АКБ (прийнято  $\eta_C = \eta_B = 0.94$ ).

Енергія, що віддається АКБ у навантаження

$$W_{BL} = 0.01W_B(Q^*_6 - Q^*_2)\eta_C\eta_B.$$

Енергія, що споживається навантаження за добу

$$W_L = W_{BL} + W_{PV}\eta_C + W_{gL},$$

де  $W_{PV}$  – енергія, що генерується ФБ,  $W_{gL}$  – енергія, що споживається з мережі.  
 Або  $W_{gL} = W_L - W_{BL} - W_{PV}\eta_C$ .

Значення  $W_L$  згідно графіку навантаження можна визначити відповідно середньому навантаженню за інтервалами роботи.

$$W_L = \sum_0^{24} P_{Li}\Delta t_i \text{ або } (W_L = P_{L12}\Delta t_{12} + P_{L23}\Delta t_{23} + P_{L34}\Delta t_{34} + P_{L45}\Delta t_{45} + P_{L56}\Delta t_{56} + P_{L67}\Delta t_{67} + P_{L71}\Delta t_{71}).$$

Середні значення потужності на інтервалах можна прив'язати до значень навантаження в пікові години. Значення навантаження в години вечірнього піку ( $\Delta t_{56}$ )  $P_{L56}$  за умови виключення споживання енергії з мережі визначається енергією АКБ, що віддається.

$$P_{L56} = \frac{0.01\Delta Q^*_{56} W_B \eta_B \eta_C}{\Delta t_{56}}. \quad (1)$$

Попередньо вважаємо, що середнє навантаження ЛО в денні часі ( $t_2, t_6$ ) постійне  $P_{L26} = P_{L56} = P_L$ , це стосується і нічного навантаження  $P_{L62} = const$ . Влітку приймаємо  $P_{L62} = 0.33P_L$ , взимку нічне навантаження може збільшуватися, приймаємо  $P_{L62} = 0.6P_{L56}$ . Відповідно, для літа  $W_L = 18P_{L56}$ , взимку  $W_L = 19.6P_{L56}$ . Обмежуємо ступінь розряду АКБ і приймаємо в зимній період  $Q^*_6 \geq 20\%$ , а в літку  $Q^*_6 \geq 40\%$ . Зимом тривалість вечірнього піка навантаження  $\Delta t_{56} = 4$  години і ступінь розряду  $\Delta Q^*_{56} \leq 80\%$  ( $Q^*_5 = 100\%$ ), а влітку  $\Delta t_{56} = 3$  години, приймаємо  $\Delta Q^*_{56} \leq 60\%$  ( $Q^*_5 = 100\%$ ).

Середньомісячна генерація  $W_{PVCP}$ , денна генерація  $W_{PVCPD}$  і відхилення  $\Delta W_{PVCP}$  для ФБ потужністю  $P_{PVR} = 1$  кВт в м. Київ (координата 50.456, 30.511) по даним PVGIS-5 [6] наведені в табл.1. Також в табл.1 наведено середньомісячні значення денної генерації  $W^*_{PVCPD}$  та  $W_{PV23}$ ,  $W_{PV23}$ , що розраховані за архівними даними в період 2012-2016 рр. Значення  $W_{PVCPD}$  і  $W^*_{PVCPD}$  є достатньо близькими. Для ефективного використання ФЕС більшу частину року орієнтуємося на граничні значення генерації у березні та жовтні (2.49 кВт·год). За цього середнє протягом дня (12 годин) значення  $P_{PVCP} = 207.5$  Вт. Приймаємо  $P_{L56} = 200$  Вт ( $P_{LIM} = 250$  Вт приймаємо з запасом 25%) тоді згідно (1)  $W_B = 1132$  Вт·год.

Таблиця 1

Середні показники генерації ФБ

Місяць	Січ.	Лют.	Берез.	Квіт.	Трав.	Черв.	Лип.	Серп.	Верес.	Жовт.	Лист.	Груд.
$W_{PVCP}$ , кВт·год	36.3	50.7	89	116.5	132.5	132.9	135.9	131.4	115.5	79.6	34.2	28.2
$W_{PVCPD}$ , кВт·год	1.17	1.81	2.87	3.88	4.27	4.43	4.38	4.24	3.85	2.57	1.14	0.91
$\Delta W_{PVCP}$ , кВт·год	7.1	14.8	24	18.4	9.7	7.8	6.5	10.5	23	20.4	7.2	7.4
$W^*_{PVCPD}$ , кВт·год	0.98	1.81	2.83	3.83	4.26	4.48	4.37	4.16	3.52	2.49	0.96	1.03
$W_{PV23}$ , кВт*год	0.166	0.31	0.55	0.52	1.15	1.17	1.13	1.08	0.56	0.33	0.22	0.21
$W_{PV34}$ , кВт·год	0.78	1.31	1.84	2.38	2.43	2.27	2.5	2.45	2.27	1.74	0.69	0.8
$W_{PV45}$ , кВт·год	0.038	0.16	0.32	0.84	0.53	0.63	0.61	0.53	0.72	0.39	0.03	0.021

