НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ
Завідувач кафедри
Інженерії енергосистем
(назва кафедри)

к.т.н., доц. _____ Євген АНТИПОВ
„____” _____ 2026 р.

БАКАЛАВРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: **«Розробка електроживлення будинку на базі автономної фотоелектричної системи»**

Спеціальність «141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма «Інжиніринг електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами»

02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 008 ПЗ

Гарант освітньої програми
__к.т.н., доцент_____ _____ Світлана МАКАРЕВИЧ
(науковий ступінь та вчене звання) **(Підпис)** **(ПІБ)**

Керівник бакалаврської
кваліфікаційної роботи
_старший викладач____ _____ Геннадій КРУГЛЯК
(науковий ступінь та вчене звання) **(Підпис)** **(ПІБ)**

Виконав _____ Михайло КОРЖ
(Підпис) **(ПІБ студента)**

КИЇВ – 2026

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
Інженерії енергосистем
(назва кафедри)

к.т.н., доц. _____ Євген АНТИПОВ
„____” _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ
На виконання бакалаврської кваліфікаційної роботи студенту
____Коржу Михайлу Михайловичу_____

Освітньо-професійна програма: «Інжиніринг електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами»
Спеціальність : «141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Тема бакалаврської кваліфікаційної роботи: **"Розробка електроживлення будинку на базі автономної фотоелектричної системи"**
затверджена наказом ректора НУБіП України від "30" жовтня 2025 р. № 2606 "С"
Термін подання завершеного проекту на кафедру "29" травня 2026 р.
Вихідні дані до бакалаврської кваліфікаційної роботи:
Приватний житловий будинок у м. Васильків Київської області площею 150 м² з двома поверхами та підвалом, шістьма постійними мешканцями, наявністю електричного бойлера, часткового електроопалення (тепла підлога в санвузлах), насосів технічної (0,75 кВт) і питної (0,5 кВт) води та групи критичних електроприймачів, для яких необхідно забезпечити автономне електроживлення від фотоелектричної системи з акумуляторним накопичувачем.
Перелік питань, які потрібно вирішити:
Проаналізувати житловий будинок як об’єкт електроживлення та виділити критичні навантаження, розрахувати параметри автономної фотоелектричної системи (потужність ФЕМ, ємність акумуляторної батареї, рівень автономності), обґрунтувати вибір основного обладнання (фотомодулів, гібридного інвертора, $LiFePO_4$-АКБ, кабельних ліній і апаратури захисту), розробити структурну, однолінійну та монтажну схеми системи, оцінити енергетичну ефективність, електробезпеку й техніко-економічні показники прийнятих рішень
Перелік графічних документів: презентація виконана в PowerPoint
Дата видачі завдання: 30 жовтня 2025 р

Керівник бакалаврської
кваліфікаційної роботи _____ Геннадій КРУГЛЯК

Завдання взяв до виконання_____ Михайло КОРЖ

РЕФЕРАТ

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему «Розробка електроживлення будинку на базі автономної фотоелектричної системи» присвячена створенню гібридної системи електропостачання приватного житлового будинку з використанням фотоелектричних модулів, акумуляторної батареї $LiFePO_4$ та гібридного інвертора. Актуальність роботи зумовлена зростанням тарифів на електроенергію, ризиком тривалих аварійних відключень і необхідністю підвищення енергетичної незалежності домогосподарств.

Метою роботи є розроблення технічно обґрунтованої, безпечної та економічно доцільної системи електроживлення житлового будинку, яка забезпечує живлення критичних електроприймачів у періоди відсутності напруги в зовнішній мережі та допускає подальше розширення потужності фотоелектричної генерації. Об’єктом дослідження є система електроживлення приватного будинку, предметом – параметри, режими роботи й техніко-економічні показники гібридної фотоелектричної системи з акумуляторним накопичувачем.

У роботі виконано аналіз електричних навантажень будинку, виділено групу критичних споживачів, розраховано потужність фотоелектричного масиву та ємність $LiFePO_4$-акумуляторної батареї для заданої автономності, обґрунтовано вибір гібридного інвертора Deye SUN-6K-SG03LP1-EU і розроблено структурну, однолінійну та монтажну схеми системи. Техніко-економічний аналіз показав, що орієнтовні капітальні витрати становлять близько 255 тис. грн, а умовний простий строк окупності за тарифу 4,0 грн/кВт·год дорівнює приблизно 10,6 року, що підтверджує доцільність запропонованої системи для електроживлення житлового будинку.

Ключові слова: *автономна фотоелектрична система; гібридний інвертор; $LiFePO_4$-акумулятор; критичні навантаження; сонячний енергетичний потенціал; енергетичний баланс; строк окупності*.

ABSTRACT

Bachelor's thesis "Design of power supply for a residential building based on an autonomous photovoltaic system" is devoted to the development of a hybrid power supply system for a private house using photovoltaic modules, a $LiFePO_4$ battery and a hybrid inverter. The relevance of the work is determined by the increase in electricity tariffs, the risk of long-term grid outages and the need to improve the energy independence of households.

The aim of the work is to develop a technically justified, safe and economically feasible power supply system that ensures the supply of critical loads during grid failures and allows further expansion of PV generation capacity. The object of the study is the power supply system of a residential building; the subject is the parameters, operating modes and techno-economic indicators of a hybrid photovoltaic system with an energy storage unit.

The thesis includes analysis of electrical loads, identification of critical consumers, calculation of the PV array power and $LiFePO_4$ battery capacity for a given autonomy, selection of a Deye SUN-6K-SG03LP1-EU hybrid inverter and development of structural, single-line and wiring diagrams. Techno-economic analysis shows that the total capital cost is about 255 thousand UAH, while the simple payback period at a tariff of 4.0 UAH/kWh is approximately 10.6 years, which confirms the feasibility of the proposed system for residential power supply.

Keywords: *autonomous photovoltaic system; hybrid inverter; $LiFePO_4$ battery; critical loads; solar energy potential; energy balance; payback period*.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ 6
ВСТУП 7
РОЗДІЛ 1 12
АНАЛІЗ ОБ'ЄКТА ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ ТА ТЕХНІЧНИХ ПЕРЕДУМОВ ВИКОРИСТАННЯ АВТОНОМНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ 12
1.1. Характеристика житлового будинку як об'єкта електропостачання 12
1.2. Аналіз електричних навантажень житлового будинку 19
1.3. Обґрунтування доцільності автономної фотоелектричної системи 27
Висновки до розділу 1 32
РОЗДІЛ 2 34
РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ АВТОНОМНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ 34
2.1. Визначення сонячного енергетичного потенціалу місцевості 34
2.2. Розрахунок потужності фотоелектричного масиву 42
2.3. Розрахунок акумуляторної батареї та автономності системи 50
Висновки до розділу 2 57
РОЗДІЛ 3 60
ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ ТА РОЗРОБКА СХЕМИ АВТОНОМНОГО ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ 60
3.1. Вибір гібридного інвертора для автономної фотоелектричної системи 60
3.2. Розрахунок кабельних ліній, втрат напруги та захисту 66
3.3. Розробка структурної, принципової та монтажної схеми системи..... 72
Висновки до розділу 3 76
РОЗДІЛ 4 78
ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ, БЕЗПЕКИ ТА НАДІЙНОСТІ АВТОНОМНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ 78
4.1. Оцінка енергетичної ефективності системи 78
4.2. Охорона праці та електробезпека під час експлуатації автономної ФЕС 80
4.3. Техніко-економічне обґрунтування прийнятих рішень 84
Висновки до розділу 4 88
ВИСНОВКИ 90
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ……...93

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 008 ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Корж М.М.			*Розробка електроживлення будинку на базі автономної фотоелектричної системи*	Літ.	Арк. 5 / Акрушів 97
Перевір.		Кругляк Г.В.					
Н. Контр.		Петренко А.В.				ННІ ЕАЕ	
Затверд.		Антипов Є.О.					

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

BMS – Battery Management System – система управління акумулятором

CAN – Controller Area Network – мережа контролерів

DoD – Depth of Discharge – глибина розряду

EMS – Energy Management System – система управління енергією

LFP – Lithium Iron Phosphate ($LiFePO_4$) – літій-залізо-фосфатний акумулятор

MPPT – Maximum Power Point Tracking – відстеження точки максимальної потужності

NMC – Nickel Manganese Cobalt – нікель-марганець-кобальтовий акумулятор

PSH – Peak Sun Hours – пікові сонячні години

RCD – Residual Current Device – пристрій захисного відключення

SoC – State of Charge – стан заряду

SPD – Surge Protection Device – пристрій захисту від перенапруги

ADMS – Advanced Distribution Management System – вдосконалена система управління розподілом

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

АКБ – акумуляторна батарея

ФЕМ – фотоелектричний модуль

ФЕС – фотоелектрична станція (сонячна електростанція)

PV – Photovoltaic – фотоелектричний

PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System – фотоелектрична географічна інформаційна система

SPD (DC/AC) – Surge Protection Device – пристрій захисту від перенапруги в колі постійного/змінного струму

RMS – Root Mean Square – діюче значення струму або напруги

ВСТУП

Електропостачання приватного житлового будинку є важливою складовою забезпечення комфортних і безпечних умов проживання, функціонування інженерних систем, побутового електрообладнання, систем водопостачання, освітлення, зв’язку та безпеки. У сучасних умовах підвищуються вимоги не лише до якості та безперервності електропостачання, а й до енергоефективності, гнучкості та автономності інженерних рішень. Особливого значення набувають системи резервного та автономного живлення, здатні забезпечувати роботу критичних електроприймачів у періоди аварійних або планових відключень зовнішньої електричної мережі.

Одним із перспективних напрямів підвищення енергетичної незалежності житлових будинків є застосування фотоелектричних систем, які забезпечують перетворення сонячної енергії в електричну. Відповідно до аналітичного звіту Міжнародного енергетичного агентства *Renewables 2024*, сонячна фотоелектрична генерація залишається одним із ключових напрямів розвитку відновлюваної енергетики у світі та відіграє провідну роль у прирості нових потужностей відновлюваних джерел енергії до 2030 року.

Для приватного житлового будинку доцільним є використання не лише мережевої, а й гібридної фотоелектричної системи, яка може працювати спільно із зовнішньою електричною мережею, акумуляторною батареєю та резервним генератором. Такий підхід дозволяє забезпечити електроживлення критичних споживачів у періоди зникнення напруги в мережі, зменшити залежність від централізованого електропостачання та створити умови для подальшого розширення системи. Актуальність цього напряму підсилюється тим, що сучасні нормативні документи з

проєктування електроустановок житлових будинків передбачають урахування вимог до електропостачання, внутрішніх електричних мереж, захисту, енергозбереження та систем гарантованого електропостачання. Об’єктом розробки в роботі є приватний житловий будинок, розташований у Київській області, м. Васильків. Будинок має загальну площу 150 м², два поверхи та підвальне приміщення. У будинку постійно проживає 6 осіб. Система електроживлення повинна враховувати наявність типових побутових електроприймачів, часткового електроопалення у вигляді теплої підлоги в санвузлах, електричного бойлера, насоса технічної води потужністю 0,75 кВт та насоса питної води потужністю 0,5 кВт.

Особливістю проєктованої системи є те, що вона не розглядається як повністю ізольована від зовнішньої мережі у штатному режимі. Передбачається гібридна структура електроживлення: у нормальному режимі будинок може отримувати електроенергію від зовнішньої мережі та фотоелектричних модулів, а в аварійному режимі критичні споживачі повинні живитися від акумуляторної батареї та сонячної генерації з можливістю підключення резервного генератора. Взаємовідносини споживачів з учасниками роздрібного ринку електричної енергії регламентуються Правилами роздрібного ринку електричної енергії, затвердженими постановою НКРЕКП № 312 від 14.03.2018 р.

Для забезпечення надійної роботи системи накопичення енергії доцільно застосувати акумуляторну батарею на базі технології $LiFePO_4$ з номінальною напругою 51,2 В. Такий рівень напруги є поширеним для сучасних побутових систем накопичення енергії та забезпечує зниження робочих струмів у колах постійного струму порівняно з системами 12 В або 24 В. У роботі передбачається порівняння варіантів автономності на 0,5, 1 та 2 доби для групи критичних навантажень, після чого буде обґрунтовано раціональний варіант з урахуванням технічних, економічних та експлуатаційних показників.

Актуальність теми полягає у необхідності розроблення технічно обґрунтованої, безпечної та економічно доцільної системи електроживлення приватного житлового будинку з використанням фотоелектричних модулів, акумуляторної батареї, гібридного інвертора та резервного джерела живлення. Така система має забезпечувати роботу критичних електроприймачів у періоди відсутності зовнішнього електропостачання, передбачати можливість майбутнього розширення потужності сонячної генерації та ємності акумуляторного накопичувача.

Метою бакалаврської кваліфікаційної роботи є розробка системи електроживлення приватного житлового будинку на базі автономної фотоелектричної системи з акумуляторним накопичувачем енергії, яка забезпечує живлення критичних електроприймачів у періоди відсутності зовнішнього електропостачання та має можливість подальшого розширення.

Об’єкт дослідження — система електроживлення приватного житлового будинку з використанням фотоелектричної генерації, акумуляторного накопичувача енергії, зовнішньої електричної мережі та резервного генератора.

Предмет дослідження — параметри, режими роботи, структура, енергетичний баланс і техніко-економічні показники гібридної фотоелектричної системи електроживлення приватного житлового будинку.

Для досягнення поставленої мети в роботі необхідно вирішити такі завдання:

1. Проаналізувати житловий будинок як об’єкт електроживлення, визначити склад основних і критичних електроприймачів, а також сформувати вихідні дані для подальших інженерних розрахунків.
2. Виконати розрахунок параметрів автономної фотоелектричної системи, зокрема визначити електроспоживання критичних навантажень, необхідну

потужність фотоелектричного масиву та ємність акумуляторної батареї для варіантів автономності 0,5, 1 та 2 доби.

3. Обґрунтувати вибір основного електротехнічного обладнання та розробити схему електроживлення будинку, включаючи вибір фотоелектричних модулів, гібридного інвертора, акумуляторної батареї $LiFePO_4$ 51,2 В, кабельних ліній, комутаційної та захисної апаратури.
4. Оцінити енергетичну ефективність, електробезпеку, надійність і техніко-економічну доцільність запропонованої системи, а також передбачити можливість її подальшого розширення.

У роботі використано такі методи дослідження: аналіз нормативних, довідкових і технічних джерел; розрахунок електричних навантажень; метод енергетичного балансу; порівняльний аналіз варіантів автономності; розрахунок параметрів фотоелектричного масиву та акумуляторної батареї; вибір електротехнічного обладнання за потужністю, напругою, струмом, умовами експлуатації та вимогами електробезпеки; техніко-економічне порівняння варіантів побудови системи. Для оцінювання сонячного енергетичного потенціалу місцевості доцільно використовувати дані PVGIS, оскільки цей ресурс надає інформацію про сонячну радіацію та продуктивність фотоелектричних систем для різних географічних координат.

Практичне значення роботи полягає у розробленні технічного рішення, яке може бути використане як основа для проєктування резервованого електроживлення приватного житлового будинку. Запропонована система дозволяє забезпечити електропостачання критичних споживачів, підвищити надійність енергозабезпечення, зменшити залежність від зовнішньої мережі та створити передумови для подальшого нарощування потужності фотоелектричної генерації й акумуляторного накопичення.

Вихідними даними для виконання роботи є: місце розташування об’єкта — Київська область, м. Васильків; тип об’єкта — приватний житловий будинок; загальна площа — 150 м²; кількість поверхів — два поверхи та підвальне приміщення; кількість мешканців — 6 осіб; режим використання — постійне проживання; наявність електричного бойлера, часткового електроопалення в санвузлах, насоса технічної води потужністю 0,75 кВт, насоса питної води потужністю 0,5 кВт та типових побутових електроприймачів. У період автономної роботи передбачається живлення лише критичних споживачів.

Структура роботи відповідає поставленим завданням і складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків до кожного розділу, загальних висновків, списку використаних джерел і додатків. У першому розділі виконується аналіз житлового будинку як об’єкта електроживлення. У другому розділі проводиться розрахунок параметрів автономної фотоелектричної системи. У третьому розділі здійснюється вибір обладнання та розроблення електричної схеми системи. У четвертому розділі оцінюються ефективність, електробезпека, надійність і техніко-економічні показники прийнятих інженерних рішень.

.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ОБ’ЄКТА ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ ТА ТЕХНІЧНИХ ПЕРЕДУМОВ ВИКОРИСТАННЯ АВТОНОМНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ

1.1. Характеристика житлового будинку як об’єкта електропостачання

Розроблення системи електроживлення приватного житлового будинку необхідно починати з аналізу об’єкта проєктування, оскільки саме характеристики будівлі, режим її експлуатації, склад електроприймачів і вимоги до надійності живлення визначають подальші розрахунки потужності фотоелектричної системи, ємності акумуляторної батареї, параметрів інверторного обладнання, кабельних ліній і захисної апаратури. Відповідно до методичних рекомендацій щодо підготовки бакалаврської кваліфікаційної роботи зі спеціальності 141, у першому розділі необхідно надати характеристику об’єкта проєктування, проаналізувати його стан і визначити напрями розв’язання поставлених інженерних завдань.

Об’єктом дослідження є приватний житловий будинок, розташований у Київській області, м. Васильків. Будинок призначений для постійного проживання шести осіб, має загальну площу 150 м², два надземні поверхи та підвальне приміщення. За призначенням і характером електроспоживання об’єкт належить до житлових електроустановок із побутовими, освітлювальними, насосними, санітарно-технічними та допоміжними електроприймачами.

Основні вихідні дані щодо житлового будинку як об’єкта електропостачання наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1.

Вихідні дані про житловий будинок як об’єкт електропостачання

Показник	Значення
Місце розташування об’єкта	Київська область, м. Васильків
Тип будівлі	Приватний житловий будинок
Режим використання	Постійне проживання
Загальна площа будинку	150 м²
Кількість надземних поверхів	2
Наявність підвального приміщення	Так
Кількість мешканців	6 осіб
Основний характер електричного навантаження	Побутове, освітлювальне, насосне, санітарно-технічне
Електроопалення	Часткове, тепла підлога в санвузлах
Тепловий насос	Відсутній
Електричний бойлер	Наявний
Насос технічної води	0,75 кВт
Насос питної води	0,5 кВт
Резервний генератор	Допускається
Режим автономності	Живлення критичних споживачів
Запланована номінальна напруга системи накопичення енергії	51,2 В
Попередньо прийнятий тип акумуляторної батареї	$LiFePO_4$

Аналіз даних таблиці 1.1 показує, що досліджуваний будинок є житловим об’єктом із постійним режимом експлуатації та значною кількістю побутових електроприймачів. Постійне проживання шести осіб зумовлює щоденне використання освітлення, холодильного обладнання, кухонної техніки, систем водопостачання, засобів зв’язку та санітарно-технічного обладнання. Наявність двох поверхів і підвального приміщення ускладнює структуру внутрішньої електричної мережі, оскільки потребує поділу навантажень за функціональними зонами, поверхами та груповими лініями.

Особливу увагу під час подальших розрахунків необхідно приділити насосному обладнанню. Насос технічної води потужністю 0,75 кВт і насос питної води потужністю 0,5 кВт мають електродвигуни, для яких характерні короткочасні пускові струми. Це означає, що під час вибору інвертора не-

обхідно враховувати не лише сумарну робочу потужність критичних споживачів, але й короткочасні перевантаження, що виникають під час запуску двигунів. Такий підхід відповідає загальним вимогам Правил улаштування електроустановок, які встановлюють вимоги до електроустановок змінного та постійного струму й застосовуються під час проєктування, реконструкції та технічного переоснащення електроустановок.

Для попередньої характеристики об’єкта доцільно визначити питому площу, що припадає на одного мешканця. Цей показник не є основним електротехнічним параметром, однак він дає змогу оцінити масштаб житлового об’єкта, кількість функціональних зон і потенційну кількість електроприймачів.

Питома площа на одного мешканця визначається за формулою:

$$S_{\text{пит}} = \frac{S_{\text{заг}}}{n} \tag{1.1}$$

де $S_{\text{пит}}$ — питома площа на одного мешканця, м^2/особу;

$S_{\text{заг}}$ — загальна площа будинку, м^2;

n — кількість мешканців, осіб.

Для досліджуваного житлового будинку:

$$S_{\text{пит}} = \frac{150}{6} = 25 \text{ м}^2/\text{особу}.$$

Отримане значення становить 25 м²/особу, що свідчить про достатню площу будинку для розміщення декількох груп електричних навантажень: освітлювальних, розеткових, кухонних, санітарно-технічних, насосних і допоміжних. Орієнтовна площа одного надземного поверху становить 75 м² без урахування підвального приміщення, що є важливим для подальшого формування групових електричних ліній і розміщення елементів системи резервованого живлення.

