

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

УДК 621.311:620.92

ПОГОДЖЕНО
Директор ННІ енергетики,
автоматики і
енергозбереження

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ
Завідувач кафедри
інженерії енергосистем

_____ /Каплун В.В./
(підпис)

_____ /Антипов Є.О./
(підпис)

«_____» _____ 2026 р.

«_____» _____ 2026 р.

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

**на тему: «ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ
ДОМОГОСПОДАРСТВА З ВИКОРИСТАННЯМ КОМБІНОВАНИХ ДЖЕРЕЛ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ»**

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва)

Орієнтація освітньої програми: Освітньо-наукова програма
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Гарант освітньої програми

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Троханяк В. І.
(ПІБ)

**Керівник магістерської
кваліфікаційної роботи**

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Петренко А.В.
(ПІБ)

Виконав

(підпис)

Шеменюк М.В.
(ПІБ)

КИЇВ – 2026

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
інженерії енергосистем
К.Т.Н. доцент Антипов Є.О.
(ступінь, звання) (підпис) (ПІБ)
«___» _____ 20__ р.

**ЗАВДАННЯ
ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ ЗДОБУВАЧУ**

Шеменюку Михайлу Віталійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-наукова
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської роботи «Підвищення ефективності електрозабезпечення домогосподарства з використанням комбінованих джерел електроенергії» затверджена наказом ректора Національного університету біоресурсів і природокористування України від _____ р. № _____ «С»
Термін подання завершеної роботи на кафедру _____
(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської роботи: ситуаційний план місцевості, навантаження домогосподарства, ДСТУ, ДБН, каталоги електрообладнання.

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

Аналіз структури та режимів електроспоживання приватного домогосподарства

Аналіз існуючої системи електропостачання домогосподарства

Обґрунтування комбінованого використання джерел енергії для домогосподарства

Техніко-економічне обґрунтування

Оцінка впливу на навколишнє середовище та заходи з охорони праці

Перелік графічного матеріалу: презентація виконана в програмному середовищі MS Power Point

Дата видачі завдання «___» _____ р.

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи _____ Петренко А.В.
(підпис) (ПІБ)

Завдання прийняв до виконання _____ Шеменюк М.В.
(підпис) (ПІБ)

РЕФЕРАТ

Метою роботи є підвищення ефективності електрозабезпечення домогосподарства шляхом обґрунтування параметрів та режимів сумісної роботи гібридного інвертора з сонячними фотомодулями, системою накопичення електроенергії, електромережею та дизель-генераторною установкою.

Об'єктом дослідження є процес електрозабезпечення домогосподарства в умовах сумісної роботи комбінованих джерел енергії.

Предметом дослідження є режими роботи обладнання та техніко-економічні показники гібридної системи електрозабезпечення, що визначають ефективність її функціонування в умовах сезонних коливань генерування та споживання електроенергії.

Для забезпечення розрахункового навантаження домогосподарства обрано трифазний високовольтний гібридний інвертор Deye SUN-30K-SG01HP3-EU-AM2 потужністю 30 кВт. Розраховано параметри фотоелектричного масиву загальною потужністю 39,44 кВт, яке складається з 68 монокристалічних N-type фотомодулів JA Solar JAM78-S30-580-MR потужністю 580 Вт кожен. Станцію змонтовано у вигляді 4 стрингів по 17 модулів із паралельним підключенням по два стринги на кожен із двох MPPT-трекерів інвертора. Розраховано параметри високовольтної системи накопичення енергії ємністю 66,56 кВт·год із робочою напругою системи 665,6 В, яка складається з акумуляторних блоків Deye BOS-GM5.1 під керуванням кластера HVB. Для компенсації тривалих аварійних вимкнень електромережі взимку розраховано та вибрано промисловий трифазний генератор Aksa APD 35 А потужністю 30 кВт.

Загальний обсяг капітальних інвестицій у будівництво комбінованої системи електроживлення складає 1867360 грн. Основну частку витрат формує високотехнологічне обладнання (СНЕ та гібридний інвертор), що забезпечує довгострокову автономність об'єкта. Простий термін окупності інвестицій становить 10 років і 4 місяці, що є нормативним та цілком прийнятним показником.

Ключові слова: ефективність, комбіновані джерела енергії, сонячна електростанція, дизель-генератор, акумуляторні батареї.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	6
ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СТРУКТУРИ ТА РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОСПОЖИ- ВАННЯ ПРИВАТНОГО ДОМОГОСПОДАРСТВА	9
1.1. Характеристика надійності електропостачання домогосподарств в Україні	9
1.2. Побудова добового графіку навантаження	11
1.3. Класифікація та порівняльний аналіз використання комбінованих джерел енергії	16
Висновки до розділу 1	19
РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ ІСНУЮЧОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ДОМОГОСПОДАРСТВА	20
2.1. Аналіз існуючої схеми підключення до електромережі 0,4 кВ	20
2.2. Аналіз вимог до вузлів обліку	22
2.3. Дослідження якості напруги від гібридного інвертора напруги	24
Висновки до розділу 2	30
РОЗДІЛ 3 ОБГРУНТУВАННЯ КОМБІНОВАНОГО ВИКОРИСТАННЯ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ДОМОГОСПОДАРСТВА	31
3.1. Аналіз електрозабезпечення домогосподарства від сонячної електростанції	31
3.2. Аналіз електрозабезпечення домогосподарства від дизельної електростанції	48
Висновки до розділу 3	50
РОЗДІЛ 4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ	52
4.1. Розрахунок вартості і терміну окупності комбінованої системи електроживлення	52
4.2. Порівняння варіантів електропостачання за методом мінімальних приведених витрат	53

Висновки до розділу 4	57
РОЗДІЛ 5 ОЦІНКА ВПЛИВУ НА НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ ТА ЗАХОДИ З ОХОРОНИ ПРАЦІ	58
5.1. Оцінка впливу на навколишнє середовище застосування сонячних електростанцій	58
5.2. Оцінка впливу на навколишнє середовище застосування дизельних електростанцій	59
5.3. Розробка заходів з безпечної експлуатації комбінованих джерел енергії	61
5.4. Розрахунок заземлення	64
Висновки до розділу 5	68
ВИСНОВКИ	69
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	72

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

BMS	– Battery Management System
ABP	– автоматичне ввімкнення резерву
АКБ	– акумуляторна батарея
ГРЩ	– головний розподільний щит
ДГУ	– дизель-генераторна установка
ДЕС	– Дизельна електростанція
ДСТУ	– державні стандарти України
КДЕ	– Комбіновані джерела енергії
ЛЕП	– лінія електропередавання
ОСР	– оператор систем розподілу
ПУЕ	– правила улаштування електроустановок

ВСТУП

Сучасна світова енергетична система перебуває на етапі масштабної децентралізації та декарбонізації, зумовленої глобальними кліматичними цілями. Для України ж питання підвищення ефективності електрозабезпечення домогосподарств через комбіновані джерела енергії набуло статусу національної безпеки через значні руйнування об'єктів магістральної та теплової генерації. Класична схема взаємодії споживача з централізованою електромережею виявилася вразливою перед дефіцитом потужності та стрімким зростанням тарифів. Що зумовлює необхідність інтеграції сонячних електростанцій, систем накопичення енергії та дизель-генераторних установок в єдиний автономний комплекс, здатний гарантувати надійність електропостачання.

Проте масове впровадження гібридних мікросистем на рівні приватного сектору зустрічається з серйозними інженерними викликами. Головними технологічними проблемами є стохастичний, залежний від погоди характер сонячного генерування, що утворює дисбаланс між піками виробництва та споживання, а також складність динамічного керування кількома різнорідними потоками напруги. Для виключення ризику зустрічних струмів та забезпечення безпечного автоматичного перемикання потрібні складні алгоритми захисту і керування.

Світова та вітчизняна статистика чітко підтверджують незворотність процесу подолання цих бар'єрів, адже у країнах ЄС понад 80% нових приватних сонячних електростанцій проектується одразу в комплекті з акумуляторними накопичувачами. З огляду на те, що метою роботи є підвищення ефективності електрозабезпечення домогосподарства шляхом обґрунтування параметрів та режимів сумісної роботи гібридного інвертора з сонячними фотомодулями, системою накопичення електроенергії, електромережею та дизель-генераторною установкою. Об'єктом дослідження виступає процес електрозабезпечення домогосподарства в умовах сумісної роботи комбінованих джерел енергії. Для реалізації мети поставлено завдання з вивчення режимів роботи обладнання та розрахунку техніко-економічних показників гібридної системи електрозабезпечення, що визначають ефективність її

функціонування в умовах сезонних коливань генерування та споживання електроенергії.

Методологічну основу роботи становить комплексний підхід, що поєднує методи моделювання з методами статистичного аналізу багаторічних метеорологічних даних сонячної радіації. Комп'ютерна симуляція річної роботи системи з годинним кроком у спеціалізованому інженерному програмному забезпеченні дозволяє визначити прогнозоване генерування та споживання енергії. Водночас методи техніко-економічного аналізу, включно з розрахунком чистої приведеної вартості та нормованої собівартості енергії, забезпечують надійне фінансове обґрунтування проєктних рішень у поєднанні з порівняльно-екологічним оцінюванням зменшення вуглецевого сліду.

Перспективи розвитку комбінованих систем відкривають шлях до побудови концепції Smart Grid, де тисячі автономних домогосподарств зможуть об'єднуватися у віртуальні електростанції для спільного генерування потужності в мережу за командами диспетчера під час вечірніх пікових навантажень. Додатковими технологічними рішеннями у найближчі роки стануть інтеграція електромобілів як додаткових буферів за принципом Vehicle-to-Home. Що дозволить суттєво знизити загальну вартість систем накопичення та зробити терміни окупності комбінованих систем доступними для масового споживача.

В економічному аспекті впровадження комбінованого енерговузла забезпечує радикальне зниження витрат за електричну енергію майже до повної ліквідації витрат на мережу завдяки механізму Net Billing, а також захищає домогосподарство від фінансових збитків під час тривалих блекаутів. Головним фінансовим недоліком залишається високі початкові капіталовкладення, що перевищують 1,8 млн грн, а також необхідність повторних інвестицій у заміну акумуляторних батарей через 10-12 років через їх природне хімічне відпрацювання.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ СТРУКТУРИ ТА РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ПРИВАТНОГО ДОМОГОСПОДАРСТВА

1.1. Характеристика надійності електропостачання домогосподарств в Україні

Вимоги до надійності електропостачання в Україні визначаються державними стандартами та нормами проектування. Важливим критерієм є забезпечення безперервного електропостачання належної якості, при цьому якість електроенергії згідно ДСТУ [1] має підтримуватися стабільною напругою 230 В із допустимим відхиленням $\pm 10\%$, частотою 50 Гц та іншими параметрами, що є обов'язковими для сучасної побутової електроніки. Надійність електрозабезпечення виизначається часом відновлення живлення після аварійних відключень, що в сучасних умовах стає головним викликом для операторів систем розподілу (ОСР).

Відповідно до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) [2], споживачі поділяються на три категорії надійності. Перша категорія – це об'єкти, перерва в електропостачанні яких загрожує життю людей або завдає значних збитків (лікарні, стратегічні підприємства), вони потребують двох незалежних джерел живлення. Друга категорія включає соціально важливі об'єкти, де відключення призводить до масового простою, або порушення нормальної життєдіяльності. Третя категорія – це переважна більшість приватних домогосподарств, для яких допускається живлення від одного джерела з перервою на ремонт до 24 годин.

На практиці статус третьої категорії означає, що побутовий споживач є найбільш вразливою ланкою енергосистеми. Хоча нормативи обмежують тривалість аварійних ремонтів однією добою, реальні графіки відключень в умовах дефіциту потужності або масових пошкоджень можуть бути значно довшими. Саме це змушує власників шукати шляхи підвищення надійності та ефективності домогосподарств, фактично намагаючись штучно підняти свій об'єкт до рівня першої або другої категорії за допомогою автономних джерел.

Потужність домогосподарств в Україні зазвичай обмежується договором із постачальником енергії та технічними характеристиками підключення. Для старих будинків у сільській місцевості цей ліміт часто становить 5 кВт, що критично мало для сучасного обладнання. У нових котеджних містечках або при оформленні електроопалення потужність може складати від 15 до 25 кВт. Цей параметр визначає пропускну здатність ввідного автомата та переріз кабелів, що, своєю чергою, обмежує можливість одночасного ввімкнення потужних електроприладів.

Структура електрозабезпечення домогосподарства включає зовнішні та внутрішні мережі. Зовнішнє електропостачання складається з точки приєднання до мережі напругою 0,4 кВ від лінії електропередавання (ЛЕП) та вузла обліку енергії. Внутрішня мережа є більш складною. Починається з головного розподільчого щита (ГРЩ), в якому розташовані пристрої керування та захисту, а саме автоматичні та диференціальні вимикачі, реле напруги та інші. У сучасних енергоефективних будинках структура доповнюється шиною «гарантованого живлення», до якої підключаються критичні споживачі через інвертори, акумулятори або автоматичне ввімкнення резерву (АВР) для дизель-генераторів.

Режими споживання електроенергії домогосподарством зазвичай мають циклічний характер, що візуалізується через добові графіки навантаження. Для України характерні два піки, а саме ранковий, пов'язаний із пробудженням та приготуванням їжі, та вечірній, коли навантаження є максимальним через освітлення та роботу всієї побутової техніки. Нічний період характеризується мінімальним споживанням.

Сезонність також суттєво впливає на режими споживання, для прикладу взимку навантаження зростає через необхідність опалення та довгий час роботи освітлення, тоді як влітку домінують системи кондиціонування. Комбіновані джерела енергії, такі як сонячні електростанції, найкраще працюють саме в літній період, частково перекриваючи денне споживання. Проте невідповідність між часом максимального генерування енергії від сонця о півдні та піком споживання у вечері потребує використання систем накопичення електроенергії для балансування режимів.

Таким чином, сучасне домогосподарство перетворюється із пасивного споживача на активного учасника енергосистеми. Використання комбінованих схем електроживлення дозволяє знижувати недоліки низької категорії надійності централізованих мереж та знижувати витрати. Кінцевою метою є створення гібридної системи електроживлення, що автоматично визначає найдешевше або найстабільніше джерело енергії в залежності від поточного режиму споживання та стану зовнішньої мережі.

1.2. Побудова добового графіку навантаження

Побудова добового графіка навантаження потрібна для правильного вибору джерел електроживлення. У разі прийняття рішення щодо потужності за відсутності графіків навантаження, можливі невиправдані переплати за зайву потужність, або постійні відключення через перевантаження.

Враховуючи, що на домогосподарство виділено 15 кВт трифазної потужності, що дозволяє комфортно використовувати електроопалення та потужну побутову електротехніку. Проте важливо враховувати, що сумарна встановлена потужність усіх приладів у будинку перевищує 15 кВт. Система нормально функціонує виключно завдяки тому, що прилади ніколи не вмикаються всі одночасно.

Нижче наведемо зведені параметри споживання добового графіку домогосподарства у таблиці 1.1. Сумарна потужність перевищує дозволений 15 кВт. Тому при проєктуванні щитової та виборі джерел електроживлення використовуватимемо коефіцієнт одночасності, у межах 0,3-0,5.

Для побудови графіків навантаження домогосподарства у роботі використаємо табличний масив даних, де кожна година доби має своє значення середнього навантаження. На основі яких побудуємо лінійний графік згідно моделі поведінки споживачів для сім'ї з 3-4 осіб. Врахуємо, що режим активного користування будинком з 06:00 до 08:30 та з 17:00 до 23:00.

Добовий графік навантаження домогосподарства у літній період зображено на рис. 1.1, а для зимового періоду на рис. 1.2.

Електроспоживачі домогосподарства площею 120 м²

Назва електроприладу	Одинична потужність, Вт	Кількість, шт.	Загальна встановлена потужність, Вт
<i>Базові споживачі</i>			
LED-освітлення	15	25	375
Холодильник	250	1	250
Електричний бойлер	2000	1	2000
Пральна машина	2000	1	2000
Посудомийна машина	1800	1	1800
Індукційна варильна поверхня	1500	4	6000
Електрична духовка	2500	1	2500
Мікрохвильова піч / Електрочайник	1500	2	3000
Свердловинний насос водопостачання	1100	1	1100
Телевізор, ПК, роутер, зарядні пристрої	200	5	1000
<i>Сезонні споживачі</i>			
Спліт-система кондиціонування (Літо)	1500	2	3000
Електрокотел (Зима)	9000	1	9000
Всього встановленої потужності (Літо)			23 025 Вт
Всього встановленої потужності (Зима)			29 025 Вт

Загальна максимальна встановлена потужність домогосподарства складає 29,03 кВт.

Виконаємо аналіз добового графіка навантаження для літнього періоду (див. рис.1.1). Графік має виражені "провали" вдень 0,8-1,5 кВт. За наявності, сонячна електростанція у даний період з 10:00 до 16:00, зможе генерувати максимум електроенергії. Проте, оскільки споживання домогосподарства низьке,

надлишок використовуватиметься для заряджання акумуляторних батарей (АКБ), щоб покрити літній вечірній пік потужності у 6,5 кВт.

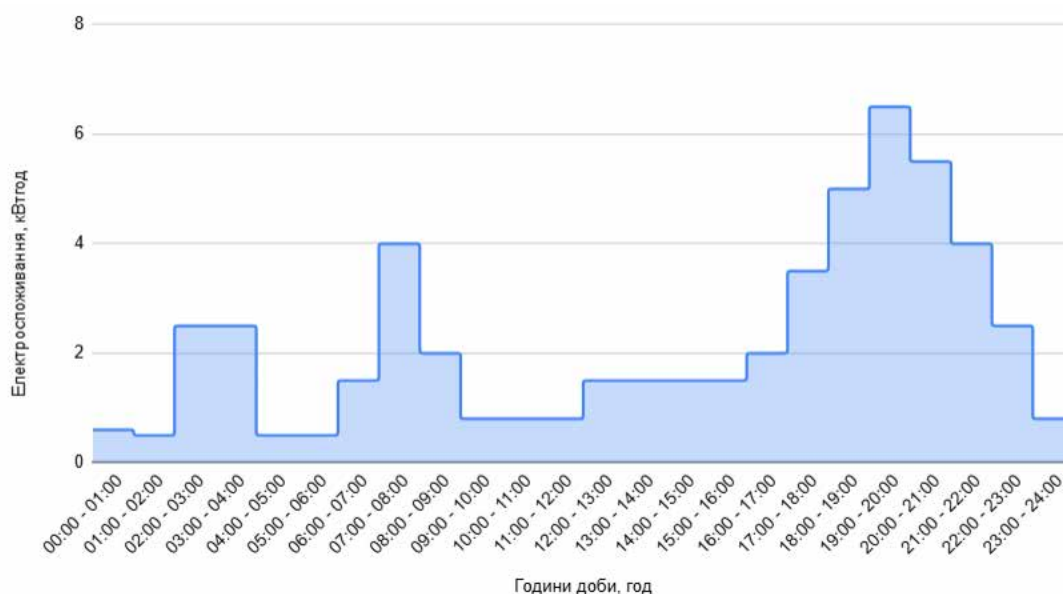


Рис. 1.1. Добовий графік навантаження домогосподарства у літній період

Навантаження у зимовий період є значно вищим і більш рівномірним протягом доби через постійну роботу електроопалення. Абсолютний вечірній пік потужності 11,5 кВт знаходиться у межах виділеної потужності 15 кВт. За наявності сонячної електростанції генерування електроенергії від взимку незначне, тому основне навантаження забезпечуватиметься від централізованої електромережі або дизель-генератора під час відключень.