При даних значеннях  $P_{LIM}$ ,  $W_B$ ,  $\Delta Q^*_{62}=80\%$  ( $Q^*_{2}=100\%$ ,  $Q^*_{6}=20\%$ ) та нічному навантаженні  $P_{L62}=0.6P_{L56}$  час заряду АКБ становить 7.87 годин. Це дещо виходить за межі зони нічного тарифу (7 годин), але ж в разі обмеження значення  $Q^*_{2}$  недостатня енергія буде спожита вдень за денним тарифом.

За однієї ставки тарифу оплати вартості можна перейти безпосередньо до енергії. Тоді зниження витрат на оплату електроенергії – відношення енергії, що споживається навантаженням до енергії, що споживається з мережі

$$k_E = \frac{W_L}{W_{g_L} + W_{g_B}} = \frac{W_L}{W_L - W_{PV}\eta_C + 0.01W_B\Delta Q^*_{26} (1/\eta_B\eta_C - \eta_B\eta_C)}. \quad (2)$$

Енергія, яку потрібно генерувати ФБ для зниження витрат у  $k_E$  раз

$$W_{PV} = \frac{1}{\eta_C} \left[ \left(1 - \frac{1}{k_E}\right) W_L + 0.01 \Delta Q^*_{26} W_B \left( \frac{1}{\eta_B\eta_C} - \eta_B\eta_C \right) \right]. \quad (3)$$

Слід зазначити, що вираз (3) має оцінюючий характер. Так, значення  $k_E=2$  можна отримати взимку ( $Q^*_{6}=20\%$ ,  $Q^*_{2}=100\%$ ), якщо  $W_{PV}=2321$  Вт·год, що не реально (табл. 1). Влітку можливості більше і  $k_E=2$  ( $Q^*_{6}=40\%$ ,  $Q^*_{2}=90\%$ ) досягається при  $W_{PV}=2064$  Вт·год, що відповідає похмурній погоді. Разом з тим, із зростанням  $W^*_{PVCPD}$  можливості зниження витрат обмежені. Так, у разі  $W_{PV23}\cdot\eta_C \geq W_{L23}$  енергії ФБ на інтервалі  $(t_2, t_3)$  достатньо для живлення навантаження без розряду АКБ ( $Q^*_{2} \leq Q^*_{3}$  і  $Q^*_{2} \geq Q^*_{6}$ ), тобто нічний заряд АКБ не потрібен (енергія вночі споживається лише навантаженням).

За значення  $W_{PV34} \geq W_{L34} + \frac{0.01\Delta Q^*_{34}W_B}{\eta_C\eta_B}$  (де  $Q^*_{4}=(95-100)\%$ ) заряджання АКБ вдень

забезпечується без споживання енергії з мережі. Таким чином, виключено споживання електроенергії з мережі  $W_{g23}=W_{g56}=0$  в пікові часи і на інтервалі  $(t_3, t_4)$   $W_{g34}=0$ . Проте на інтервалі  $(t_4, t_5)$  споживається  $W_{g45}=W_{L45} - W_{PV45}\cdot\eta_C$ . За цього влітку згідно даним табл. 1 максимальне значення  $k_E \leq 4$ .

Приймаємо базове значення  $W_{PV5}=2500$  Вт·год (згідно середньому значенню в жовтні) та графік навантаження у денний час:  $P_{L23}=P_{L56}=200$  Вт,  $P_{L34}=180$  Вт,  $P_{L45}=160$  Вт (зі

зниженням навантаження вдень та ввечері). Тривалість світлового дня протягом року змінюється. Так, у грудні світловий час  $t_{CB12}=7$  год (з 8.00 до 15.00), у липні  $t_{CB7B}=12$  год (з 8.00 до 20.00 і реально більше – з 6.00). При однаковій енергії  $W_{PV}$  на цих інтервалах значення потужності буде різним, що можна врахувати запровадженням коефіцієнта  $k_C=t_{CB}/t_{CBB}$ . Тоді для грудня при базовому графіку навантаження  $W_{PV(1B)}=k_C W_{PV(7B)}=1458$  Вт·год. Відповідно до (2) значення  $W_{PV1B}$  відповідає  $k_E=1.45$ . І лише у лютому (за близького часу тривалості генерації ФБ)  $W_{PVCP}=1810$  Вт  $> W_{PV1B}$ . За цього  $k_E=1.66$ .