З погляду електропостачання приватний житловий будинок характеризується нерівномірним добовим графіком навантаження. Найбільше споживання електричної енергії очікується у ранкові та вечірні години, коли одночасно можуть працювати освітлення, насосне обладнання, кухонна техніка, холодильне обладнання, бойлер, засоби зв’язку та інші побутові електроприймачі. У нічний період споживання зменшується, однак частина обладнання працює постійно або циклічно: холодильник, морозильна камера, інтернет-обладнання, системи безпеки та автоматика.

Проєктування електрообладнання житлових будинків виконується з урахуванням вимог нормативних документів, які регламентують електропостачання, електричне освітлення, силове електрообладнання, захисні заходи та внутрішні електричні мережі. ДБН В.2.5-23:2010 поширювався на проєктування електропостачання, електричного освітлення і силового електрообладнання житлових, адміністративних та громадських будинків, а також передбачав необхідність урахування вимог ПУЕ та інших чинних нормативних документів [7]. Для фотоелектричних систем доцільно також враховувати спеціалізовані вимоги ДСТУ HD 60364-7-712:2022, який стосується електроустановок низької напруги та фотоелектричних систем.

У межах цієї роботи автономне електроживлення передбачається не для всіх електроприймачів будинку, а лише для групи критичних споживачів. Такий підхід є технічно та економічно обґрунтованим, оскільки повне резервування всіх побутових навантажень призвело б до значного збільшення необхідної ємності акумуляторної батареї, потужності інвертора, площі фотоелектричного масиву та загальної вартості системи. Натомість резервування критичних навантажень дозволяє забезпечити базові потреби мешканців під час відсутності зовнішнього електропостачання.

Для подальших розрахунків електроприймачі житлового будинку доцільно попередньо класифікувати за функціональним призначенням, режимом роботи та необхідністю живлення в автономному режимі. Така класифікація наведена в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2

Попередня класифікація електроприймачів житлового будинку

Група електроприймачів	Приклади обладнання	Режим роботи	Доцільність живлення в автономному режимі
Освітлення	LED-світильники житлових кімнат, кухні, коридорів, санвузлів	Періодичний	Так, частково
Холодильне обладнання	Холодильник, морозильна камера	Циклічний	Так
Водопостачання	Насос технічної води 0,75 кВт, насос питної води 0,5 кВт	Короткочасний, періодичний	Так
Зв’язок та інформаційне обладнання	Wi-Fi роутер, ONU/модем, зарядні пристрої	Тривалий або постійний	Так
Системи безпеки	Охоронна сигналізація, відеоспостереження, автоматика	Постійний або черговий	Так
Санітарно-технічні споживачі	Електричний бойлер, тепла підлога в санвузлах	Періодичний, значна потужність	Обмежено або ні
Кухонна техніка	Електрочайник, мікрохвильова піч, мультиварка	Короткочасний, значна потужність	Обмежено
Побутова техніка	Пральна машина, пилосос, праска	Періодичний, значна потужність	Ні
Розеткові групи	Розетки кімнат загального призначення	Нерівномірний	Частково, через резервну групу

Аналіз таблиці 1.2 показує, що електроприймачі будинку істотно відрізняються за характером роботи та пріоритетністю живлення під час автономного режиму. До першочергових споживачів слід віднести холодильне обладнання, освітлення першої необхідності, засоби зв’язку, системи без-

пеки та насоси водопостачання. Саме ці електроприймачі забезпечують мінімально необхідний рівень життєзабезпечення будинку під час відсутності електроенергії в зовнішній мережі.

Водночас електричний бойлер, тепла підлога, пральна машина, електрочайник, праска та інша потужна побутова техніка не повинні входити до основної групи резервованого живлення. Їх робота в автономному режимі суттєво збільшує навантаження на акумуляторну батарею та скорочує тривалість автономної роботи системи. Тому для таких споживачів доцільно передбачити або повне відключення під час аварійного режиму, або обмежене використання лише за наявності достатньої сонячної генерації чи роботи резервного генератора.

Для наочного представлення логіки поділу електроприймачів будинку на основні та критичні доцільно використати структурну схему, наведену на рисунку 1.1.

Аналіз рисунка 1.1 показує, що для досліджуваного будинку доцільно застосувати не повне резервування всієї внутрішньої електричної мережі, а селективне резервування окремої групи навантажень. Такий підхід передбачає формування окремого щита критичних навантажень, до якого підключаються електроприймачі, необхідні для базового функціонування будинку під час відсутності зовнішнього електропостачання. Це дозволяє зменшити розрахункове автономне навантаження, обмежити розряд акумуляторної батареї, підвищити тривалість автономної роботи та забезпечити раціональне використання фотоелектричної генерації.



Рис. 1.1. Поділ електроприймачів житлового будинку на основні та критичні

З технічної точки зору досліджуваний будинок доцільно розглядати як об’єкт із комбінованою системою електроживлення. У штатному режимі живлення може здійснюватися від зовнішньої електричної мережі та фотоелектричних модулів. У разі зникнення напруги в мережі живлення критичних споживачів має забезпечуватися через гібридний інвертор від акумуляторної батареї та фотоелектричного масиву. За тривалої відсутності сонячної генерації або при значному розряді акумуляторної батареї допускається використання резервного генератора.

Наявність акумуляторної батареї в системі потребує врахування вимог безпечного розміщення та експлуатації стаціонарних акумуляторних установок. ДСТУ EN IEC 62485-2:2022 встановлює вимоги безпеки для вторинних батарей і акумуляторних установок, зокрема щодо захисту від ураження електричним струмом, коротких замикань, небезпек, пов’язаних із батарейними установками, а також умов їх розміщення та обслуговування. Це необхідно враховувати під час подальшого вибору $LiFePO_4$-накопичувача, захисної апаратури та місця встановлення обладнання.

Отже, аналіз житлового будинку як об’єкта електропостачання показує, що система автономного електроживлення повинна бути орієнтована на живлення критичних споживачів, а не всього побутового навантаження. Такий підхід дозволяє оптимізувати параметри фотоелектричного масиву, ємність акумуляторної батареї та потужність інвертора. У наступному підрозділі необхідно виконати детальніший аналіз електричних навантажень будинку, визначити типовий перелік електроприймачів, їх установлену потужність, добове електроспоживання та сформувати групу критичних навантажень для подальших розрахунків автономної фотоелектричної системи.

1.2. Аналіз електричних навантажень житлового будинку

Аналіз електричних навантажень є основою для подальшого вибору потужності фотоелектричного масиву, ємності акумуляторної батареї, номінальної потужності гібридного інвертора, параметрів кабельних ліній і захисної апаратури. Для приватного житлового будинку електроспоживання має нерівномірний характер і залежить від кількості мешканців, режиму проживання, складу побутового обладнання, наявності насосів, електричного водонагріву, часткового електроопалення та систем зв’язку й безпеки.

Відповідно до ДБН В.2.5-23:2025, розрахункові електричні навантаження житлових будинків є окремим розділом проєктування електроустановок, а сам документ поширюється на проєктування електроустановок у житлових будинках під час нового будівництва, реконструкції та капітального ремонту. Крім того, під час визначення складу навантажень і подальшого вибору електрообладнання необхідно враховувати вимоги Правил улаштування електроустановок, які регламентують принципи улаштування електроустановок, вимоги до їх безпеки, вибору елементів та умов експлуатації.

Оскільки фактичні паспортні дані всіх побутових електроприймачів будинку відсутні, для попереднього інженерного розрахунку приймається типовий перелік електрообладнання приватного житлового будинку площею 150 м² із шістьма мешканцями. До переліку включено як загальні побутові споживачі, так і критичні електроприймачі, які повинні працювати в автономному режимі. Прийнятий перелік електроприймачів наведено в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3

Типовий перелік електроприймачів житлового будинку та їх добове електроспоживання

№ з/п	Електроприймач	Установлена потужність, кВт	Кількість, шт.	Час роботи на добу, год	Коефіцієнт використання	Добове споживання, кВт·год	Група
1	LED-освітлення житлових кімнат і коридорів	0,20	1	5,0	0,8	0,800	Критична
2	Холодильник	0,15	1	8,0	1,0	1,200	Критична
3	Морозильна камера	0,12	1	8,0	1,0	0,960	Критична
4	Wi-Fi роутер та ONU/модем	0,03	1	24,0	1,0	0,720	Критична
5	Система охорони/відеоспостереження	0,05	1	24,0	1,0	1,200	Критична
6	Насос питної води	0,50	1	0,5	1,0	0,250	Критична
7	Насос технічної води	0,75	1	0,5	1,0	0,375	Критична
8	Резервні розетки малої потужності	0,30	1	3,0	0,7	0,630	Критична
9	Електричний бойлер	2,00	1	3,0	1,0	6,000	Некритична
10	Тепла підлога у санвузлах	1,20	1	4,0	0,8	3,840	Некритична
11	Електрочайник	2,00	1	0,3	1,0	0,600	Некритична

12	Мікрохвильова піч	1,20	1	0,3	1,0	0,360	Некритична
13	Пральна машина	2,00	1	0,7	0,8	1,120	Некритична
14	Телевізор/мультимедіа	0,12	2	4,0	0,8	0,768	Некритична
15	Комп’ютер/ноутбуки	0,10	2	5,0	0,7	0,700	Некритична
16	Дрібна кухонна техніка	0,80	1	0,5	0,8	0,320	Некритична
17	Пилосос/праска	1,50	1	0,3	0,7	0,315	Некритична
	Разом	13,24				20,158	

Аналіз таблиці 1.3 показує, що сумарна встановлена потужність прийнятого типового набору електроприймачів становить 13,24 кВт. При цьому добове електроспоживання будинку становить 20,158 кВт·год. Найбільшу частку добового споживання формують електричний бойлер і тепла підлога у санвузлах. Разом ці два споживачі споживають 9,84 кВт·год на добу, тобто майже половину всього добового електроспоживання будинку.

З огляду на це, повне резервування всього побутового навантаження в автономному режимі є технічно можливим, але економічно недоцільним. Для забезпечення живлення всіх споживачів необхідно було б істотно збільшити ємність акумуляторної батареї, потужність інвертора та площу фотоелектричного масиву. Тому в роботі приймається принцип селективного резервування, за якого в автономному режимі живляться лише критичні споживачі.

Добове електроспоживання кожного електроприймача визначається за формулою:

$$E_i = P_i \cdot n_i \cdot t_i \cdot k_{\text{вик}} \qquad (1.2)$$

де E_i — добове електроспоживання і-го електроприймача, кВт·год;

P_i — номінальна потужність електроприймача, кВт;

n_i — кількість однотипних електроприймачів, шт.;

t_i — середній час роботи на добу, год;

$k_{\text{вик}}$ — коефіцієнт використання електроприймача.

Наприклад, для насоса технічної води потужністю 0,75 кВт за умови середньої тривалості роботи 0,5 год на добу добове електроспоживання становить:

$$E_{\text{н.т}} = 0{,}75 \cdot 1 \cdot 0{,}5 \cdot 1{,}0 = 0{,}375 \text{ кВт·год.}$$

Для електричного бойлера потужністю 2,0 кВт за умови середньої тривалості роботи 3 год на добу:

$$E_{\text{бойлер}} = 2{,}0 \cdot 1 \cdot 3{,}0 \cdot 1{,}0 = 6{,}0 \text{ кВт·год.}$$

Наведені розрахунки демонструють істотну різницю між споживачами короткочасної роботи та потужними тривалими навантаженнями. Насоси водопостачання мають значну миттєву потужність, однак через невелику тривалість роботи їх добове електроспоживання є порівняно невеликим. Натомість бойлер має не лише значну потужність, але й відносно тривалий час роботи, тому його включення до резервованої групи суттєво збільшило б необхідну ємність акумуляторної батареї.

Для подальшого проєктування автономної фотоелектричної системи необхідно окремо виділити критичні електроприймачі. Результати групування навантажень наведено в таблиці 1.4.

Таблиця1.4

Узагальнення електричних навантажень за групами споживачів

Група навантаження	Установлена потужність, кВт	Добове електроспоживання, кВт·год	Частка у добовому електроспоживанні, %	Доцільність резервування
Критичні споживачі	2,10	6,135	30,43	Так
Некритичні споживачі	11,14	14,023	69,57	Ні або обмежено
Разом	13,24	20,158	100,00	

Аналіз таблиці 1.4 показує, що критичні споживачі становлять лише 2,10 кВт установленої потужності та споживають 6,135 кВт·год на добу. Це приблизно 30,43 % від загального добового електроспоживання будинку. Отже, виділення окремої групи критичних навантажень дозволяє зменшити розрахункову добову потребу автономної системи більш ніж утричі порівняно з варіантом повного резервування всіх електроприймачів.

Такий результат є принципово важливим для подальшого розрахунку акумуляторної батареї. Якщо розраховувати автономність для всього будинку, то для однієї доби без урахування втрат необхідно було б забезпечити близько 20,158 кВт·год корисної енергії. Якщо ж резервувати лише критичні споживачі, то базова добова потреба зменшується до 6,135 кВт·год. Саме це значення буде використано в розділі 2 під час порівняння варіантів автономності на 0,5, 1 та 2 доби.

Розрахункова встановлена потужність групи критичних споживачів визначається за формулою:

$$P_{\text{кр}} = \sum_{i=1}^{m} P_i \cdot n_i \qquad (1.3)$$

де $P_{\text{кр}}$ — встановлена потужність критичних споживачів, кВт;

P_i — номінальна потужність і-го критичного електроприймача, кВт;

n_i — кількість однотипних електроприймачів;

m — кількість найменувань критичних електроприймачів.

Для прийнятого переліку критичних навантажень:

$$P_{\text{кр}} = 0{,}20 + 0{,}15 + 0{,}12 + 0{,}03 + 0{,}05 + 0{,}50 + 0{,}75 + 0{,}30 = 2{,}10 \text{ кВт}.$$

Отримане значення 2,10 кВт не слід безпосередньо ототожнювати з потужністю інвертора, оскільки не всі споживачі працюють одночасно. Водночас насосне обладнання має електродвигуни, для яких характерні підвищені пускові струми. Тому під час вибору інвертора в розділі 3 необхідно враховувати не лише робочу потужність критичної групи, а й короткочасну перевантажувальну здатність інвертора.

Для наочного представлення співвідношення між критичними та некритичними навантаженнями доцільно використати кругову діаграму, наведену на рисунку 1.2.

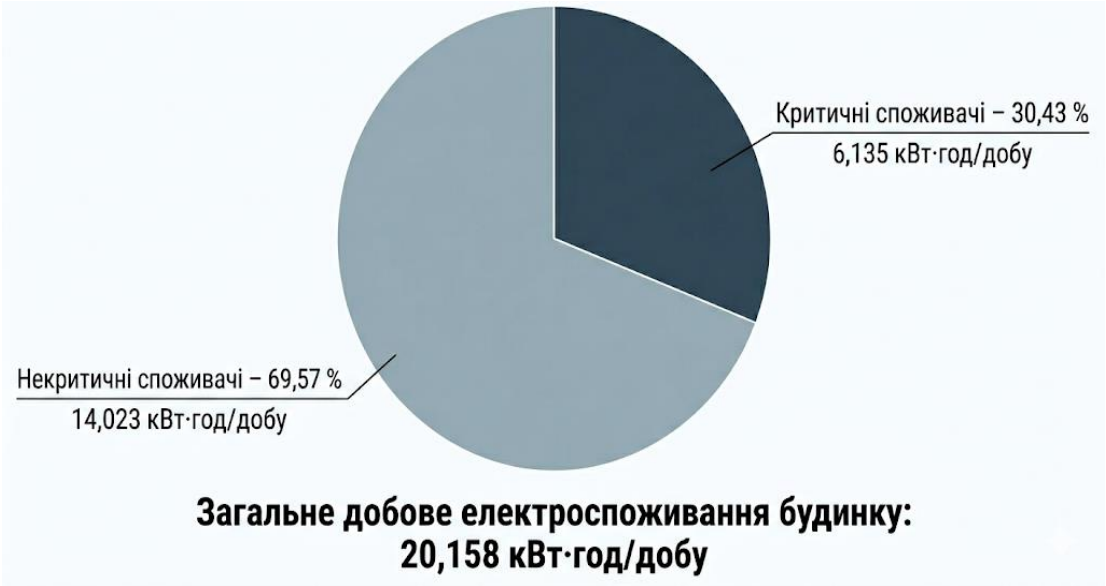

Рис. 1.2. Структура добового електроспоживання житлового будинку за групами навантажень

Аналіз рисунка 1.2 показує, що більша частина електроспоживання будинку формується некритичними споживачами. До цієї групи належать електричний бойлер, тепла підлога, пральна машина, електрочайник, мікрохвильова піч та інше потужне побутове обладнання. У нормальному режимі ці споживачі забезпечують комфорт проживання, однак у період автономної роботи їх живлення не є першочерговим.

Критична група, навпаки, має меншу частку в загальному електроспоживанні, але є визначальною для забезпечення базових потреб мешканців. До неї належать освітлення першої необхідності, холодильне обладнання, насоси водопостачання, інтернет-обладнання та системи безпеки. Саме ця група повинна бути підключена до окремого щита критичних навантажень і забезпечуватися електроенергією від фотоелектричних модулів, акумуляторної батареї та, за потреби, резервного генератора.

Добовий графік навантаження житлового будинку має нерівномірний характер. Для приватного будинку з постійним проживанням характерні два виражені періоди підвищеного споживання: ранковий та вечірній. Ранковий максимум пов’язаний із використанням освітлення, насосів, кухонної техніки та санітарно-технічного обладнання. Вечірній максимум є більш тривалим і формується одночасною роботою освітлення, побутової техніки, засобів зв’язку, холодильного обладнання, бойлера та інших споживачів.

Для якісної оцінки режиму електроспоживання прийнято типовий добовий графік навантаження, опис якого наведено на рисунку 1.3.



Рис. 1.3. Типовий добовий графік загального та критичного електроспоживання житлового будинку

Аналіз рисунка 1.3 показує, що автономна фотоелектрична система повинна бути розрахована не тільки за добовою енергією, а й з урахуванням нерівномірності споживання протягом доби. Фотоелектрична генерація припадає переважно на світлу частину доби, тоді як значна частина споживання житлового будинку відбувається у вечірній час. Це означає, що акумуляторна батарея є обов'язковим елементом системи, оскільки вона забезпечує перенесення надлишкової денної сонячної енергії на вечірній і нічний періоди.

Крім енергетичного балансу, важливим є питання якості та рівня напруги живлення. Згідно з інформацією НКРЕКП, у зв'язку з переходом на європейські підходи до параметрів якості електроживлення з 01.07.2025 в Україні передбачається застосування номінальної напруги 230/400 В та допустимого відхилення напруги від 207 до 253 В, тобто ±10 % від 230 В. Це необхідно враховувати під час вибору гібридного інвертора, оскільки він

повинен забезпечувати стабільну вихідну напругу для критичних споживачів у межах допустимих параметрів.

З урахуванням отриманих результатів для подальших розрахунків приймається, що добове електроспоживання всього будинку становить 20,158 кВт·год, а добове електроспоживання критичних споживачів — 6,135 кВт·год. Саме значення 6,135 кВт·год буде базовим для розрахунку акумуляторної батареї та оцінювання варіантів автономності. У наступному підрозділі необхідно обґрунтувати доцільність використання автономної фотоелектричної системи, визначити її функціональну структуру та сформувати технічні передумови для розрахунку основних елементів системи.

1.3. Обґрунтування доцільності автономної фотоелектричної системи

Результати аналізу електричних навантажень житлового будинку, виконані у підрозділі 1.2, показали, що повне резервування всіх побутових електроприймачів є технічно можливим, але економічно недоцільним. Добове електроспоживання всього будинку становить 20,158 кВт·год, тоді як добове електроспоживання критичних споживачів становить 6,135 кВт·год. Отже, для забезпечення базового функціонування будинку під час аварійного зникнення напруги в зовнішній мережі доцільно проєктувати систему не для всього навантаження, а для окремої групи критичних електроприймачів.

Застосування фотоелектричної системи для приватного житлового будинку є доцільним з кількох причин. По-перше, сонячна енергія є відновлюваним джерелом, яке може використовуватися безпосередньо на місці споживання. По-друге, фотоелектрична система може працювати разом із зовнішньою мережею, акумуляторною батареєю та резервним генератором.

По-третє, така система дозволяє підвищити енергетичну незалежність будинку та забезпечити живлення критичних споживачів у періоди аварійних відключень електроенергії. За даними Міжнародного енергетичного агентства, сонячна фотоелектрична генерація є одним із ключових напрямів розвитку відновлюваної енергетики до 2030 року.

Під час вибору типу системи електроживлення для приватного будинку можна розглядати три основні варіанти: мережеву фотоелектричну систему, повністю автономну систему та гібридну систему.

Найбільш раціональним рішенням для досліджуваного будинку є гібридна фотоелектрична система. Вона поєднує переваги мережевого та автономного режимів роботи. У штатному режимі будинок може отримувати електроенергію від зовнішньої мережі та фотоелектричних модулів, а акумуляторна батарея може заряджатися від сонячної генерації або, за потреби, від мережі. У разі зникнення напруги в мережі гібридний інвертор переводить критичні навантаження на живлення від акумуляторної батареї та фотоелектричного масиву. За тривалого дефіциту сонячної генерації допускається використання резервного генератора.