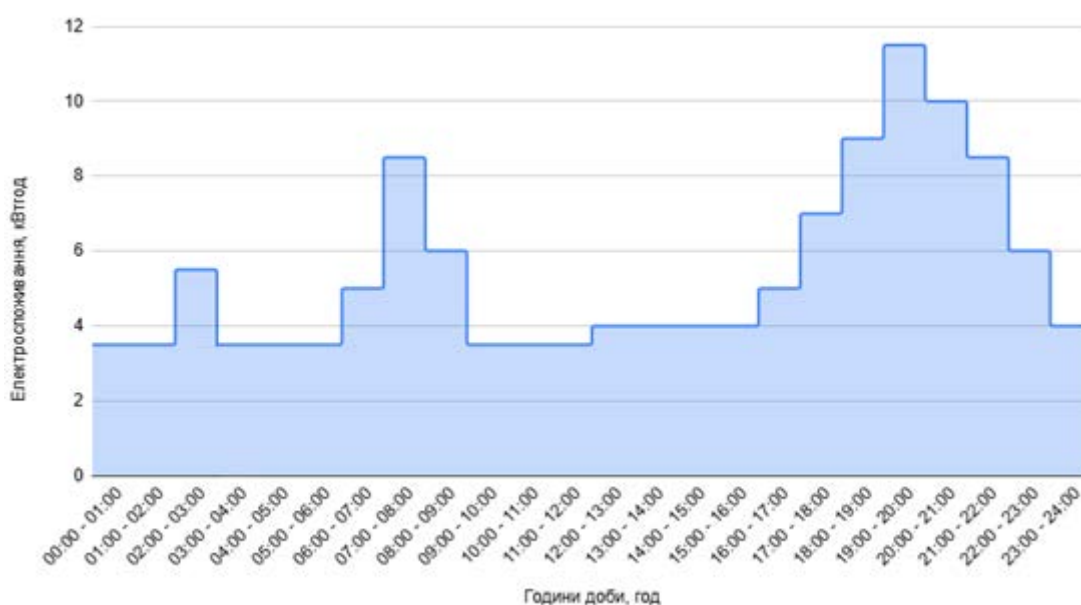


Рис. 1.2. Добовий графік навантаження домогосподарства у зимовий період

Виконаємо детальний аналізу графіків навантаження, оскільки результати будуть покладені в основу для вибору інвертора та акумуляторних батарей для сонячної електростанції, а також дизельної електростанції.

Добове споживання електроенергії W_d :

$$W_d = \sum_{t=1}^{24} (P_t \cdot \Delta t) \quad (1.1)$$

де Δt – крок часу рівний 1 годині.

Для літнього добового графіка (рис. 1.1) отримаємо

$$\begin{aligned} W_{d\text{Літо}} &= (0,6 + 0,5 + 2,5 + 2,5 + 0,5 + 0,5 + 1,5 + 4 + 2 + 0,8 + 0,8 + 0,8 + 1,5 \\ &\quad + 1,5 + 1,5 + 1,5 + 2 + 3,5 + 5 + 6,5 + 5,5 + 4 + 2,5 + 0,8) \cdot 1 \\ &= 52,8 \text{ кВтгод} \end{aligned}$$

Для зимового добового графіка (рис. 1.2) отримаємо

$$\begin{aligned} W_{d\text{Зима}} &= (3,5 + 3,5 + 5,5 + 5,5 + 3,5 + 3,5 + 5 + 8,5 + 6 + 3,5 + 3,5 + 3,5 + 4 + 4 \\ &\quad + 4 + 4 + 5 + 7 + 9 + 11,5 + 10 + 8,5 + 6 + 4) \cdot 1 = 132 \text{ кВтгод} \end{aligned}$$

Звідси отримуємо, що взимку споживання зростає у 2,5 раза через використання електроопалення. Отже, ємності акумуляторів, якої можливо було б достатньо влітку, взимку прогнозовано вистачить лише на кілька годин, що обґрунтовує необхідність використання дизель-генератора в зимовий період.

Визначимо усереднене навантаження на систему електропостачання, за умови споживання стабільним протягом доби. Середня потужність за добу P_c :

$$P_c = \frac{W_d}{24} \quad (1.2)$$

Звідси для літнього добового графіка отримаємо

$$P_{c\text{Літо}} = \frac{52,8}{24} = 2,2 \text{ кВт}$$

Звідси для зимового добового графіка отримаємо

$$P_{c\text{Зима}} = \frac{132}{24} = 5,5 \text{ кВт}$$

Тоді знайдемо максимальну і мінімальну потужності для вибору пропускну здатності силового електрообладнання.

Для літнього періоду. $P_{\max\text{Літо}} = 6,5 \text{ кВт}$ о 19:00, та $P_{\min\text{Літо}} = 0,5 \text{ кВт}$ вночі.

Для зимового періоду. $P_{\max\text{Зима}} = 11,5 \text{ кВт}$ о 19:00, та $P_{\min\text{Зима}} = 3,5 \text{ кВт}$ вночі.

Максимальна зимова потужність становить 11,5 кВт. Отже, номінальна потужність гібридного інвертора та дизель-генератора повинна бути не меншою за 12-15 кВт, щоб витримати вечірній пік навантаження без переходу в аварійний режим.

Визначимо коефіцієнт заповнення графіка навантаження k_f , що характеризує ступінь нерівномірності споживання за рівнянням:

$$k_f = \frac{P_c}{P_{max}} \quad (1.3)$$

Чим k_f ближчий до 1, тим рівномірніше навантаження і тим ефективніше використовується обладнання.

Для літнього добового графіка отримаємо

$$k_{f\text{Літо}} = \frac{2,2}{6,5} = 0,338$$

Для зимового добового графіка отримаємо

$$k_{f\text{Зима}} = \frac{5,5}{11,5} = 0,478$$

Низький літній коефіцієнт $k_{f\text{Літо}} = 0,338$ свідчить про глибокі провали в навантаженні вдень. Для комбінованої системи це ідеальні умови: у цей час сонячна електростанція генеруватиме пікову потужність, яка не споживатиметься будинком напряму, а повністю йтиме на заряджання акумуляторів або передавання електроенергії у мережу наприклад за "зеленим" тарифом, або Net Billing.

Розрахуємо коефіцієнт мінімуму навантаження k_{min} , що показує відношення мінімального навантаження до максимального, характеризуючи глибину нічного провалу, згідно рівняння:

$$k_{min} = \frac{P_{min}}{P_{max}} \quad (1.4)$$

Для літнього добового графіка отримаємо

$$k_{min\text{Літо}} = \frac{0,5}{6,5} = 0,077$$

Для зимового добового графіка отримаємо

$$k_{min\text{Зима}} = \frac{3,5}{11,5} = 0,304$$

Математичний аналіз добових графіків навантаження свідчить, що домогосподарство має виражений нерівномірний характер споживання з домінуванням вечірнього максимуму.

Тому комбінована система електроживлення, у складі централізованої електромережі, сонячної електростанції та дизель-генератора повинна працювати за таким алгоритмом:

- у денний літній режим централізована електромережа не використовується. Сонячна електростанція забезпечуватиме базове споживання потужністю від 0,8 до 1,5 кВт) та заряджатиме акумуляторні батареї;
- у вечірній режим для покриття піку потужності від 6,5 до 11,5 кВт енергії СЕС вже не забезпечуватиме, тому розряджатимуться акумуляторні батареї. Взимку, якщо акумуляторів не вистачатиме для покриття піку в 11,5 кВт, комбінована система електроживлення автоматично добираєть потужність із централізованої електромережі або запускатиме дизель-генератор.

1.3. Класифікація та порівняльний аналіз використання комбінованих джерел енергії

Використання комбінованих джерел енергії є найефективнішим способом розв'язання так званої енергетичної проблеми для домогосподарства, а саме забезпечення надійності, економічності та екологічності.

У даному розділі розглянемо комбіновану систему у складі централізованої електромережі, гібридної СЕС та дизель-генератора. Нижче наведемо класифікацію та детальний порівняльний аналіз.

Основне джерело електроживлення влітку та вдень - гібридна СЕС, що матиме перший пріоритет, оскільки вартість виробленої енергії, після окупності обладнання, прямує до нуля.

Взимку та вночі використовуватиметься централізована електромережа, що забезпечуватиме базове навантаження, коли генерації сонця недостатньо.

Для оцінки ефективності кожного джерела проведемо аналіз за ключовими техніко-економічними показниками, згідно таблиці 1.2

Таблиця 1.2

Критерій оцінки	Централізована електромережа	Гібридна СЕС	Дизель-генераторна установка
Капітальні витрати (CAPEX)	Низькі (плата за стандартне приєднання та лічильник).	Високі (купівля модулів, інвертора, АКБ, монтаж).	Середні (купівля генератора, щита АВР, монтаж).
Експлуатаційні витрати (OPEX)	Помірні, але мають тенденцію до постійного зростання (тарифи).	Мінімальні (періодична чистка модулів).	Дуже високі (вартість палива, заміна мастила та фільтрів кожні 250 годин роботи).
Надійність і стабільність	Низька в сучасних умовах (залежить від пошкоджень ОСР, графіків відключень).	Висока, але залежить від погодних умов, сезону та ємності АКБ.	Абсолютна (за умови наявності запасу пального). Не залежить від погоди або мережі.
Якість електроенергії	Можливі просадки напруги, стрибки, перекося фаз.	Ідеальна синусоїда, стабільні 230В/50Гц (задається електронікою інвертора).	Залежить від класу ДГУ (інверторні генератори дають чисту синусоїду, класичні - з похибками).
Екологічність та комфорт	Висока (на рівні будинку викидів немає).	Абсолютно чиста енергія, безшумна робота.	Низька (вихлопні гази, високий рівень шуму, вібрації, потреба у вентиляції).
Обмеження потужності	Жорстко обмежена ввідним автоматичним вимикачем (за договором).	Обмежена номіналом інвертора та площею даху для фотомодулів.	Обмежена номіналом генератора.

Резервним, аварійним джерелом живлення будуть у короткостроковому використанні до 12 годин – акумуляторні батареї у складі гібридної СЕС. Які

забезпечуватимуть безперервне перепідключення навантаження за допомогою UPS-режиму.

У довгостроковому резерві, понад 12 годин планується застосовувати дизель-генераторну установку (ДГУ), що включатиметься при тривалих блекаутах та вичерпанні ємності АКБ.

У якості буферного джерела електроживлення для згладжування піків споживання, наприклад, заряджатися від електромережі за нічним тарифом, а віддавати енергію ввечері використовуватиметься акумуляторний блок СЕС.

Опишемо ефективність комбінованих режимів роботи. Зауважимо, що окремо жодне з наявних джерел не є ідеальним, але їх комбінація під управлінням розумного гібридного інвертора знижує наявні недоліки.

Режим роботи 1 відповідає нормальній роботі згідно пріоритету для СЕС. Гібридний інвертор генеровану електроенергію направляє першу чергу на живлення побутових приладів. Якщо є надлишок тоді на заряджання АКБ. Якщо АКБ повні заряджені, тоді надлишок може продаватися в мережу за програмою Net Billing. Електромережа використовуватиметься для забезпечування вечірніх піків навантаження. Дизель-генератор у даному режимі вимкнений.

Режим роботи 2 відповідає короткостроковому відключенню електромережі, що створює острівний режим. Інвертор миттєво за 10-20 мс перемикає будинок на живлення від АКБ та сонячних фотомодулів. Дизель-генератор не використовуватиметься, оскільки АКБ достатньо заряджені.

Режим роботи 3 відповідає глибокому блекауту, що можливий у зимовий період. Електромережа вимкнена понад добу, при цьому сонячного генерування електроенергії недостатньо, за рахунок наявного снігу та хмарності. АКБ розряджаються до критичного рівня до 20%. Гібридний інвертор подає сухий контакт на щит АВР. Дизель-генератор запускається автоматично. У цьому режимі ДГУ працює з максимальною ефективністю, а саме одночасно забезпечує електроживленням будинок і потужним струмом швидко заряджає АКБ. Щойно АКБ будуть заряджені на 100%, дизель-генератор глушиться, і будинок знову

працюватиме від АКБ, що дозволить економити до 60% пального порівняно з цілодобовою роботою ДГУ.

Порівняльний аналіз свідчить, що інтеграція гібридної СЕС дозволяє суттєво знизити експлуатаційні витрати на дизельне паливо та оплату електроенергії від централізованої електромережі, тоді як дизель-генератор залишається виключно резервним джерелом електрозабезпечення 100% автономності при повному тривалому вимиканні електроенергії.

Висновки до розділу 1

На основі проведеного аналізу структури та режимів електроспоживання домогосподарства можна зробити такі висновки:

Домогосподарства належать до третьої категорії надійності, що в сучасних умовах дефіциту потужності та частих аварійних відключень не забезпечує належного рівня безперервності електропостачання.

Аналіз добових графіків навантаження показав, що споживання має ранкові та вечірні піки з денним зниженням споживання. Встановлено, що зимове споживання зростає у 2,5 раза порівняно з літнім, через використання електроопалення, а вечірній пік досягає 11,5 кВт, що вимагає ретельного підбору пропускної здатності силового обладнання, не менше 12-15 кВт та застосування коефіцієнта одночасності 0,3-0,5, оскільки сумарна встановлена потужність приладів становить понад 29 кВт.

Враховуючи, що час максимального генерування електроенергії від СЕС вдень не збігається з часом максимального споживання ввечері, використання тільки сонячної електростанції є недостатнім. Порівняльний аналіз довів, що раціональним рішенням є застосування комбінованої системи електрозабезпечення під керуванням гібридного інвертора СЕС. У такій системі СЕС мінімізуватиме експлуатаційні витрати у нормальному режимі роботи, АКБ забезпечуватимуть безперервність під час короткострокових відключень до 12 годин, а дизель-генератор виступатиме виключно резервним джерелом електрозабезпечення 100% автономності при повному тривалому вимиканні електроенергії.

РОЗДІЛ 2

АНАЛІЗ ІСНУЮЧОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ДОМОГОСПОДАРСТВА

2.1. Аналіз існуючої схеми підключення до електромережі 0,4 кВ

На території с. Лютіж, Київської області по вулиці Ватутіна, планується влаштування дахової гібридної сонячної електростанції для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію, а також дизельної електроустановки для резервного електроживлення.

Згідно розглянутого алгоритму роботи комбінованих джерел електроживлення електрична схема домогосподарства матиме 2 вводи електропостачання, причому перший ввід від централізованої електромережі міста, а другий ввід від гібридного інвертора напруги, до якого планується підключення сонячних фотомодулів з акумуляторними батареями. Окрім того через гібридний інвертор планується керування дизель-генераторною установкою. Однолінійна принципова електрична схема домогосподарства з АВР зображена на рис. 2.1.

Згідно розрахованого навантаження домогосподарства (див. табл. 1.1), розрахункова потужність складає $P_p = 29,03$ кВт. Для вибору ввідних автоматичних вимикачів захисту розподільного щита домогосподарства виконаємо розрахунок, згідно вказівок [3].

Знаходимо номінальний трифазний струм в лінії за формулою:

$$I_p = \frac{P_p}{\sqrt{3}U_n \cos\phi}, \text{ А} \quad (2.1)$$

$$I_p = \frac{P_p}{\sqrt{3}U_n \cos\phi} = \frac{29,03}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,93} = 45 \text{ А}$$

Знаходимо номінальний струм автоматичного вимикача з каталогу [4] за умовою:

$$I_{н.ав.} = 125 \text{ А} \geq I_p = 45 \text{ А}. \quad (2.2)$$

Зовнішній вигляд трифазного автоматичного вимикача змінного струму компанії Hager на 125А, зображено на рис. 2.1.



Рис. 2.1. Зовнішній вигляд трифазного автоматичного вимикача Hager на 125А

Виконуємо перевірку автоматичного вимикача за струмом електромагнітного розчіплювача та вибираємо характеристику спрацювання:

- у зв'язку із відсутністю у каталозі характеристики В переходимо до вибору характеристики спрацювання С:

$$I_{\text{ел.маг.}} = 10I_{\text{н.ав.}} = 10 \cdot 125 = 1250A \geq I_{\text{макс}} = I_p = 45A \quad (2.3)$$

Виконуємо перевірку автоматичного вимикача за струмом теплового розчіплювача та вибираємо характеристику спрацювання:

- для характеристики спрацювання С:

$$I_{\text{тепл.}} = 1,13I_{\text{н.ав.}} = 1,13 \cdot 125 = 141,25A \geq I_p = 45A \quad (2.4)$$

Остаточню вибираємо з каталогу марку автоматичного вимикача Hager на 125А. Виконуємо перевірку для ввідного електрокабеля марки ВВГнгд 5х50 (нг-LS) згідно ПУЕ [2] за умовою, що кабель розташовано у землі:

$$I_{\text{тр.д}} = 174A > I_p = 45A \quad (2.5)$$

$$I_{\text{тр.д}} = 174A > I_{\text{тепл}} = 141,25A \quad (2.6)$$

Марка ввідного кабеля ВВГнгд 5х50 (нг-LS) [5], з перерізом жил $F = 50 \text{ мм}^2$.

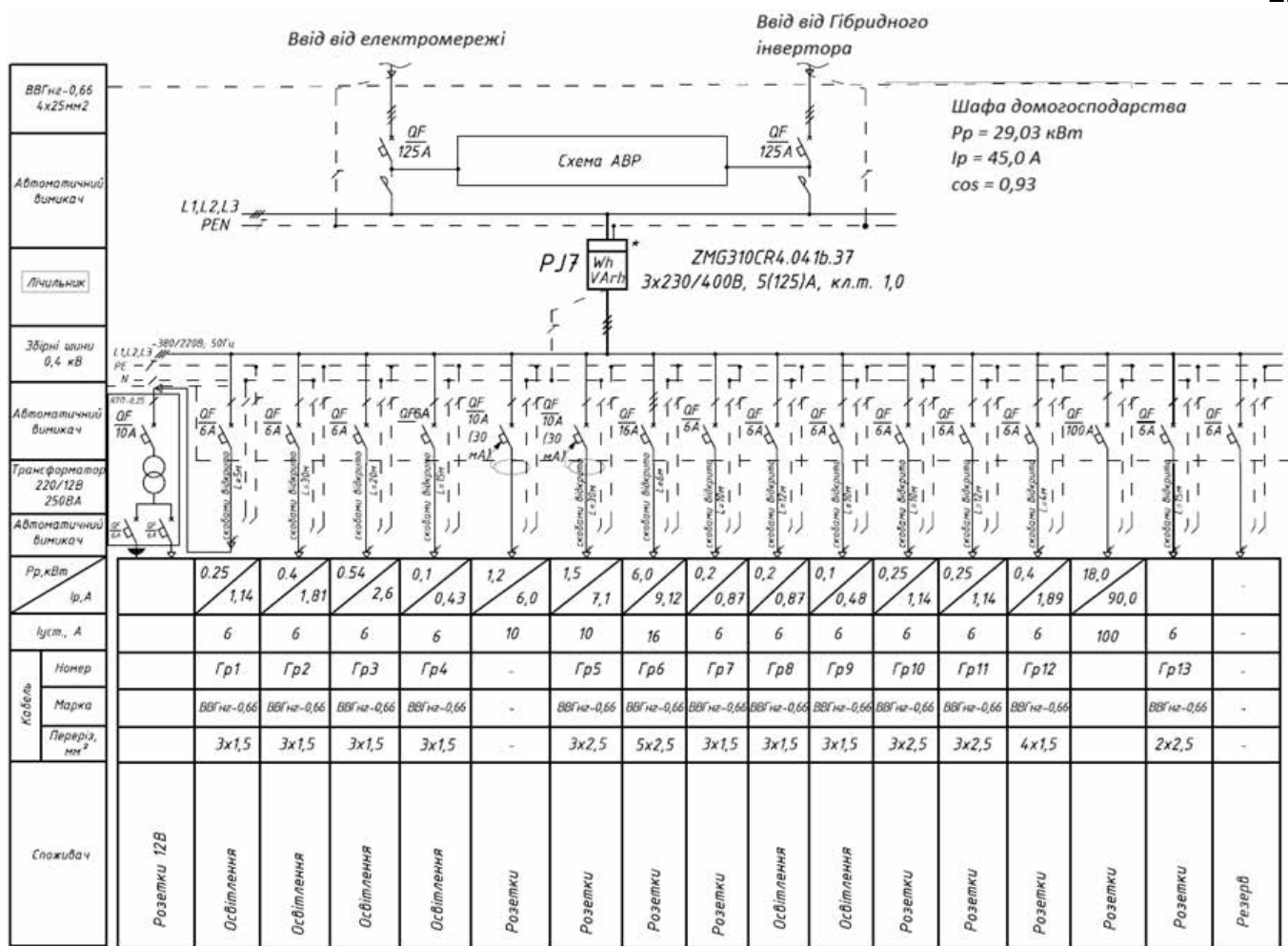


Рис. 2.1. Однолінійна принципова електрична схема домогосподарства з АВР

При виконанні аналізу враховано вимоги ДБН [6]. Пристрої керування слід передбачати для кожної ділянки мережі, для якої може знадобитись керування, незалежне від інших частин установки. У три- або двопровідних однофазних лініях можуть використовуватись однополюсні вимикачі, які повинні установлюватися в колі фазного провідника, або двополюсні вимикачі, якщо унеможливлено відключення лише N-провідника без відключення фазного.