У разі, коли  $W_{PVCP} < W_{PV1B}$  можливий варіант з перерахунком графіка навантаження

$$P_L = P_{LB} \sqrt{\frac{W_{PV}}{W_{PVB}}} \quad (4)$$

Тоді для грудня при  $W_{PVCP}=910$  Вт (табл. 1) при перерахунку денного навантаження  $P_L=0.79P_{LB}$  та збереження нічного навантаження значення  $k_E=1.245$ .

Можливий інший варіант з урахуванням середньомісячної генерації ФБ, коли графік навантаження ЛО ( $P_L(t)$ ) прив'язуємо до ступеня заряду  $Q^*(t)$ . При прийнятому середньому нічному навантаженні взимку  $0.6P_L$  в межах ліміту можливий заряд АКБ до 100%.

Ступінь розряду АКБ в години ранкового піку з урахуванням  $W_{PV23}$  для грудня

$$\Delta Q^*_{23} = \frac{P_{L23} \Delta t_{23} - W_{PV23} \eta_C}{0.01 W_B \eta_C \eta_B} = 20\% \quad (5)$$

Приймаємо  $Q^*_{2}=100\%$ ,  $Q^*_{5}=100\%$ ,  $Q^*_{6}=20\%$  та відповідно  $Q^*_{3}=80\%$ . При цьому  $P_{L56}=P_L=200$  Вт. Потужність навантаження на інтервалах  $(t_3, t_4)$  та  $(t_4, t_5)$   $P_{L34}=k_3 P_L$ ,  $P_{L45}=k_4 P_L$ . Енергія, що споживається з мережі на інтервалах  $(t_3, t_4)$  і  $(t_4, t_5)$ , з урахуванням споживання, заряду АКБ та енергії ФБ

$$W_{g34} = \Delta t_{34} k_3 P_L + \frac{0.01 \Delta Q^*_{34} W_B}{\eta_C \eta_B} - W_{PV34} \eta_C,$$

$$W_{g45} = \Delta t_{45} k_4 P_L + \frac{0.01 \Delta Q^*_{45} W_B}{\eta_C \eta_B} - W_{PV45} \eta_C.$$

З урахуванням того, що за  $Q^* \geq 92\%$  струм заряду зменшується (заряд АКБ за постійної напруги) і, відповідно, час заряджання зростає [9], приймаємо  $\Delta Q^*_{34}=12\%$ ,  $\Delta Q^*_{45}=8\%$ . Згідно значенням енергії визначається середнє значення потужності на інтервалах і перевіряється умова  $P_g = W_g / \Delta t < P_{LIM}$ . В більшому ступеню це стосується інтервалу  $(t_4, t_5)$  оскільки значення  $W_{PV45}$  є малим.

Значення  $k_E$  при значеннях  $k_3$  і  $k_4$  від 1 до 0.7 змінюється в межах 1.21 - 1.238. Таким чином, можна зберегти прийняті раніше значення  $P_{L34}=180$  Вт ( $k_3=0.9$ ),  $P_{L45}=160$  Вт ( $k_4=0.8$ ) при  $k_E=1.22$ . Це сприятиме обмеженню потужності, що споживається з мережі. Даний варіант завдання графіка навантаження при  $W_{PVCP} < W_{PV1B}$  дозволяє зберегти базовий графік навантаження. Слід зазначити, що мова йде про середні значення, а на практиці розрахунок  $Q^*_{2}$  і  $Q^*_{3}$  здійснюється за прогнозом для конкретного дня.

Розраховані відповідно середнім значенням  $W_{PV23}$ ,  $W_{PV34}$ ,  $W_{PV56}$  значення  $k_{E1}$  за одної ставки тарифу і  $k_{E2}$  (за двох ставок і нічному тарифу 0.5 відносно денного для зимового сезону:  $k_{E1}=1.19$ ,  $k_{E2}=1.36$  у листопаді;  $k_{E1}=1.23$ ,  $k_{E2}=1.37$  у грудні;  $k_{E1}=1.202$ ,  $k_{E2}=1.38$  у січні;  $k_{E1}=1.61$ ,  $k_{E2}=2.12$  у лютому).