З урахуванням вихідних даних об’єкта та результатів аналізу навантажень доцільно прийняти структуру системи електроживлення, яка передбачає виділення окремого щита критичних навантажень. До нього повинні бути підключені ті споживачі, які мають працювати під час відсутності зовнішньої мережі: холодильник, морозильна камера, освітлення першої необхідності, насос питної води, насос технічної води, інтернет-обладнання, системи безпеки та резервні розетки малої потужності.

Для узагальнення запропонованого рішення структурну схему гібридної системи електроживлення житлового будинку наведено на рисунку 1.4.



Рис. 1.4. Структурна схема гібридної фотоелектричної системи електроживлення житлового будинку

Аналіз рисунка 1.4 показує, що запропонована система має кілька джерел електричної енергії: зовнішню електричну мережу, фотоелектричні модулі, акумуляторну батарею та резервний генератор. Центральним елементом системи є гібридний інвертор, який забезпечує перетворення енергії постійного струму від фотоелектричних модулів і акумуляторної батареї в електроенергію змінного струму для живлення споживачів. Крім того, інвертор виконує функції керування потоками енергії між джерелами, акумуляторною батареєю та навантаженням.

Наявність окремого щита критичних навантажень є важливою умовою раціональної роботи системи. Такий щит дозволяє відокремити споживачі, які мають гарантовано працювати під час аварійного режиму, від некритичних побутових навантажень. Це зменшує ризик перевантаження інвертора, обмежує швидкість розряду акумуляторної батареї та забезпечує прогнозовану тривалість автономної роботи. Крім того, поділ навантажень

спрощує подальшу експлуатацію системи, оскільки користувач має чітке розуміння, які електроприймачі можуть працювати в автономному режимі.

Під час проєктування фотоелектричної частини системи необхідно враховувати вимоги спеціалізованих нормативних документів щодо електроустановок низької напруги з фотоелектричними джерелами. ДСТУ HD 60364-7-712:2022 встановлює вимоги до спеціальних електроустановок або місць розміщення, що містять фотоелектричні системи, і є чинним національним стандартом, гармонізованим з HD 60364-7-712:2016 [8]. Проєктування електроустановок житлових будинків та систем гарантованого електропостачання також має виконуватися з урахуванням положень ДБН В.2.5-23:2025, який набрав чинності з 01.01.2026 і замінив ДБН В.2.5-23:2010.

Для обґрунтування режимів роботи гібридної системи доцільно виділити три основні режими: штатний режим, аварійний автономний режим і режим резервування від генератора.

У штатному режимі вона дозволяє використовувати сонячну енергію для покриття частини поточного споживання та заряджання акумуляторної батареї. В аварійному автономному режимі система забезпечує живлення лише критичних споживачів, що дає змогу збільшити тривалість автономної роботи. У режимі резервування від генератора система може підтримувати роботу будинку під час тривалих періодів низької сонячної генерації або за необхідності швидкого відновлення заряду акумуляторної батареї.

Особливе значення для досліджуваного об’єкта має можливість майбутнього розширення системи. Оскільки вихідні вимоги передбачають порівняння автономності на 0,5, 1 та 2 доби, доцільно закласти модульний

принцип побудови системи накопичення енергії. Це означає, що акумуляторна батарея повинна мати можливість нарощування ємності шляхом паралельного підключення додаткових модулів, а інвертор і фотоелектричний масив повинні мати резерв за параметрами або можливість підключення додаткових стрингів у межах допустимих характеристик обладнання.

Доцільність застосування акумуляторної батареї $LiFePO_4$ у подальших розділах буде обґрунтована окремо, однак уже на цьому етапі можна визначити основні причини вибору саме цього типу накопичувача: підвищена безпека порівняно з деякими іншими літієвими технологіями, значний ресурс циклів заряджання-розряджання, краща придатність до модульного нарощування, стабільні електричні характеристики та наявність готових побутових рішень із номінальною напругою 51,2 В. Під час проєктування стаціонарних акумуляторних установок необхідно враховувати вимоги безпеки до вторинних батарей та акумуляторних установок, зокрема положення ДСТУ EN IEC 62485-2:2022.

Вихідними передумовами є постійне проживання шести осіб, наявність критичних електроприймачів, потреба у водопостачанні, зв’язку, освітленні та збереженні продуктів. Додатковим фактором є можливість аварійного зникнення напруги зовнішньої мережі. У таких умовах система повинна не лише генерувати електроенергію від сонячних модулів, а й накопичувати її для використання у вечірній, нічний або аварійний період.

Таким чином, автономна фотоелектрична система у цій роботі розглядається не як повністю ізольована від мережі установка, а як гібридна система резервованого електроживлення критичних споживачів. Такий підхід відповідає фактичним умовам об’єкта, оскільки зовнішня мережа наявна, але в критичних ситуаціях система повинна забезпечити автономну роботу визначеної групи навантажень. Це дозволяє досягти балансу між надійністю, вартістю, безпекою, енергоефективністю та можливістю подальшого розширення системи.

Висновки до розділу 1

1. У розділі виконано характеристику приватного житлового будинку як об’єкта електропостачання. Встановлено, що будинок розташований у Київській області, м. Васильків, має площу 150 м², два надземні поверхи та підвальне приміщення, призначений для постійного проживання шести осіб. Об’єкт характеризується наявністю побутових, освітлювальних, насосних, санітарно-технічних та допоміжних електроприймачів. Особливу увагу приділено наявності двох насосів водопостачання потужністю 0,75 кВт і 0,5 кВт, електричного бойлера та часткового електроопалення у вигляді теплої підлоги в санвузлах. Обґрунтовано необхідність виділення окремої групи критичних навантажень, які мають забезпечувати базове функціонування будинку під час відсутності зовнішнього електропостачання.
2. Проведено аналіз типового складу електричних навантажень житлового будинку. За результатами розрахунків сумарна встановлена потужність прийнятих електроприймачів становить 13,24 кВт, а добове електроспоживання всього будинку — 20,158 кВт·год. Визначено, що найбільшу частку споживання формують некритичні потужні навантаження, зокрема електричний бойлер і тепла підлога. Добове електроспоживання критичних споживачів становить 6,135 кВт·год, що дорівнює приблизно 30,43 % від загального добового споживання. Це підтверджує доцільність селективного резервування не всього будинку, а лише групи критичних електроприймачів.Обґрунтовано доцільність застосування для досліджуваного будинку гібридної фотоелектричної системи з акумуляторною батареєю та можливістю підключення резервного генератора. Встановлено, що мережева фотоелектрична система не забезпечує автономне живлення під час зникнення напруги в зовнішній мережі, а повністю автономна система є надмірною за вартістю та встановленою потужністю для об’єкта, який має підключення

до мережі. Найбільш раціональним рішенням визначено гібридну систему, яка у штатному режимі може працювати із зовнішньою мережею та фотоелектричними модулями, а в аварійному режимі — забезпечувати живлення критичних споживачів від акумуляторної батареї $LiFePO_4$ 51,2 В, фотоелектричного масиву та, за потреби, резервного генератора.

3. У розділі виконано характеристику приватного житлового будинку як об’єкта електропостачання. Встановлено, що будинок розташований у Київській області, м. Васильків, має площу 150 м², два надземні поверхи та підвальне приміщення, призначений для постійного проживання шести осіб. Об’єкт характеризується наявністю побутових, освітлювальних, насосних, санітарно-технічних та допоміжних електроприймачів. Особливу увагу приділено наявності двох насосів водопостачання потужністю 0,75 кВт і 0,5 кВт, електричного бойлера та часткового електроопалення у вигляді теплої підлоги в санвузлах. Обґрунтовано необхідність виділення окремої групи критичних навантажень, які мають забезпечувати базове функціонування будинку під час відсутності зовнішнього електропостачання.

РОЗДІЛ 2
РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ АВТОНОМНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ

2.1. Визначення сонячного енергетичного потенціалу місцевості

Розрахунок параметрів автономної фотоелектричної системи необхідно починати з оцінювання сонячного енергетичного потенціалу місцевості, у якій розташований об’єкт проєктування. Для досліджуваного житлового будинку такою місцевістю є м. Васильків Київської області. Виробіток фотоелектричних модулів залежить від географічного положення, рівня сонячної радіації, тривалості світлового дня, сезонності, кута нахилу модулів, орієнтації за азимутом, температурних умов, затінення та втрат у системі перетворення електроенергії.

Для оцінювання сонячного ресурсу доцільно використовувати спеціалізовані відкриті бази даних. PVGIS Європейської комісії надає інформацію про сонячну радіацію та продуктивність фотоелектричних систем для будь-якої місцевості, а також дозволяє оцінювати зміну виробітку протягом року [4]. NASA POWER Data Access Viewer є інтерактивним картографічним сервісом NASA для доступу до сонячних і метеорологічних даних [12]. Global Solar Atlas містить карти сонячної радіації та фотоелектричного потенціалу, зокрема для території України.

Оскільки м. Васильків розташоване в Київській області поблизу м. Києва, для попереднього інженерного розрахунку допускається використання даних для Київського регіону. За даними Profile Solar для м. Київ, отриманими на основі 8760 погодинних інтервалів сонячних і метеорологічних даних NASA POWER API, середній добовий виробіток 1 кВт установленої фотоелектричної потужності становить: влітку — 6,50 кВт·год/кВт·добу, восени — 2,65 кВт·год/кВт·добу, взимку — 1,01

кВт·год/кВт·добу, навесні — 4,32 кВт·год/кВт·добу. Для м. Київ також рекомендовано кут нахилу фіксованих сонячних панелей 42° у південному напрямку.

Основні вихідні параметри для оцінювання сонячного енергетичного потенціалу об’єкта наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

Вихідні параметри для оцінювання сонячного енергетичного потенціалу об’єкта

Показник	Прийняте значення	Обґрунтування
Місце розташування об’єкта	м. Васильків, Київська область	Вихідні дані до роботи
Розрахункова географічна зона	Київський регіон	Близькість м. Васильків до м. Києва
Розрахункові координати для попередньої оцінки	близько 50° пн. ш.; 30° сх. д.	Характерні для Київської області
Тип системи	Гібридна фотоелектрична система	Прийнято за результатами розділу 1
Розрахункове навантаження	Критичні споживачі	В автономному режимі живиться не весь будинок
Добове споживання критичних споживачів	6,135 кВт·год/добу	Розраховано у підрозділі 1.2
Орієнтація фотоелектричних модулів	Південь	Для збільшення річного виробітку
Розрахунковий кут нахилу модулів	42°	Рекомендований для Київського регіону [13]
Джерела уточнення сонячного ресурсу	PVGIS, NASA POWER, Global Solar Atlas	Відкриті бази сонячних даних [4], [12], [14]

Аналіз таблиці 2.1 показує, що досліджуваний об’єкт розташований у зоні, придатній для використання сонячної фотоелектричної генерації. Водночас для Київської області характерна істотна сезонна нерівномірність сонячного ресурсу. Це означає, що під час проєктування автономної системи необхідно враховувати не лише середньорічний виробіток, а й сезонні мінімуми, насамперед зимовий період.

За результатами аналізу електричних навантажень, наведеного в підрозділі 1.2, для подальших розрахунків приймається добове електроспоживання критичних споживачів, що визначається як:

$$E_{\text{кр.доб}} = 6{,}135 \text{ кВт} \cdot \text{год/добу} \quad (2.1).$$

Зазначене значення використовується як базове при визначенні необхідної потужності фотоелектричного масиву та ємності акумуляторної батареї, оскільки в автономному режимі передбачається живлення виключно критичної групи електроприймачів.

Для розрахунку сезонного енергетичного потенціалу приймаємо питомий добовий виробіток фотоелектричної системи на 1 кВт установленої потужності. Вихідні сезонні дані наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Сезонний питомий виробіток фотоелектричної системи для Київського регіону

Сезон	Кількість діб у сезоні, діб	Питомий добовий виробіток, кВт·год/(кВт·добу)	Сезонний виробіток 1 кВт ФЕМ, кВт·год/кВт	Частка у річному виробітку, %
Зима	90	1,01	90,90	6,85
Весна	92	4,32	397,44	29,94
Літо	92	6,50	598,00	45,05
Осінь	91	2,65	241,15	18,17
Разом	365	—	1327,49	100,00

Аналіз таблиці 2.2 показує, що найбільша частка річного виробітку фотоелектричної системи припадає на літній період — 45,05 %. Весняний період забезпечує 29,94 % річного виробітку, осінній — 18,17 %, а зимовий лише 6,85 %. Така нерівномірність є визначальною для автономної системи, оскільки саме в зимовий період спостерігається найбільший ризик дефіциту сонячної генерації.

Річний питомий виробіток фотоелектричної системи визначається як сума сезонних складових:

$$E_{\text{рік.пит}} = E_{\text{з}} \cdot D_{\text{з}} + E_{\text{в}} \cdot D_{\text{в}} + E_{\text{л}} \cdot D_{\text{л}} + E_{\text{о}} \cdot D_{\text{о}} \quad (2.2)$$

де $E_{\text{рік.пит}}$ — річний питомий виробіток, кВт·год/(кВт·рік);

$E_{\text{з}}, E_{\text{в}}, E_{\text{л}}, E_{\text{о}}$ — питомий добовий виробіток відповідно взимку, навесні, влітку та восени, кВт·год/(кВт·добу);

$D_{\text{з}}, D_{\text{в}}, D_{\text{л}}, D_{\text{о}}$ — кількість діб у відповідних сезонах, діб.

Після підстановки значень:

$E_{\text{рік.пит}} = 1{,}01 \cdot 90 + 4{,}32 \cdot 92 + 6{,}50 \cdot 92 + 2{,}65 \cdot 91.$

Розрахунок сезонних складових:

$E_{\text{зима}} = 1{,}01 \cdot 90 = 90{,}90$ кВт·год/кВт;

$E_{\text{весна}} = 4{,}32 \cdot 92 = 397{,}44$ кВт·год/кВт;

$E_{\text{літо}} = 6{,}50 \cdot 92 = 598{,}00$ кВт·год/кВт;

$E_{\text{осінь}} = 2{,}65 \cdot 91 = 241{,}15$ кВт·год/кВт.

Отже, річний питомий виробіток:

$E_{\text{рік.пит}} = 90{,}90 + 397{,}44 + 598{,}00 + 241{,}15 = 1327{,}49$ кВт·год/(кВт·рік) (2.3).

Середньодобовий річний питомий виробіток визначається за формулою:

$$E_{\text{доб.пит}} = \frac{E_{\text{рік.пит}}}{365} \quad (2.4)$$

де $E_{\text{доб.пит}}$ — середньодобовий питомий виробіток, кВт·год/(кВт·добу).

Після підстановки:

$$E_{\text{доб.пит}} = \frac{1327{,}49}{365} = 3{,}64 \text{ кВт·год/(кВт·добу)} \quad (2.5)$$

Отримане значення характеризує середньорічний потенціал виробітку 1 кВт установленої потужності фотоелектричної системи для умов Київського регіону. Водночас для автономного електроживлення цей показник

не є визначальним, оскільки не враховує мінімальні значення виробітку в зимовий період.

Таким чином, літній питомий виробіток приблизно у 6,44 раза перевищує зимовий, що обґрунтовує необхідність використання акумуляторної батареї та резервного джерела живлення у складі гібридної енергосистеми.

Для наочного подання сезонної нерівномірності генерації доцільно побудувати діаграму питомого добового виробітку, наведену на рисунку 2.1.

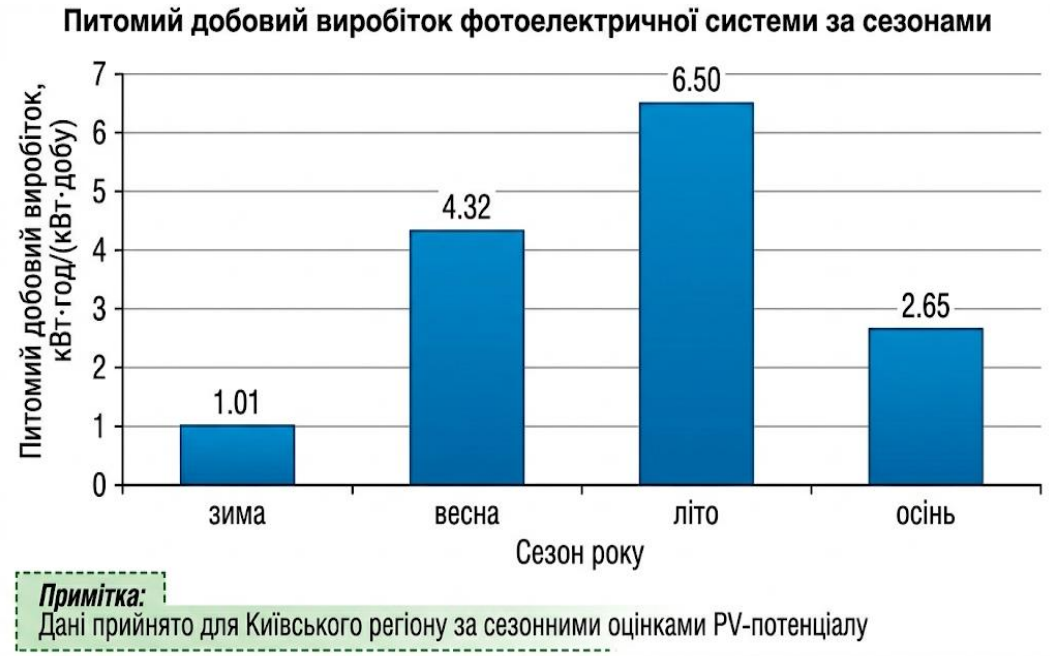

Рис. 2.1. Сезонна зміна питомого добового виробітку фотоелектричної системи для Київського регіону

Аналіз рисунка 2.1 підтверджує, що сонячна генерація у Київському регіоні має різко виражений сезонний характер. У літній період фотоелектрична система може виробляти значний надлишок електроенергії, тоді як у зимовий період виробіток зменшується до мінімального рівня. Саме тому під час розрахунку потужності фотоелектричного масиву необхідно розглядати кілька сценаріїв: літній, весняний, осінній, зимовий і середньорічний.

На наступному етапі визначається попередня потужність фотоелектричного масиву, необхідна для покриття добового електроспоживання критичних споживачів без урахування системних втрат.

Результати розрахунку попередньої необхідної потужності фотоелектричного масиву наведено в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3

Попередня необхідна потужність фотоелектричного масиву для покриття критичних навантажень без урахування системних втрат

Розрахунковий період	Питомий добовий виробіток, кВт·год/(кВт·добу)	Добове споживання критичних навантажень, кВт·год/добу	Попередня потужність ФЕМ, кВт
Зима	1,01	6,135	6,07
Весна	4,32	6,135	1,42
Літо	6,50	6,135	0,94
Осінь	2,65	6,135	2,32
Середньорічний режим	3,64	6,135	1,69

Аналіз таблиці 2.3 показує, що без урахування системних втрат для покриття критичного добового навантаження в середньорічному режимі потрібно близько 1,69 кВт фотоелектричних модулів. У літній період достатньо 0,94 кВт, у весняний — 1,42 кВт, в осінній — 2,32 кВт. Найбільша потужність потрібна взимку — 6,07 кВт. Це ще раз підтверджує, що зимовий режим є найбільш напруженим для автономної фотоелектричної системи.

У реальних умовах експлуатації частина електроенергії втрачається в інверторі, кабельних лініях, контролері заряду, акумуляторній батареї, а також внаслідок забруднення поверхні фотоелектричних модулів, їх нагрівання та відхилення фактичних умов від стандартних.

Результати розрахунку необхідної потужності фотоелектричного масиву з урахуванням системних втрат наведено в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

Необхідна потужність фотоелектричного масиву з урахуванням системних втрат

Розрахунковий період	Питомий добовий виробіток, кВт·год/(кВт·добу)	Коефіцієнт системного використання (\eta_{\text{сист}})	Добове споживання критичних навантажень, кВт·год/добу	Необхідна потужність ФЕМ, кВт
Зима	1,01	0,80	6,135	7,59
Весна	4,32	0,80	6,135	1,78
Літо	6,50	0,80	6,135	1,18
Осінь	2,65	0,80	6,135	2,89
Середньорічний режим	3,64	0,80	6,135	2,11

Аналіз таблиці 2.4 показує, що врахування системних втрат збільшує необхідну встановлену потужність фотоелектричного масиву. Для середньорічного режиму потрібно вже не 1,69 кВт, а 2,11 кВт. Для осіннього періоду необхідна потужність становить 2,89 кВт, а для зимового — 7,59 кВт. Таким чином, якщо систему розраховувати на повне покриття критичних навантажень навіть у зимовий період лише за рахунок сонячної генерації, необхідна потужність фотоелектричних модулів буде досить великою.

Однак досліджувана система є не повністю автономною ізольованою установкою, а гібридною системою резервованого електроживлення. Тому фотоелектричний масив не повинен самостійно покривати всі критичні навантаження в найгірших зимових умовах. Його завдання — забезпечувати генерацію у світлу частину доби, заряджати акумуляторну батарею та зменшувати залежність будинку від зовнішньої мережі. У періоди тривалого дефіциту сонячної генерації передбачається використання акумуляторної батареї та резервного генератора.