2.2. Аналіз вимог до вузлів обліку

Облік електроенергії слід здійснювати відповідно до ПУЕ [2] та НПАОП 40.1-1.32-01 [7]. Вузли обліку електричної енергії зазвичай, встановлюють на межі балансової відповідальності між стороною, приєднаною до мережі і оператором

електричної мережі. Місце розміщення вузлів обліку будинків садибної забудови має бути захищеним від доступу сторонніх осіб, тварин, птахів, комах тощо, які можуть пошкодити обладнання, віддаленим від займистих матеріалів на відстань не менше ніж 1,5 м в усіх напрямках, безпечним і доступним для повірки засобів вимірювальної техніки, контрольного огляду та/або технічної перевірки, а також контролю результатів вимірювання електричної енергії. Вузли обліку необхідно встановлювати так, щоб забезпечити можливість доступу для контрольного огляду та/або технічної перевірки, а також візуального зчитування результатів вимірювання з лічильника без застосування спеціальних засобів та інструментів.

Головна відмінність облаштування вузла обліку для сонячної електростанції полягає в тому, що лічильник повинен рахувати спожиту енергію, та чітко розділяти потоки: скільки кіловат-годин взято із мережі, а скільки згенерували у мережу.

Виконаємо перевірку обраного лічильника електроенергії прямого ввімкнення марки ZMG310-CR4.041b.37 (рис. 2.2) з параметрами 3 x 230/400 В, струмом 5(125) А і класом точності 1,0.



Рис. 2.2. Зображення лічильника електроенергії прямого ввімкнення марки ZMG310-CR4.041b.37

Перевірка режимів роботи лічильника електроенергії

Режим	Р, кВт	I _p , А	Іном лічильника, А				Вибір лічильника
			40%I _н ,А	I _н ,А	Поріг чутливості	I _{max}	
max	29,03	45,0	2	5	-	125	2<45<125
min	0,02	0,03	-	5	0,025	125	0,025<0,03<125

Згідно аналізу розрахованих параметрів лічильник працює у заданому діапазоні у максимальному та мінімальному режимах.

2.3. Дослідження якості напруги від гібридного інвертора напруги

Якість електричної енергії – це сукупність властивостей електричної енергії відповідно до встановлених стандартів, які визначають ступінь її придатності для використання за призначення.

Відповідно до положень пункту 11.4.6 глави 11.4 розділу XI Кодексу систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 310 [8] (КСР), параметри якості електроенергії в точках приєднання споживачів в нормальних умовах експлуатації мають відповідати параметрам, визначеним у ДСТУ EN 50160:2023 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» [9].

До основних показників якості електроенергії, що визначають властивості електричної енергії, які характеризують її якість, відносяться:

- 1) відхилення напруги (δU , %);
- 2) розмах зміни напруги (δU_t , %);
- 3) доза коливань напруги (ψ , %);
- 4) коефіцієнт несинусоїдальності кривої напруги ($k_{нсU}$, %);
- 5) коефіцієнт пі гармонійної складової напруги непарного (парного) порядку ($kU(n)$, %);

- 6) коефіцієнт зворотної послідовності напруги (k_{2U} , %);
- 7) коефіцієнт нульової послідовності напруги (k_{0U} , %);
- 8) тривалість провалу напруги ($\Delta t_{пр}$, с);
- 9) імпульсна напруга ($U_{імп}$, В, кВ);
- 10) відхилення частоти (Δf , Гц).

Додаткові показники якості електроенергії, являють собою форми записів основних показників якості електроенергії, які використовуються в інших нормативно-технічних документах:

- 1) коефіцієнт амплітудної модуляції напруги ($k_{мод}$);
- 2) коефіцієнт небалансу міжфазних напруг ($k_{неб.м}$);
- 3) коефіцієнт небалансу фазних напруг ($k_{неб.ф}$).

Зазначимо допустимі значення названих показників якості електроенергії, вирази для їх визначення та сфери застосування. У протягом 95% часу доби (22,8 год) показники якості електроенергії не повинні виходити за межі нормально допустимих значень, а протягом всього часу, включаючи післяаварійні режими, вони повинні перебувати в межах максимально допустимих значень.

Стандартна номінальна напруга U_n для мереж низької напруги загального призначення має значення 220 В між фазним і нульовим проводом або між фазними проводами:

- для трифазних чотирипровідних мереж: $U_n = 220$ В між фазним та нульовим проводом;
- для трифазних трипровідних мереж: $U_n = 220$ В між фазними проводами.

Зміна напруги не повинна перевищувати ± 10 % від величини номінальної напруги.

Частота напруги електропостачання для мереж низької напруги має бути в межах:

- 1) для систем, які синхронно приєднані до ОЕС України – 50 Гц ± 1 % протягом 99,5 % часу за рік та 50 Гц $+ 4$ % ($- 6$ %) протягом 100 % часу;
- 2) для систем без синхронного приєднання до ОЕС України – 50 Гц ± 2 % протягом 99,5 % часу за рік та 50 Гц ± 15 % протягом 100 % часу.

Показник довготривалого флікера (мерехтіння), спричиненого коливанням напруги, для мереж низької напруги має бути меншим або рівним 1 для 95 % часу спостереження.

95 % середньоквадратичних значень складника зворотної послідовності напруги електропостачання, усереднених на 10хвилинному проміжку, для мереж низької напруги мають бути в межах від 0 % до 2 % від складника напруги прямої послідовності.

95 % середньоквадратичних значень напруги кожної гармоніки, усереднених на 10хвилинному проміжку, для мереж низької напруги мають бути меншими або рівними наступним значенням (див. табл. 2.2).

Сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень напруги електропостачання, ураховуючи всі гармоніки до 40-ї включно, для мереж низької напруги має бути меншим чи рівним 8 %.

Показники якості електричної енергії для мереж середньої та високої напруги, методи випробування та інші характеристики якості електроенергії наведені у ДСТУ EN 50160:2023.

Таблиця 2.2

Значення напруги гармонік, усереднених на 10-хвилинному проміжку

Непарні гармоніки				Парні гармоніки	
не кратні 3		кратні 3			
порядок	відносна амплітуда	порядок	відносна амплітуда	порядок	відносна амплітуда
5	6,0 %	3	5,0 %	2	2,0 %
7	5,0 %	9	1,5 %	4	1,0 %
11	3,5 %	15	1,5 %	6...24	0,5 %
13	3,0 %	21	0,5 %		
17	2,0 %				
19	1,5 %				
23	1,5 %				
25	1,5 %				

Порівняльний аналіз миттєвих значень показників якості електроенергії, що зафіксовані на графічних залежностях у березня 2026 року.

Відповідність фактичних вимірних значень порівнювалась згідно ДСТУ EN 50160:2023 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» (EN 50160:2022, IDT).

Таблиця 2.3

Відхилення лінійної напруги (див. рис. 2.3)

№ п/п	Лінійна напруга (Urms), В		Відхилення, %		Висновок
	Вимірне значення, В	Номінальне значення, В	Вимірне значення, %	Допустиме, згідно ДСТУ, %	
1	389...404	400	-2,75...+1,0	±10	у межах норми

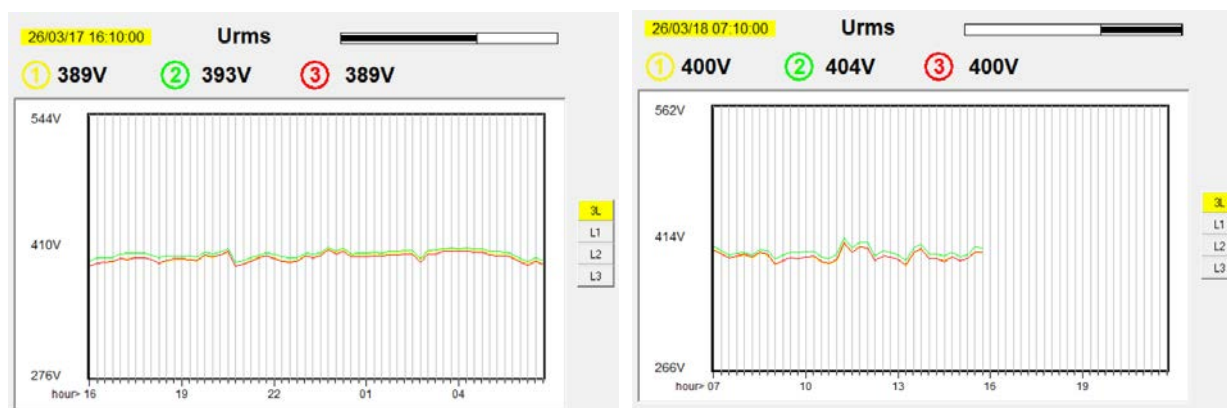


Рис. 2.3. Добовий графік зміни середньоквадратичного значення лінійної напруги (Urms) між фазами L1, L2 та L3

Таблиця 2.4

Відхилення фазної напруги (див. рис. 2.4)

№ п/п	Фазна напруга (Vrms), В		Відхилення, %		Висновок
	Вимірне значення, В	Номінальне значення, В	Вимірне значення, %	Допустиме, згідно ДСТУ, %	
1	222...232	230	-3,48...+0,87	±10	у межах норми

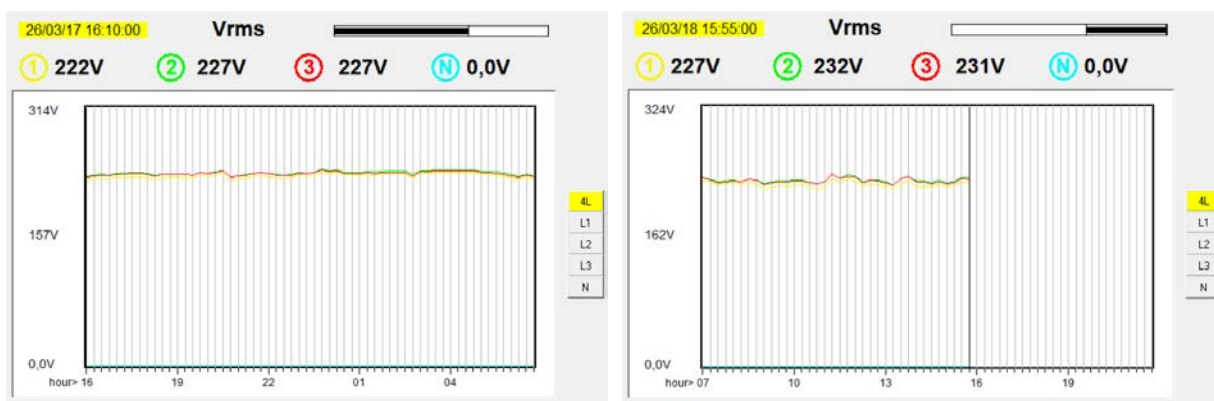


Рис. 2.4. Добовий графік зміни середньоквадратичного значення фазної напруги (Vrms) для фаз L1, L2, L3 та нейтралі (N).

Коефіцієнт гармонійних спотворень U_{THD} (див. рис. 2.5)

№ п/п	Лінійна напруга (U_{THD}), %		Фазна напруга (V_{THD}), %		Висновок
	Виміряне значення, %	Допустиме, згідно ДСТУ, %	Виміряне значення, %	Допустиме, згідно ДСТУ, %	
1	1,2...1,6	8	-	-	у межах норми
2	-	-	1,3...1,4	8	у межах норми

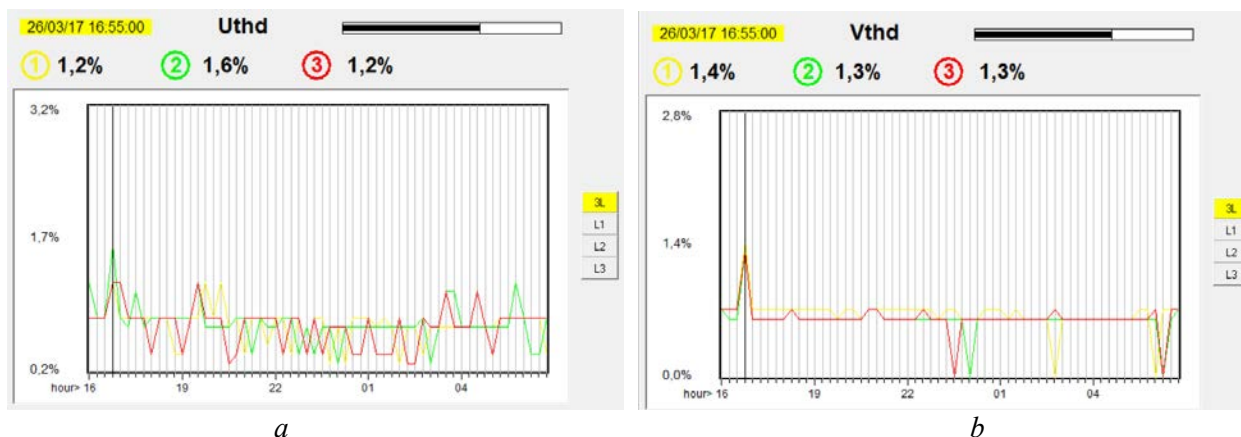


Рис. 2.5. Графіки коефіцієнта гармонійних спотворень лінійної напруги (U_{thd}) *a* та фазної напруги (V_{thd}) *b*

Таблиця 2.6

Амплітудний коефіцієнт для фазних та лінійних напруг (див. рис. 2.6)

№ п/п	Лінійна напруга (U_{cf})		Фазна напруга (V_{cf})		Висновок
	Виміряне значення	Оптимальний показник	Виміряне значення	Оптимальний показник	
1	1,41...1,42	1,414	-	-	у межах норми
2	-	-	1,39...1,41	1,414	у межах норми



Рис. 2.6. Графіки амплітудного коефіцієнта лінійної напруги (U_{cf}) *a* та фазної напруги (V_{cf}) *b*

Несиметрія лінійної U_{unb} та фазної V_{unb} напруги (див. рис. 2.7)

№ п/п	Лінійна напруга (U_{unb}), %		Фазна напруга (V_{unb}), %		Висновок
	Виміряне значення, %	Допустиме, згідно ДСТУ, %	Виміряне значення, %	Допустиме, згідно ДСТУ, %	
1	1,1	2	-	-	у межах норми
2	-	-	1,1	2	у межах норми

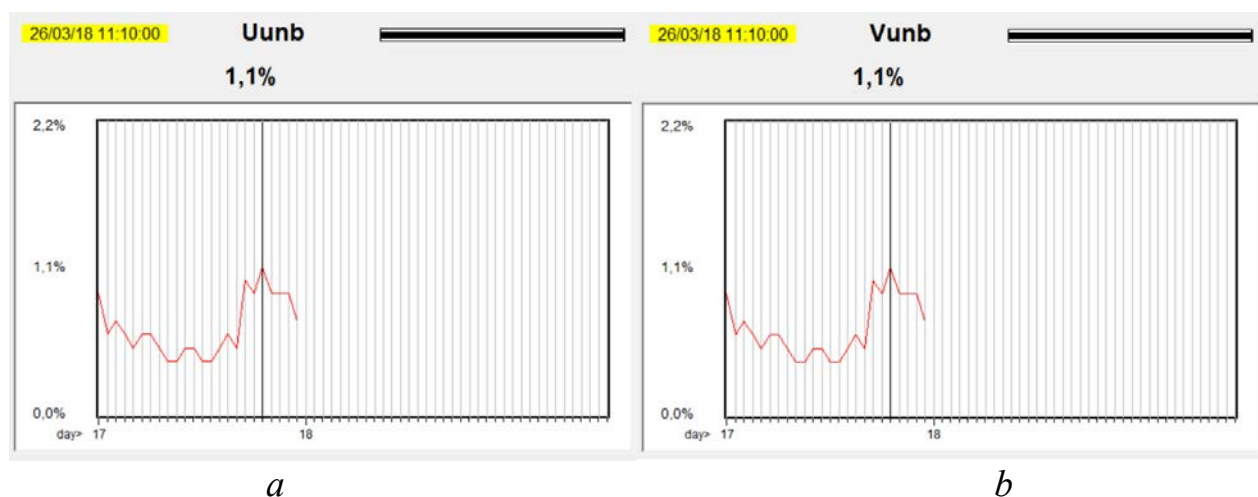


Рис. 2.7. Графіки коефіцієнта несиметрії напруги за зворотною послідовністю для лінійної (U_{unb}) *a* та фазної (V_{unb}) *b* напруг

Частота мережі Hz та показника дози флікера Pst (див. рис. 2.8)

№ п/п	Частота мережі Hz, Гц		Доза флікера Pst		Висновок
	Виміряне значення, %	Допустиме, згідно ДСТУ	Виміряне значення	Допустиме, згідно ДСТУ	
1	49,94	49,5...50,5	-	-	у межах норми
2	-	-	0,07...0,12	1,0	у межах норми



Рис. 2.8. Графіки частоти мережі (Hz) *a* та короткочасного показника дози флікера (Pst) *b*

Для вимірювань використано аналізатор якості електроенергії ETCR 5000. Зафіксовані у березні 2026 року миттєві показники якості електроенергії свідчать про те, що електрична мережа домогосподарства працює у режимі з мінімальними спотвореннями форми сигналу напруги, а електроенергія за проаналізованими показниками повністю відповідає вимогам ДСТУ EN 50160:2023 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» (EN 50160:2022, IDT) [9].

Висновки до розділу 2

У даному розділі виконано комплексний аналіз інженерно-технічного стану та параметрів системи електропостачання приватного домогосподарства в с. Лютіж Київської області. За результатами проведених досліджень та нормативних перевірок сформульовано такі основні висновки:

1) відповідно до розрахованого максимального навантаження потужність рівна 29,03 кВт, розрахунковий струм - 45,0 А. Підтверджено технічну доцільність використання трифазного автоматичного вимикача Hager номіналом 125 А, з характеристикою спрацювання «С». Проведена перевірка підтверджує, що існуючий ввідний кабель марки ВВГнгд-5х50, що прокладений у землі, задовольняє вимогам ПУЕ за тривало допустимим струмом $174 \text{ A} \geq 125 \text{ A}$.

2) підтверджено відповідність вузла обліку вимогам «зеленого» тарифу та Net Billing. Згідно аналізу нормативної бази ПУЕ, Кодексу систем розподілу та НПАОП 40.1-1.32-01) обраний трифазний лічильник прямого включення ZMG310-CR4.041b.37 з параметрами 3 х 230/400 В, струмом 5(125) А і класом точності 1,0 є технічно-доцільним рішенням для використання з комбінованими джерелами.

На основі фактичних вимірювань, проведених у березні 2026 року за допомогою аналізатора якості електроенергії, здійснено оцінку параметрів напруги від гібридного інвертора на відповідність стандарту ДСТУ EN 50160:2023. Усі ключові показники знаходяться в межах норми і повністю задовольняють вимогам ДСТУ.

РОЗДІЛ 3

ОБГРУНТУВАННЯ КОМБІНОВАНОГО ВИКОРИСТАННЯ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ДОМОГОСПОДАРСТВА

3.1. Аналіз електрозабезпечення домогосподарства від сонячної електростанції

Встановлення гібридної сонячної електростанції планується на території домогосподарства у с. Лютіж, Київської області по вулиці Ватутіна 48 (рис. 3.1).

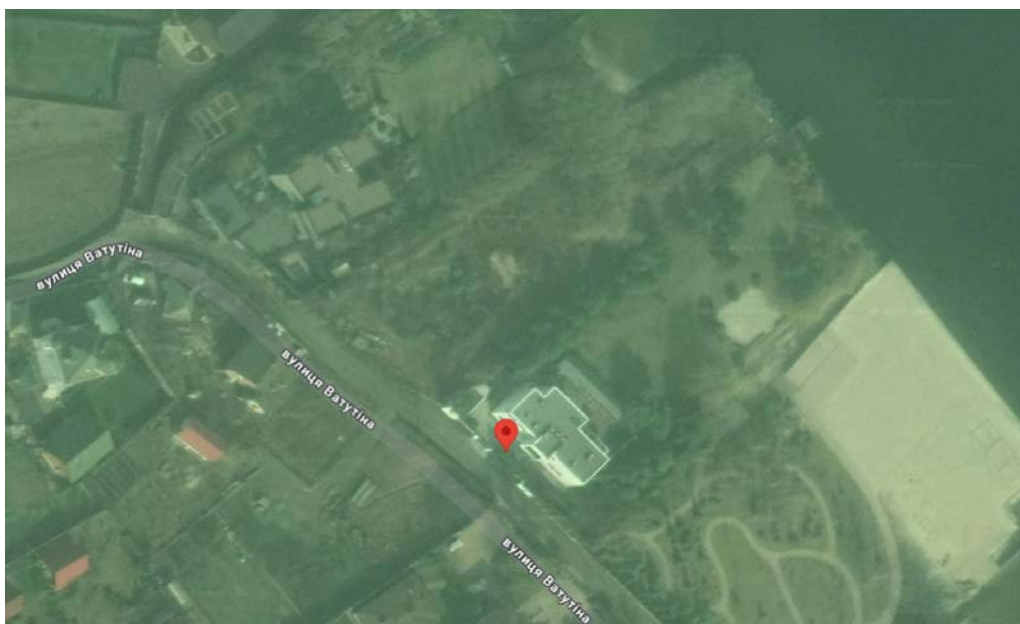


Рис. 3.1. Територія домогосподарства для встановлення
гібридної сонячної електростанції

Враховуючи, що потужність домогосподарства становить 29,03 кВт, можемо наближено прирівняти її до 30 кВт. Виконаємо розрахунок параметрів гібридної сонячної електростанції згідно методики [10].