Розглянемо можливість збільшення  $k_E$ , що є досяжним лише в літній період. Очевидно, що це можливо лише за рахунок збільшення денного навантаження, що компенсується за рахунок енергії АКБ. Згідно значенню генерації ФБ в ранковий пік (липень)  $W_{PV23}=1130$  Вт·год є можливість підвищити потужність навантаження без використання енергії АКБ до значень

$P_{L23}=W_{PV23}\eta_C/\Delta t_{23}=354$  Вт. За цього  $Q^*_{2}\geq Q^*_6=40\%$  і  $\Delta Q^*_{34}\leq 100-40=60\%$ . Відповідно на інтервалі ( $t_3, t_4$ )

$$P_{L34} = \frac{W_{PV34}\eta_C - \Delta Q^*_{34} W_B / \eta_C \eta_B}{\Delta t_{34}} = 316 \text{ Вт.}$$

Збільшення навантаження в вечірній пік до  $P_{L56}=P_{L23}$  передбачає згідно (1) збільшення  $W_B$ . Поряд з подорожчанням системи це призведе до збільшення базового значення  $W_{PV}$  і погіршення ефективності в період осінь – зима - весна. За збереженням прийнятого значення  $W_B$  підвищення навантаження в пікові часи можливо у разі неповної компенсації навантаження в години вечірнього піка. Так у разі  $P_{L23}=250$  Вт,  $P_{L34}=225$  Вт,  $P_{L45}=200$  Вт і  $P_{L56}=250$  Вт (компенсується  $P_{L56}=200$  Вт, а 50 Вт споживається з мережі) для липня значення  $k_{E1}=3.73$ . Погіршення має місце і в період осінь – зима - весна.

Для оцінки ефективності з урахуванням реальних графіків змінювання генерації ФБ, що, взагалі, мають складний характер, використано моделювання в Matlab.

**Результати моделювання.** Моделювання енергетичних процесів у ФЕС здійснювалося у добовому циклі функціонування з використанням моделі розглянутої в [10]. При цьому для завдання генерації ФБ використовувалися архівні дані [6] з підбором днів, коли генерація за інтервалами близька до середньомісячної. Значення генерації  $W_{PV}$  у дужках відповідають табл.1. Навантаження вдень протягом року постійне  $P_{L23}=200$  Вт,  $P_{L34}=180$  Вт,  $P_{L45}=160$  Вт,  $P_{L56}=200$  Вт, в травні – серпні  $P_{L71}=67$  Вт,  $P_{L12}=P_{L67}=110$  Вт, в вересні – квітні  $P_{L71}=P_{L12}=P_{L67}=120$  Вт. Значення ступеню заряду АКБ  $Q^*_2$  задавалося згідно (5). Також проведено оцінку значень  $k_{E3}$  при тризонній тарифікації та співвідношенні тарифів 0.4/1/1.5.

Таблиця 2

Середні показники роботи ФЕС

Місяць	Січ.	Лют.	Берез.	Квіт.	Трав.	Черв.	Лип.	Серп.	Вер.	Жовт.	Лист.	Груд.
$W^*_{PVCPD}$ , кВт·год	0.85 (0.98)	1.81 (1.81)	2.57 (2.83)	3.89 (3.83)	4.25 (4.26)	4.47 (4.48)	4.36 (4.37)	4.036 (4.16)	3.4 (3.52)	2.44 (2.49)	0.798 (0.96)	1 (1.03)
$W_{PV23}$ , кВт·год	0.144 (0.166)	0.31 (0.36)	0.5 (0.55)	0.62 (0.52)	1.06 (1.15)	1.26 (1.17)	1.17 (1.13)	0.581 (1.08)	0.41 (0.56)	0.34 (0.33)	0.225 (0.22)	0.166 (0.21)
$W_{PV34}$ , кВт·год	0.643 (0.78)	1.31 (1.36)	1.83 (1.84)	2.09 (2.38)	2.43 (2.43)	2.51 (2.27)	2.46 (2.5)	2.78 (2.45)	2.25 (2.27)	1.95 (1.74)	0.535 (0.69)	0.806 (0.8)
$W_{PV45}$ , кВт·год	0.061 (0.038)	0.16 (0.083)	0.22 (0.32)	0.79 (0.84)	0.539 (0.53)	0.62 (0.63)	0.57 (0.61)	0.66 (0.53)	0.65 (0.72)	0.148 (0.39)	0.036 (0.03)	0.03 (0.021)
$W_{Li}$ , кВт·год	3.74	3.74	3.78	3.78	3.429	3.429	3.429	3.429	3.78	3.78	3.74	3.74
$W_{gi}$ , кВт·год	3.063	2.153	1.683	1.309	0.832	0.924	0.799	1.032	1.397	1.896	3.098	2.915
$Q^*_2, \%$	98	70	45	40	46	46	46	52	45	55	90	90
$k_{E1}$	1.22	1.74	2.25	2.89	4.12	3.72	4.3	3.32	2.71	2	1.207	1.28
$k_{E2}$	1.5	2.26	2.91	4.12	5.23	4.7	5.6	4.25	3.85	2.56	1.44	1.57
$k_{E3}$	1.87	2.9	3.7	5.41	6.62	5.94	7.13	5.39	5.04	3.23	1.8	1.96