Для оцінювання можливого виробітку за різних значень встановленої потужності фотоелектричного масиву визначається очікуваний добовий корисний виробіток системи за формулою:

$$E_{\text{ФЕМ.доб}} = P_{\text{ФЕМ}} \cdot E_{\text{пит}} \cdot \eta_{\text{сист}} \quad (2.11)$$

де $E_{\text{ФЕМ.доб}}$ — корисний добовий виробіток фотоелектричного масиву, кВт·год/добу;

$P_{\text{ФЕМ}}$ — встановлена потужність фотоелектричного масиву, кВт;

$E_{\text{пит}}$ — питомий добовий виробіток 1 кВт установленої потужності, кВт·год/(кВт·добу);

$\eta_{\text{сист}}$ — коефіцієнт системного використання енергії.

Для порівняння приймемо декілька можливих варіантів потужності ФЕМ: 3,0 кВт, 4,0 кВт, 4,8 кВт, 6,0 кВт і 7,6 кВт. Результати розрахунку наведено в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5

Очікуваний добовий корисний виробіток фотоелектричного масиву за різних установлених потужностей

Установлена потужність ФЕМ, кВт	Зима, кВт·год/добу	Весна, кВт·год/добу	Літо, кВт·год/добу	Осінь, кВт·год/добу	Оцінка відповідності навантаженню 6,135 кВт·год/добу
3,0	2,42	10,37	15,60	6,36	Покриває навантаження влітку, весною та восени, але не взимку
4,0	3,23	13,82	20,80	8,48	Має запас у перехідні сезони, але взимку покриває лише частину потреби
4,8	3,88	16,59	24,96	10,18	Раціональний проміжний варіант із добрим запасом у перехідні сезони
6,0	4,85	20,74	31,20	12,72	Покращує зимовий режим, але все ще не повністю покриває зимову потребу
7,6	6,14	26,27	39,52	16,11	Теоретично покриває критичну потребу навіть узимку, але створює значний літній надлишок

Аналіз таблиці 2.5 показує, що фотоелектричний масив потужністю близько 7,6 кВт дозволяє теоретично покрити добове критичне наванта-

ження навіть у зимовий період. Проте влітку така система вироблятиме близько 39,52 кВт·год/добу, що значно перевищує потребу критичних навантажень. Це призведе до надлишкової генерації, яка не завжди може бути використана в автономному режимі без збільшення ємності акумуляторної батареї або організації додаткового споживання.

Під час вибору місця встановлення фотоелектричних модулів необхідно враховувати, що для Київського регіону рекомендованим є південний напрямок і кут нахилу близько 42° [13]. Дахове встановлення є доцільним як основний варіант, оскільки дозволяє використати площу будівлі та зменшити довжину кабельних трас. Водночас за несприятливої орієнтації даху або наявності затінення доцільно передбачити можливість розширення системи за рахунок наземної конструкції або навісу.

Таким чином, за результатами розрахунку встановлено, що середньорічний питомий виробіток фотоелектричної системи для Київського регіону становить 1327,49 кВт·год/кВт·рік, або 3,64 кВт·год/(кВт·добу). Для покриття критичних навантажень із добовим споживанням 6,135 кВт·год необхідна потужність фотоелектричного масиву з урахуванням системних втрат становить 2,11 кВт у середньорічному режимі, 2,89 кВт в осінній період і 7,59 кВт у зимовий період. Отримані результати підтверджують доцільність застосування саме гібридної системи з акумуляторною батареєю та резервним генератором, а не повністю автономної фотоелектричної системи, розрахованої лише на зимовий мінімум сонячної генерації.

2.2. Розрахунок потужності фотоелектричного масиву

У підрозділі 2.1 було визначено, що добове електроспоживання критичних споживачів житлового будинку становить 6,135 кВт·год/добу, а необхідна потужність фотоелектричного масиву з урахуванням системних втрат змінюється від 1,18 кВт у літній період до 7,59 кВт у зимовий період.

Оскільки досліджувана система є гібридною, а не повністю ізольованою автономною системою, потужність фотоелектричного масиву доцільно вибирати не лише за зимовим мінімумом генерації, а з урахуванням балансу між енергетичною ефективністю, вартістю обладнання, можливістю розміщення модулів на даху, параметрами гібридного інвертора та перспективою подальшого розширення системи.

Для вибору потужності фотоелектричного масиву використано результати розрахунку, отримані у підрозділі 2.1. Зведені значення необхідної потужності фотоелектричного масиву для покриття критичного навантаження наведено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6

Розрахункова потужність фотоелектричного масиву за сезонними умовами

Розрахунковий період	Добове споживання критичних навантажень, кВт·год/добу	Питомий добовий виробіток, кВт·год/(кВт·добу)	Коефіцієнт системного використання	Необхідна потужність ФЕМ, кВт
Зима	6,135	1,01	0,80	7,59
Весна	6,135	4,32	0,80	1,78
Літо	6,135	6,50	0,80	1,18
Осінь	6,135	2,65	0,80	2,89
Середньорічний режим	6,135	3,64	0,80	2,11

Аналіз таблиці 2.6 показує, що встановлення фотоелектричного масиву потужністю близько 2,11 кВт забезпечило б покриття критичних навантажень лише в середньорічному режимі. В осінній період для такого режиму потрібно вже 2,89 кВт, а в зимовий — 7,59 кВт. Водночас розрахунок системи лише за зимовим режимом призвів би до значного надлишку гене-

рації влітку, збільшення вартості системи та потреби у більшій площі встановлення модулів. Тому для досліджуваного будинку доцільно прийняти проміжне рішення: встановити фотоелектричний масив, який забезпечує впевнене покриття критичних навантажень у весняний, літній та осінній періоди, а в зимовий період працює спільно з акумуляторною батареєю, зовнішньою мережею та резервним генератором.

З урахуванням результатів, наведених у таблиці 2.6, можливості подальшого розширення системи та типової одиничної потужності сучасних фо

тоелектричних модулів, попередньо приймається цільова потужність фотоелектричного масиву:

$$P_{\text{ФЕМ.ц}} = 5{,}5 \text{ кВт} \qquad (2.12).$$

Таке значення перевищує середньорічну та осінню розрахункову потребу, забезпечує достатній запас для заряджання акумуляторної батареї у світлу частину доби та не перевищує допустиму потужність фотоелектричного входу гібридного інвертора Deye SUN-6K-SG03LP1-EU, для якого максимальна PV-потужність становить 7800 Вт, максимальна PV-напруга — 500 В, діапазон MPPT — 150–425 В, а кількість MPPT-трекерів — 2.

Для формування масиву обрано монокристалічні фотоелектричні модулі LONGi Hi-MO 6 Explorer LR5-72HTH потужністю 565 Вт. Згідно з технічними характеристиками серії LONGi LR5-72HTH 565–585M, модуль LR5-72HTH-565M має номінальну потужність 565 Вт, напругу холостого ходу 51,76 В, струм короткого замикання 14,01 А, напругу в точці максимальної потужності близько 43,61 В, струм у точці максимальної потужності

12,96 А, розміри 2278×1134×35 мм, робочий температурний діапазон від -40 °C до +85 °C та максимальну системну напругу 1500 В.

Основні електричні та конструктивні параметри обраного фотоелектричного модуля наведено в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7.

Основні параметри фотоелектричного модуля LONGi LR5-72HTH-565M

Показник	Позначення	Значення
Номінальна потужність модуля	$P_{\text{м}}$	565 Вт
Напруга холостого ходу	$U_{\text{хх}}$ / V_{oc}	51,76 В
Струм короткого замикання	$I_{\text{кз}}$ / I_{sc}	14,01 А
Напруга в точці максимальної потужності	U_{mpp} / V_{mp}	43,61 В
Струм у точці максимальної потужності	I_{mpp} / I_{mp}	12,96 А
ККД модуля	$\eta_{\text{м}}$	близько 21,9%
Температурний коефіцієнт напруги холостого ходу	$\beta_{V_{\text{oc}}}$	−0,230%/°C
Температурний коефіцієнт потужності	$\gamma_{P_{\text{max}}}$	−0,290%/°C
Габаритні розміри	—	2278×1134×35 мм
Маса	—	27,5 кг
Максимальна системна напруга	—	1500 В DC

Аналіз таблиці 2.7 показує, що обраний модуль має достатньо високу одиничну потужність і ККД, що дозволяє зменшити кількість панелей та площу, необхідну для розміщення фотоелектричного масиву. Важливою перевагою є також те, що струм у точці максимальної потужності становить 12,96 А, тобто не перевищує максимальний робочий струм одного MPPT-входу інвертора Deye SUN-6K-SG03LP1-EU, який становить 13 А. Це спрощує узгодження стрингів із вхідними характеристиками інвертора.

Кількість фотоелектричних модулів визначається за формулою:

$$N_{\text{м}} = \frac{P_{\text{ФЕМ.ц}}}{P_{\text{м}}} \tag{2.13}$$

де $N_{\text{м}}$ — необхідна кількість фотоелектричних модулів, шт.;

$P_{\text{ФЕМ.ц}}$ — цільова потужність фотоелектричного масиву, Вт;

$P_{\text{м}}$ — номінальна потужність одного фотоелектричного модуля, Вт.

Після підстановки:

$$N_{\text{м}} = \frac{5500}{565} = 9{,}73.$$

Оскільки кількість модулів має бути цілим числом, приймається:

$$N_{\text{м}} = 10 \text{ шт.} \tag{2.14}$$

Фактична встановлена потужність фотоелектричного масиву визначається за формулою:

$$P_{\text{ФЕМ.вст}} = N_{\text{м}} \cdot P_{\text{м}} \tag{2.15}$$

$$P_{\text{ФЕМ.вст}} = 10 \cdot 565 = 5650 \text{ Вт} = 5{,}65 \text{ кВт} \tag{2.16}$$

Отже, для досліджуваного об’єкта приймається фотоелектричний масив потужністю 5,65 кВт, сформований із 10 монокристалічних модулів LONGi LR5-72HTH-565M.

Результати розрахунку очікуваного корисного добового виробітку фотоелектричного масиву наведено в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8

Очікуваний корисний добовий виробіток фотоелектричного масиву потужністю 5,65 кВт

Розрахунковий період	Питомий добовий виробіток, кВт·год/(кВт·добу)	Встановлена потужність ФЕМ, кВт	Коефіцієнт системного використання	Корисний добовий виробіток, кВт·год/добу	Покриття критичного навантаження 6,135 кВт·год/добу
Зима	1,01	5,65	0,80	4,57	74,5 %
Весна	4,32	5,65	0,80	19,53	318,3 %
Літо	6,50	5,65	0,80	29,38	478,9 %

Осінь	2,65	5,65	0,80	11,98	195,3 %
Середньорічний режим	3,64	5,65	0,80	16,45	268,1 %

Аналіз таблиці 2.8 показує, що прийнятий фотоелектричний масив потужністю 5,65 кВт забезпечує повне покриття добового споживання критичних навантажень у весняний, літній та осінній періоди. У середньорічному режимі очікуваний корисний виробіток становить 16,45 кВт·год/добу, що у 2,68 раза перевищує добове споживання критичної групи. У зимовий період виробіток становить 4,57 кВт·год/добу, тобто покриває близько 74,5 % добової потреби критичних споживачів. Дефіцит електроенергії у зимовому режимі для критичних споживачів визначається за формулою:

$$\Delta E_{\text{з}} = E_{\text{кр.доб}} - E_{\text{ФЕМ.з}} \quad (2.18),$$

після підстановки:

$$\Delta E_{\text{з}} = 6{,}135 - 4{,}57 = 1{,}57 \text{ кВт·год/добу} \quad (2.19).$$

Отримане значення дефіциту електроенергії в зимовий період є допустимим для гібридної системи електропостачання, оскільки може бути компенсоване за рахунок акумуляторної батареї або резервного джерела живлення.

Наступним етапом є перевірка площі, необхідної для розміщення фотоелектричних модулів.

Для розміщення 10 фотоелектричних модулів необхідно орієнтовно не менше 30 м² придатної площі даху або іншої монтажної поверхні. Для приватного будинку площею 150 м² така площа зазвичай є досяжною, однак остаточне рішення необхідно приймати після перевірки геометрії, орієнтації та затінення даху.

Для узгодження фотоелектричного масиву з гібридним інвертором необхідно визначити схему з’єднання модулів. Оскільки інвертор Deye SUN-6K-SG03LP1-EU має два незалежні MPPT-входи, доцільно сформувати два однакові стринги по 5 модулів у кожному. Така схема забезпечує симетричне навантаження MPPT-входів і залишає можливість подальшого аналізу розширення системи.

Структура прийнятого фотоелектричного масиву наведена в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9

Структура прийнятого фотоелектричного масиву

Показник	Значення
Тип модуля	LONGi LR5-72HTH-565M
Потужність одного модуля	565 Вт
Загальна кількість модулів	10 шт.
Кількість MPPT-входів	2
Кількість стрингів	2
Кількість модулів у стрингу	5
Потужність одного стрингу	2,825 кВт
Загальна встановлена потужність масиву	5,65 кВт
Орієнтовна площа модулів	25,8 м²
Мінімальна площа з монтажним запасом	29,7 м²

Аналіз таблиці 2.9 показує, що прийнята структура масиву є раціональною для гібридного інвертора з двома MPPT-входами. Кожен MPPT-вхід працює з одним стрингом із 5 послідовно з’єднаних модулів. Це дозволяє уникнути паралельного з’єднання стрингів на одному вході, не перевищити допустимий робочий струм MPPT та зберегти простоту монтажу й обслуговування системи.

Максимальний робочий струм одного PV-входу інвертора Deye SUN-6K-SG03LP1-EU становить 13 А, а максимальний струм короткого замикання — 17 А. Отже, струм у точці максимальної потужності 12,96 А не перевищує допустимого робочого струму, а струм короткого замикання

14,01 А є меншим за допустимі 17 А. Це підтверджує сумісність прийнятого стрингу з MPPT-входом інвертора.

Результати перевірки параметрів стрингу наведено в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10

Перевірка відповідності параметрів стрингу вхідним характеристикам інвертора Deye SUN-6K-SG03LP1-EU

Параметр	Розрахункове значення	Допустиме значення інвертора	Висновок
Робоча напруга стрингу (U_{\text{mpp.стр}})	218,05 В	150–425 В	Відповідає
Напруга холостого ходу стрингу за STC (U_{\text{xx.стр}})	258,80 В	До 500 В	Відповідає
Максимальна напруга холостого ходу при (-25^\circ C)	288,56 В	До 500 В	Відповідає
Робочий струм стрингу (I_{\text{mpp.стр}})	12,96 А	До 13 А	Відповідає
Струм короткого замикання стрингу (I_{\text{кз.стр}})	14,01 А	До 17 А	Відповідає
Загальна PV-потужність масиву	5,65 кВт	До 7,8 кВт	Відповідає

Аналіз таблиці 2.10 показує, що прийнята схема з’єднання фотоелектричних модулів — два стринги по 5 модулів — відповідає вхідним характеристикам гібридного інвертора Deye SUN-6K-SG03LP1-EU. Робоча напруга кожного стрингу перебуває в межах MPPT-діапазону, максимальна напруга холостого ходу навіть за низької температури не перевищує допустиму напругу інвертора, а струмові параметри не перевищують допустимих значень.

Для наочного представлення прийнятої схеми з’єднання фотоелектричних модулів доцільно навести рисунок 2.4.

Аналіз рисунка 2.4 показує, що прийнята схема з’єднання забезпечує рівномірний розподіл фотоелектричного масиву між двома MPPT-входами

інвертора. Такий підхід є зручним для монтажу, контролю параметрів, діагностики та подальшої експлуатації системи. Крім того, використання двох незалежних MPPT-входів дозволяє зменшити втрати у разі незначної різниці в освітленості або орієнтації частин масиву, якщо під час фактичного монтажу модулі будуть розміщені на різних площинах даху.

Таким чином, за результатами розрахунку для житлового будинку прийнято фотоелектричний масив потужністю 5,65 кВт, сформований із 10 монокристалічних модулів LONGi LR5-72HTH-565M. Масив доцільно підключити до гібридного інвертора за схемою двох стрингів по 5 модулів. Очікуваний корисний добовий виробіток становить 4,57 кВт·год/добу взимку, 19,53 кВт·год/добу навесні, 29,38 кВт·год/добу влітку та 11,98 кВт·год/добу восени. Прийнята потужність забезпечує повне покриття критичних навантажень у весняний, літній та осінній періоди, а в зимовий період покриває близько 74,5 % добової потреби, що є прийнятним для гібридної системи з акумуляторною батареєю та резервним генератором.

2.3. Розрахунок акумуляторної батареї та автономності системи

У попередніх підрозділах було визначено добове електроспоживання критичних споживачів будинку та прийнято фотоелектричний масив потужністю 5,65 кВт.

Для подальших розрахунків приймається акумуляторний модуль $LiFePO_4$ із номінальною напругою 51,2 В і ємністю 100 А·год. Типові промислові модулі такого класу мають номінальну енергоємність 5,12 кВт·год, вбудовану систему керування батареєю BMS і можуть з’єднуватися паралельно для нарощування ємності системи. Наприклад, акумулятор Deye SE-G5.1 Pro-B має $LiFePO_4$-хімію, номінальну напругу 51,2 В, ємність 100 А·год, номінальну енергоємність 5,12 кВт·год і підтримує паралельне нарощування ємності до 64 модулів. Гібридний інвертор Deye SUN-6K-

SG03LP1-EU працює з акумуляторними батареями в діапазоні напруги 40–60 В і підтримує роботу з літій-іонними батареями через BMS.

Основні вихідні дані для розрахунку акумуляторної батареї наведено в таблиці 2.11.

Таблиця 2.11.

Вихідні дані для розрахунку акумуляторної батареї

Показник	Позначення	Прийняте значення
Добове споживання критичних навантажень	$E_{\text{кр.доб}}$	6,135 кВт·год/добу
Номінальна напруга акумуляторної системи	$U_{\text{АКБ}}$	51,2 В
Номінальна ємність одного модуля	$C_{\text{м}}$	100 А·год
Номінальна енергоємність одного модуля	$E_{\text{м}}$	5,12 кВт·год
Допустима глибина розряду	DOD	0,90
ККД інверторного перетворення	$\eta_{\text{інв}}$	0,93
Сумарний коефіцієнт використання енергії АКБ	$\eta_{\text{АКБ}}$	0,837
Розрахункові сценарії автономності	$t_{\text{авт}}$	0,5; 1; 2 доби

Аналіз таблиці 2.11 показує, що для розрахунку акумуляторної батареї необхідно враховувати не лише добове споживання критичних навантажень, а й допустиму глибину розряду та втрати під час перетворення енергії інвертором. Якщо ці втрати не враховувати, розрахункова ємність батареї буде заниженою, що призведе до скорочення фактичної тривалості автономної роботи.

Номінальна енергоємність одного акумуляторного модуля визначається за формулою:

$$E_{\text{м}} = \frac{U_{\text{АКБ}} \cdot C_{\text{м}}}{1000} \qquad (2.36)$$

де $E_{\text{м}}$ — номінальна енергоємність одного акумуляторного модуля, кВт·год;

$U_{\text{АКБ}}$ — номінальна напруга акумуляторної батареї, В;

$C_{\text{м}}$ — номінальна ємність одного модуля, А·год.

Після підстановки:

$$E_{\text{м}} = \frac{51{,}2 \cdot 100}{1000} = 5{,}12 \text{ кВт·год} \quad (2.37)$$

Сумарний коефіцієнт використання енергії акумуляторної батареї визначається за формулою:

$$\eta_{\text{АКБ}} = DOD \cdot \eta_{\text{інв}} \quad (2.38)$$

де $\eta_{\text{АКБ}}$ — сумарний коефіцієнт використання енергії акумуляторної батареї;

DOD — допустима глибина розряду акумуляторної батареї;

$\eta_{\text{інв}}$ — ККД інверторного перетворення.

Після підстановки:

$$\eta_{\text{АКБ}} = 0{,}90 \cdot 0{,}93 = 0{,}837 \quad (2.39)$$

Отже, з урахуванням допустимої глибини розряду та втрат інвертора корисно може бути використано близько 83,7% номінальної енергоємності акумуляторної батареї.

Корисна енергоємність одного акумуляторного модуля визначається за формулою:

$E_{\text{м.кор}} = E_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{АКБ}}$ (2.40),

$$E_{\text{м.кор}} = 5{,}12 \cdot 0{,}837 = 4{,}29 \text{ кВт·год} \quad (2.41)$$

Отже, один акумуляторний модуль номінальною енергоємністю 5,12 кВт·год забезпечує близько 4,29 кВт·год корисної енергії для живлення навантаження змінного струму.