Використаємо вихідні дані для розрахунку, що були отримані у розділі 1:

Активна потужність гібридного інвертора має бути не менше 30 кВт.

Усереднене за добу навантаження на систему електроживлення, для літнього періоду 2,2 кВт, а для зимового – 5,5 кВт

Потреба в електроенергії для літнього добового графіка навантаження рівна 52,8 кВтгод, а для зимового – 132 кВтгод.

Згідно з умовою та попереднім розрахунком пікового навантаження вибираємо трифазний гібридний інвертор Deye SUN-30K-SG01HP3-EU-AM2 (рис. 3.2) із номінальною активною потужністю $P_{INV} = 30$ кВт [11]. Даний інвертор підтримує високовольтну технологію, що має дві принципіальні переваги над низьковольтними інверторами:

1) під'єднання АКБ більшої ємності, що є важливою перевагою відносно низьковольтних інверторів.

2) менший струм заряджання/розряджання. По-перше, менший струм знижує термічне навантаження на АКБ, що дозволяє збільшити термін експлуатації. По-друге завдяки цьому зменшені втрати електроенергії під час заряджання і розряджання, що поліпшує ККД інвертора. По-третє, менший струм заряджання/розряджання дозволяє зменшити розміри і вагу кабелів, які потрібні для підключення інвертора до АКБ, що в свою чергу зменшує вартість підключення інвертора.

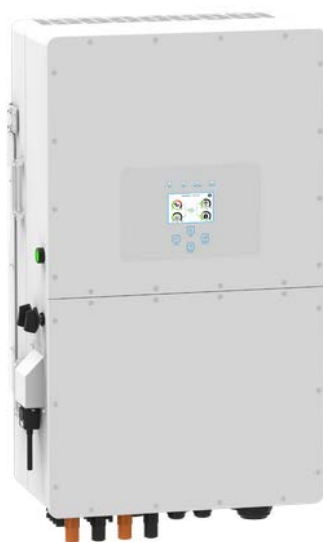


Рис. 3.2. Зовнішній вид трифазного гібридного інвертора
Deye SUN-30K-SG01HP3-EU-AM2

Інвертори такого класу дозволяють перевантаження сонячного масиву з модулів до 39-45 кВт, що є критично важливим для покриття зимового дефіциту.

Розрахунок фотоелектричного масиву сонячної електростанції.

Масив із сонячних фотомодулів має максимально забезпечувати домогосподарство енергією взимку та гарантувати швидкий заряд акумуляторів у сонячний день. Раціонально розрахувати сонячний масив фотомодулів близьким до

максимального ліміту інвертора напруги, що рівний номінальній потужності та перевантаження на 30%, згідно рівняння:

$$P_{CEC} = P_{INV} \cdot k_{\pi} = 30 \cdot 1,3 = 39 \text{ кВт} \quad (3.1)$$

де k_{π} – коефіцієнт перевантаження інвертора на 30%, $k_{\pi} = 1,3$.

У сучасній сонячній енергетиці номінальна потужність масиву сонячних фотомодулів майже завжди проектується більшою за номінальну вихідну потужність інвертора, що дозволяє інвертору працювати на максимумі можливостей у хмарну погоду, вранці, ввечері та взимку. У пікові години влітку інвертор обмежуватиме надлишкове генерування на рівні свого внутрішнього ліміту, але взимку та в міжсезоння такий запас допоможе перекрити дефіцит електроенергії.

Визначимо кількість фотоелектричних модулів. Для розрахунку використаємо монокристалічні панелі N-типу потужністю 580 Вт марки JA Solar (рис. 3.3) типу JAM78-S30-580-MR [12]:

$$N = \frac{P_{CEC}}{P_{PV}}, \text{ шт} \quad (3.2)$$

де P_{PV} – потужність фотоелектричного модуля, Вт

$$N = \frac{39000}{580} = 67,24 \approx 68 \text{ шт}$$

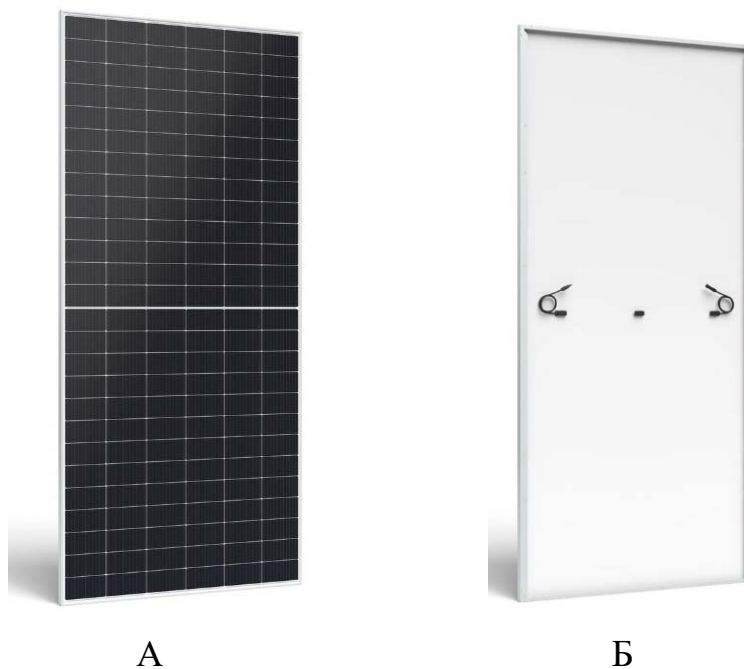


Рис. 3.3. Зовнішній вид фотомодулів марки JA Solar JAM78-S30-580-MR:

А- вид фронтальний, Б – вид тильний

Приймаємо парну кількість рівною 68 фотомодулів. Тоді фактична потужність масиву СЕС:

$$P_{FCEC} = P_{PV} \cdot N, \text{ кВт} \quad (3.3)$$

$$P_{FCEC} = 580 \cdot 68 = 39,44 \text{ кВт}$$

Виконаємо конфігурацію стрингів фотомодулів у програмному середовищі PVsyst. Спочатку задамо координати для встановлення СЕС, згідно рис. 3.4.

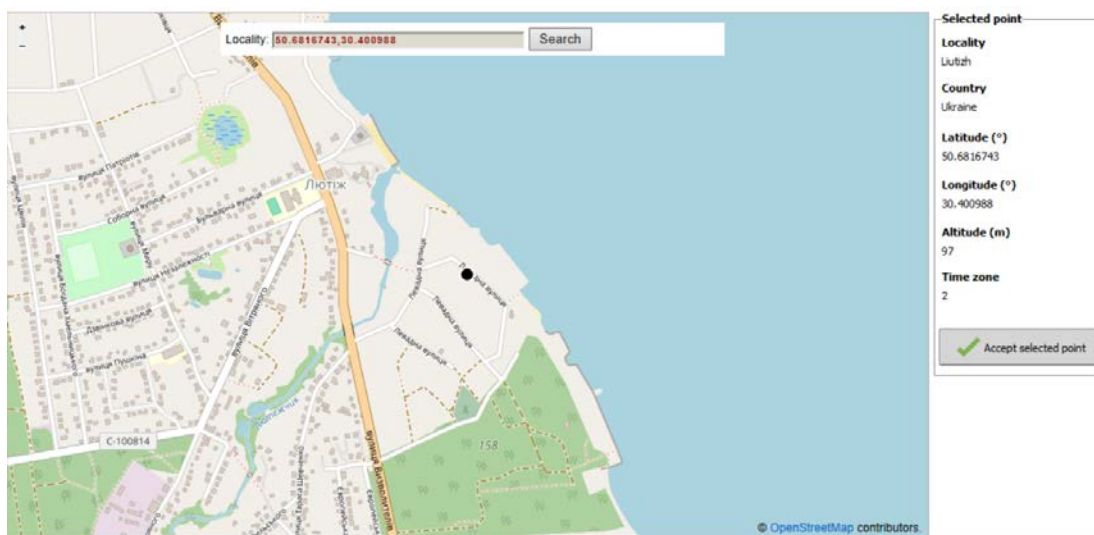


Рис. 3.4. Місце встановлення СЕС на інтерактивній карті у PVsyst

Масив із 68 сонячних фотомодулів потужністю 580 Вт кожна розподіляється на 4 рівні стринги по 17 фотомодулів послідовно. Інвертор має кілька МРРТ-трекерів, тому стринги підключаються паралельно по два на кожен трекер, а саме 2 стринги на МРРТ1 та 2 стринги на МРРТ2.

Виконаємо перевірку стрингів за напругою за температури -20°C .

Напруга холостого ходу фотомодуля $V_{oc} = 51 \text{ В}$

Температурний коефіцієнт напруги $\gamma V_{oc} = -0,25\% / ^{\circ}\text{C}$

Зміна температури від стандартних умов рівних $+25^{\circ}\text{C}$:

$$\Delta T = -20 - 25 = 45^{\circ}\text{C}$$

Визначаємо напругу одного фотомодуля за температури -20°C , згідно формули:

$$V_{oc(-20)} = V_{oc} \cdot (1 + \gamma V_{oc} \cdot \Delta T) \quad (3.4)$$

$$V_{oc(-20)} = 51 \cdot (1 + (-0,0025 \cdot (-45))) = 56,74 \text{ В}$$

Тоді напруга всього стрінга із 17 фотомодулів визначається за формулою:

$$V_{maxSTR} = N \cdot V_{oc(-20)} \quad (3.5)$$

$$V_{maxSTR} = 17 \cdot 56,74 = 964,58 \text{ В}$$

Виконаємо перевірку за умовою, гранична межа інвертора за напругою буде більшою за поточну напругу всього стрінга: $964,58 \text{ В} < 1000 \text{ В}$. Умова виконується.

Виконаємо розрахунок струму на один вхід MPPT за умови, що ввімкнено 2 стрінги паралельно, згідно формули:

$$I_{mppt} = 2 \cdot I_{mp} \quad (3.6)$$

$$I_{mppt} = 2 \cdot 13,65 = 27,30 \text{ А}$$

Виконаємо перевірку за умовою, гранична межа інвертора за струмом буде більшою за поточний струм двох стрінгів: $27,30 \text{ А} < 36 \text{ А}$. Умова виконується.

Виконаємо розрахунок добового генерування електроенергії СЕС.

Для літнього періоду сонячна інсоляція складає $t_c = 4,5$ год. Тоді згідно формули:

$$E_{ЛІТО} = P_{СЕС} \cdot t_c \cdot \eta \quad (3.7)$$

де η – коефіцієнт корисної дії, $\eta = 0,85$.

$$E_{ЛІТО} = 39,44 \cdot 4,5 \cdot 0,85 = 150,86 \text{ кВтгод/добу}$$

Надлишок електроенергії, який можна продати у мережу, або акумулювати визначаємо за формулою:

$$E_{НАД} = E_{ЛІТО} - E_{СПОЖ.ЛІТО} \quad (3.8)$$

$$E_{НАД} = 156,86 - 52,8 = 98,06 \text{ кВтгод/добу}$$

Для зимового періоду сонячна інсоляція складає $t_c = 0,7$ год. Тоді згідно формули (3.7):

$$E_{ЗИМА} = 39,44 \cdot 0,7 \cdot 0,85 = 23,47 \text{ кВтгод/добу}$$

Дефіцит електроенергії у зимку планується покривати з електромережі або ДГУ, згідно рівняння

$$E_{ДЕФ} = E_{СПОЖ.ЗИМА} - E_{ЗИМА} \quad (3.9)$$

$$E_{ДЕФ} = 132 - 23,47 = 108,53 \text{ кВтгод/добу}$$

Виконаємо розрахунок акумуляторної системи.

Розрахуємо номінальну ємність АКБ для забезпечення $T = 10$ годин автономної роботи взимку при середньому навантаженні $P_H = 5,5$ кВт, враховуючи глибину розряду $DoD = 90\%$ та ККД інвертора $\eta = 95\%$, за формулою:

$$C_{\text{ном}} = \frac{P_H \cdot T}{DoD \cdot \eta} \text{ кВтгод} \quad (3.10)$$

$$C_{\text{ном}} = \frac{5,5 \cdot 10}{0,9 \cdot 0,95} = 64,33 \text{ кВтгод}$$

Вибираємо 13 високовольтних модулів Deye BOS-GM5.1 LiFePO4 (рис. 3.5, 3.6) по 5,12 кВт·год.

Фактична номінальна ємність складатиме: $13 \cdot 5,12 = 66,56$ кВтгод.

Ромбоcha напруга системи АКБ складатиме: $13 \cdot 51,2 = 665,6$ В.



Рис. 3.5. Зовнішній вид високовольтного модуля АКБ Deye BOS-GM5.1 LiFePO4



Рис. 3.6. Зовнішній вид системи АКБ Deye BOS-GM5.1 LiFePO4

Deye BOS-G 5.1 високовольтна акумуляторна система, що забезпечує надійне резервне електроживлення, а також може використовуватися для згладжування навантаження та забезпечення пікових перевантажень.

Система зберігання енергії акумулятора є модульною. Кожен акумуляторний модуль має ємність 5,12 кВтгод. Загалом система АКБ комплектується високовольтним блоком керування кластером акумуляторних батарей HVV 750V 100A-EU, що відповідає європейським стандартам і розроблений для ефективного керування енергоспоживанням.

Для виконання моделювання у PVsyst роботи СЕС разом із системою накопичення АКБ, задамо літній графік навантаження (рис. 3.7), що отриманий у розділі 1 і відповідає добовому графіку навантаження домогосподарства у літній період, рис. 1.1.

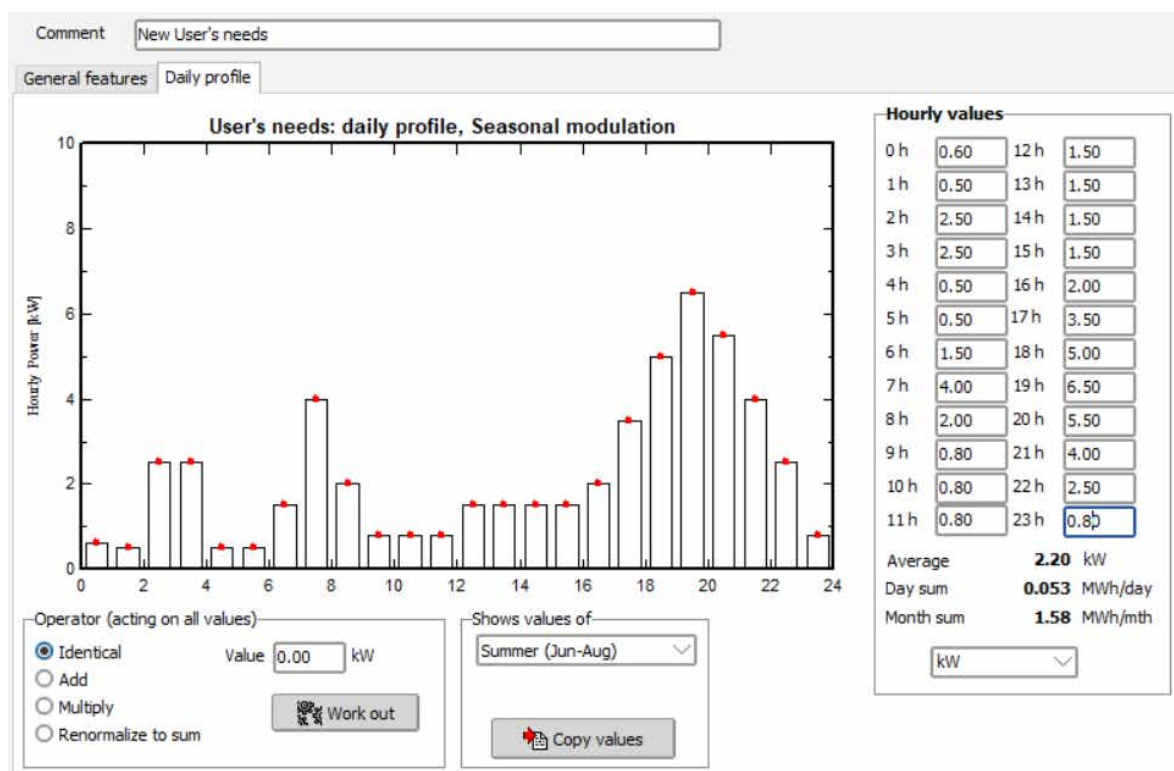


Рис. 3.7. Профіль літнього добового графіка навантаження домогосподарства заданий у PVsyst.

Також задамо літній графік навантаження (рис. 3.8), що отриманий у розділі 1 і відповідає добовому графіку навантаження домогосподарства у літній період, рис. 1.2.

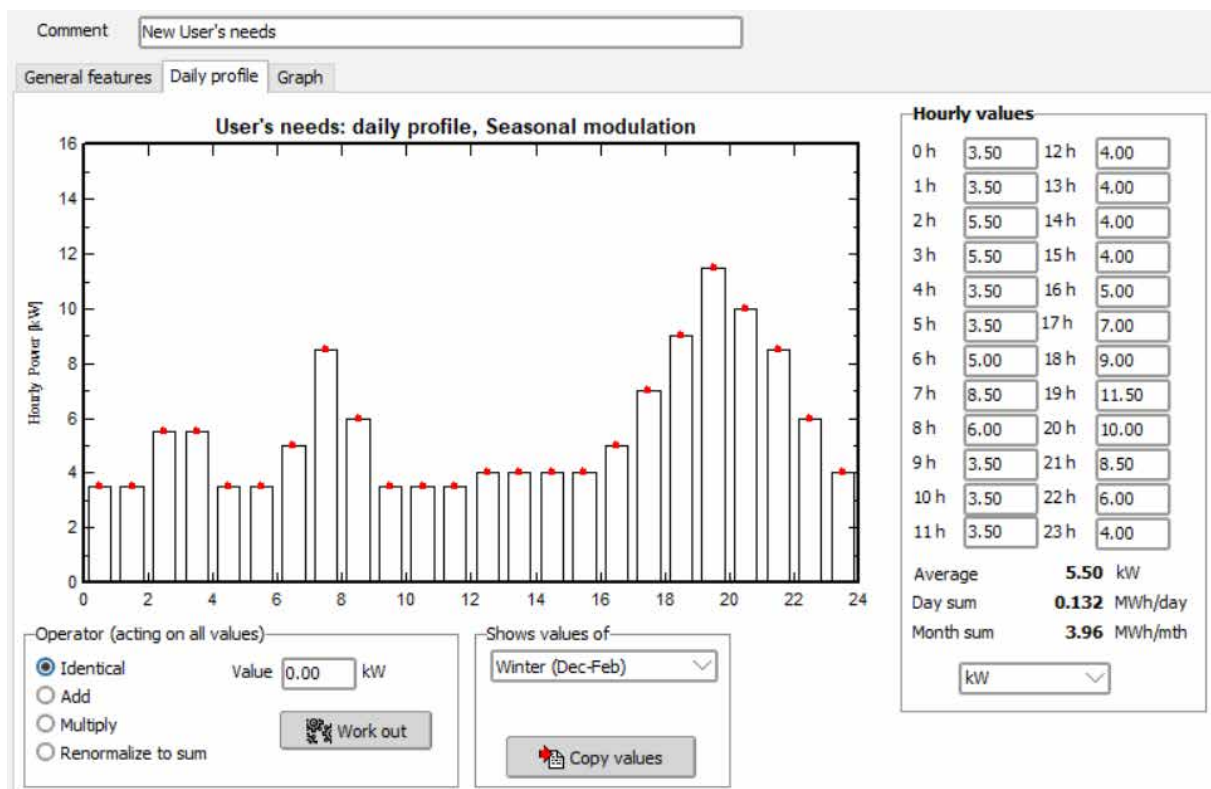


Рис. 3.8. Профіль зимового добового графіка навантаження домогосподарства заданий у PVsyst.