Виходячи зі значень енергії, що споживається навантаженням  $W_{Li}$  та з мережі  $W_{gi}$  за місяцями визначено середнє значення  $k_{E1CP} = \frac{\sum W_{Li}}{\sum W_{gi}} = 2.076$  за рік, що відповідає обраним параметрам ФЕС ( $P_{PVR}$ ,  $W_B$  і  $P_L$ ). Слід зазначити, що за зменшенням нічного навантаження в березні, квітні, вересні, жовтні до літнього рівня значення  $k_E$  підвищується. Так, для березня  $k_{E1}=2.8$  замість 2.25 (в 1.24 рази).

Осцилограми добового циклу роботи ФЕС для днів з малою генерацією ФБ наведені на рис.1: а) грудень 2.12.20 р.  $W_{PV}=750$  Вт·год.  $Q^*_2=90\%$ ,  $k_{E1}=1.19$ ,  $k_{E21}=1.41$ ,  $k_{E31}=1.745$ ; б) липень 27.07.15 р.  $W_{PV}=1320$  Вт·год.  $Q^*_2=100\%$ ,  $k_{E1}=1.54$ ,  $k_{E21}=1.915$ ,  $k_{E31}=2.41$ .

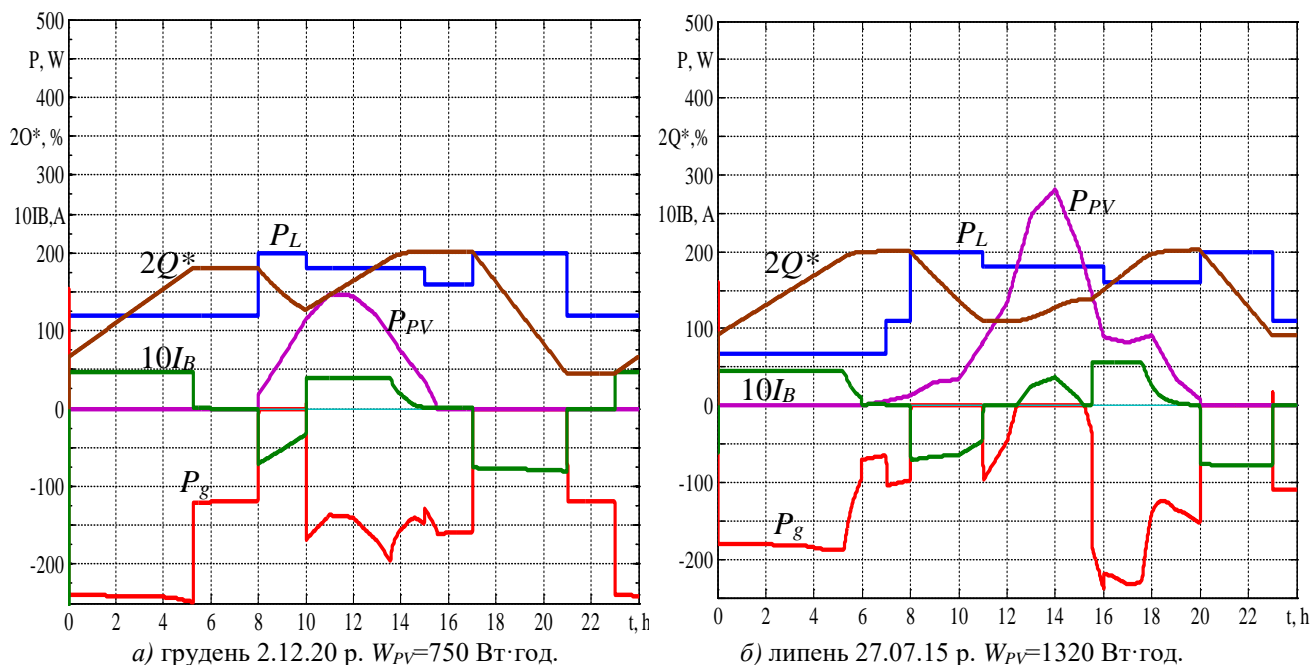


Рис. 1. Осцилограми добового циклу роботи ФЕС

**Висновки.** Показано, що при визначенні параметрів ФЕС з АКБ доцільно виходити з середньомісячних значень генерації ФБ в перехідні сезони року – жовтень, березень. Це дозволяє визначити параметри ФЕС та базовий графік навантаження ЛО для отримання заданих бажаних значень витрат на оплату електроенергії, що споживається з мережі. Визначені середньомісячні значення генерації ФБ для інтервалів часу у разі тризонної тарифікації згідно архівним даним за п'ять років для заданої точки локації ФЕС. Використання цих даних з цілеспрямованим формуванням ступеню заряду АКБ дозволяє планувати роботу ФЕС з підтриманням базового графіку навантаження незалежно від погодних умов. Результати моделювання енергетичних процесів в ФЕС в добовому циклі за умов близьких до середньомісячних підтверджують можливість отримання запланованих показників. Так, у разі визначення параметрів за умови зниження витрат у жовтні в два рази, за значень генерації ФБ близьких до середньомісячних зниження витрат у разі однієї ставки тарифу становить від 1.22 в січні до 4.3 в липні. Середньорічне зниження витрат за однієї ставки тарифу становить 2.076. За наявності двох тарифів оплати можна отримати зниження витрат від 1.5 в січні до 5.6 в липні. Подальше зменшення витрат на споживання електроенергії може бути досягнуто за використанням планованої генерації залишкової енергії ФБ, що є наступним завданням роботи.

## References

1. Pro vnesennia zmin do deiakyx zakoniv Ukrainy shchodo udoskonalennia umov pidtrymky vyrobnytstva elektrychnoi enerhii z alternatyvnykh dzherel enerhii: Zakon Ukrainy [About modification of some laws of Ukraine concerning improvement of conditions of support of production of

## Література

1. Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення умов підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії: Закон України від 21.07.2020. № 810-IX. URL:

- electric energy from alternative energy sources: Law of Ukraine] from 21.07.2020 № 810-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/810-20#Text> [in Ukrainian].
2. Rao, B. S. M. P. (2020). Prosumer Participation in a Transactive Energy Marketplace: A Game-Theoretic Approach. *IEEE International Power and Renewable Energy Conference*, Karunagappally, India, 1–6. doi: 10.1109/IPRECON49514.2020.9315274.
3. ABB solar inverters. Product manual REACT-3.6/4.6-TL (from 3.6 to 4.6 kW). URL: <https://www.abb.com/solarinverters>.
4. Комплект сонячної електростанції "Комфортний" компанії "Правильно електроживлення" [The set of the solar power plant "Comfort" of the company "Proper power supply"]. URL: <https://prel.prom.ua/p33907801-sonyachnij-komplekt-elektrostantsiyi.html> [in Ukrainian].
5. Shavelkin, A. A., Gerlici, J., Shvedchikova, I. A., Kravchenko, K., Kruhliak, H. V. (2021). Upravlenie energopotrebleniem podklyuchenoj k seti s mnogozonnoj tarifkaciei fotoelektricheskoj sistemy s akkumulatorom dlia obespecheniia sobstvennykh nuzhd lokalnogo obekta [Management of energy consumption of the photovoltaic system connected to the network with multizone charging with the accumulator for maintenance of own needs of local object]. *Electrical Engineering and Electromechanics*, № 2, P. 36–12. doi:10.20998/2074-272X.2021.2.06 [in Russian].
6. Photovoltaic geographical information system. URL: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html#SA](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#SA).
7. Shavolkin, O., Shvedchikova, I. (2020). Improvement of the multifunctional converter of the photoelectric system with a storage battery for a local object with connection to a grid. *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, P. 287–292. doi:10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250096.
8. Sotnyk, I. M., Zavdovyeva, Y. M., Zavdovyev, O. I. (2014). Bahatostavkovi zonnii taryfy v systemi upravlinnia popytom na elektroenerhiiu [Multi-rate zone tariffs in the system of electricity demand management]. *Mekhanizm rehulivannia ekonomiky = The mechanism of economic regulation*, № 2, P. 106–113 [in Ukrainian].
9. Data sheet. LITHIUM IRON PHOSPHATE (LIFEPO4) BATTERY 12.8V 150Ah. [www.enix-energies.com](http://www.enix-energies.com). 2018/04/03. URL: <https://www.enix-energies.com>.
10. Shavolkin, O. O., Pidhainyi, M. O., Stanovskyi, Ye. Yu. (2021). Modeliuvannia hibrydnoi fotoelektrychnoi systemy z akumulatornoju batarieieu dlia lokalnogo ob'iektu u razi enerhomenedzhmentu z vykorystanniam prohnozu [Modeling of a hybrid photovoltaic system with a
- <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/810-20#Text>.
2. Rao B. S. M. P. Prosumer Participation in a Transactive Energy Marketplace: A Game-Theoretic Approach. *IEEE International Power and Renewable Energy Conference*, Karunagappally, India. 2020. 1–6. doi: 10.1109/IPRECON49514.2020.9315274.
3. ABB solar inverters. Product manual REACT-3.6/4.6-TL (from 3.6 to 4.6 kW). URL: <https://www.abb.com/solarinverters>.