Результати розрахунку кількості акумуляторних модулів для різних сценаріїв автономності наведено в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12

Розрахунок кількості акумуляторних модулів для різних сценаріїв автономності

Сценарій автономності, діб	Потреба навантаження, кВт·год	Необхідна номінальна енергоємність АКБ, кВт·год	Необхідна ємність, А·год	Кількість модулів, шт.	Фактична номінальна енергоємність, кВт·год	Фактична ємність, А·год	Корисна енергоємність, кВт·год	Фактична автономність, діб
0,5	3,067	3,67	71,58	1	5,12	100	4,29	0,70
1,0	6,135	7,33	143,16	2	10,24	200	8,57	1,40
2,0	12,270	14,66	286,32	3	15,36	300	12,86	2,10

Аналіз таблиці 2.12 показує, що для забезпечення автономності протягом 0,5 доби достатньо одного акумуляторного модуля 51,2 В 100 А·год. Проте фактична автономність у цьому разі становить близько 0,70 доби, тобто приблизно 16,8 год. Для забезпечення автономності протягом однієї доби необхідно встановити два модулі сумарною номінальною енергоємністю 10,24 кВт·год. Така конфігурація забезпечує близько 8,57 кВт·год корисної енергії та фактичну автономність 1,40 доби. Для автономності протягом двох діб потрібно три акумуляторні модулі сумарною енергоємністю

15,36 кВт·год, що забезпечує близько 12,86 кВт·год корисної енергії та фактичну автономність 2,10 доби.

З практичної точки зору конфігурація з двох акумуляторних модулів є базовим раціональним варіантом для досліджуваного будинку, оскільки вона забезпечує автономність понад одну добу та має запас для компенсації втрат, короткочасних перевантажень і нерівномірності фактичного споживання. Конфігурація з трьох модулів є доцільною у разі підвищених вимог до автономності або за частих тривалих відключень зовнішньої мережі. Водночас система на основі одного модуля може розглядатися лише як мінімальний варіант резервування критичних навантажень на короткий період.

Для наочного порівняння варіантів автономності доцільно побудувати діаграму, наведену на рисунку 2.5.

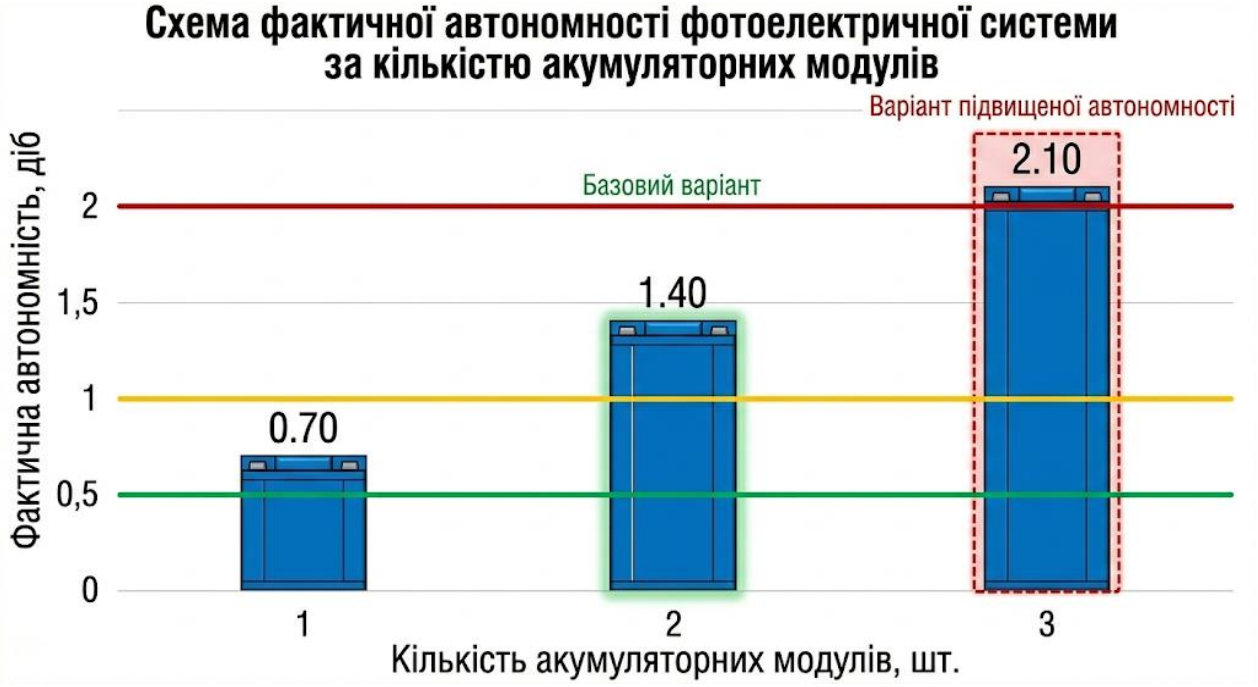

Рис. 2.5. Залежність фактичної автономності від кількості акумуляторних модулів

Аналіз рисунка 2.5 показує, що збільшення кількості акумуляторних модулів прямо пропорційно підвищує тривалість автономної роботи системи. Один модуль забезпечує автономність менше однієї доби, два модулі — понад одну добу, а три модулі — понад дві доби. З урахуванням поставленого завдання щодо порівняння автономності 0,5, 1 та 2 доби найбільш показовими є варіанти з одним, двома та трьома акумуляторними модулями.

Таблиця 2.13

Перевірка струмових параметрів акумуляторної батареї

Режим роботи	Розрахункова потужність, кВт	Розрахунковий струм АКБ, А	Граничне значення / характеристика	Висновок
Живлення критичних навантажень	2,10	44,1	Типовий модуль 51,2 В 100 А·год допускає розряд до 100 А [18]	Відповідає
Робота інвертора на номінальній потужності	6,00	126,0	Deye SUN-6K-SG03LP1-EU підтримує до 135 А заряду/розряду АКБ [16]	Відповідає для системи з паралельними модулями
Базова конфігурація АКБ	—	—	2 модулі по 100 А·год, сумарно 200 А·год	Доцільна

Варіант підвищеної автономності	—	—	3 модулі по 100 А·год, сумарно 300 А·год	Доцільний за частих тривалих відключень

Аналіз таблиці 2.13 показує, що розрахунковий струм при живленні критичних навантажень становить 44,1 А, що є прийнятним для одного акумуляторного модуля 51,2 В 100 А·год. При роботі інвертора на номінальній потужності струм акумуляторної батареї може досягати 126 А, тому з практичної точки зору доцільно використовувати не один, а щонайменше два паралельно з'єднані акумуляторні модулі. Це зменшує струмове навантаження на кожен модуль, підвищує ресурс батареї та забезпечує більший запас автономності.

Для узагальнення прийнятих варіантів акумуляторної системи доцільно подати структурну схему, наведену на рисунку 2.6.

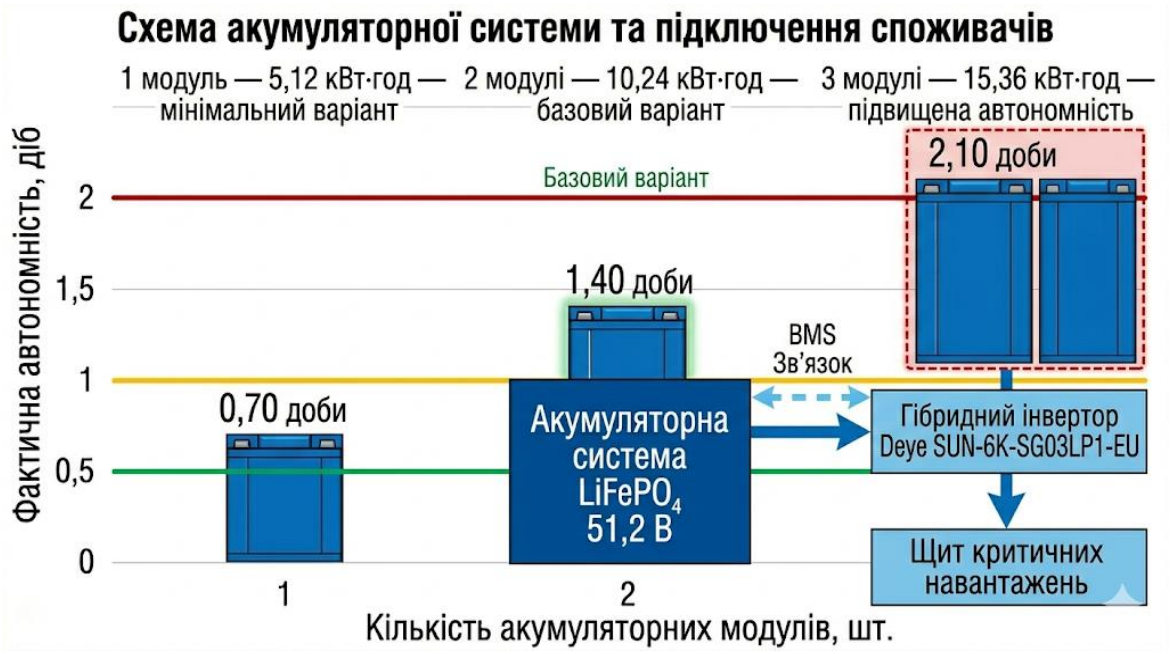

Рис. 2.6 – Варіанти конфігурації акумуляторної системи для забезпечення автономності критичних навантажень

Аналіз рисунка 2.6 показує, що акумуляторна система має модульну структуру і може бути адаптована до різних вимог автономності. Мінімальний варіант на один модуль забезпечує короткочасне резервування. Базовий варіант на два модулі забезпечує понад одну добу автономності та є раціональним для більшості сценаріїв аварійного електроживлення. Варіант на три модулі забезпечує понад дві доби автономної роботи та є доцільним за підвищених вимог до надійності.

З урахуванням результатів розрахунку для досліджуваного житлового будинку доцільно як базову конфігурацію прийняти акумуляторну батарею з двох модулів $LiFePO_4$ 51,2 В 100 А·год, кожен з яких має номінальну енергоємність 5,12 кВт·год.

Таким чином, за результатами розрахунку акумуляторної батареї встановлено, що для мінімального резервування критичних навантажень достатньо одного модуля $LiFePO_4$ 51,2 В 100 А·год, однак раціональним базовим рішенням є встановлення двох модулів сумарною номінальною енергоємністю 10,24 кВт·год. Така конфігурація забезпечує близько 8,57 кВт·год корисної енергії та фактичну автономність 1,40 доби. Для забезпечення автономності понад дві доби доцільно використовувати три модулі сумарною номінальною енергоємністю 15,36 кВт·год.

Висновки до розділу 2

1. У розділі виконано оцінювання сонячного енергетичного потенціалу місцевості для приватного житлового будинку в Київській області. Встановлено, що для Київського регіону характерна значна сезонна нерівномірність фотоелектричної генерації: найвищий питомий добовий виробіток спостерігається влітку, а найнижчий — узимку. За прийнятими розрахунковими даними середньорічний питомий виробіток фотоелектричної системи становить 1327,49 кВт·год/кВт·рік, або 3,64 кВт·год/(кВт·добу). Для покриття

критичних навантажень із добовим споживанням 6,135 кВт·год/добу необхідна потужність фотоелектричного масиву з урахуванням системних втрат становить 2,11 кВт у середньорічному режимі, 2,89 кВт в осінній період і 7,59 кВт у зимовий період.

2. На основі розрахунку потужності фотоелектричного масиву прийнято встановлену потужність ФЕМ 5,65 кВт, що формується з 10 монокристалічних модулів LONGi LR5-72HTH-565M потужністю 565 Вт кожен. Прийнята схема з'єднання передбачає два стринги по 5 модулів, підключені до двох незалежних MPPT-входів гібридного інвертора. Розрахункова робоча напруга одного стрингу становить 218,05 В, напруга холостого ходу за стандартних умов — 258,80 В, а максимальна напруга холостого ходу при температурі -25 °C — 288,56 В, що не перевищує допустиму PV-напругу інвертора. Загальна площа фотоелектричних модулів становить близько 25,8 м², а з урахуванням монтажного запасу — приблизно 29,7 м². Отже, прийнята конфігурація фотоелектричного масиву є технічно сумісною з гібридним інвертором і придатною для дахового встановлення за умови достатньої площі та відсутності затінення.
3. Виконано розрахунок акумуляторної батареї для забезпечення автономної роботи критичних споживачів. Для системи прийнято використання модулів $LiFePO_4$ 51,2 В 100 А·год з номінальною енергоємністю 5,12 кВт·год кожен. З урахуванням допустимої глибини розряду 0,90 і ККД інверторного перетворення 0,93 корисна енергоємність одного модуля становить 4,29 кВт·год. Встановлено, що один модуль забезпечує автономність близько 0,70 доби, два модулі — 1,40 доби, а три модулі — 2,10 доби. Як базове рішення для досліджуваного будинку доцільно прийняти акумуляторну батарею з двох модулів сумарною номінальною енергоємністю 10,24 кВт·год, що забезпечує понад одну добу автономної роботи критичних навантажень без урахування додаткової генерації від фотоелектричних модулів.

РОЗДІЛ 3
ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ ТА РОЗРОБКА СХЕМИ АВТОНОМНОГО ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ

3.1. Вибір гібридного інвертора для автономної фотоелектричної системи

Гібридний інвертор є центральним елементом автономної фотоелектричної системи, оскільки саме він забезпечує перетворення електроенергії постійного струму від фотоелектричних модулів та акумуляторної батареї в електроенергію змінного струму для живлення споживачів. Крім того, гібридний інвертор виконує функції заряджання акумуляторної батареї, керування потоками енергії між фотоелектричним масивом, акумулятором, зовнішньою мережею, резервним генератором та навантаженням.

У розділі 2 було прийнято фотоелектричний масив потужністю 5,65 кВт і акумуляторну батарею $LiFePO_4$ 51,2 В. Тому гібридний інвертор повинен бути сумісним із такими параметрами системи: підтримувати роботу з акумуляторними батареями напругою близько 48–51,2 В, мати достатню номінальну потужність для живлення критичних навантажень, підтримувати підключення фотоелектричного масиву потужністю не менше 5,65 кВт, мати MPPT-входи для роботи зі стрингами сонячних модулів, а також забезпечувати можливість роботи з мережею та резервним генератором.

Вибір інвертора має виконуватися з урахуванням вимог нормативних документів щодо безпечного проєктування електроустановок. Правила улаштування електроустановок регламентують загальні принципи будови, безпеки та експлуатації електроустановок змінного й постійного струму. ДБН В.2.5-23:2025 поширюється на проєктування електроустановок житлових будинків і містить, зокрема, положення щодо систем гарантованого

електропостачання . Для фотоелектричної частини системи необхідно також враховувати ДСТУ HD 60364-7-712:2022, який установлює вимоги до фотоелектричних систем у складі електроустановок низької напруги.

Основні вихідні вимоги до гібридного інвертора для досліджуваної системи наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1.

Вихідні вимоги до гібридного інвертора

Вимога	Розрахункове або прийняте значення	Обґрунтування
Тип інвертора	Гібридний	Необхідна робота з ФЕМ, АКБ, мережею та резервним генератором
Номінальна напруга АКБ	51,2 В	Прийнято акумуляторну систему $LiFePO_4$ 51,2 В
Добове споживання критичних навантажень	6,135 кВт·год/добу	Розраховано у розділі 1
Встановлена потужність критичних навантажень	2,10 кВт	Розраховано у підрозділі 1.2
Потужність фотоелектричного масиву	5,65 кВт	Прийнято у підрозділі 2.2
Кількість MPPT-входів	Не менше 2	Прийнято два стринги по 5 модулів
Діапазон напруги MPPT	Має охоплювати 218,05 В	Робоча напруга одного стрингу ФЕМ
Максимальна PV-напруга	Більше 288,56 В	Максимальна напруга холостого ходу стрингу при (-25^\circ C)
Можливість роботи з генератором	Так	Передбачено резервний генератор
Потужність інвертора	Не менше 3,6–5 кВт, бажано 6 кВт	Необхідний запас для пускових струмів насосів

Аналіз таблиці 3.1 показує, що інвертор має мати значний запас за потужністю відносно встановленої потужності критичних споживачів. Це пов’язано з тим, що до складу критичних навантажень входять два насоси водопостачання потужністю 0,75 кВт і 0,5 кВт. Електродвигуни насосів під час запуску можуть короткочасно споживати струм, що перевищує номінальний. Тому вибір інвертора лише за сталою потужністю навантаження є недостатнім; необхідно врахувати також пускові режими.

Для досліджуваної системи як базовий варіант приймається гібридний інвертор **Deye SUN-6K-SG03LP1-EU**. Згідно з паспортними даними, цей інвертор має номінальну активну потужність 6 кВт, працює з акумуляторними батареями у діапазоні 40–60 В, підтримує максимальний струм заряджання/розряджання 135 А, має максимальну PV-потужність 7800 Вт, максимальну PV-напругу 500 В, діапазон MPPT 150–425 В та два MPPT-трекери [16].

Основні технічні параметри інвертора Deye SUN-6K-SG03LP1-EU наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2

Основні технічні параметри гібридного інвертора Deye SUN-6K-SG03LP1-EU

Параметр	Позначення	Значення
Тип інвертора	—	Гібридний, однофазний
Номінальна активна потужність	$P_{\text{інв}}$	6,0 кВт
Максимальна повна потужність	$S_{\max}$	6,6 кВА
Пікова потужність в автономному режимі	$P_{\text{пік}}$	$2 \times P_{\text{ном}}$, 10 с
Номінальна напруга мережі	—	220/230 В
Діапазон напруги АКБ	$U_{\text{АКБ}}$	40–60 В
Макс. струм заряджання/розряджання АКБ	$I_{\text{АКБ.max}}$	135 А
Максимальна PV-потужність	$P_{\text{PV.max}}$	7,8 кВт
Максимальна PV-напруга	$U_{\text{PV.max}}$	500 В
Діапазон MPPT	U_{MPPT}	150–425 В
Кількість MPPT-трекерів	—	2
Макс. робочий струм PV-входів	I_{PV}	13 А + 13 А
Макс. струм короткого замикання PV-входів	$I_{\text{sc.PV}}$	17 А + 17 А
Максимальний ККД	$\eta_{\max}$	97,6%
Клас захисту корпусу	—	IP65

Аналіз таблиці 3.2 показує, що інвертор Deye SUN-6K-SG03LP1-EU відповідає основним вимогам до проектованої системи. Його номінальна потужність 6 кВт суттєво перевищує встановлену потужність критичних

навантажень 2,10 кВт, що забезпечує запас для короткочасних пускових струмів насосного обладнання. Діапазон напруги акумуляторної батареї 40–60 В відповідає обраній системі $LiFePO_4$ 51,2 В. Два MPPT-трекери дають змогу підключити два стринги фотоелектричних модулів, прийняті у підрозділі 2.2.

Зауважимо, що отриманий коефіцієнт запасу суттєво перевищує мінімально рекомендовані 1,2–1,3 для побутових систем, що забезпечує резерв для пускових струмів і можливого розширення навантаження отриманий коефіцієнт запасу 2,86 показує, що номінальна потужність інвертора майже у 2,9 раза перевищує встановлену потужність критичних навантажень. Такий запас є доцільним, оскільки система містить електродвигуни насосів, а також може мати короткочасні додаткові навантаження на резервних розетках малої потужності.

Порівняння розрахункових пускових навантажень із можливостями інвертора наведено в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3

Перевірка інвертора за пусковими навантаженнями

Режим роботи	Розрахункова потужність, кВт	Допустима потужність інвертора, кВт	Коефіцієнт запасу		Висновок
Стала робота критичних навантажень	2,10	6,00	2,86		Відповідає
Запуск насоса технічної води	3,60	12,00	3,33		Відповідає
Одночасний запуск двох насосів	4,60	12,00	2,61		Відповідає

Аналіз таблиці 3.3 показує, що вибраний інвертор має достатній запас як для сталої роботи критичних навантажень, так і для короткочасних пускових режимів насосного обладнання. Навіть у більш жорсткому сценарії одночасного запуску двох насосів розрахункова пікова потужність становить 4,60 кВт, що суттєво менше за короткочасну пікову потужність

інвертора 12,0 кВт. Отже, за потужністю інвертор Deye SUN-6K-SG03LP1-EU є придатним для проєктованої системи.

Наступним етапом є перевірка відповідності інвертора параметрам фотоелектричного масиву, прийнятого в підрозділі 2.2. Фотоелектричний масив складається з 10 модулів LONGi LR5-72HTH-565M, з'єднаних у два стринги по 5 модулів, що забезпечує загальну встановлену потужність 5,65 кВт, робочу напругу одного стрингу 218,05 В, максимальну напругу холостого ходу стрингу при $-25^{\circ}C$ — 288,56 В та робочий струм стрингу 12,96 А.