У PVsyst задали зведені дані споживання домогосподарства по сезонам за рік, див. у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1

Зведені дані добового споживання домогосподарства по сезонам за рік

Summer	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	kW
	0.60	0.50	2.50	2.50	0.50	0.50	1.50	4.00	2.00	0.80	0.80	0.80	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	kW
	1.50	1.50	1.50	1.50	2.00	3.50	5.00	6.50	5.50	4.00	2.50	0.80	
Autumn	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	kW
	3.50	3.50	5.50	5.50	3.50	3.50	5.00	8.50	6.00	3.50	3.50	3.50	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	kW
	4.00	4.00	4.00	4.00	5.00	7.00	9.00	11.50	10.00	8.50	6.00	4.00	
Winter	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	kW
	3.50	3.50	5.50	5.50	3.50	3.50	5.00	8.50	6.00	3.50	3.50	3.50	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	kW
	4.00	4.00	4.00	4.00	5.00	7.00	9.00	11.50	10.00	8.50	6.00	4.00	
Spring	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	kW
	0.60	0.50	2.50	2.50	0.50	0.50	1.50	4.00	2.00	0.80	0.80	0.80	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	kW
	1.50	1.50	1.50	1.50	2.00	3.50	5.00	6.50	5.50	4.00	2.50	0.80	

Для літнього періоду проведемо аналіз орієнтації та оптимізації фотоелектричних модулів у програмному середовищі PVsyst. У робочій області

активуємо режим орієнтації зима-літо, що дозволяє одночасно конфігурувати два кути нахилу (рис. 3.9). Графічні ескізи у центрі вікна наочно візуалізують тривимірне положення фотомодулів, що демонструє профільний нахил конструкції та її векторну спрямованість по компасу. Згідно графіку кут нахилу до поверхні для літнього режиму складає 30° , що дозволить отримати втрати енергії на рівні 0,2%.

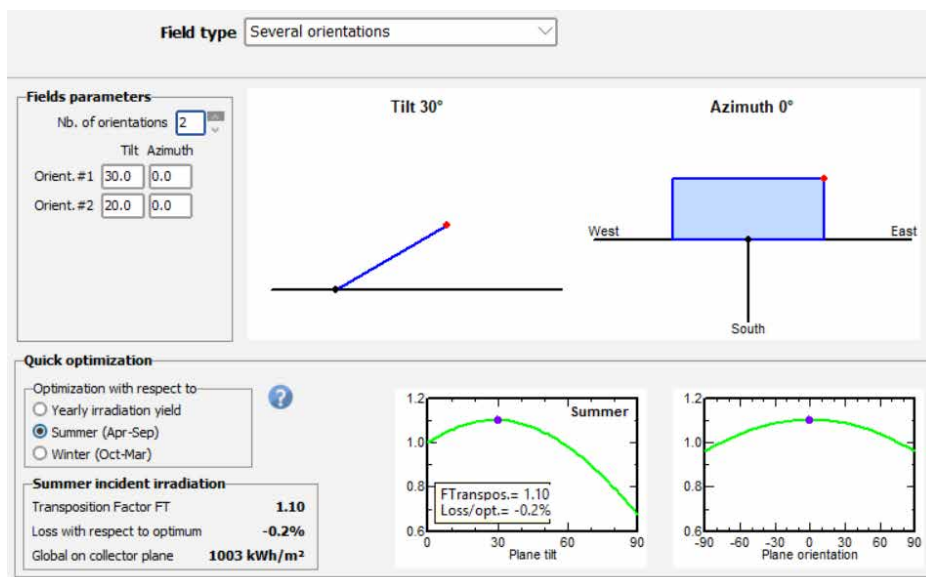


Рис. 3.9. Аналіз орієнтації та оптимізації фотоелектричних модулів у системі PVsyst для літнього періоду

Згідно рис. 3.10 для зимового періоду, рекомендований кут нахилу фотомодулів до поверхні складає 60° , що дозволить отримати втрати енергії на рівні 0%. В обох випадках фотомодулі встановлені на південь.

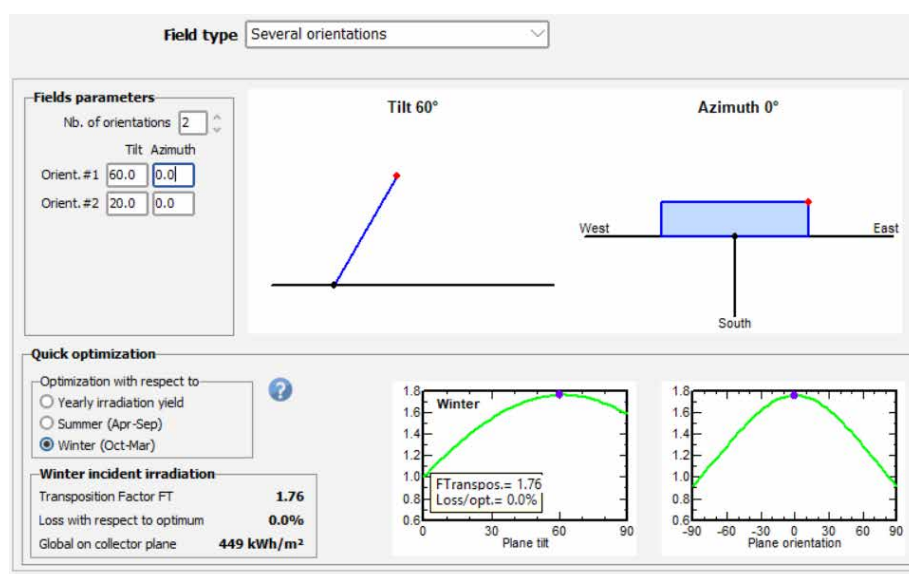


Рис. 3.10. Аналіз орієнтації та оптимізації фотоелектричних модулів у системі PVsyst для зимового періоду

На рис. 3.11 зображене спеціалізоване вікно інтерфейсу програмного середовища PVsyst, що призначене для конфігурації регульованих опорних конструкцій сонячних фотомодулів. Такі статичні системи дозволяють забезпечувати ручну зміни кута 2 рази у рік, що є ефективним і бюджетним способом збільшення річного генерування СЕС без використання дорогих автоматизованих трекерів.

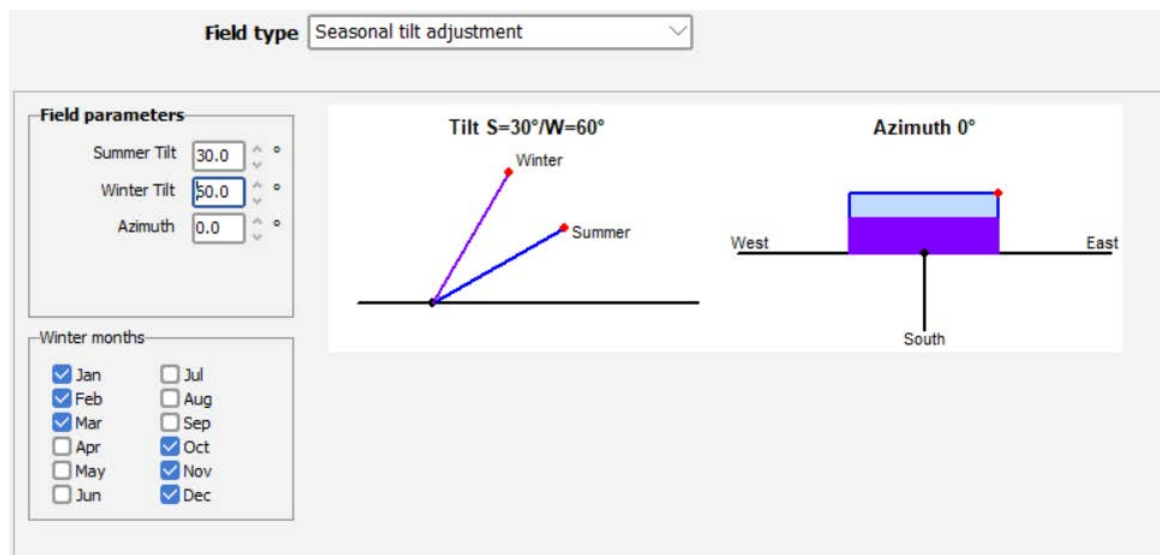


Рис. 3.11. Налаштування параметрів сезонного регулювання кута нахилу сонячних фотомодулів у програмі PVsyst

Для літнього періоду Summer Tilt встановлюємо кут 30° , оскільки в теплі місяці сонце підіймається високо над горизонтом, а для зимового Winter Tilt задаємо нахил у 60° , що дозволяє ефективно вловлювати низькі зимові промені та сприяє самоочищенню панелей від снігу. У нижньому блоці Winter months чітко визначений календарний графік, згідно якого обрано шість місяців, з жовтня по березень, протягом яких станція має функціонувати в зимовому режимі, тоді як решта пів року автоматично відводиться під літню конфігурацію.

Суміжний компасний графік азимуту 0° підтверджує, що в обох сезонних позиціях сонячний масив орієнтований на Південь, що гарантує максимальний попадання сонячної радіації на площину модулів протягом усього календарного року.

На діаграмі рис. 3.12 представлено фінальний графік результатів комп'ютерного моделювання СЕС у програмі PVsyst. Діаграма відображає помісячний розподіл корисної енергії та технічних втрат системи, зведених до нормованого вигляду -

кількості кіловат-годин, яку виробляє або втрачає кожен 1 кВт встановленої потужності сонячного масиву за один день.

Середньорічний показник корисної енергії на виході інвертора, що безпосередньо надходить до споживачів, або у мережу складає 3,32 кВтгод/день. При цьому середньорічний показник втрат у фотомодулях масиву на етапі перетворення постійного струму через нагрів сонячних фотомодулів складає 0,36 кВтгод/день.

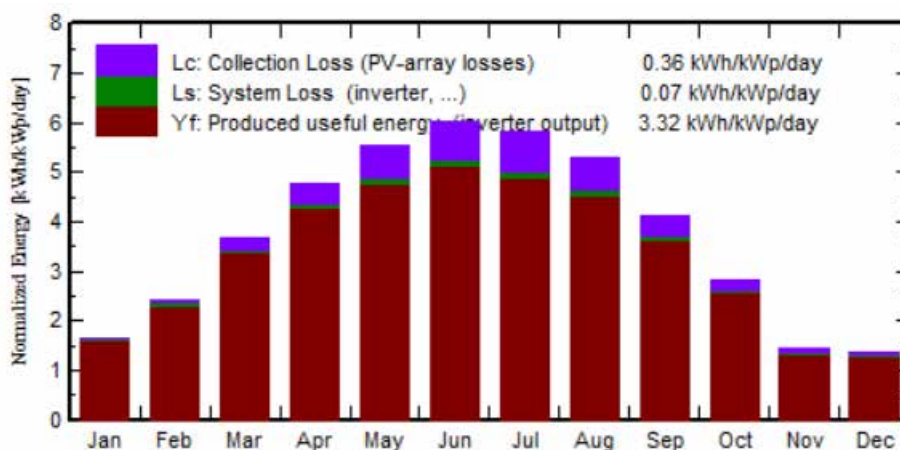


Рис. 3.12. Діаграма нормованих показників генерування та втрат сонячної електростанції за місяцями

Аналіз динаміки по місяцям свідчить про сезонність роботи СЕС, пік генерування припадає на червень із сумарним потенціалом 6 кВтгод/день, з яких понад 5 кВтгод/день – корисна електроенергія. Варто зауважити, що у літні місяці помітно зростають втрати у фотомодулях, що зумовлено тепловим зниженням ефективності кремнієвих комірок при високих температурах повітря. Натомість у зимовий період генерування знижується до свого мінімуму 1,3-1,5 кВтгод/день, але втрати масиву в ці місяці є практично непомітними через низьку робочу температуру фотомодулів та малу інтенсивність сонячної радіації.

На рис. 3.13. зображена гістограму, що побудована для оцінки потенціалу сонячної радіації домогосподарства. Відображає нормований показник базової інсоляції, що вимірюється в кіловат-годинах на квадратний метр за добу. Параметр є ключовим індикатором доступної сонячної радіації, що безпосередньо потрапляє на похилу площину сонячних фотомодулів протягом кожного місяця календарного року, і є точкою відліку для розрахунку майбутнього виробітку електроенергії СЕС. Графік демонструє параболічну сезонну залежність, характерну для помірного кліматичного

поясу. Усереднене річне значення інсоляції становить 3,754 кВтгод/м²/день. Найвищі показники надходження сонячної енергії фіксуються в літні місяці, після чого спостерігається плавне зниження інтенсивності випромінювання у липні та серпні, що зумовлено зміною траєкторії руху сонця та тривалості світлового дня. У холодний період року спостерігається прогнозований спад сонячної активності до мінімальних значень. Деталізована помісячна динаміка дозволяє точно розрахувати дефіцит електроенергії взимку та спрогнозувати обсяги надлишків генерування влітку для коректного підбору ємності акумуляторів та потужності резервного генератора.

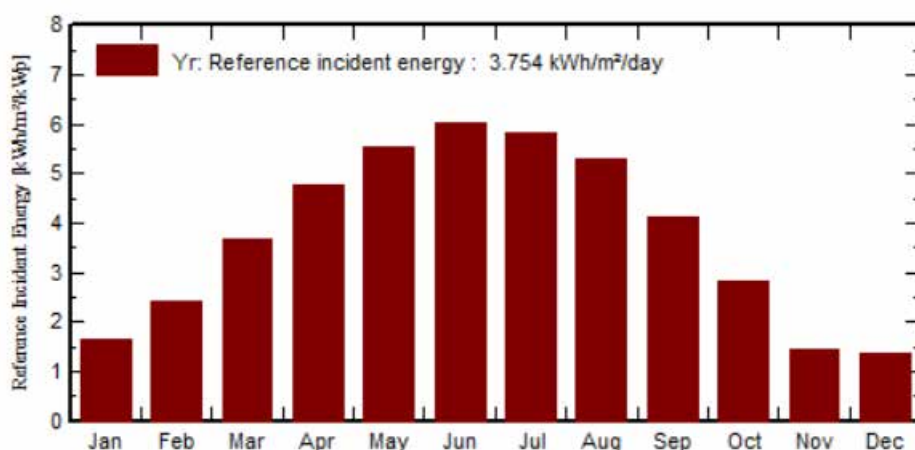


Рис. 3.13. Гістограма місячного розподілу базової інсоляції на площині фотомодулів

Основні результати моделювання гібридної сонячної електростанції для електрозабезпечення електроенергію домогосподарства зведені у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2

Баланс генерації сонячної електростанції та споживання електроенергії

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	24.5	15.31	-3.60	51.3	50.7	1907	4092	1025	792	3067
February	40.3	22.47	-2.89	67.9	66.9	2495	3696	1248	1113	2448
March	87.7	43.94	2.31	113.9	111.0	4033	1637	1137	2684	500
April	126.9	63.75	9.77	143.3	138.9	4928	1584	1144	3601	440
May	168.1	75.82	16.12	171.6	166.2	5720	1637	1214	4306	423
June	184.2	83.37	19.16	180.8	174.8	5950	1584	1203	4544	381
July	180.7	76.09	21.66	180.2	174.4	5853	1637	1231	4415	405
August	150.2	69.82	20.63	164.7	159.8	5417	1637	1205	4016	432
September	101.4	49.07	14.33	124.1	120.4	4198	3960	2060	1934	1900
October	59.5	33.17	8.18	87.7	86.0	3073	4092	1664	1265	2428
November	25.1	17.46	3.17	42.8	42.1	1536	3960	910	533	3050
December	18.6	11.49	-1.33	41.9	41.5	1541	4092	791	659	3301
Year	1167.1	561.75	9.03	1370.3	1332.6	46650	33607	14832	29863	18775

Опис до таблиці 3.2 баланс генерації сонячної електростанції та споживання електроенергії:

GlobHor – глобальне горизонтальне сонячне випромінювання;

DiffHor – горизонтальне розсіяне сонячне випромінювання;

T_Amb – температура навколишнього середовища;

E_Array – ефективна електроенергія, що генерується на виході масиву фотоелектричних модулів;

E_User – електроенергія, що споживається електричним навантаженням;

E_Solar – електроенергія, що отримується від сонячного випромінювання;

E_Grid – електроенергія, що може передаватися у електромережу;

EFrGrid – електроенергія, що отримується із мережі для власного споживання, у період коли сонячного випромінювання не достатньо.

Згідно отриманих результатів моделювання режимів роботи гібридної сонячної електростанції побудуємо графік прогнозованого генерування електроенергії, рис. 3.14. На графіку також відобразимо прогнозоване споживання електроенергії споживачами домогосподарства.

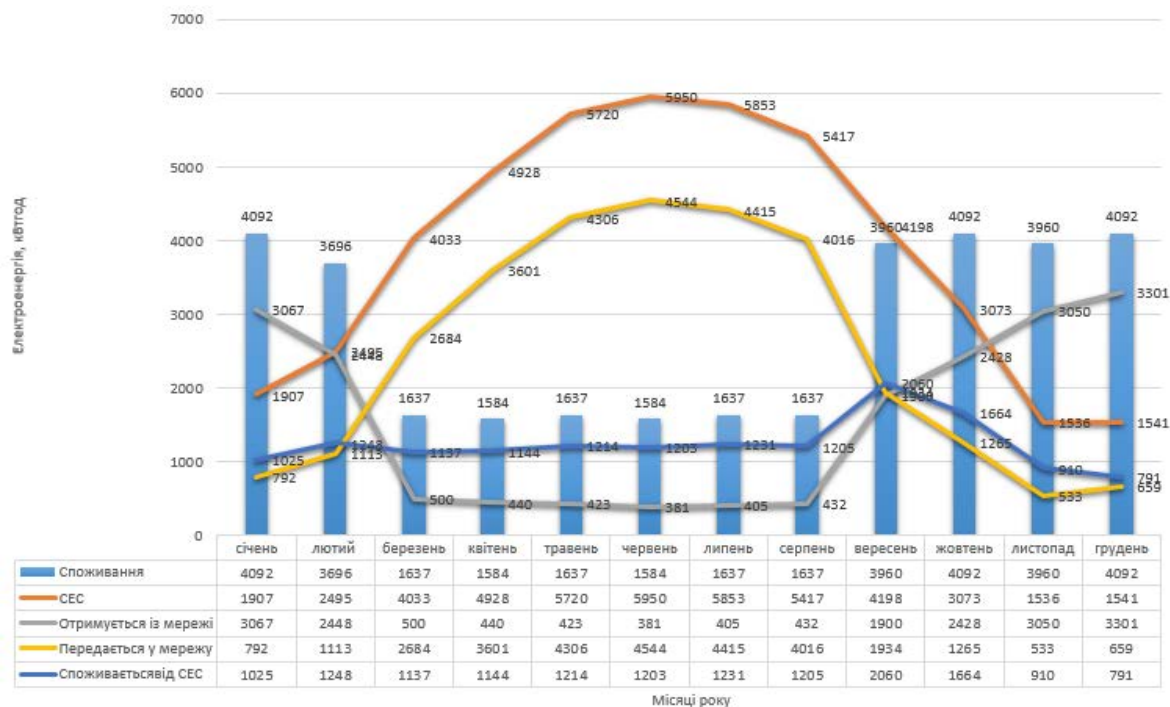


Рис. 3.14. Прогнозоване генерування електроенергії гібридною сонячною станцією 30 кВт у порівнянні із прогнозованим споживанням електроенергії домогосподарством

Базуючись на інформації із графічної залежності рис. 3.14 виконаємо комплексний аналіз енергетичного балансу та порівняємо прогнозоване генерування СЕС та споживання домогосподарства. На графіку представлено помісячний річний прогноз генерування та споживання електроенергії шляхом інтеграції гібридної сонячної електростанції в електричну систему домогосподарства.

Баланс між генеруванням електроенергії сонячною електростанцією та загальним електроспоживанням домогосподарства має виражений сезонний характер, що характеризується двома ключовими періодами.

Літній, що триває із квітня по вересень. У ці місяці генерування СЕС значно перевищує потреби будинку. Споживання перебуває на мінімальному базовому рівні близькому до 1584-1637 кВт·год/місяць, тоді як генерування стрімко зростає і досягає свого піка у червні 5950 кВт·год. У даний період домогосподарство стає повністю енергонезалежним у денні години.

Зимовий, що триває із жовтня до березня. Ситуація кардинально змінюється. Через опалювальний сезон та активне використання кліматичної техніки споживання домогосподарства зростає майже у 2,5 рази, до 4092 кВт·год у січні, жовтні та грудні. Одночасно генерування СЕС знижується до свого мінімуму у листопаді 1536 кВт·год. Електроенергія від СЕС у даний період забезпечує лише меншу частину потреб домогосподарства.