4. Комплект сонячної електростанції "Комфортний" компанії "Правильне електроживлення". URL: <https://prel.prom.ua/p33907801-sonyachnij-komplekt-elektrostantsiyi.html>.
5. Шавёлкин А. А., Шведчикова И. А., Кругляк Г. В., Gerlici J., Kravchenko K., Управление энергопотреблением подключенной к сети с многозонной тарификацией фотоэлектрической системы с аккумулятором для обеспечения собственных нужд локального объекта. *Електротехніка і Електромеханіка*. 2021. № 2. С. 36–12. doi: 10.20998/2074-272X.2021.2.06.
6. Photovoltaic geographical information system. URL: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html#SA](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#SA).
7. Shavolkin O., Shvedchikova I. Improvement of the multifunctional converter of the photoelectric system with a storage battery for a local object with connection to a grid. *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. 2020. P. 287–292. doi:10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250096.
8. Сотник І. М., Завдов'єва Ю. М., Завдов'єв О. І. Багатоставкові зонні тарифи в системі управління попитом на електроенергію. *Механізм регулювання економіки*. 2014. № 2. С. 106–113.
9. Data sheet. LITHIUM IRON PHOSPHATE (LIFEPO4) BATTERY 12.8V 150Ah. [www.enix-energies.com](http://www.enix-energies.com). 2018/04/03. URL: <https://www.enix-energies.com>.
10. Шавьолкін О. О., Підгайний М. О., Становський Є. Ю. Моделювання гібридної фотоелектричної системи з акумуляторною батареєю для локального об'єкту у разі енергоменеджменту з використанням

rechargeable battery for a local object in the case of energy management using the forecast]. *Naukovi pratsi DonNTU. Elektrotehnika i enerhetyka – Scientific works of DonNTU. Electrical engineering and energy*, № 1 (24), P. 6–13. <https://doi.org/10.31474/2074-2630-2021-1-6-13> [in Ukrainian].

прогнозу. *Наукові праці ДонНТУ. Серія: Електротехніка і енергетика*. 2021. № 1 (24). С. 6–13. <https://doi.org/10.31474/2074-2630-2021-1-6-13>.

**SHAVOLKIN OLEXANDER**

Doctor of Technical Sciences, Professor  
Department of Computer Engineering  
and Electromechanics,  
Kyiv National University of Technologies  
and Design, Ukraine  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3914-0812>  
Researcher ID: T-2652-2018  
E-mail: shavolkin@gmail.com

**MARCHENKO RUSLAN**

PhD student, Department of Computer  
Engineering and Electromechanics,  
Kyiv National University of Technologies  
and Design, Ukraine  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0358-9722>  
E-mail: r.marchenko@ukr.net

**STANOVSKIY YEVHEN**

PhD student, Department of Computer  
Engineering and Electromechanics,  
Kyiv National University of Technologies  
and Design, Ukraine  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6693-5181>  
E-mail: stanovskiy.yevhen@gmail.com

**PIDHAINYI MYKOLA**

PhD student, Department of Computer  
Engineering and Electromechanics,  
Kyiv National University of Technologies  
and Design, Ukraine  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4816-902X>  
E-mail: pidhainyi.mykola@gmail.com