Результати перевірки відповідності інвертора параметрам фотоелектричного масиву наведено в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4

Перевірка відповідності інвертора параметрам фотоелектричного масиву

Параметр	Розрахункове значення системи	Допустиме значення інвертора	Висновок
Встановлена потужність ФЕМ	5,65 кВт	7,8 кВт	Відповідає
Частка використання PV-потужності	72,44 %	Не більше 100 %	Відповідає
Кількість стрингів	2	2 MPPT-входи	Відповідає
Робоча напруга стрингу	218,05 В	150–425 В	Відповідає
Максимальна напруга холостого ходу стрингу	288,56 В	500 В	Відповідає
Робочий струм стрингу	12,96 А	13 А на MPPT	Відповідає
Струм короткого замикання стрингу	14,01 А	17 А на MPPT	Відповідає

Аналіз таблиці 3.4 показує, що прийнятий фотоелектричний масив повністю узгоджується з вхідними параметрами гібридного інвертора. Потужність масиву становить 72,44 % від максимально допустимої PV-потужності інвертора, що залишає резерв для можливого майбутнього розши-

рення. Робоча напруга стрингів перебуває в межах MPPT-діапазону, а максимальна напруга холостого ходу не перевищує граничного значення 500 В. Струм стрингу також не перевищує допустимий робочий струм MPPT-входу.

Аналіз рисунка 3.1 показує, що гібридний інвертор є вузлом керування всією системою електроживлення. Він приймає енергію від фотоелектричного масиву, акумуляторної батареї, зовнішньої мережі та резервного генератора, а на виході забезпечує живлення щита критичних навантажень. Така структура дозволяє реалізувати кілька режимів роботи: живлення навантажень від сонячної генерації, заряджання акумуляторної батареї, автономне живлення від АКБ, роботу з мережею та підключення резервного генератора у разі тривалого дефіциту енергії.

Окремо необхідно перевірити струм акумуляторної батареї при роботі інвертора. Для живлення критичних навантажень струм акумуляторної батареї визначався у підрозділі 2.3 і становив 44,1 А. Для роботи інвертора на номінальній потужності 6 кВт струм акумуляторної батареї становить:

Максимальний струм заряджання та розряджання акумуляторної батареї для інвертора Deye SUN-6K-SG03LP1-EU становить 135 А [16]. Отже, при номінальній роботі інвертора струм 126,0 А не перевищує допустимого значення. Водночас для зменшення навантаження на окремі акумуляторні модулі доцільно використовувати базову конфігурацію з двох паралельно з’єднаних модулів $LiFePO_4$ 51,2 В 100 А·год, прийняту в підрозділі 2.3.

Результати підсумкової перевірки вибору інвертора наведено в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5

Підсумкова перевірка вибору гібридного інвертора

Критерій перевірки	Результат	Висновок
Відповідність потужності критичним навантаженням	$6{,}0 > 2{,}10$ кВт	Відповідає
Запас за встановленою потужністю	$k_{\text{зап}} = 2{,}86$	Достатній
Перевірка за пуском одного насоса	$12{,}0 > 3{,}60$ кВт	Відповідає
Перевірка за одночасним пуском двох насосів	$12{,}0 > 4{,}60$ кВт	Відповідає
Відповідність напрузі АКБ	АКБ 51,2 В у межах 40–60 В	Відповідає
Відповідність PV-потужності	$5{,}65 < 7{,}8$ кВт	Відповідає
Відповідність MPPT-діапазону	218,05 В у межах 150–425 В	Відповідає
Відповідність максимальній PV-напрузі	$288{,}56 < 500$ В	Відповідає
Відповідність струму АКБ	$126{,}0 < 135$ А	Відповідає
Можливість роботи з генератором	Функція підтримується інвертором	Відповідає [1][2]

Аналіз таблиці 3.5 показує, що гібридний інвертор Deye SUN-6K-SG03LP1-EU відповідає всім основним технічним вимогам проєктованої системи. Він забезпечує достатню потужність для живлення критичних споживачів, має запас для пуску насосного обладнання, сумісний із акумуляторною батареєю $LiFePO_4$ 51,2 В, підтримує підключення прийнятого фотоелектричного масиву 5,65 кВт і має можливість роботи з резервним генератором. Отже, цей інвертор доцільно прийняти як базовий силовий перетворювальний пристрій у системі автономного електроживлення досліджуваного житлового будинку.

3.2. Розрахунок кабельних ліній, втрат напруги та захисту

Надійність автономної фотоелектричної системи значною мірою визначається коректним вибором перерізів кабельних ліній та узгоджених з ними апаратів захисту, які мають відповідати вимогам ПУЕ, ДБН В.2.5-23:2025, ДСТУ HD 60364-5-52:2021 та ДСТУ HD 60364-7-712:2022. З урахуванням прийнятої конфігурації системи (два стринги по п’ять модулів LONGi LR5-72HTH-565M, акумуляторна батарея $LiFePO_4$ 51,2 В ємні-

стю 10,24 кВт·год, гібридний інвертор Deye SUN-6K-SG03LP1-EU) розрахунок виконується для характерних ділянок DC- та AC-мережі між фотоелектричними модулями, інвертором, акумуляторною батареєю та щитом критичних навантажень.

Основні вихідні дані для розрахунку кабельних ліній автономної системи електроживлення наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2

Вихідні дані для розрахунку кабельних ліній

№ ділянки	Позначення ділянки	Режим	Напруга, В	Потужність, кВт	cosφ	Довжина, м
1	Стринг ФЕМ → вхід MPPT 1 інвертора	DC	250	2,83	–	15
2	Стринг ФЕМ → вхід MPPT 2 інвертора	DC	250	2,83	–	15
3	АКБ 51,2 В → DC-вхід інвертора	DC	51,2	5,00	–	5
4	Вихід інвертора → щит критичних навантажень	AC 1-ф	230	5,00	0,95	10
5	Щит критичних навантажень → групи споживачів	AC 1-ф	230	0,5–2,0	0,95	10–20

Узагальнені результати вибору перерізів кабельних ліній за умовами допустимого струму наведено в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3

Вибір перерізів кабельних ліній за умовами допустимого струму

№ ділянки	Позначення ділянки	Режим	$I_{розр}$, А	Прийнятий тип кабелю	Переріз, мм²	$I_{доп}$, А	Запас по струму, %
1	Стринг ФЕМ → MPPT 1 інвертора	DC	11,3	Сонячний мідний кабель PV1-F	4	30	165
2	Стринг ФЕМ → MPPT 2 інвертора	DC	11,3	Сонячний мідний кабель PV1-F	4	30	165

3	АКБ 51,2 В → DC-вхід інвертора	DC	97,7	Мідний силовий кабель	35	125	28
4	Вихід інвертора → щит критичних навантажень	AC 1-ф	22,9	ВВГнг-LS, мідний	4	28	22
5а	Щит → група освітлення	AC 1-ф	2,3	ВВГнг-LS, мідний	1,5	16	596
5б	Щит → розеткова група критичних споживачів	AC 1-ф	9,6	ВВГнг-LS, мідний	2,5	21	119

У таблиці 3.3 значення $I_{\text{доп}}$ орієнтовно прийнято за довідковими таблицями ДСТУ HD 60364-5-52:2021 та ПУЕ для мідних кабелів при стандартних умовах прокладання, а запас по струму розраховано як відносне перевищення допустимого струму над розрахунковим. Аналіз даних показує, що для всіх ділянок значення допустимих струмів кабелів перевищують розрахункові струми навантаження з достатнім запасом; найбільш завантаженою є акумуляторна лінія, для якої запас по струму становить близько 28%, що відповідає вимогам ДСТУ HD 60364-5-52:2021 щодо тривалого термічного навантаження проводників.

Після вибору перерізів кабелів здійснюється перевірка втрат напруги. Для постійного та однофазного змінного струму падіння напруги на ділянці кабелю визначається за виразом

$$\Delta U = I \cdot R_{\text{л}} \cdot \frac{l}{1000}, \tag{3.7}$$

де ΔU – падіння напруги, В; $R_{\text{л}}$ – активний опір 1 км провідника, Ом/км; l – довжина ділянки, м. Відносні втрати напруги у відсотках розраховуються за формулою

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100, \qquad (3.8)$$

де $\Delta U_{\%}$ – відносне падіння напруги, %; $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга мережі, В. Результати розрахунку втрат напруги для прийнятих перерізів та довжин кабельних ліній наведено в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4

Втрати напруги в кабельних лініях автономної системи електроживлення

№ ділянки	Режим	Довжина, м	Переріз, мм²	I, А	Орієнтовний опір, Ом/км	ΔU, В	$\Delta U_{\%}$, %	Допустиме $\Delta U_{\%}$, %	Висновок
1	DC	15	4	11,3	4,95	0,84	0,34	1–1,5	Норма
2	DC	15	4	11,3	4,95	0,84	0,34	1–1,5	Норма
3	DC	5	35	97,7	0,55	0,27	0,53	2	Норма
4	AC 1-ф	10	4	22,9	4,95	1,13	0,49	3	Норма
5а	AC 1-ф	15	1,5	2,3	12,1	0,42	0,18	3	Норма
5б	AC 1-ф	20	2,5	9,6	7,41	1,42	0,62	3	Норма

У таблиці 3.4 використано типові значення активного опору мідних провідників при 20 °C: для перерізів 1,5; 2,5; 4 та 35 мм² відповідно близько 12,1; 7,41; 4,95 та 0,55 Ом/км. Падіння напруги розраховано за формулою (3.7), а відносні втрати – за формулою (3.8) із врахуванням відповідної номінальної напруги (250 В для стрингових ліній, 51,2 В для акумуляторної шини та 230 В для однофазних АС-ліній). Аналіз результатів показує, що відносні втрати напруги на всіх ділянках не перевищують 0,7% від номінальної напруги, що суттєво нижче граничних значень, установлених

ДБН В.2.5-23:2025 та ДСТУ HD 60364-5-52:2021 для відгалужувальних і групових ліній внутрішніх мереж житлових будинків. Найбільші втрати напруги спостерігаються в розетковій групі критичних споживачів (ділянка 5б), однак навіть у цьому випадку $\Delta U_{\%}$ становить близько 0,62%, що залишає значний резерв відносно допустимих 3% для внутрішніх розподільчих мереж.

Завершальним етапом є вибір апаратів захисту, узгоджених із розрахованими струмами та допустимими струмами кабелів. Номінальні струми автоматичних вимикачів повинні задовольняти нерівність

$$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном.ап}} \leq I_{\text{доп.кв}}, \tag{3.9}$$

де $I_{\text{ном.ап}}$ – номінальний струм автомата, А; $I_{\text{доп.кв}}$ – допустимий струм кабелю, А. Узагальнені результати вибору апаратів захисту наведено в таблиці 3.5

Таблиця 3.5

Вибір апаратів захисту кабельних ліній автономної системи електроживлення

№ ділянки	Ділянка мережі	Режим	$I_{\text{розр}}$, А	Переріз, мм²	Обраний апарат захисту	Номінал, А / параметри	Узгодження з кабелем та навантаженням
1	Стринг ФЕМ → MPPT 1 інвертора	DC	11,3	4	DC-автоматичний вимикач стринговий	16 А, характеристика gPV/DC	$I_{\text{розр}} < I_{\text{ном}} < I_{\text{доп}}$; селективний щодо внутрішнього захисту інвертора
2	Стринг ФЕМ → MPPT 2 інвертора	DC	11,3	4	DC-автоматичний вимикач стринговий	16 А, характеристика gPV/DC	Аналогічно ділянці 1; забезпечує відключення струмів короткого замикання у стрингу

3	АКБ 51,2 В → DC-вхід інвертора	DC	97,7	35	Головний DC-автомат + роз'єднувач	100 А, категорія DC	$I_{розр} \approx I_{ном} < I_{доп}$; забезпечує захист кабелю та можливість безпечного відключення батареї згідно EN IEC 62485-2:2022
4	Вихід інвертора → щит критичних навантажень	AC 1-ф	22,9	4	Автоматичний вимикач, тип C	25 А, характеристика C	$I_{розр} < I_{ном} < I_{доп}$; селективний щодо групових автоматів, узгоджений з вихідним струмом інвертора
5а	Щит → група освітлення	AC 1-ф	2,3	1,5	Автоматичний вимикач, тип B або C	10 А	Забезпечує захист провідника 1,5 мм²; номінал істотно перевищує робочий струм, що зменшує ймовірність хибних відключень
5б	Щит → розеткова група критичних споживачів	AC 1-ф	9,6	2,5	Автоматичний вимикач, тип C	16 А	$I_{розр} < I_{ном} < I_{доп}$; захищає кабель 2,5 мм² і забезпечує пускові струми побутових приладів
–	Ввід групових ліній у щиті критичних навантажень	AC 1-ф	до 22,9	4	Пристрій захисного відключення (RCD)	40 А, $I_{\Delta n} = 30$ мА	Захист від ураження електричним струмом; номінальний струм RCD не менший за струм вводного автомата, відповідає ПУЕ та ДБН
–	Лінії між ФЕМ та інвертором	DC	до 11,3 на стрінг	4	Пристрій захисту від перенапруг (SPD DC)	Клас II, U ≥ 600–1000 В DC	Обмежує імпульсні перенапруги, встановлюється відповідно до ДСТУ HD 60364-7-712:2022 та рекомендацій виробника інвертора
–	Ввід АС-частини системи	AC 1-ф	до 25	4	SPD AC (клас II)	U = 230/400 В	Захист від грозових та комутаційних перенапруг у мережі; узгоджується з системою заземлення будинку

Для узагальнення розташування кабельних ліній та апаратів захисту доцільно навести фрагмент однолінійної схеми, зображеної на рисунку 3.3.

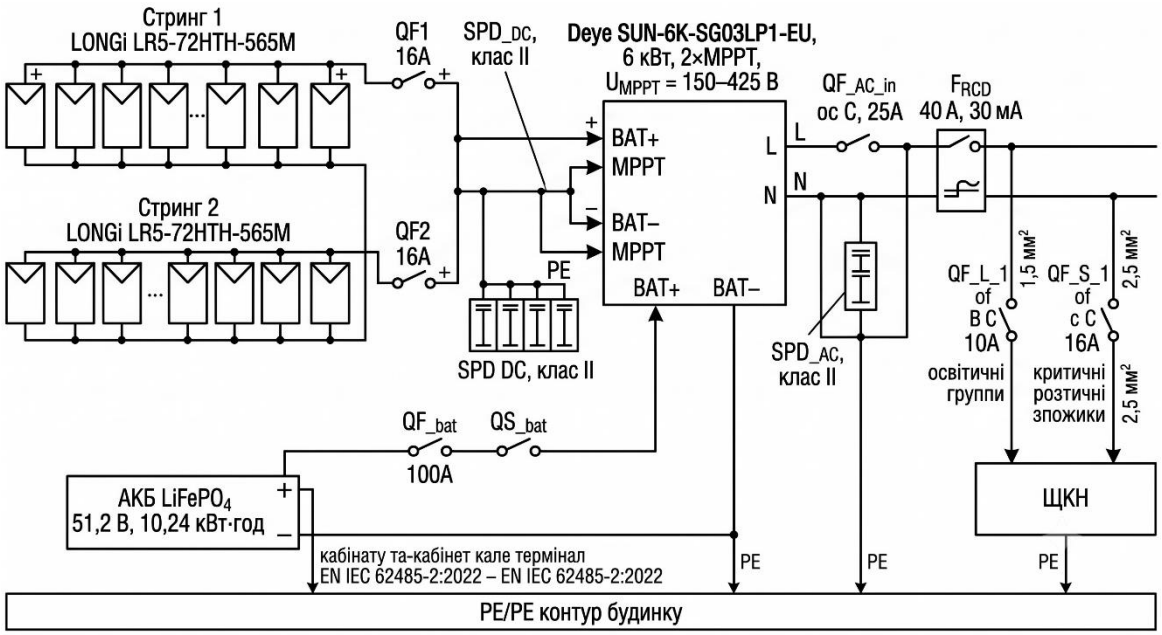

Рис. 3.3. Фрагмент однолінійної схеми автономної фотоелектричної системи з позначенням кабельних ліній та апаратів захисту

Аналіз рисунка 3.2 показує, що в схемі реалізовано селективну структуру захисту: стрингові DC-автомати захищають окремі стринги від струмів короткого замикання, головний DC-автомат та роз’єднувач у батарейному колі забезпечують як захист кабелю, так і можливість безпечного відключення акумуляторної батареї, а вводний та групові AC-автомати разом із RCD і SPD формують багаторівневу систему захисту критичних навантажень від перевантажень, коротких замикань, ураження електричним струмом та імпульсних перенапруг. Така структура відповідає вимогам ПУЕ, ДБН В.2.5-23:2025, ДСТУ HD 60364-5-52:2021 та ДСТУ HD 60364-7-712:2022 і забезпечує необхідну координацію між елементами системи захисту автономної фотоелектричної системи житлового будинку.

3.3. Розробка структурної, принципової та монтажної схеми системи

На підставі виконаного у розділі 2 розрахунку параметрів фотоелектричної системи та акумуляторної батареї, а також вибору інвертора і кабельних ліній у розділі 3 необхідно розробити структурну, принципову однолінійну та монтажну схеми автономної системи електроживлення будинку. Схемотехнічна частина проєкту забезпечує узгодженість усіх елементів системи, наочну демонстрацію шляхів протікання енергії і дає можливість однозначно інтерпретувати результати розрахунків при практичній реалізації.

Структурна схема автономної фотоелектричної системи розробляється для відображення складу основних функціональних блоків та напрямків потоків енергії між ними. Вона ґрунтується на параметрах фотоелектричного масиву, акумуляторної батареї, інвертора, мережі 0,4 кВ та щита критичних навантажень, визначених у попередніх підрозділах.

Для узагальнення складу та взаємодії основних підсистем автономної фотоелектричної системи доцільно навести структурну схему, показану на рисунку 3.4.

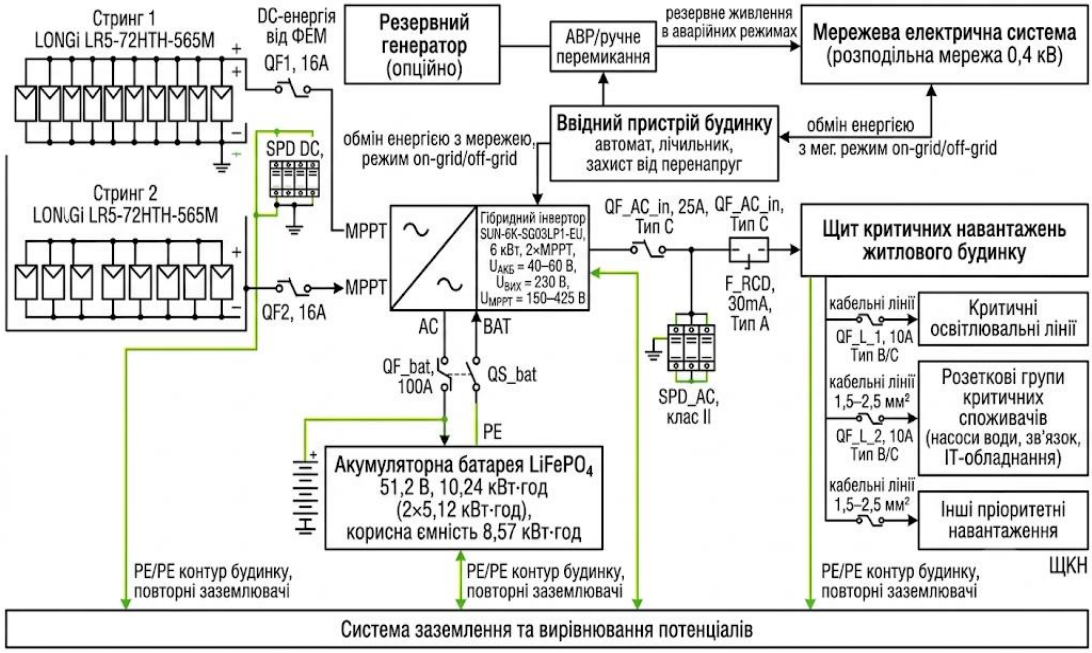

Рис. 3.4. Структурна схема автономної фотоелектричної системи електроживлення житлового будинку

Аналіз рисунка 3.4 показує, що обрана конфігурація системи забезпечує два основні шляхи надходження енергії до критичних навантажень: безпосередньо від фотоелектричного масиву через гібридний інвертор та з акумуляторної батареї в періоди відсутності сонячної генерації або аварійного відключення мережі. Наявність підсистеми комутації та захисту в DC- і AC-колах, а також інтеграція з мережею 0,4 кВ за допомогою гібридного інвертора дозволяють реалізувати режими резервування живлення будинку, обмежити наслідки аварійних режимів та виконати вимоги чинних нормативних документів щодо електробезпеки.

Однолінійна електрична схема автономної системи

Однолінійна принципова схема деталізує структурну схему, відображаючи конкретні точки приєднання кабельних ліній, апаратів захисту та комутаційних пристроїв відповідно до результатів розрахунків розділу 3.2. На ній повинні бути показані всі основні ланцюги: від фотоелектричних модулів до інвертора, від інвертора до щита критичних навантажень, від АКБ до інвертора, а також підключення до мережі 0,4 кВ, SPD, RCD і групових автоматів.

Для відображення логіки електричних з’єднань та розташування апаратів захисту наведено однолінійну схему автономної системи електроживлення, показану на рисунку 3.5.