Графік демонструє два моменти рівноваги, а саме точки перетину ліній споживання та генерування. Перший перехід відбувається наприкінці лютого, а саме вихід на літнє стрімке генерування електроенергії, а другий - всередині вересня, що характеризує початок зимової нестачі електроенергії від СЕС.

Для забезпечення балансу електроенергії гібридна сонячна електростанція використовує зовнішню електромережу у якості буфера.

На графіку жовта лінія майже дублює лінію генерування. Весь надлишок літнього сонячного генерування електроенергії, що не спожитий навантаженням домогосподарства, передається в мережу у червні зафіксований максимум 4544 кВт·год, що може бути додатковим ресурсом для взаєморозрахунків за системою Net Billing.

Крива сірого кольору, описує електроенергію, що отримується із електромережі, і дзеркально повторює графік дефіциту. Влітку закупівля електроенергії з мережі знижується до мінімуму 381 кВт·год у червні, а взимку стає основним джерелом електроживлення, досягаючи 3301 кВт·год у грудні.

Темно-синя крива, показує обсяг сонячної електроенергії, яка споживається домогосподарством безпосередньо або через АКБ. Протягом року даний показник відносно стабільний 1100-1200 кВт·год, але досягає свого піку у вересні 2060 кВт·год. Пояснюється тим, що у вересні споживання домогосподарства зростає до 3960 кВт·год, а СЕС ще генерує достатню електроенергію 4198 кВт·год, щоб забезпечити більшу частину потреби в електроенергії домогосподарства.

Важливі параметри балансу електроенергії зведені у таблиці 3.3

Таблиця 3.3

Амплітудні параметри балансу електроенергії

Параметр системи	Максимальне значення, кВт·год / місяць	Мінімальне значення, кВт·год / місяць
Загальне споживання домогосподарства	4092 кВт·год Січень, Жовтень, Грудень	1584 кВт·год Квітень, Червень
Генерування сонячної електростанції	5950 кВт·год Червень	1536 кВт·год Листопад
Експорт електроенергії в мережу	4544 кВт·год Червень	533 кВт·год Листопад
Імпорт електроенергії з мережі	3301 кВт·год Грудень	381 кВт·год Червень

На рис. 3.15 зображено трифазну схему електричних з'єднань, на якій центральним вузлом керування виступає Гібридний інвертор напруги. Схема показує як інвертор інтегрує та балансує постійний струм від відновлюваних джерел і накопичувачів із змінним струмом зовнішньої мережі, дизель-генераторної установки та внутрішніх споживачів.

Сонячні фотомодулі розташовані у верхній частині схеми. Постійний струм від сонячних фотомодулів подається на МРРТ-трекери інвертора через обов'язковий вимикач постійного струму, призначений для захисту та безпечного знеструмлення маси під час обслуговування.

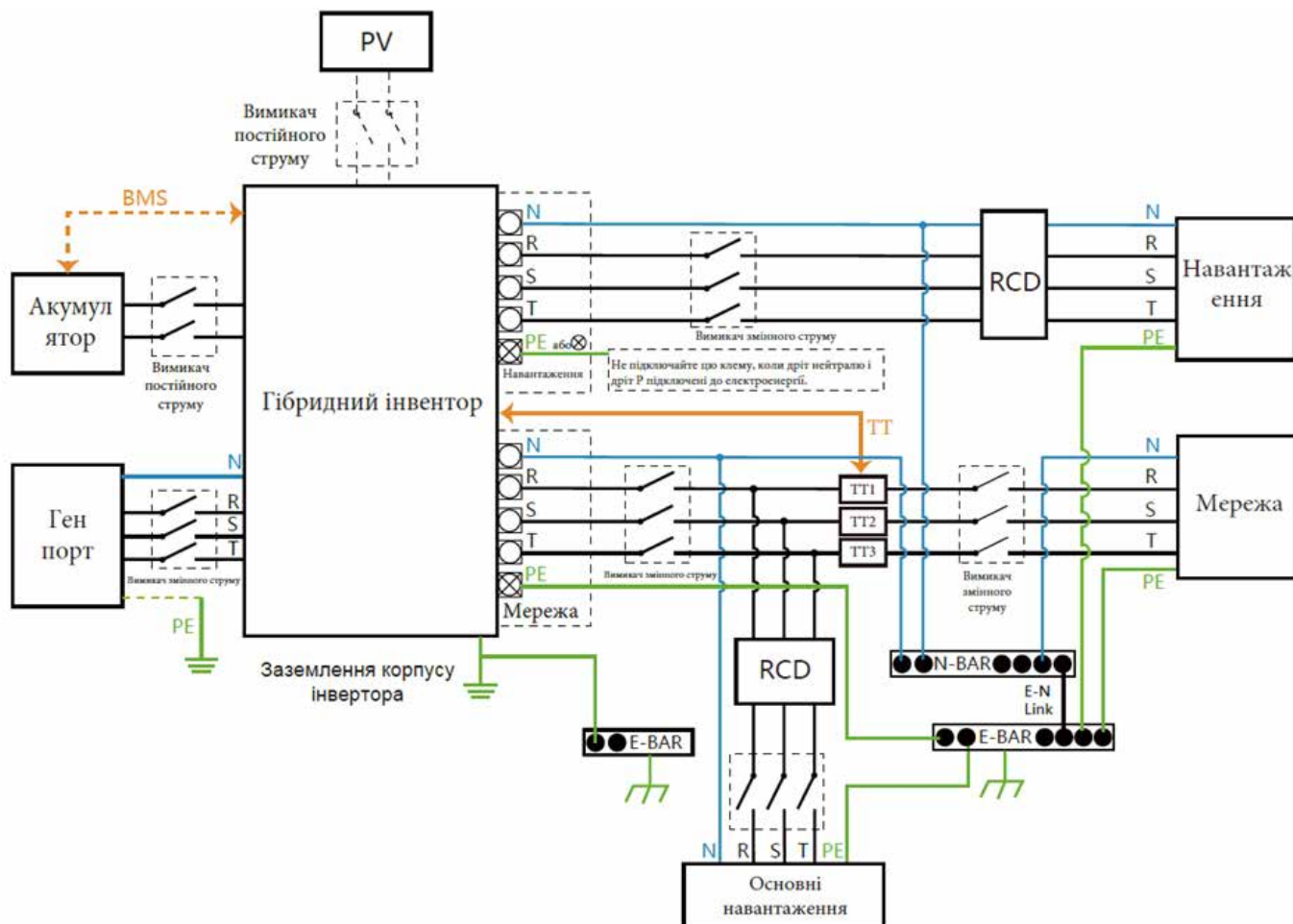


Рис. 3.16. Принципова електрична схема підключення до гібридного інвертора фотоелектричних модулів, акумуляторів та дизель-генераторної установки

Акумуляторний блок підключається до лівого DC-входу інвертора через силовий вимикач постійного струму. Важливим елементом є наявність шини Battery Management System (BMS), що відображає цифровий кабель зв'язку, через який плата керування акумулятора передає інвертору точні дані про температуру, рівень заряду та напругу комірок.

Система змінного струму розрахована на роботу за трифазною схемою, в якій лінії живлення містять три фази R, S, T, нейтраль N та захисне заземлення PE.

Зовнішня мережа подається на нижній правий порт інвертора через автоматичний вимикач змінного струму. Особливість керування полягає у наявності трансформаторів струму TT1, TT2, TT3, з'єднаних з інвертором сигнальним кабелем. Датчики струму моніторять напрямок струму на межі з мережею, дозволяючи

інвертору обнуляти споживання з мережі або коректно віддавати надлишки за системою Net Billing.

Окремий виділений вхід генераторний порт для підключення трифазної дизель-генераторної установки із захистом автоматичним вимикачем. Інвертор може автоматично давати команду на запуск ДГУ через сухі контакти у разі глибокого розряду АКБ за відсутності сонячного генерування електроенергії та електромережі.

На рис. 3.17 зображено принципову електричну схему, на якій деталізоване фізичне підключення та логіка автоматизованого керування трифазним дизель-генератором за допомогою гібридного інвертора. Ця схема призначена для керування, в ролі головного контролера, що автоматично керує запуском резервного джерела живлення.

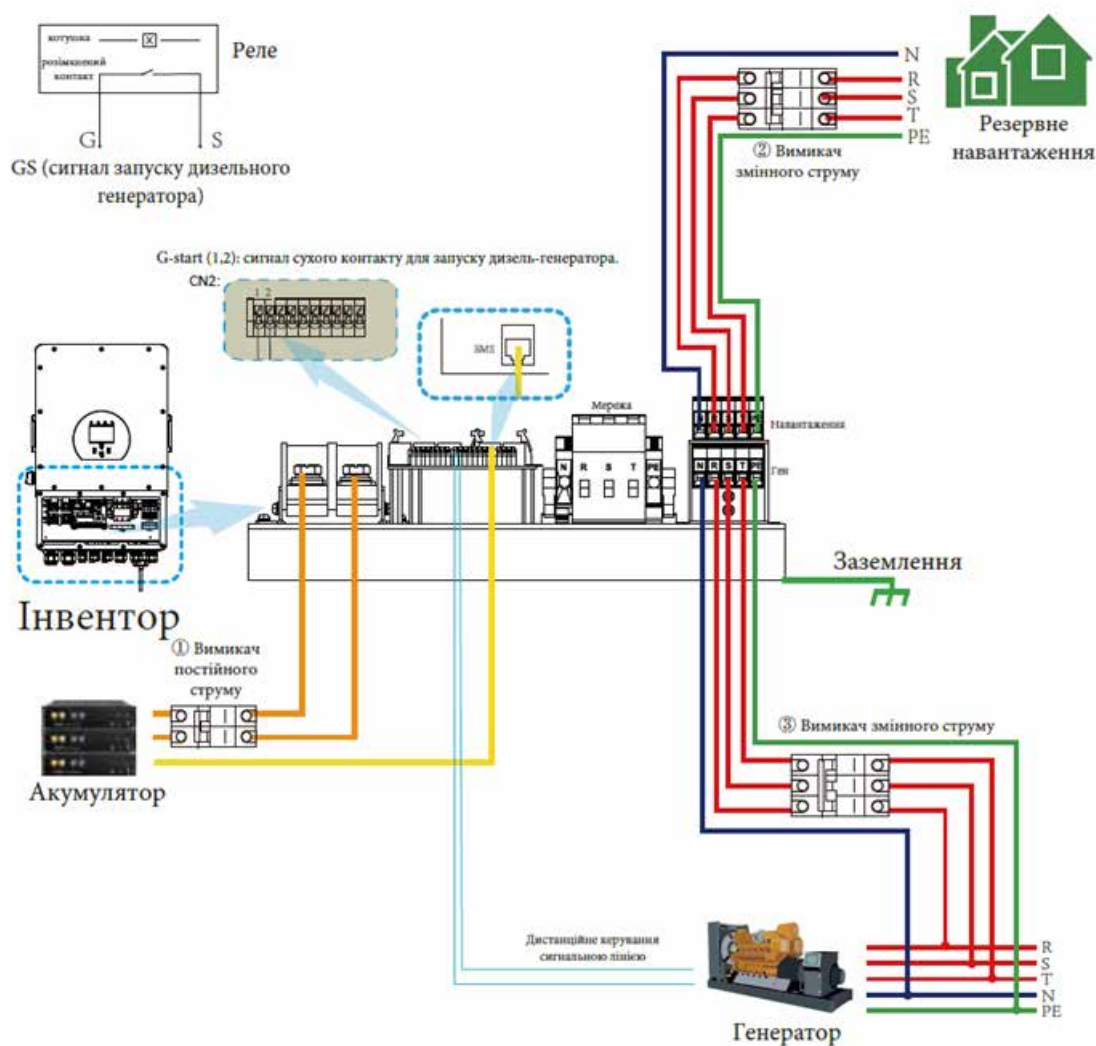


Рис. 3.17. Принципова електрична схема застосування дизель-генераторної установки із гібридним інвертором та акумуляторними батареями.

Контур автоматики та дистанційного запуску ДГУ дозволяє виконувати автозапуск дизель-генератора без використання зовнішнього стороннього щита АВР. На платі інвертора виділено роз'єм сигнальних сухих контактів, маркований як G-start (1,2). Від порту CN2 сигнальна лінія підключається до схеми реле керування, що містить котушку та розімкнений контакт. Коли рівень заряду АКБ знижується до критичного мінімуму, інвертор замикає цей контакт, подаючи сигнал GS на запуск стартера генератора. Дистанційне керування сигнальною лінією зв'язує автоматику інвертора безпосередньо з блоком контролера на самому генераторі.

3.2. Аналіз електрозабезпечення домогосподарства від дизельної електростанції

Деталізований розрахунок та вибір дизель-генераторної установки для роботи у складі трифазної гібридної системи електрозабезпечення на базі інвертора потужністю 30 кВт має суттєву специфіку. На відміну від класичного підключення, коли генератор забезпечує електроенергією лише будинок, у гібридній системі ДГУ виконує подвійну функцію забезпечує поточне споживання навантаження та одночасно заряджає акумуляторний блок АКБ через порт AUX інвертора в години дефіциту сонячного генерування.

Виконаємо розрахунок шляхо визначення сумарної активної потужності споживачів та урахуванні коефіцієнта одночасності роботи, реактивної потужності, $\cos \varphi$ та пускових струмів. Для надійної роботи системи номінальну потужність дизель-генератора визначаємо за формулою:

$$P_{\text{ДГУ}} = \frac{P_{\text{пik}} \cdot k_3 + P_{\text{зар}}}{k_{\text{зав}}} \quad (3.11)$$

де $P_{\text{пik}}$ — максимальне розрахункове навантаження домогосподарства з урахуванням коефіцієнта одночасності, кВт; k_3 — коефіцієнт пускового резерву для компенсації пусків двигунів, приймається від 1,1 до 1,25; $P_{\text{зар}}$ — потужність, яка потрібна інвертору для заряджання акумуляторів від дизель-генератора, кВт; $k_{\text{зав}}$ — коефіцієнт завантаження ДГУ, від 0,75 до 0,8 тому що робота ДГУ на 100% потужності знижує ресурс, а менше 30% - призводить до закоксування двигуна.

Врахування коефіцієнта одночасності $k_{\text{одн}} = 0,5$. Для розрахунку використаємо раніше визначене навантаження домогосподарства $P_p = 29,03$ кВт.

$$P_{\text{пik}} = P_p \cdot k_{\text{одн}}, \text{ кВт} \quad (3.12)$$

$$P_{\text{пik}} = 29,03 \cdot 0,5 = 14,52 \text{ кВт}$$

Врахуємо реактивну потужність $\cos \varphi = 0,85$. Повна потужність споживання:

$$S_{\text{д}} = \frac{P_{\text{пik}}}{\cos \varphi}, \text{ кВА} \quad (3.13)$$

$$S_{\text{д}} = \frac{14,52}{0,85} = 17,1 \text{ кВА}$$

Потужність заряджання АКБ для високовольної батареї Deue BOS-G ємністю 66,56 кВт·год оптимальним струмом заряджання від ДГУ в аварійному режимі обмежимо на рівні 20 А при напрузі 665 В. Звідси $P_{\text{зар}} = 13,3$ кВт.

Підставимо значення у вихідну формулу (3.11) з урахуванням завантаження двигуна $k_{\text{зав}} = 0,8$:

$$P_{\text{ДГУ}} = \frac{14,52 \cdot 1,1 + 13,3}{0,8} = 36,59 \text{ кВА.}$$

Враховуючи, що інвертор Deue SUN-30K-SG01HP3 має апаратне обмеження по входу генератора (AUX порт) на рівні 30 кВт, тобто 45 А на фазу, обираємо дизель-генератор із чистою номінальною активною потужністю 30 кВт, що ідеально збалансує систему. Інвертор буде автоматично регулювати струм заряджання АКБ таким чином, щоб сумарне навантаження на електрогенератор не перевищувало ліміт 30 кВт.

Для інтеграції в автоматизовану систему з інвертором Deue обираємо промисловий трифазний генератор із рідинним охолодженням, низькообертовим двигуном 1500 об/хв для тривалої безперервної роботи та цифровим контролером, який підтримує керування через "сухі контакти" шляхом подавання сигналу G-Start. Тому остаточно вибираємо дизельний електрогенератор Aksa APD 35 А, зовнішній вид якого зображено на рис. 3.18. Сумісна робота гарантується використанням контролера ДГУ, що підключається до плати інвертора двожильним сигнальним кабелем. У разі розряду АКБ до заданого відсотка 20% SOC, інвертор замикає внутрішнє реле, а контролер генератора отримує команду, прогріває двигун та вмикає

ДГУ. Після заряджання АКБ та зникнення навантаження інвертор знімає сигнал, і ДГУ вимикається.



А

Б

Рис. 3.18. Зовнішній вид дизельного електрогенератора Aksa APD 35 A:

А - у захисному шумопоглинаючому кожусі; Б - відкритого виконання на рамі

Завдяки роботі дизель-генератора на 1500 об/хв та рідинному охолодженню, питома витрата палива Aksa APD 35 A становить близько 5,3 л/год при 75% завантаженні, що є дуже економічним показником для генерування розрахованої потужності.

Висновки до розділу 3

У розділі виконано комплексне обґрунтування та розрахунок параметрів з моделюванням роботи трифазної гібридної системи електрозабезпечення домогосподарства у с. Лютіж Київської області.

Для забезпечення розрахункового навантаження домогосподарства обрано трифазний високовольтний гібридний інвертор Deye SUN-30K-SG01HP3-EU-AM2 потужністю 30 кВт. Застосування високовольтної технології дозволяє зменшити робочі струми заряджання/розряджання, мінімізувати термічне навантаження на комірки акумуляторів, підвищити загальний ККД системи та оптимізувати переріз і вартість кабельних ліній електропередавання.

Розраховано параметри фотоелектричного масиву загальною потужністю 39,44 кВт, яке складається з 68 монокристалічних N-type фотомодулів JA Solar JAM78-S30-

580-MR потужністю 580 Вт кожен. Станцію змонтовано у вигляді 4 стрингів по 17 модулів із паралельним підключенням по два стринги на кожен із двох MPPT-трекерів інвертора. Математична перевірка параметрів масиву за критичної зимової температури -20°C підтвердила повну сумісність за напругою холостого ходу $964,58\text{ В} < 1000\text{ В}$ та за сумарним робочим струмом на входах MPPT $27,30\text{ А} < 36\text{ А}$.

Шляхом моделювання в програмному комплексі PVsyst обґрунтовано ефективність впровадження статичних металоконструкцій із двосезонним ручним регулюванням кута нахилу літо - 30° , зима - 60° з орієнтацією на Південь. Таке технічне рішення дозволяє максимізувати річний виробіток електроенергії, забезпечує ефективне вловлювання низьких зимових променів та сприяє природному самоочищенню фотомодулів від снігового покриву.

Комп'ютерне моделювання дозволило проаналізувати глибоку сезонність генерування у літній період СЕС повністю покриває базові потреби домогосподарства, пік генерування у червні - $5950\text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{місяць}$, утворюючи суттєвий надлишок енергії до $4544\text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{місяць}$ у червні, доступний для передавання в електромережу за системою Net Billing. У зимовий період ерез опалювальний сезон споживання зростає до $4092\text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{місяць}$, а генерування падає до мінімуму в листопаді $1536\text{ кВт}\cdot\text{год}$, що потребує залучення зовнішньої мережі або резервного паливного джерела.

Розраховано параметри високовольтної системи накопичення енергії ємністю $66,56\text{ кВт}\cdot\text{год}$ із робочою напругою системи $665,6\text{ В}$, яка складається з 13 акумуляторних блоків Deye BOS-GM5.1 LiFePO₄ під керуванням кластера HVB. Дана конфігурація здатна забезпечити до 10 годин повної автономної роботи домогосподарства взимку за усередненого навантаження $5,5\text{ кВт}$ при безпечній глибині розряду $\text{DoD} = 90\%$.

Для компенсації тривалих аварійних вимкнень електромережі взимку розраховано та вибрано промисловий трифазний генератор Aksa APD 35 А потужністю 30 кВт із рідинним охолодженням і низькообертовим двигуном.

РОЗДІЛ 4

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

4.1. Розрахунок вартості і терміну окупності комбінованої системи електроживлення

Для оцінки економічної доцільності розробленої комбінованої системи електроживлення з трифазним гібридним інвертором з потужністю 30 кВт, сонячними фотомодулями - 39,44 кВт, акумуляторною системою - 66,56 кВт·год та дизель-генераторною установкою - 30 кВт виконаємо розрахунок капітальних інвестицій, річного економічного ефекту та терміну окупності.