**KRUHLIAK HENNADII**

Lecturer, Department of Electrical Power Engineering,  
Electrical Engineering and Electromechanics,  
National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2634-3856>  
E-mail: gvk1907@gmail.com

**<sup>1</sup>ШАВЁЛКИН А. А., <sup>1</sup>МАРЧЕНКО Р. Н., <sup>1</sup>СТАНОВСКИЙ Е. Ю.,  
<sup>1</sup>ПИДГАЙНЫЙ Н. О., <sup>2</sup>КРУГЛЯК Г. В.**

<sup>1</sup>Киевский национальный университет технологий и дизайна, Украина

<sup>2</sup>Национальный университет биоресурсов и природопользования Украины, Киев, Украина

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С  
АККУМУЛЯТОРОМ ДЛЯ ПОТРЕБНОСТЕЙ ЛОКАЛЬНОГО ОБЪЕКТА**

**Цель.** Усовершенствование методики определения параметров фотоэлектрической системы с аккумулятором для нужд локального объекта с использованием архивных данных по генерации фотоэлектрической батареи и планированием затрат на потребление энергии из сети по всем сезонам года.

**Методика.** Использование архива данных по мощности генерации фотоэлектрической батареи и анализ энергетических процессов в фотоэлектрической системе с аккумулятором с использованием компьютерного моделирования.

**Результаты.** Рассчитанные в соответствии с данными архива за пять лет среднемесячные значения мощности генерации фотоэлектрической батареи, которые определены для интервалов времени в течение дня в соответствии с тарифными зонами Зависимости для определения рекомендуемого среднего значения мощности нагрузки локального объекта по интервалам времени.

**Научная новизна.** Предложено при определении базового графика нагрузки локального объекта и параметров фотоэлектрической системы исходить из среднемесячных значений генерации фотоэлектрической батареи в переходные сезоны года – октябрь, март и ожидаемых затрат на

оплату энергии, потребляемой из сети в течение года. Обоснован перерасчет базового значения мощности в течение года с учетом продолжительности светлого времени дня. Предложено задание рекомендованного графика загрузки локального объекта с формированием степени заряда аккумулятора согласно среднемесячным значениям мощности генерации фотоэлектрической батареи для интервалов времени в течение дня, которые определены по архивным данным для места локации объекта.

**Практическое значение.** Полученные решения являются основой проектирования фотоэлектрических систем с аккумулятором для обеспечения собственных потребностей локальных объектов.

**Ключевые слова:** график мощности загрузки; архивные данные; фотоэлектрическая батарея; средние значения мощности по интервалам времени; аккумуляторная батарея; моделирование.

<sup>1</sup>SHAVOLKIN O. O., <sup>1</sup>MARCHENKO R. M., <sup>1</sup>STANOVSKIY Ye. Yu.,  
<sup>1</sup>PIDHAINYI M. O., <sup>2</sup>KRUHLIAK H. V.

<sup>1</sup>Kyiv National University of Technologies and Design, Ukraine

<sup>2</sup>National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine

### **DETERMINATION OF PARAMETERS OF THE PHOTOELECTRIC SYSTEM WITH THE BATTERY FOR NEEDS OF LOCAL OBJECT**

**Purpose.** Improving the methodology for determining the parameters of a photoelectric system with a battery for the needs of a local object using archival data of the generation of a photoelectric battery with planning the cost of energy consumption from the network for all seasons of the year.

**Methodology.** Using an archive of data on the power generation of a photoelectric battery and analysis of energy processes in a photoelectric system with a battery using computer simulation.

**Findings.** Calculated according to the archive data for five years, the average monthly values of photoelectric battery generation power for time intervals during the day determined according to tariff zones. Dependencies to determine the recommended average value load power of a local object at time intervals.

**Originality.** It is proposed to determine the base schedule of the local facility and the parameters of the photoelectric system based on the average monthly values of photoelectric battery generation in the transition seasons – October, March and the expected cost of energy consumed from the grid during the year. The recalculation of the base value of power during the year is substantiated taking into account the duration of daylight. A method for determining the recommended load schedule of a local object with the formation of the battery charge according to the average monthly value of the photoelectric battery generation power at time intervals during the day, which are determined by archival data for the object location.

**Practical value.** The obtained solutions are the basis for designing photoelectric systems with a battery to meet the needs of local objects.

**Keywords:** load power graph; archival data; photoelectric battery; average power values over time intervals; battery; simulation.