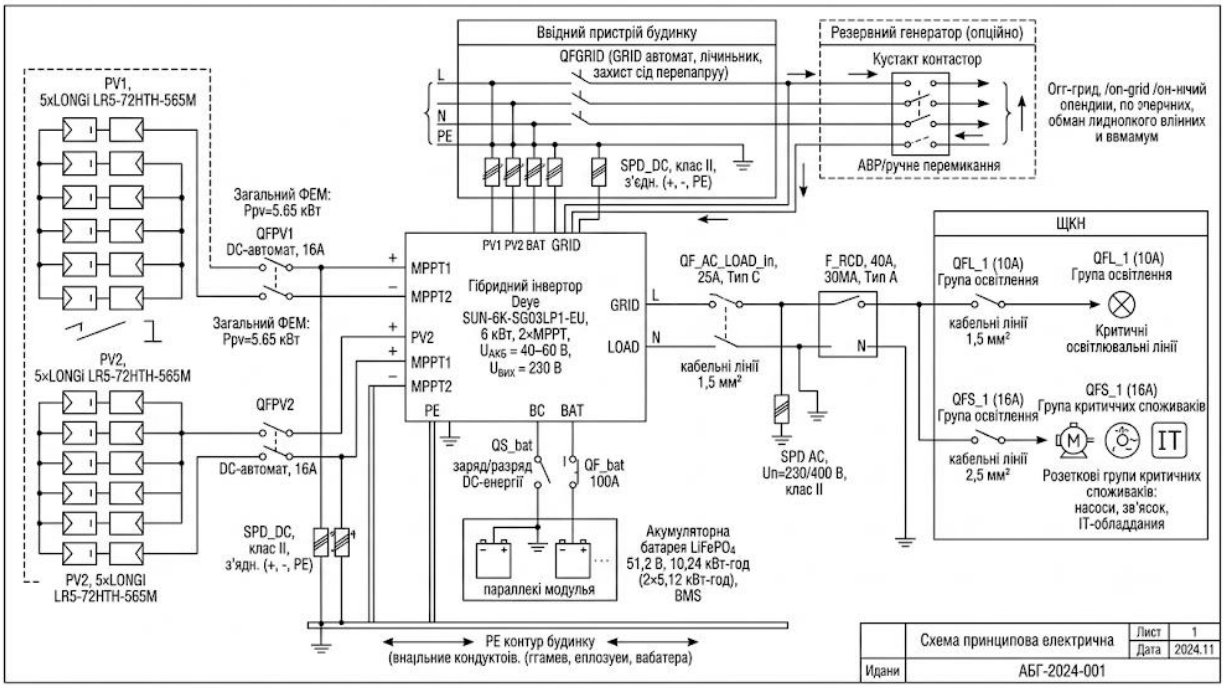

Рис. 3.5. Однолінійна електрична схема автономної фотоелектричної системи електроживлення житлового будинку

Аналіз рисунка 3.5 свідчить, що однолінійна схема повністю відображає результати розрахунку кабельних ліній, вибору апаратів захисту та їх селективності, виконані у підрозділі 3.2. Вона наочно демонструє всі ключові точки контролю і відключення, у тому числі DC-автомати стрингів, DC-автомат та роз'єднувач у колі АКБ, вводний і групові АС-автомати, RCD та SPD, що забезпечує зручність подальшого монтажу та експлуатації системи.

Монтажна схема та розміщення обладнання

Монтажна схема призначена для відображення фактичного розташування елементів системи у плані будинку та на прилеглій території з фіксацією трас кабельних ліній, висот монтажу і місць встановлення щитів, інвертора та акумуляторної батареї. Вона деталізує однолінійну схему з урахуванням реальної планувальної структури будинку й вимог до безпечного

розташування обладнання згідно з ПУЕ, ДБН В.2.5-23:2025 та EN IEC 62485-2:2022.

Прийняте розміщення інвертора, АКБ та щитів забезпечує мінімальні довжини кабельних ліній великого перерізу, зручний доступ для обслуговування обладнання та відповідність вимогам щодо розташування батарейних приміщень і електрощитових у житлових будинках. Трасування кабелів від фотоелектричних модулів до технічного приміщення виконано таким чином, щоб зменшити довжину ділянок DC-ліній на даху і фасадах, забезпечити механічний захист і можливість ревізії, що позитивно впливає на надійність і безпеку експлуатації автономної фотоелектричної системи.

Висновки до розділу 3

У третьому розділі виконано вибір основного та допоміжного обладнання автономної фотоелектричної системи, включаючи гібридний інвертор Deye SUN-6K-SG03LP1-EU, акумуляторну батарею $LiFePO_4$ напругою 51,2 В ємністю 10,24 кВт·год, а також апаратуру захисту й комутації, параметри яких узгоджені з розрахованою потужністю фотоелектричного масиву 5,65 кВт і режимами роботи системи електроживлення житлового будинку. Вибрані технічні рішення відповідають вимогам ПУЕ, ДБН В.2.5-23:2025, ДСТУ HD 60364-5-52:2021 та ДСТУ HD 60364-7-712:2022, що забезпечує нормативний рівень надійності й електробезпеки для експлуатації системи в умовах приватного житлового будинку.

На основі розрахунку струмів у DC- та AC-колах, добору перерізів кабельних ліній і перевірки втрат напруги сформовано кабельну мережу, у якій відносні падіння напруги на всіх ділянках не перевищують 0,7% від номінальної напруги, а запас по допустимому струму для кожного вибраного перерізу є достатнім для тривалого режиму роботи. Підібрані автоматичні вимикачі, пристрої захисного відключення та пристрої захисту від

перенапруг задовольняють умови селективності й узгодження з допустимими струмами кабелів, що гарантує ефективний захист від перевантажень, коротких замикань, ураження електричним струмом та імпульсних перенапруг.

Розроблені структурна, однолінійна електрична та монтажна схеми автономної фотоелектричної системи забезпечують цілісне подання конфігурації «ФЕМ – інвертор – АКБ – мережа – щит критичних навантажень» і дозволяють однозначно реалізувати на практиці всі прийняті розрахункові та конструктивні рішення. Схеми відображають фактичне розміщення обладнання, трасування кабельних ліній та місця встановлення апаратів захисту, що створює основу для розрахунку енергетичної ефективності, оцінки безпеки й надійності, виконаних у четвертому розділі роботи.

РОЗДІЛ 4
ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ, БЕЗПЕКИ ТА НАДІЙНОСТІ АВТОНОМНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ

4.1. Оцінка енергетичної ефективності системи

Енергетична ефективність автономної фотоелектричної системи визначається співвідношенням між річним виробітком електроенергії фотоелектричним масивом та річним споживанням електроенергії критичними навантаженнями, а також сезонною достатністю генерації у порівнянні з добовою потребою будинку. Для оцінки використовується розрахований у розділі 2 добовий виробіток фотоелектричного масиву потужністю 5,65 кВт у зимовий, весняний, літній, осінній та середньорічний періоди, а також добове споживання критичних споживачів 6,135 кВт·год/добу.

У підрозділі 2.2 встановлена потужність фотоелектричного масиву визначена як $P_{\text{ФЕМ.вст}} = 5{,}65$ кВт за рахунок вибору десяти модулів LONGi LR5-72HTH-565M номінальною потужністю 565 Вт кожний. На основі середньомісячного питомого добового виробітку $E_{\text{пит}}$ для Київської області та коефіцієнта системного використання енергії $\eta_{\text{сист}} = 0{,}80$ розраховано очікуваний добовий виробіток фотоелектричного масиву в різні сезони року за формулою

$$E_{\text{ФЕМ.доб}} = P_{\text{ФЕМ.вст}} \cdot E_{\text{пит}} \cdot \eta_{\text{сист}}, \qquad (4.1)$$

де $E_{\text{ФЕМ.доб}}$ – добовий виробіток ФЕМ, кВт·год/добу; $P_{\text{ФЕМ.вст}}$ – встановлена потужність, кВт; $E_{\text{пит}}$ – питомий добовий виробіток 1 кВт ФЕМ у відповідний сезон, кВт·год/(кВт·добу); $\eta_{\text{сист}}$ – коефіцієнт, що враховує системні втрати. Підстановкою значень для прийнятої системи отримано се-

зонні добові виробітки: у зимовий період $E_{\text{ФЕМ.з}} = 4{,}57$ кВт·год/добу, у весняний – 19,53 кВт·год/добу, у літній – 29,38 кВт·год/добу, в осінній – 11,98 кВт·год/добу, а в середньорічному режимі – $E_{\text{ФЕМ.сер}} = 16{,}45$ кВт·год/добу.

Порівняння добового виробітку фотоелектричного масиву з добовим споживанням критичних навантажень 6,135 кВт·год/добу наведено в таблиці 2.8 та на рисунку 2.3 розділу 2. Аналіз цих даних показує, що у весняний, літній та осінній періоди добовий виробіток ФЕМ суттєво перевищує добову потребу критичних споживачів, забезпечуючи запас у діапазоні від 1,95 до 4,79 крат відносно середнього добового критичного навантаження. У середньорічному режимі добовий виробіток 16,45 кВт·год/добу перевищує добове споживання критичних навантажень у 2,68 раза, що створює значний потенціал для заряджання акумуляторної батареї та живлення частини додаткових побутових навантажень.

Сезонний аналіз показує, що в період з березня по жовтень система має суттєвий профіцит енергії відносно критичної групи, який може бути використаний для заряджання АКБ та живлення некритичних споживачів, а також, потенційно, для експорту надлишку в мережу за наявності відповідних договірних відносин із оператором системи розподілу. У зимовий період добовий дефіцит 1,57 кВт·год/добу компенсується за рахунок енергії, накопиченої в акумуляторній батареї (корисна ємність 8,57 кВт·год), а в разі тривалих малосонячних інтервалів – за рахунок підключення до мережі або резервного генератора, передбаченого вихідними даними. Це підтверджує, що прийнята конфігурація фотоелектричного масиву та акумуляторної батареї забезпечує високий рівень енергетичної ефективності системи та достатню автономність живлення критичних споживачів житлового будинку протягом року.

4.2. Охорона праці та електробезпека під час експлуатації автономної ФЕС

Експлуатація автономної фотоелектричної системи електроживлення житлового будинку супроводжується дією низки небезпечних і шкідливих виробничих факторів, серед яких ураження електричним струмом, підвищена напруга в колах постійного та змінного струму, можливість виникнення пожежі, небезпеки, пов’язані з акумуляторною батареєю, а також ризики при роботах на висоті під час обслуговування фотоелектричних модулів. Забезпечення безпеки персоналу та мешканців будинку потребує реалізації комплексу організаційних і технічних заходів відповідно до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), ДБН В.2.5-23:2025, ДСТУ HD 60364-7-712:2022 та EN IEC 62485-2:2022.

Небезпечні та шкідливі фактори при експлуатації автономної ФЕС

- До основних небезпечних факторів, характерних для автономної ФЕС, належать:
- ураження електричним струмом при дотику до струмопровідних частин, металевих оболонок, що опинилися під напругою, або при пошкодженні ізоляції;
- дія електричної дуги і струмів короткого замикання в DC- та AC-колах;
- можливість займання ізоляції кабелів, елементів інвертора чи батарейної шафи;
- ризик падіння з висоти під час монтажу та технічного обслуговування фотоелектричних модулів на даху;
- теплове навантаження на акумуляторну батарею та інвертор, а також, для окремих типів АКБ, виділення газів при заряджанні.

У застосованій системі використовується акумуляторна батарея $LiFePO_4$ напругою 51,2 В, яка має підвищену термічну стабільність і низьку ймовірність газовиділення в нормальних режимах порівняно зі свинцево-кислотними АКБ. Проте навіть для $LiFePO_4$-систем діють вимоги EN IEC 62485-2:2022 щодо організації батарейних приміщень, вентиляції, температурних режимів, захисту від механічних пошкоджень, контролю стану заряду (SoC) і струмів заряджання/розряджання.

Основні небезпечні фактори та відповідні заходи захисту під час експлуатації автономної ФЕС узагальнено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1

Основні небезпечні фактори та заходи захисту під час експлуатації автономної ФЕС

Небезпечний фактор	Джерело у системі	Можливі наслідки	Основні технічні та організаційні заходи захисту
Ураження електричним струмом	Струмопровідні частини інвертора, щитів, АКБ, контакти в DC-та AC-колах	Електротравми, опіки, летальний випадок	Система заземлення та вирівнювання потенціалів, застосування RCD 30 мА, автоматичних вимикачів з потрібною характеристикою, якісна ізоляція та корпуси, виконання робіт переважно при знеструмленій системі, допуск до робіт лише навченого персоналу
Підвищена напруга в DC-колі	Фотоелектричні стринги (близько 250 В DC), шина АКБ 51,2 В	Пробій ізоляції, ураження струмом, пошкодження обладнання	Встановлення стрингових DC-автоматів, застосування SPD DC класу II, механічний захист кабелів, виконання робіт за мінімальної інсоляції, розміщення попереджувальних знаків на устаткуванні
Струми короткого замикання та дуга	КЗ у DC- і AC-колах, помилкові з’єднання, пошкодження ізоляції	Пожежа, руйнування клем і шин, опіки	Правильний добір автоматичних вимикачів (характеристики B/C, gPV), забезпечення селективності захисту, використання негорючих кабелів ВВГнг-LS, дотримання вимог ПУЕ та ДБН В.2.5-23:2025
Пожежонебезпечні ситуації	Перегрів кабелів, інвертора, АКБ, дугові розряди	Загоряння конструкцій, дим, пошкодження будинку	Вибір перерізів кабелів із запасом по струму, застосування кабелів із низьким димовиділенням, розміщення інвертора й АКБ у технічному приміщенні, наявність вогнегасника, періодичний огляд стану обладнання

Небезпека при роботах на висоті	Монтаж і обслуговування фотомодулів на даху	Падіння з висоти, травми різного ступеня	Використання страхувальних систем і запобіжних поясів, організація безпечного доступу (драбини, огородження), виконання робіт за сприятливих погодних умов, проведення інструктажу з охорони праці
Небезпека при експлуатації АКБ	Акумуляторна батарея $LiFePO_4$ 51,2 В	Перегрів, пошкодження батарей, електротравма	Розміщення АКБ у батарейній шафі із захистом від механічних пошкоджень, використання BMS, дотримання EN IEC 62485-2:2022, обмеження струмів заряджання/розряджання, контроль температури й періодичний огляд клем

Захист від ураження електричним струмом у розглянутій системі реалізується поєднанням основного та додаткового захисту. Основний захист забезпечується ізоляцією струмопровідних частин, застосуванням оболонок і бар'єрів, відповідним ступенем захисту корпусів обладнання (IP), а також дотриманням безпечних відстаней до струмопровідних частин згідно ПУЕ. Додатковий захист реалізується за рахунок занулення та заземлення металевих частин, встановлення пристрою захисного відключення (RCD) у щиті критичних навантажень і використання автоматичних вимикачів з характеристиками, що забезпечують автоматичне відключення при пошкодженнях ізоляції та перевантаженнях відповідно до ДБН В.2.5-23:2025 і ДСТУ HD 60364-5-52:2021.

Гібридний інвертор і акумуляторна батарея розміщуються в окремому технічному приміщенні (або в нішах), яке відповідає вимогам EN IEC 62485-2:2022 щодо вентиляції, температурних режимів, відсутності джерел відкритого полум'я, а також доступності для проведення технічного обслуговування. У цьому приміщенні передбачаються засоби пожежогасіння (вогнегасник відповідного класу), попереджувальні таблички «ОБЕРЕЖНО! ВИСОКА НАПРУГА», «АКУМУЛЯТОРНА БАТАРЕЯ», схема аварійного відключення системи, а також вільні проходи для евакуації та доступу до обладнання згідно з нормами пожежної безпеки для житлових будівель.

Обслуговування акумуляторної батареї $LiFePO_4$ та інверторного обладнання включає періодичну перевірку клемних з'єднань, стану ізоляції кабелів, контроль температури корпусів і батарейної шафи, а також аналіз параметрів стану заряду (SoC) та циклічності роботи за даними BMS й інтерфейсу інвертора. Всі роботи усередині батарейної шафи, щита критичних навантажень і ввідного щита виконуються при знеструмленій системі, що досягається послідовним відключенням автоматичних вимикачів QF_{IN}, QF_{PV1}, QF_{PV2}, QF_{BAT}, $QF_{GRID,}$ та відключенням інвертора, з використанням діелектричних рукавичок і інструменту з ізольованими рукоятками. Перед початком експлуатації автономної ФЕС персонал і власник будинку повинні пройти інструктаж з охорони праці, ознайомитися зі схемою системи, інструкціями виробників інвертора й АКБ, а також з алгоритмом дій у аварійних ситуаціях.

Для узагальнення послідовності дій персоналу під час експлуатації й обслуговування автономної фотоелектричної системи на рисунку 4.1 наведено блок-схему «План безпечної експлуатації та обслуговування автономної ФЕС». У блок-схемі послідовно відображено етапи: ідентифікація небезпечних факторів; реалізація організаційних заходів (інструктажі, допуск, інструкції з аварійного відключення); технічні заходи (заземлення, RCD, автоматика, SPD, вибір кабелів і батарейної шафи з BMS); безпечна повсякденна експлуатація (періодичні огляди, контроль параметрів, випробування RCD); дії в аварійних режимах (послідовне відключення апаратів, застосування вогнегасника, виклик аварійних служб, фіксація й аналіз інциденту).



Рис. 4.1. Узагальнений план безпечної експлуатації та обслуговування автономної фотоелектричної системи

Реалізація зазначених заходів охорони праці та електробезпеки в сукупності з правильним проєктуванням та монтажем обладнання відповідно до ПУЕ, ДБН В.2.5-23:2025, ДСТУ HD 60364-7-712:2022 та EN IEC 62485-2:2022 забезпечує допустимий рівень ризику при експлуатації автономної фотоелектричної системи електроживлення житлового будинку.

4.3. Техніко-економічне обґрунтування прийнятих рішень

Техніко-економічна оцінка автономної фотоелектричної системи включає аналіз структури капітальних витрат на обладнання та монтаж, визначення орієнтовної річної економії електроенергії та розрахунок умовного строку окупності інвестицій. Розрахунки виконуються для прийнятої конфігурації: фотоелектричний масив потужністю 5,65 кВт, гібридний інвертор Deye SUN-6K-SG03LP1-EU та акумуляторна батарея $LiFePO_4$ 51,2

В ємністю 10,24 кВт·год з урахуванням середньоринкових цін на обладнання в Україні 2024–2025 років.

Орієнтовний кошторис основного обладнання та монтажу. Капітальні витрати на автономну фотоелектричну систему складаються з вартості фотоелектричних модулів, гібридного інвертора, акумуляторної батареї, конструкцій кріплення, кабельно-провідникової продукції та апаратури захисту, а також вартості монтажних і пусконалагоджувальних робіт. За даними українських постачальників сонячного обладнання монокристалічний модуль LONGi LR5-72HTH-565M має орієнтовну ціну близько 6300 грн/шт, гібридний інвертор Deye SUN-6K-SG03LP1-EU – 36–40 тис. грн, а $LiFePO_4$-акумулятор 51,2 В 10,24 кВт·год – 70–80 тис. грн залежно від бренду та комплектації.

Орієнтовний кошторис основного обладнання та монтажу наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2

Орієнтовний кошторис автономної ФЕС потужністю 5,65 кВт

№	Стаття витрат	Кількість / параметр	Орієнтовна ціна за одиницю, грн	Орієнтовна вартість, грн
1	Фотоелектричні модулі LONGi LR5-72HTH-565M	10 шт (5,65 кВт)	6300	63 000
2	Гібридний інвертор Deye SUN-6K-SG03LP1-EU, 6 кВт	1 шт	37 000	37 000
3	$LiFePO_4$-акумулятор 51,2 В, 10,24 кВт·год (200 А·год)	1 шт	75 000	75 000
4	Конструкції кріплення ФЕМ (дахова система)	комплект на 10 модулів	~1500/модуль	15 000
5	Кабельно-провідникова продукція (DC-кабелі PV1-F, AC-кабелі ВВГнг-LS, шини АКБ)	комплект	–	15 000
6	Захисна та комутаційна апаратура (автомати DC/AC, RCD, SPD DC/AC, щити)	комплект	–	20 000
7	Монтажні та пусконалагоджувальні роботи (проєкт, монтаж, налаштування)	–	–	30 000
	Разом орієнтовно	–	–	**255 000**

Отримана структура витрат відповідає типовим значенням для автономних або гібридних систем електроживлення приватного житла потужністю 5–6 кВт з накопичувачем енергії 10 кВт·год. Найбільшу частку капітальних витрат формує акумуляторна батарея (приблизно 30%), наступними за величиною є фотоелектричний масив (близько 25%) та гібридний інвертор (приблизно 15%), тоді як сумарна частка кріплень, кабелів, апаратури захисту й монтажу становить близько 30% бюджету.

Для наочного подання структури капітальних витрат на рисунку 4.2 наведена кругова діаграма.