Загальна капітальна вартість будівництва комбінованої системи містить витрати на придбання обладнання, опорних конструкцій, комплектуючих, а також виконання монтажних і пусконаладжувальних робіт і визначається за формулою:

$$K_{\text{сум}} = K_{\text{інв}} + K_{\text{фм}} + K_{\text{акб}} + K_{\text{дгу}} + K_{\text{онк}} + K_{\text{ком}} + K_{\text{мр}}, \quad (4.1)$$

де $K_{\text{інв}}$ – вартість трифазного гібридного інвертора Deye 30 кВт, $K_{\text{інв}} = 198000$ грн;

$K_{\text{фм}}$ – вартість масиву сонячних фотомодулів JA Solar, $K_{\text{фм}} = 239360$ грн;

$K_{\text{акб}}$ – вартість високовольтної системи акумуляування енергії (включаючи блок керування BMS), $K_{\text{акб}} = 721600$ грн;

$K_{\text{дгу}}$ – вартість дизель-генераторної установки з автоматикою Aksa 30 кВт, $K_{\text{дгу}} = 330000$ грн;

$K_{\text{онк}}$ – вартість сезонно-регульованих металоконструкцій, $K_{\text{онк}} = 110000$ грн;

$K_{\text{ком}}$ – вартість кабельно-провідникової продукції та щитів захисту, $K_{\text{ком}} = 88000$ грн;

$K_{\text{мр}}$ – вартість монтажних, шеф-монтажних та пусконаладжувальних робіт, $K_{\text{мр}} = 180400$ грн.

$$K_{\text{сум}} = 198000 + 239360 + 721600 + 330000 + 110000 + \\ + 88000 + 180400 = 1\,867\,360 \text{ грн}$$

Визначимо річний обсяг генерування електроенергії сонячною електростанцією $W_{\text{ген}}$. Згідно з моделюванням у програмному середовищі PVsyst, середнє питоме генерування становить $W_{\text{н}} = 3,32$ кВт·год/день на 1 кВт встановленої потужності:

$$W_{\text{ген}} = P_{\text{ф}} \cdot W_{\text{н}} \cdot 365, \text{ кВтгод/рік} \quad (4.2)$$

$$W_{\text{ген}} = 39,44 \cdot 3,32 \cdot 365 = 47794 \text{ кВтгод/рік}$$

Розрахуємо річний економічний ефект із урахуванням діючого тарифу для населення та експлуатаційних витрат на паливо для ДГУ під час аварій та сервісне технічного обслуговування комбінованої системи:

$$P_{\text{річ}} = W_{\text{ген}} \cdot T_{\text{ел}} - C_{\text{експ}}, \text{ грн/рік} \quad (4.3)$$

де $T_{\text{ел}}$ – тариф на електроенергію для населення, $T_{\text{ел}} = 4,32$ грн/кВт·год;

$C_{\text{експ}}$ – річні експлуатаційні витрати на планове технічне обслуговування інвертора та СЕС, заміну фільтрів ДГУ та витрату дизельного палива під час аварійних відключень мережі. Приймаємо $C_{\text{експ}} = 26400$ грн.

$$P_{\text{річ}} = 47794 \cdot 4,32 - 26400 = 206470,08 - 26400 = 180070,08 \text{ грн/рік}$$

Розрахуємо термін окупності. Простий термін окупності показує час, за який повернуться вкладені капітальні інвестиції за рахунок чистого річного заощадження:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{сум}}}{P_{\text{річ}}}, \text{ років} \quad (4.4)$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{1867360}{180070,08} = 10,37 \text{ років}$$

Переведемо дробову частину року у місяці: $0,37 \cdot 12 = 4,4$ місяці.

Звідси

Загальні капітальні вкладення – 1 867 360 грн.

Чисте річне заощадження $P_{\text{річ}} = 180\,070$ грн/рік.

Простий термін окупності $T_{\text{ок}} = 10$ років і 4 місяці.

4.2. Порівняння варіантів електропостачання за методом мінімальних приведених витрат

Для порівняльного аналізу ефективності різних варіантів електропостачання домогосподарства використаємо метод мінімальних приведених витрат. Такий метод

є класичним критерієм в інженерній економіці для вибору раціонального варіанта розвитку енергетичних систем.

Оскільки сонячна електростанція (СЕС) та система накопичення енергії (СНЕ) не можуть функціонувати як повністю ізольовані джерела без значного та економічно недоцільного збільшення їхньої потужності, технічно правильно порівнювати не окремі компоненти, а три реальні стратегії варіантів забезпечення повної річної потреби домогосподарства:

Варіант I. Традиційне електропостачання від централізованої електромережі.

Варіант II. Повне автономне електроживлення домогосподарства за рахунок дизель-генераторної установки (ДГУ).

Варіант III. Розглянута комбінована система електроенергії, до складу якої входять електромережа, СЕС, СНЕ і ДГУ.

Визначимо вихідні дані для розрахунку.

Річне споживання електроенергії домогосподарством $W_{\text{рік}}$:

Згідно літнього добового графіку $52,8 \cdot 182,5 = 9636 \text{ кВт} \cdot \text{год}$.

Згідно зимового добового графіку $132 \cdot 182,5 = 24090 \text{ кВт} \cdot \text{год}$.

Сумарне значення річне споживання електроенергії домогосподарством:

$$W_{\text{рік}} = 9636 + 24090 = 33726 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень E_n приймаємо $E_n = 0,1$, що відповідає базовому 10-річному терміну окупності в енергетиці.

Діючий тариф на електроенергію, $T_{\text{ел}} = 4,32 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год}$.

Для кожного варіанта приведені витрати визначимо за формулою:

$$Z = C + E_n \cdot K \rightarrow \min, \quad (4.5)$$

де C — річні експлуатаційні витрати (собівартість експлуатація, паливо, ремонт), грн/рік;

K — капітальні інвестиції на спорудження та підключення системи, грн;

E_n — нормативний коефіцієнт ефективності.

Розрахунок варіантів електропостачання.

Варіант I. Традиційне електропостачання від централізованої електромережі.

У варіанті I, капітальні витрати відсутні $K_1 = 0$, оскільки підключення об'єкта вже виконано. Усі витрати є експлуатаційними, тобто на оплату рахунків за спожиту електроенергію.

Експлуатаційні витрати:

$$C_1 = E_{\text{рік}} \cdot T_{\text{ел}}, \text{ грн/рік} \quad (4.6)$$

$$C_1 = 33726 \cdot 4,32 = 145696,32 \text{ грн/рік}$$

Приведені витрати:

$$Z_1 = C_1 + E_n \cdot K_1, \text{ грн/рік} \quad (4.7)$$

$$Z_1 = 145696,32 + 0,1 \cdot 0 = 145696,32 \text{ грн/рік}$$

Варіант II: Повне автономне електроживлення домогосподарства за рахунок дизель-генераторної установки (ДГУ). Варіант передбачає відмову від електромережі. Генератор Aksa APD 35 А працює постійно. При середньому навантаженні витрата палива становить близько $q = 4,5$ л/год. Для генерування 33 726 кВт·год за середньої робочої потужності ДГУ у 20 кВт двигун має відпрацювати: $33726 / 20 = 1686,3$ години/рік.

Експлуатаційні витрати:

$$C_2 = (T_{\text{год}} \cdot q \cdot \text{Ц}_{\text{пал}}) + C_{\text{то}}, \text{ грн/рік} \quad (4.8)$$

де $T_{\text{год}}$ — години роботи;

q — витрата палива, л/год;

$\text{Ц}_{\text{пал}}$ — ціна пального дизеля, 87 грн/л;

$C_{\text{то}}$ — технічне обслуговування кожні 250 годин, тобто 6, 7 сервісів на рік по 4000 грн = 26 800 грн.

$$C_2 = (1686,3 \cdot 4,5 \cdot 87) + 26800 = 686986,45 \text{ грн/рік}$$

Приведені витрати, $K_2 = 330000$ грн:

$$Z_2 = C_2 + E_n \cdot K_2, \text{ грн/рік} \quad (4.9)$$

$$Z_2 = 686986,45 + 0,1 \cdot 330000 = 719986,45 \text{ грн/рік}$$

Варіант III. Розглянута комбінована система електроенергії, до складу якої входять електромережа, СЕС, СНЕ і ДГУ. Прийнемо, що мережевий баланс завдяки Net Billing зведений до 0 грн. Проте експлуатаційні витрати трохи зростуть, оскільки

ми врахували 50 годин аварійної роботи ДГУ на рік під час ймовірних блекаутів (із витратою $q_{\text{авар}} = 5,3$ л/год. Планове сервісне технічне обслуговування системи становить 10 560 грн.

Експлуатаційні витрати:

$$C_3 = (T_{\text{авар}} \cdot q_{\text{авар}} \cdot C_{\text{пал}}) + C_{\text{сер}}, \text{ грн/рік} \quad (4.10)$$

$$C_3 = (50 \cdot 5,3 \cdot 87) + 10560 = 33615 \text{ грн/рік}$$

Приведені витрати, $K_3 = 1867360$ грн:

$$Z_3 = C_3 + E_n \cdot K_3, \text{ грн/рік} \quad (4.11)$$

$$Z_3 = 33615 + 0,1 \cdot 1867360 = 220351 \text{ грн/рік}$$

Результати розрахунку згідно розглянутих трьох варіантів зведемо у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1

Порівняльні параметри техніко-економічної ефективності

Показник системи	Варіант I (Мережа), грн/рік	Варіант II (ДГУ), грн/рік	Варіант III (Комбінована система електроенергії), грн/рік
Капітальні витрати, К, грн	0	330 000	1 867 360
Експлуатаційні витрати, С, грн/рік	145 696,32	686 986,45	33 615,00
Приведені витрати, З, грн/рік	145 696,32	719 986,45	220 351,00

Варіант I (Мережа) демонструє найменші чисті приведені витрати 145696,32 грн/рік, оскільки не потребує капітальних вкладень. Проте цей варіант повністю незахищений від аварійних, віялових відключень чи дестабілізації енергосистеми.

Варіант II (ДГУ) є економічно абсолютно неефективним 719 986,45 грн/рік. Висока собівартість палива та швидкий знос двигуна роблять тривале використання дизеля недоцільним.

Варіант III (Комбінована система електроенергії) має приведені витрати на рівні 220 351,00 грн/рік. Показник на 51,24 % вищий за варіант електромережі, через

жорстку вимогу повернення 10 % капіталовкладень щороку), проте саме цей варіант є інженерно раціональним з таких причин:

- різниця у приведених витратах між I та III варіантами 74654,68 грн/рік – плата за стовідсоткову автономність, захист від блекаутів і категорію першу надійності електропостачання;

- у разі прогнозованого зростання тарифів на електроенергію для населення приведені витрати варіанта I стрімко зростуть і перевищать показники варіанта III, оскільки експлуатаційні витрати комбінованої СЕС зафіксовані та майже не залежать від зовнішніх факторів.

Висновки до розділу 4

Загальний обсяг капітальних інвестицій у будівництво комбінованої системи електроживлення складає 1867360 грн. Основну частку витрат формує високотехнологічне обладнання (СНЧ та гібридний інвертор), що забезпечує довгострокову автономність об'єкта.

Завдяки інтеграції сонячного генерування обсягом 47794 кВт·год/рік та впровадженню системи Net Billing, річне заощадження на оплаті електроенергії становить 180070 грн/рік.

Простий термін окупності інвестицій становить 10 років і 4 місяці, що є нормативним та цілком прийнятним показником.

Різниця у приведених витратах між варіантом I та варіантом III становить 74654,68 грн/рік. Така сума є обґрунтованою вартістю за досягнення першої категорії надійності електропостачання, гарантовану автономність та безперервну роботу навантаження домогосподарства за будь-яких умов в енергосистемі країни.

РОЗДІЛ 5

ОЦІНКА ВПЛИВУ НА НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ ТА ЗАХОДИ З ОХОРОНИ ПРАЦІ

5.1. Оцінка впливу на навколишнє середовище застосування сонячних електростанцій

Впровадження сонячних електростанцій є одним із найефективніших способів протидії кліматичним змінам завдяки радикальному скороченню викидів парникових газів. На відміну від традиційного теплового генерування, сонячні фотоелектричні модулі в процесі експлуатації не спалюють викопне паливо, що запобігає потраплянню в атмосферу мільйонів тонн вуглекислого газу CO₂, оксидів сірки та азоту.

Одночасно масштабне спорудження наземних СЕС створює відчутний просторовий тиск на навколишнє середовище через вилучення великих площ земельних ресурсів. Будівництво масштабних об'єктів може призводити до фрагментації природних середовищ існування місцевої флори та фауни, зміни мікроклімату й затінення ґрунту під фотомодулями, а також до порушення природного гідрологічного режиму ділянки. Для мінімізації такого впливу сучасне екологічне проектування орієнтується на концепцію агровольтаїки, суміщення СЕС із пасовищами або вирощуванням тіньовитривалих культур, або розміщення станцій на деградованих землях, промислових територіях та колишніх кар'єрах.

З точки зору збереження водних ресурсів сонячна енергетика має перевагу над тепловими та атомними електростанціями, які потребують величезних об'ємів води для охолодження. Операційний екологічний слід СЕС у такому контексті є мінімальним і обмежується лише періодичним очищенням поверхні фотомодулів від пилу й бруду для підтримання їх високої ефективності. Що робить сонячне генерування критично важливим для регіонів із дефіцитом прісної води, оскільки дозволяє вивільнити водні ресурси для потреб населення та сільського господарства.

Проте найбільш екологічно навантаженим етапом є саме фабричне виробництво кремнієвих пластин та елементів живлення. Процеси видобутку сировини, кварцу, кремнію та використання супутніх важких металів, хімічних сполук пов'язані з високими енерговитратами та ризиком утворення токсичних відходів. Недотримання суворих екологічних стандартів на підприємствах-виробниках може призвести до локального хімічного забруднення ґрунтів та підземних вод у країнах, де зосереджені основні потужності з виготовлення панелей.

Серйозним викликом для екології в найближчі десятиліття стане управління відходами, що виникають після виведення сонячних електростанцій з експлуатації. Середній термін служби сучасних фотомодулів становить 25-30 років, після чого мільйони тонн скла, алюмінієвих рам, мідних кабелів та напівпровідникових матеріалів потребуватимуть утилізації. Відсутність у багатьох країнах розвиненої інфраструктури для глибокої переробки та рециклінгу фотомодулів створює реальну загрозу накопичення специфічного сміття електроніки на полігонах, що вимагає швидкого законодавчого впровадження принципів циклічної економіки.

У підсумку, інтегральна оцінка екологічного впливу сонячних електростанцій свідчить про безумовну довгострокову перевагу відновлюваної енергетики над викопним паливом. Глобальний ефект від ліквідації шкідливих викидів у повітря та збереження водних екосистем значно переважає локальні технологічні ризики, що виникають на етапах виробництва чи утилізації. Кінцева екологічна чистота сонячної енергії безпосередньо залежить від розвитку технологій замкнутого циклу, рекультивації промислових земель та жорсткого екологічного контролю за постачанням обладнання.

5.2. Оцінка впливу на навколишнє середовище застосування дизельних електростанцій

Встановлення та експлуатація дизельних електростанцій (ДЕС) супроводжується значним негативним впливом на якість атмосферного повітря через постійні викиди продуктів згоряння рідкого палива. У процесі роботи двигуна внутрішнього згоряння

у навколишнє середовище виділяються значні обсяги парникових газів, насамперед вуглекислого газу CO_2 , а також високотоксичні речовини, такі як оксиди азоту, діоксид сірки SO_2 , оксид вуглецю CO та незгорілі вуглеводні. Особливу небезпеку для здоров'я людини становлять дрібнодисперсні тверді частинки, сажа та кіптява, які здатні накопичуватися в легенях, провокувати хронічні захворювання дихальних шляхів.

Суттєвим чинником локального екологічного навантаження від роботи дизель-генераторних установок є високий рівень шумового та вібраційного забруднення навколишнього середовища. Потужні дизельні двигуни під час генерації створюють стабільний низько- та високочастотний шум, який за відсутності високоефективних звукоізоляційних кожухів або глушників значно перевищує санітарні норми для житлових і промислових зон. Постійна технологічна вібрація не лише негативно впливає на тривалість розташованих поруч будівельних конструкцій та фундаментів, а й дезорієнтує та відлякує місцеву мікрофауну і птахів, змушуючи їх покидати звичні місця існування навколо об'єкта.

Експлуатація ДЕС пов'язана з постійними ризиками хімічного забруднення земельних ресурсів та родючих шарів ґрунту нафтопродуктами. Основна небезпека виникає на етапах транспортування, закачування та тривалого зберігання значних об'ємів дизельного пального, де через приховані мікропротікання резервуарів, паливопроводів або випадкові проливи під час дозаправки паливо потрапляє на відкритий ґрунт. Токсичні хімічні сполуки дизеля повністю знищують корисну ґрунтову мікрофлору, блокують доступ кисню та вологи до коріння рослин, перетворюючи прилеглу ділянку на техногенно деградовану зону, що потребує тривалої і дорогої рекультивації.

Прямим і найбільш небезпечним наслідком забруднення ґрунтів є висока загроза для місцевих водних екосистем та підземних водоносних горизонтів. Легкофракційні нафтопродукти та важкі моторні мастила, що потрапляють на рельєф внаслідок аварійних витоків з ДЕС, легко вимиваються дощовими і талими водами у найближчі відкриті водойми або просочуються крізь землю до ґрунтових вод. Утворення стійкої нафтової плівки на поверхні води блокує процеси природної аерації, що призводить

до кисневого голодування і масової загибелі риби та аквакультури, а потрапляння палива у підземні пласти робить воду в колодязях та свердловинах непридатною для пиття на багато років.

Аналіз повного життєвого циклу дизельної генерації виявляє глибокий деструктивний екологічний слід, який починається ще на етапі видобутку, транспортування танкерами та глибокої промислової переробки сирової нафти. Крім того, безпосередня робота і сервісне утримання ДЕС генерують постійний потік небезпечних токсичних відходів, які потребують спеціального збирання, обліку та ліцензованої утилізації. До цієї категорії належать значні об'єми відпрацьованих моторних олив, паливні, масляні та повітряні фільтри із залишками важких металів, використані стартерні свинцево-кислотні акумулятори, а також обтиральне ганчір'я, просякнуте паливно-мастильними матеріалами.

Отже, оцінка впливу дизельних електростанцій на навколишнє середовище вказує на їх високу екологічну агресивність та низьку екологічну ефективність порівняно з будь-якими відновлюваними джерелами енергії. Постійне використання ДЕС як базового або основного джерела живлення суперечить глобальним цілям сталого розвитку та концепції декарбонізації. Екологічно виправданим є застосування дизельної генерації виключно у ролі короткочасної аварійно-резервної системи, за умови обов'язкового облаштування станції сучасними каталізаторами очищення вихлопних газів, герметичними піддонами для збору аварійних витоків палива та суворого дотримання регламенту утилізації відходів.

5.3. Розробка заходів з безпечної експлуатації комбінованих джерел енергії

Безпечна експлуатація комбінованої системи електроживлення, що поєднує сонячні фотомодулі, акумуляторні батареї, дизель-генератор та централізовану мережу, вимагає комплексної координації інженерних заходів через наявність кількох різнорідних джерел напруги. Головним організаційним заходом є розробка єдиного технологічного регламенту та чітких посадових інструкцій для обслуговуючого персоналу, які детально описують режими роботи, порядок перемикань та алгоритми

дій у надзвичайних ситуаціях. Обов'язковим є ведення оперативного журналу, регулярний інструктаж працівників з правил охорони праці, зокрема, за стандартами електробезпеки до 1000 В та чітке маркування всіх вузлів системи попереджувальними знаками, що вказують на наявність декількох зустрічних потоків потужності.

Центральним елементом безпеки електричної частини є правильне проектування та експлуатація трифазного гібридного інвертора, який піддається високим комутаційним та тепловим навантаженням. Для запобігання ураженню електричним струмом та захисту обладнання від коротких замикань чи перевантажень, у щитах постійного та змінного струму обов'язково встановлюються автоматичні вимикачі, запобіжники, пристрої захисного відключення та обмежувачі перенапруг для захисту від імпульсних розрядів блискавки. Особлива увага приділяється надійності контуру заземлення з опором не більше 4 Ом, до якого жорстко приєднуються корпуси інвертора, металеві шафи, нейтраль генератора та всі металоконструкції станції.