Рис. 4.2. Структура капітальних витрат автономної фотоелектричної системи потужністю 5,65 кВт

Аналіз рисунка 4.2 підтверджує, що економічна доцільність проєкту значною мірою залежить від вартості акумуляторної батареї, фотоелектричного масиву та гібридного інвертора, які разом формують понад дві третини початкових інвестицій. Частка витрат на монтаж, кабелі та апаратуру захисту є суттєвою, однак менша порівняно з вартістю силового обладнання, що відповідає тенденціям ринку для малих автономних систем.

Для оцінки впливу тарифу на електроенергію на строк окупності розглядається діапазон значень $t_{ел} = 3–5$ грн/кВт·год. При тарифі 3 грн/кВт·год річна економія становить близько 18,0 тис. грн/рік, що відповідає простому строку окупності приблизно 14 років; при тарифі 5 грн/кВт·год економія зростає до ≈30,0 тис. грн/рік, а строк окупності зменшується до ≈8,5 років. На рисунку 4.4 наведено графік залежності умовного строку окупності $T_{пр}$ від тарифу на електроенергію.

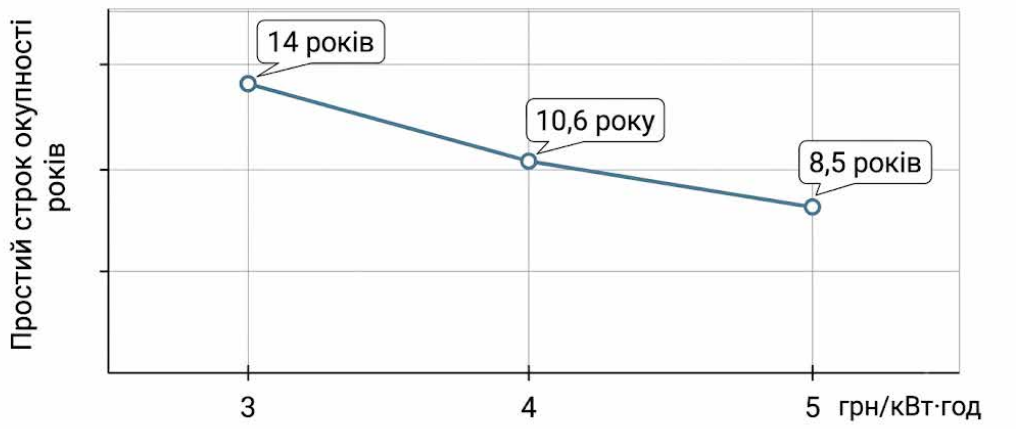

Рис. 4.4. Залежність умовного строку окупності автономної фотоелектричної системи від тарифу на електроенергію

Аналіз рисунка 4.4 показує, що зі зростанням тарифів на електроенергію економічна привабливість автономної фотоелектричної системи підвищується, оскільки умовний строк окупності скорочується з приблизно 14 років при 3 грн/кВт·год до близько 8,5 років при 5 грн/кВт·год. З урахуванням ресурсу $LiFePO_4$-акумуляторів 6 000–8 000 циклів при DoD 80%, що відповідає 15–20 рокам експлуатації, а також очікуваного довгострокового зростання тарифів на електроенергію, прийнята конфігурація автономної фотоелектричної системи є технічно й економічно обґрунтованою для забезпечення надійного електроживлення житлового будинку з критичними навантаженнями.

Висновки до розділу 4

У четвертому розділі виконано оцінку енергетичної ефективності автономної фотоелектричної системи електроживлення житлового будинку, охарактеризовано основні небезпечні та шкідливі фактори під час її експлуатації й сформовано комплекс організаційних і технічних заходів з охорони праці та електробезпеки відповідно до вимог ПУЕ, ДБН В.2.5-23:2025, ДСТУ HD 60364-7-712:2022 та EN IEC 62485-2:2022. Розрахунки показали, що фотоелектричний масив потужністю 5,65 кВт забезпечує річний виробіток близько 6010 кВт·год, що приблизно у 2,7 раза перевищує річне споживання критичних навантажень (≈2239 кВт·год/рік), дозволяє повністю покривати їх потреби впродовж року та генерує значний профіцит енергії у весняно-літньо-осінній період.

Проведений аналіз охорони праці та електробезпеки встановив основні ризики, пов’язані з ураженням електричним струмом, струмами короткого замикання, пожежонебезпекою, роботами на висоті й експлуатацією акумуляторної батареї $LiFePO_4$ 51,2 В, і показав, що застосування системи заземлення, RCD 30 мА, селективних автоматичних вимикачів, SPD DC/AC, використання негорючих кабелів ВВГнг-LS, організації батарейного приміщення та проведення інструктажів забезпечують нормативний рівень безпеки для користувачів та обслуговчого персоналу. Розроблена блок-схема плану безпечної експлуатації та обслуговування автономної ФЕС структуровано відображає послідовність дій під час нормальних режимів і в разі аварійних ситуацій, що сприяє практичному виконанню вимог охорони праці.

Техніко-економічний аналіз показав, що орієнтовні капітальні витрати на впровадження системи з фотоелектричним масивом 5,65 кВт, гібридним інвертором Deye SUN-6K-SG03LP1-EU та $LiFePO_4$-акумулятором

10,24 кВт·год становлять близько 255 тис. грн, при цьому найбільшу частку витрат формують АКБ, ФЕМ та інвертор. З урахуванням річної генерації близько 6010 кВт·год/рік і умовного тарифу 4,0 грн/кВт·год простий строк окупності системи становить приблизно 10,6 року, а при подальшому зростанні тарифів на електроенергію скорочується до 8–9 років, що в поєднанні з ресурсом $LiFePO_4$-АКБ 15–20 років дозволяє зробити висновок про економічну доцільність запропонованої автономної фотоелектричної системи для забезпечення надійного електроживлення житлового будинку.

ВИСНОВКИ

У бакалаврській кваліфікаційній роботі розроблено систему електроживлення житлового будинку на базі автономної фотоелектричної установки, яка забезпечує живлення критичних електроприймачів із високим рівнем надійності та автономності. У вступі обґрунтовано актуальність використання автономних фотоелектричних систем в умовах зростання тарифів на електроенергію, частих аварійних відключень у мережі 0,4 кВ та необхідності підвищення енергетичної незалежності домогосподарств; сформульовано мету, завдання, об’єкт і предмет дослідження, а також окреслено методи розрахунку й оцінювання ефективності системи.

У першому розділі виконано аналіз житлового будинку як об’єкта електропостачання, визначено склад і режими роботи побутових електроприймачів, побудовано добовий графік навантаження та обчислено встановлену, розрахункову й пікову потужність. На основі цього виділено критичні споживачі (освітлення, насоси, ІТ-обладнання, засоби зв’язку тощо) та розраховано добове споживання критичних навантажень 6,135 кВт·год/добу, що використано як вихідну величину для подальшого розрахунку потужності фотоелектричного масиву й акумуляторної батареї. Виконаний аналіз технічних передумов підтвердив доцільність застосування автономної ФЕС у складі гібридної системи електропостачання будинку, пов’язаної з мережею 0,4 кВ.

У другому розділі визначено сонячний енергетичний потенціал місцевості на основі даних PVGIS та нормативних джерел, розраховано питомий добовий виробіток 1 кВт фотопотужності за сезонами й середньорічний питомий виробіток 3,64 кВт·год/(кВт·добу). На підставі добового споживання критичних навантажень виконано розрахунок необхідної потужності фотоелектричного масиву та обрано конфігурацію з десяти монокристалічних модулів LONGi LR5-72HTH-565M загальною потужністю 5,65

кВт, яка забезпечує повне покриття критичного навантаження в весняний, літній та осінній періоди й середньорічний запас генерації у 2,68 раза відносно потреб критичної групи. Для зимового періоду визначено добовий дефіцит енергії 1,57 кВт·год/добу, що компенсується акумуляторною батареєю та, за необхідності, відбором з мережі або резервного джерела, а також обґрунтовано вибір $LiFePO_4$-АКБ 51,2 В з корисною ємністю 8,57 кВт·год (номінальна 10,24 кВт·год) на основі вимог автономності, допустимої глибини розряду та напруги DC-шини.

У третьому розділі виконано вибір гібридного інвертора Deye SUN-6K-SG03LP1-EU та допоміжного обладнання, враховуючи вимоги до потужності, перевантажувальної здатності, діапазону вхідних напруг ФЕМ і АКБ, сумісності з $LiFePO_4$-акумулятором і можливості роботи в on-grid/off-grid режимах. На основі розрахунку струмів у DC- та AC-колах обрано перерізи кабельних ліній, перевірено падіння напруги (яке не перевищує 0,7% на жодній ділянці) та підібрано апаратуру захисту (DC-автомати стрингів, головний DC-автомат АКБ, AC-автомати, RCD, SPD DC/AC) із забезпеченням умов $I_{розр} < I_{ном.ап} < I_{доп.кв}$ і селективності. Розроблено структурну, однолінійну та монтажну схеми автономної ФЕС, які відображають топологію з’єднань «ФЕМ – інвертор – АКБ – мережа – щит критичних навантажень», розміщення обладнання в будинку та на даху, а також траси кабельних ліній, що забезпечують мінімальні довжини високострумових DC-ділянок і зручний доступ до устаткування.

У четвертому розділі оцінено енергетичну ефективність системи, показано, що річна генерація ФЕМ близько 6010 кВт·год/рік приблизно у 2,7 раза перевищує річне споживання критичних навантажень, забезпечуючи повне покриття добових потреб критичної групи у весняний, літній та осінній періоди і створюючи резерв енергії для додаткових побутових навантажень. Проаналізовано небезпечні та шкідливі фактори, пов’язані з

ураженням електричним струмом, струмами короткого замикання, пожежонебезпекою, роботою на висоті та експлуатацією АКБ, розроблено комплекс заходів захисту (система заземлення, RCD 30 мА, селективні автомати, SPD DC/AC, застосування кабелів ВВГнг-LS, організація батарейного приміщення) відповідно до ПУЕ, ДБН В.2.5-23:2025, ДСТУ HD 60364-7-712:2022 та EN IEC 62485-2:2022. На основі орієнтовного кошторису (приблизно 255 тис. грн) і річної генерації ФЕМ виконано розрахунок умовного простого строку окупності, який за тарифу 4,0 грн/кВт·год становить близько 10,6 року та скорочується до близько 8,5 року при тарифі 5,0 грн/кВт·год, що в поєднанні з ресурсом $LiFePO_4$-АКБ 15–20 років підтверджує економічну доцільність прийнятого варіанту системи.

Загалом у роботі показано, що застосування автономної фотоелектричної системи на базі масиву з десяти модулів LONGi LR5-72HTH-565M, гібридного інвертора Deye SUN-6K-SG03LP1-EU та $LiFePO_4$-акумуляторної батареї 51,2 В / 10,24 кВт·год забезпечує надійне та економічно обґрунтоване електроживлення житлового будинку з виділенням критичних навантажень. Запропонована конфігурація відповідає вимогам чинних нормативних документів, забезпечує високий рівень енергетичної ефективності та електробезпеки й може бути рекомендована як типове рішення для малих автономних або гібридних систем електропостачання приватних домогосподарств в умовах України.

До перспектив подальшого розвитку запропонованої автономної фотоелектричної системи електроживлення житлового будинку належать кілька напрямів технічної модернізації та інтеграції з енергосистемою. Подальше зростання частки відновлюваних джерел у світовій енергетиці, розвиток мережевих сервісів та зниження вартості обладнання створюють передумови для розширення функціональності таких систем на рівні домогосподарств.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. International Energy Agency. Renewables 2024 : Analysis and forecast to 2030. Paris : IEA, 2024. 258 p. [Електронний ресурс]. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/17033b62-07a5-4144-8dd0-651cdb6caa24/Renewables2024.pdf (дата звернення: 01.06.2026).
2. International Energy Agency. Renewables 2023 : Analysis and forecast to 2028. Paris : IEA, 2023. [Електронний ресурс]. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/96d66a8b-d502-476b-ba94-54ffda84cf72/Renewables_2023.pdf (дата звернення: 01.06.2026).
3. International Energy Agency. Renewable Energy Market Update : Outlook for 2023 and 2024. Paris : IEA, 2023. [Електронний ресурс]. URL: https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-outlook-for-2023-and-2024 (дата звернення: 01.06.2026).
4. European Commission, Joint Research Centre. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). [Електронний ресурс]. URL: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en (дата звернення: 01.06.2026).
5. NASA POWER Project. NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER) Data Access Viewer. [Електронний ресурс]. URL: https://power.larc.nasa.gov (дата звернення: 01.06.2026).
6. World Bank Group. Global Solar Atlas. [Електронний ресурс]. URL: https://globalsolaratlas.info (дата звернення: 01.06.2026).
7. World Bank. New World Bank tool helps map solar potential. Press release, 17 January 2017. [Електронний ресурс]. URL: https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2017/01/17/new-world-bank-tool-helps-map-solar-potential (дата звернення: 01.06.2026).

8. ДБН В.2.5-23:2025. Проєктування електроустановок житлових будинків та громадських будівель і споруд. Київ : Мінрегіону України, 2025. 265 с. [Електронний ресурс]. URL: https://e-construction.gov.ua/laws_detail/37280295803682830 42?doc_type=2 (дата звернення: 01.06.2026).
9. ДБН В.2.5-23:2010. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. Київ : Мінрегіонбуд України, 2010. [Електронний ресурс]. URL: https://e-construction.gov.ua/laws_detail/30849896696376210 22?doc_type=2 (дата звернення: 01.06.2026). (Використовується для порівняння зі новою редакцією.)
10. Про затвердження Правил роздрібного ринку електричної енергії : постанова НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 312. [Електронний ресурс]. URL: https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-zatverdzhennya-pravil-rozdribnogo-rinku-elektrichnoi-energii (дата звернення: 01.06.2026).
11. Правила улаштування електроустановок. Вид. офіц. Київ : Міненерговугілля України, 2017. 736 с. [Електронний ресурс]. URL: https://zakon.isu.net.ua/sites/default/files/normdocs/pue.pdf (дата звернення: 01.06.2026).
12. ДСТУ HD 60364-7-712:2022. Електроустановки низької напруги. Частина 7-712. Вимоги до спеціальних установок або місць розміщення. Фотоелектричні (PV) системи (HD 60364-7-712:2016, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2022. [Електронний ресурс]. URL: https://budstandart.ua/normativ-document.html?id_doc=104701 (дата звернення: 01.06.2026).
13. International Electrotechnical Commission. IEC 60364-7-712:2025. Low-voltage electrical installations – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems. Geneva : IEC, 2025.
14. ДСТУ EN IEC 62485-2:2022. Вимоги щодо безпеки для вторинних батарей і акумуляторних установок. Частина 2. Стаціонарні батареї (EN IEC 62485-2:2018, IDT; IEC 62485-2:2010, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2022. [Електронний ресурс]. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=106579 (дата звернення: 01.06.2026).

15. ДСТУ 7237:2011. Система стандартів безпеки праці. Електробезпека. Загальні вимоги та номенклатура видів захисту. Київ : Держспоживстандарт України, 2011. [Електронний ресурс]. URL: https://ksv.do.am/GOST/DSTY_ALL/DSTU2/dstu_7237-2011.pdf (дата звернення: 01.06.2026).
16. ДСТУ HD 60364-5-52:2011. Низьковольтні електричні установки. Частина 5-52. Вибір та монтаж електрообладнання. Системи електропроводки (HD 60364-5-52:2011, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2014. [Електронний ресурс]. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=65542 (дата звернення: 01.06.2026).
17. НАПБ А.01.001-2014. Правила пожежної безпеки в Україні : наказ МВС України від 30.12.2014 р. № 1417. Київ : МВС України, 2014. [Електронний ресурс]. URL: https://pozhezhni-systemy.org.ua/napb-a-01-001-2014-pravyla-pozhezhnoyi-bezpeky-v-ukrayini/ (дата звернення: 01.06.2026).
18. НПАОП 40.1-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів : наказ Держнаглядохоронпраці України від 09.01.1998 р. № 4. Київ : Держнаглядохоронпраці України, 1998. [Електронний ресурс]. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/npaop/npaop_40_1_1_21_98/23-1-0-821 (дата звернення: 01.06.2026).
19. Budstandart Online. Каталог нормативних документів з електроустановок та відновлюваної енергетики. [Електронний ресурс]. URL: https://online.budstandart.com (дата звернення: 01.06.2026). (Використовується як довідковий ресурс для пошуку ДСТУ/ДБН.)
20. Методичні рекомендації щодо підготовки бакалаврських кваліфікаційних робіт зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Київ : НУБіП України, 2024. [Електронний ресурс]. URL: (фактичний URL репозитарію НУБіП) (дата звернення: 01.06.2026).
21. LONGi Solar. LR5-72HTH-565M Hi-MO 6m : product datasheet. [Електронний ресурс]. URL:

https://static.longi.com/L_Gi_LE_PM_T_PMD_059_F138_LR_5_72_HTH_565_585_M_V2_30_30_and_15_Frame_Explorer_V19_fb7474efd7.pdf (дата звернення: 01.06.2026).

22. Iskra-Energy. Інвертор Deye SUN-6K-SG03LP1-EU : технічні характеристики. [Електронний ресурс]. URL: https://iskra-energy.com/ru/products/inverters/inveretery-deye/inverter-deye-sun-6k-sg03lp1-eu (дата звернення: 01.06.2026).
23. Euro-Kamin. Гібридний інвертор Deye SUN-6K-SG03LP1-EU 6 kW, 1F, 48 V : опис товару. [Електронний ресурс]. URL: https://euro-kamin.com.ua/shop/product/gibridnyj-invertor-deye-sun-6k-sg03lp1-eu-6kw-1f-48v (дата звернення: 01.06.2026).
24. ITbox. Батарея LiFePO4 Ritar 51.2V 200Ah 10240Wh (BAT-10KWH-51.2V-100A) : опис товару. [Електронний ресурс]. URL: https://www.itbox.ua/ua/product/Batareya_LiFePo4_Ritar_512V_200Ah_10240Wh_BAT-10KWH-512V-100A-p1099528/ (дата звернення: 01.06.2026).
25. Motoma. Solar battery cost in 2025 – how much does a home system cost? [Електронний ресурс]. URL: https://motoma.com/industry/solar-battery-cost-in-2025---how-much-does-a-home-system-cost.html (дата звернення: 01.06.2026).
26. Pavlenko, V., Ponomarenko, I., Morhulets, O., Ponomarenko, D., Danylchenko, D. Synergy of blockchain and artificial intelligence for decentralized smart energy management. In: Pavlenko, D., Tryshyn, P., Honchar, N., Kozlova, O. (eds) Smart Innovations in Energy and Mechanical Systems. SIEMS 2025. Lecture Notes in Networks and Systems, vol. 1480. Cham : Springer, 2025. https://doi.org/10.1007/978-3-031-95191-6_18.
27. Shvedchykova, I., Trykhlieb, A., Trykhlieb, S., Demishonkova, S., Pavlenko, V. Determining the efficiency of restored photovoltaic modules under natural lighting conditions. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. 2024. Vol. 6, № 8 (132). P. 16–24. DOI: https://doi.org/10.15587/1729-4061.2024.317829.

28. Shavolkin, O., Shvedchykova, I., Demishonkova, S., Pavlenko, V. Increasing the efficiency of hybrid photoelectric system equipped with a storage battery to meet the needs of local object with generation of electricity into grid. Przegląd Elektrotechniczny. 2021. Vol. 97, № 11. P. 57–61.
29. Shavolkin, O., Marchenko, R., Stanovskyi, Y., Pidhainyi, M., Kruhliak, H. Determination of parameters of the photoelectric system with the battery for needs of local object. Technologies and Engineering. 2021. Vol. 4, № 22. P. 41–50.
30. Павленко В. М., Воляник О. Ю., Пономаренко І. В., Данильченко Д. О. Дослідження перспектив розвитку технології «розумних енергосистем» із застосуванням розподілених баз даних. Енергетика і автоматика. 2024. № 5 (75). С. 66–76. DOI: https://doi.org/10.31548/energiya5(75).2024.066.
31. Правила улаштування електроустановок. Вид. офіц. Київ : Міненерговугілля України, 2017. URL: https://zakon.isu.net.ua/sites/default/files/normdocs/pue.pdf.
32. ДБН В.2.5-23:2025. Проєктування електроустановок житлових будинків та громадських будівель і споруд. Чинний від 2026-01-01. Київ : Мінрозвитку, 2025. URL: https://e-construction.gov.ua/laws_detail/37280295803682830 42?doc_type=2.
33. ДСТУ HD 60364-7-712:2022. Електроустановки низької напруги. Частина 7-712. Вимоги до спеціальних установок або місць розміщення. Фотоелектричні (PV) системи (HD 60364-7-712:2016, IDT). Чинний від 2023-12-31. URL: https://budstandart.ua/normativ-document.html?id_doc=104701.
34. Deye SUN-3.6/5/6K-SG03LP1-EU : Single Phase Hybrid Inverter Datasheet. Ningbo Deye Inverter Technology Co., Ltd., 2024. URL: http://www.deyeinverter.com/deyeinverter/2024/10/21/datasheet_sun-3.6-6k-sg03lp1_241021_en.pdf.