Експлуатація масиву сонячних фотомодулів пов'язана з ризиком високої напруги постійного струму, що генерується фотомодулями навіть у похмуру погоду і не може бути вимкнена звичайним вимикачем на рівні самих модулів. Безпека обслуговування СЕС забезпечується використанням спеціальних сонячних кабелів із подвійною ізоляцією, стійкою до ультрафіолету, та обов'язковим встановленням герметичних конекторів типу MC4, які повністю виключають ризик утворення електричної дуги та витоків струму. При проведенні планового обслуговування панелей персонал повинен використовувати діелектричний інструмент, а заходи з очищення від пилу та снігу мають проводитися виключно в темний час доби або при штучно затіненому стані фотомодулів, щоб унеможливити виникнення небезпечного для життя потенціалу.

Безпека системи акумулювання енергії базується на контролі температурних та електричних параметрів літій-залізо-фосфатних LiFePO_4 акумуляторів за допомогою інтегрованої інтелектуальної системи керування BMS. Акумуляторні блоки повинні розміщуватися в окремому сухому приміщенні з автоматичним клімат-контролем, оптимально $20-25^\circ\text{C}$, оскільки перегрів або глибоке переохолодження суттєво

підвищують ризик внутрішнього короткого замикання та термічного розгону. Приміщення СНЕ обов'язково обладнується примусовою припливно-витяжною вентиляцією для запобігання накопиченню газів у разі позаштатної розгерметизації елементів, а самі акумуляторні стійки захищаються надшвидкими плавкими запобіжниками.

Робота дизель-генераторної установки охоплює комплекс заходів із пожежної безпеки, вентиляції та захисту від механічних травм від рухомих частин двигуна внутрішнього згоряння. Приміщення ДГУ повинно мати ефективну ізольовану систему відведення вихлопних газів назовні, щоб виключити отруєння персоналу оксидом вуглецю, а також звукоізоляцію та віброгасильні опори під фундаментом для зниження акустичного навантаження. Зберігання палива має здійснюватися в герметичних сертифікованих резервуарах із обов'язковим облаштуванням дренажних піддонів, які здатні вмістити 100% об'єму дизеля на випадок аварійного витоку, а заправка генератора повинна проводитися виключно за умови його повної зупинки та охолодження гарячих поверхонь глушника.

Важливим технологічним заходом є забезпечення надійної взаємної синхронізації та виключення ризику несанкціонованої подачі напруги від автономних джерел ДГУ або СЕС у зовнішню централізовану мережу під час аварій, або ремонтних робіт на лінії обленерго. Для цього автоматика гібридного інвертора та блок автоматичного введення резерву АВР проектується із обов'язковою функцією захисту від "острівкування" та механічним чи електричним блокуванням зустрічних увімкнень. Система Net Billing повинна мати сертифіковані вузли обліку та інтелектуальні контролери, які миттєво припиняють експорт енергії або перенаправляють її на внутрішнє споживання та заряд СНЕ у разі зникнення напруги в мережі.

Протипожежний захист комбінованого енерговузла вимагає впровадження систем раннього виявлення задимлення, локального автоматичного пожежогасіння та наявності засобів швидкого тотального знеструмлення. У приміщеннях інверторної та акумуляторної встановлюються датчики чадного газу і диму, зблоковані з модулями газового або порошкового пожежогасіння, оскільки використання води для

гасіння електроустановок під напругою категорично заборонено. На видному та легкодоступному місці зовні будівлі монтується кнопка аварійної зупинки, що одним натисканням розриває ланцюги живлення від сонячних стрінгів, повністю відключає АКБ, глушить дизель-генератор та ізолює об'єкт від зовнішньої мережі.

Довгострокова безпека системи залежить від регулярного технічного обслуговування, безперервного моніторингу через спеціалізоване програмне забезпечення SCADA та контролю параметрів ізоляції кабельних ліній. За допомогою засобів віддаленого моніторингу експлуатуюча служба повинна в режимі реального часу аналізувати графіки температур, баланс струмів та наявність помилок у логах інвертора. Планове технічне обслуговування, що проводиться не рідше ніж двічі на рік, обов'язково включає тепловізійний контроль контактних з'єднань для виявлення точок локального перегріву, перевірку затяжки клемних затискачів, тестування залишкової ємності АКБ та перевірку спрацювання захисної автоматики, що дозволяє попередити аварійні ситуації на ранній стадії.

5.4. Розрахунок заземлення

Для заземлення електроустановок домогосподарства використовуються природні та штучні заземлювачі.

Природні заземлювачі – струмопровідна частина, яка крім своїх безпосередніх функцій, одночасно може виконувати функції заземлювача (наприклад, арматура фундаментів і інженерних комунікацій будівель і споруд, підземна частина металевих і залізобетонних опор повітряних ліній і т.п.).

Штучний заземлювач – заземлювач, спеціально виконаний з метою заземлення.

Заземлення, не повинно бути єдиною мірою захисту від прямого або опосередкованого доторкнення, заземлення найбільш ефективно у комплексі із застосуванням інших мір захисту, наприклад: автоматичне вимкнення електроживлення; застосування обладнання класу 2 або з рівноцінною ізоляцією; захисний електричний розподіл кіл; ізолюючі (не струмопровідні) приміщення, зони, майданчики.

В якості штучних заземлювачів використовуються:

заглиблені заземлювачі – полоси, або кругла сталь, прокладена горизонтально на дні котловану або траншеї у вигляді протяжних елементів;

вертикальні заземлювачі – сталі загвинчувані або забивні стрижні діаметром 12..16 мм, кутова сталь з товщиною стінки не менше 4 мм або сталі труби (некондиційні з товщиною стінки не менше 3,5 мм). Довжина загвинчуваних електродів, як правило, 3-5 метрів, забиваючих кутників, труб, стержнів – 2,5-3 м. Верхній кінець вертикального електрода повинен бути на відстані 0,5-0,75 м від поверхні землі. Відстань від одного електрода до іншого не повинна бути менше його довжини.

Горизонтальні заземлювачі – сталі полоси товщиною не менше 4 мм або кругла сталь діаметром не менше 10 мм. Ці заземлювачі застосовуються для зв'язку вертикальних заземлювачів і як самостійні заземлювачі.

Електроди і заземлюючі провідники повинні бути очищені від ржавчини, слідів масла і т.п. У місцях зварювання метал захищається від корозії за допомогою покриття із лаку. Металеві частини будівлі повинні бути об'єднані в єдине ціле для створення загального контуру заземлення.

Опір заземлюючого пристрою мережі 380/220 В не повинен бути більше 4 Ом згідно ПУЕ 1.7.92.

Крім захисного заземлення передбачаємо занулення. Занулення корпусу щита керування виконуємо на нульовий провід вводу від інвертора напруги. Для забезпечення захисного і робочого заземлення металевий корпус щита керування з'єднуємо за допомогою зварювання з контуром заземлення.

Розрахунок заземлюючого пристрою зводиться до визначення кількості вертикальних заземлювачів та довжини з'єднувальної полоси.

За результатами геодезичних вишукувань, кліматичних умов та існуючих на ринку конструкцій заземлюючих пристроїв в місці розташування сільськогосподарського підприємства, виходячи з розмірів будівлі маємо наступні вихідні дані для розрахунку заземлюючого пристрою:

питомий опір верхнього шару ґрунту: $\rho_1 = 80 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;

питомий опір нижнього шару ґрунту: $\rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;

товщина верхнього шару ґрунту: $H = 0,7$ м;

довжина вертикального заземлювача: $L = 3,0$ м;

заглиблення вертикального заземлювача: $t = 0,75$ м;

сезонний кліматичний коефіцієнт: $\psi = 1,64$;

зовнішній діаметр вертикального заземлювача: $d = 20$ мм;

нормований Правилами улаштування електроустановок опір заземлюючого пристрою розтіканню струму при базовому питомому опорі землі: $R_{\text{норм}} = 4,00$ Ом;

заглиблення з'єднувальної полоси: $t_{\text{полоси}} = 0,70$ м;

ширина з'єднувальної полоси: $b = 30,0$ мм;

відстань між електродами: $P = 1,5$ м;

коефіцієнт використання електрода: $\eta_c = 0,68$.

Знаходимо питомий еквівалентний опір ґрунту з урахуванням сезонності за формулою:

$$\rho_{\text{екв}} = (\rho_1 \cdot \psi \cdot \rho_2 \cdot L) / (\rho_1 \cdot \psi \cdot (L - H + t_{\text{полоси}}) + \rho_2 \cdot (H - t_{\text{полоси}}))$$

$$\rho_{\text{екв}} = (80 \cdot 1,64 \cdot 60 \cdot 3,0) / (80 \cdot 1,64 \cdot (3,0 - 0,7 + 0,7) + 60 \cdot (0,7 - 0,7)) = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Опір одного вертикального заземлювача визначається за формулою:

$$R_{\text{oc}} = \rho_{\text{екв}} / (2 \cdot \pi \cdot L) \cdot (\ln(2 \cdot L / d) + 1/2 \cdot \ln((4 \cdot t + L) / (5 \cdot t - L)))$$

$$R_{\text{oc}} = 60 / (2 \cdot 3,14 \cdot 3,0) \cdot (\ln(2 \cdot 3,0 / 0,02) + 1/2 \cdot \ln((4 \cdot 2,2 + 3,0) / (5 \cdot 2,2 - 3,0))) = 18,78 \text{ Ом}.$$

Визначення орієнтовного числа стержнів знаходиться шляхом ділення опору одного вертикального опору заземлювача на опір контуру. Опір контуру розраховуємо за алгоритмом:

$$R_n = R_{\text{норм}} \cdot (\rho_{\text{екв}} / \rho_{\text{баз}}),$$

де $\rho_{\text{баз}}$ – базовий питомий опір ґрунту (для нашої місцевості $\rho_{\text{баз}} = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$).

Тоді, $R_n = 4,0 \cdot (60 / 60) = 4,0$ Ом. Орієнтовне попереднє число стержнів дорівнює: $n_{\text{попер}} = R_{\text{oc}} / R_n = 18,78 / 4,0 = 4,7$. Розрахована приблизна кількість стержнів округлюється до найближчого цілого числа. Таким чином, попередня кількість стержнів дорівнює 5.

Знаходимо довжину з'єднувальної полоси при розташуванні заземлювачів в ряд будівлі: $L_p = L / 2 \cdot n_{\text{попер}} = 3 / 2 \cdot (5 - 1) = 6$ м.

Опір з'єднувальної полоси знаходимо за формулою:

нормованому (4 Ом) доведення його до нормованої величини здійснюється шляхом прокладання додаткових смуг або забивання додаткових електродів.

Висновки до розділу 5

Експлуатація дизельної електростанції супроводжується шкідливим впливом на довкілля, а саме значними викидами парникових газів і акустичним забрудненням, що робить тривале використання недоцільним і виправдовує застосування виключно у ролі короточасного аварійного резерву. Натомість сонячні електростанції демонструють беззаперечну екологічну перевагу завдяки глобальній декарбонізації енергосистеми та нульовому операційному споживанню води.

Застосування комбінованої системи ефективно знижує технічні ризики, що виникають через одночасну інтеграцію кількох різнорідних джерел напруги. Завдяки інтелектуальному керуванню трифазного гібридного інвертора та миттєвому перемиканню на систему акумуляування енергії, домогосподарство забезпечене частковою автономією та захистом від блекаутів, віялових чи аварійних відключень за стандартом першої категорії надійності електропостачання.

ВИСНОВКИ

У результаті виконання роботи досягнута мета підвищення ефективності електрозабезпечення домогосподарства шляхом обґрунтування параметрів та режимів сумісної роботи гібридного інвертора з сонячними фотомодулями, системою накопичення електроенергії, електромережею та дизель-генераторною установкою.

За результатами проведених досліджень та нормативних перевірок сформульовано такі основні висновки.

Домогосподарство належать до третьої категорії надійності, що в сучасних умовах дефіциту потужності та частих аварійних відключень не забезпечує належного рівня безперервності електропостачання.

Аналіз добових графіків навантаження показав, що споживання має ранкові та вечірні піки з денним зниженням споживання. Встановлено, що зимове споживання зростає у 2,5 раза порівняно з літнім, через використання електроопалення, а вечірній пік досягає 11,5 кВт, що вимагає ретельного підбору пропускної здатності силового обладнання, не менше 12-15 кВт та застосування коефіцієнта одночасності 0,3-0,5, оскільки сумарна встановлена потужність приладів становить понад 29 кВт.

Враховуючи, що час максимального генерування електроенергії від СЕС вдень не збігається з часом максимального споживання ввечері, використання тільки сонячної електростанції є недостатнім. Порівняльний аналіз довів, що раціональним рішенням є застосування комбінованої системи електрозабезпечення під керуванням гібридного інвертора СЕС. У такій системі СЕС мінімізуватиме експлуатаційні витрати у нормальному режимі роботи, АКБ забезпечуватимуть безперервність під час короткострокових відключень до 12 годин, а дизель-генератор виступатиме виключно резервним джерелом електрозабезпечення 100% автономності при повному тривалому вимиканні електроенергії.

Для розрахованого максимального навантаження потужністю 29,03 кВт, і струмом - 45,0 А, підтверджено технічну доцільність використання трифазного автоматичного вимикача Nager номіналом 125 А, з характеристикою спрацювання «С». Проведена перевірка підтверджує, що існуючий ввідний кабель марки ВВГнгд-

5x50, що прокладений у землі, задовольняє вимогам ПУЕ за тривало допустимим струмом $174 \text{ A} \geq 125 \text{ A}$.

Вибрано вузол обліку, що відповідає вимогам «зеленого» тарифу та Net Billing. Згідно аналізу нормативної бази ПУЕ, Кодексу систем розподілу та НПАОП 40.1-1.32-01) обраний трифазний лічильник прямого включення ZMG310-CR4.041b.37 з параметрами 3 x 230/400 В, струмом 5(125) А і класом точності 1,0 є технічно-доцільним рішенням для використання з комбінованими джерелами.

Для забезпечення розрахункового навантаження домогосподарства обрано трифазний високовольтний гібридний інвертор Deye SUN-30K-SG01HP3-EU-AM2 потужністю 30 кВт. Застосування високовольтної технології дозволяє зменшити робочі струми заряджання/розряджання, мінімізувати термічне навантаження на комірки акумуляторів, підвищити загальний ККД системи та оптимізувати переріз і вартість кабельних ліній електропередавання.

Розраховано параметри фотоелектричного масиву загальною потужністю 39,44 кВт, яке складається з 68 монокристалічних N-type фотомодулів JA Solar JAM78-S30-580-MR потужністю 580 Вт кожен. Станцію змонтовано у вигляді 4 стрингів по 17 модулів із паралельним підключенням по два стринги на кожен із двох MPPT-трекерів інвертора. Математична перевірка параметрів масиву за критичної зимової температури -200С підтвердила повну сумісність за напругою холостого ходу $964,58 \text{ В} < 1000 \text{ В}$ та за сумарним робочим струмом на входах MPPT $27,30 \text{ А} < 36 \text{ А}$.

Шляхом моделювання в програмному комплексі PVsyst обґрунтовано ефективність впровадження статичних металоконструкцій із двосезонним ручним регулюванням кута нахилу літо - 300, зима - 600 з орієнтацією на Південь. Таке технічне рішення дозволяє максимізувати річний виробіток електроенергії, забезпечує ефективне вловлювання низьких зимових променів та сприяє природному самоочищенню фотомодулів від снігового покриву.

Комп'ютерне моделювання дозволило проаналізувати глибоку сезонність генерування у літній період СЕС повністю покриває базові потреби домогосподарства, пік генерування у червні - 5950 кВт·год/місяць, утворюючи суттєвий надлишок енергії до 4544 кВт·год/місяць у червні, доступний для

передавання в електромережу за системою Net Billing. У зимовий період ереб опалювальний сезон споживання зростає до 4092 кВт·год/місяць, а генерування падає до мінімуму в листопаді 1536 кВт·год, що потребує залучення зовнішньої мережі або резервного паливного джерела.

Розраховано параметри високовольтної системи накопичення енергії ємністю 66,56 кВт·год із робочою напругою системи 665,6 В, яка складається з 13 акумуляторних блоків Deye BOS-GM5.1 LiFePO₄ під керуванням кластера HVB. Дана конфігурація здатна забезпечити до 10 годин повної автономної роботи домогосподарства взимку за усередненого навантаження 5,5 кВт при безпечній глибині розряду DoD = 90%.

Для компенсації тривалих аварійних вимкнень електромережі взимку розраховано та вибрано промисловий трифазний генератор Aksa APD 35 А потужністю 30 кВт із рідинним охолодженням і низькообертовим двигуном.

Загальний обсяг капітальних інвестицій у будівництво комбінованої системи електроживлення складає 1867360 грн. Основну частку витрат формує високотехнологічне обладнання (СНЕ та гібридний інвертор), що забезпечує довгострокову автономність об'єкта.

Завдяки інтеграції сонячного генерування обсягом 47794 кВт·год/рік та впровадженню системи Net Billing, річне заощадження на оплаті електроенергії становить 180070 грн/рік.

Простий термін окупності інвестицій становить 10 років і 4 місяці, що є нормативним та цілком прийнятним показником.

Різниця у приведених витратах між варіантом I та варіантом III становить 74654,68 грн/рік. Така вартість є обґрунтованою за досягнення першої категорії надійності електропостачання, гарантовану автономність та безперервну роботу навантаження домогосподарства.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2022, IDT). [Чинний від 2023-12-08]. Вид. офіц. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2023. 64 с. (Національний стандарт України).
2. Правила улаштування електроустановок. Харків : Форт, 2017. 760 с.
3. Методичні вказівки щодо виконання лабораторних робіт з дисципліни "Основи проектування енергетичних об'єктів" спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / А.В. Петренко, Л.В. Мартинюк // К.: ЦП "Компринт", 2020. – 103 с.
4. Автоматичний вимикач Hager HMD 399 3p D 125A 15кА AC. Electro Control. Каталог. Режим доступу: https://ecshop.com.ua/ua/p89243-avtomaticheskiiy_viklyuchatel_hager_hmd399_125a_3p_ac
5. Силовий кабель ВВГнгд 5х50 (нг-LS) 0,66кВ. ТУ У 31.3-31549003-007:2006. Режим доступу: <https://odesacable.com.ua/ua/p1869211496-kabel-vvgngd-5h50.html>
6. Проектування електроустановок житлових будинків та громадських будівель і споруд: ДБН В.2.5-23:2025. – [Чинний від 2026-01-01]. – К.: Мінрозвитку України, 2025. – 101 с. – (Державні будівельні норми України).
7. НПАОП 40.1-1.32-01. Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок : затв. наказом Міністерства праці та соціальної політики України від 21.06.2001 р. № 272. Київ, 2001. 120 с.
8. Про затвердження Кодексу систем розподілу [Текст] : постанова НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 310 / Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. - К. : [б. в.], 2018.
9. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2022, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2023.
10. Відновлювані джерела генерації електричної енергії. Ч.1 / А. В. Петренко, С. С. Макаревич // К.: ФОП Ямчинський, 2021. – 250 с.

11. Трифазний високовольтний гібридний інвертор Deye SUN-30K-SG01HP3-EU-BM3 30KW. DEYE IN UKRAINE. Режим доступу: <https://deye.com.ua/product/tryfaznyj-vysokovoltnyj-hibrydnyj-invertor-deye-sun-30k-sg01hp3-eu-bm3-30kw-eu-versiia-ip65/>
12. JA SOLAR. DATA SHEET (PDF). JAM78S30MR 580-605 W. Режим доступу: <https://www.jasolar.eu/en/products/jam78s30-mr>
13. Інвестиційний аналіз / Боярко І. М., Гриценко Л. Л.: Навч. посіб. - К.: Центр учбової літератури, 2011. - 400 с.
14. Стратегія сталого розвитку / Боголюбов В. М., Прилипко В. А. : Навчальний посібник - Херсон: Олді-плюс, 2009. - 322 с.
15. Комбіновані системи електроживлення з поновлюваними джерелами енергії. Каплун В. В. Козирський В. В. Петренко А. В. - К.: ЦТІ "Аграр Медіа Груп", - 330 с. : іл. 134.
16. Основи конструювання енергоустановок з відновлюваними джерелами енергії (курс лекцій). Кудря С. О., Головка В. М. - Київ; Ніжин:ТОВ "Видавництво "Аспект-Поліграф", 2005.: - 132 с.
17. Методика визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Енергосистеми і електромережі. ГКД 340.000.002-97 –К.: Міненерго України, 1997 - 53 с.
18. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. НПАОП 40. 1–1. 21–98 (ДНАОП 0. 00–1. 21-98). Київ: „Основа“ . 2007.
19. Підвищення ефективності електрозабезпечення домогосподарства з використанням комбінованих джерел електроенергії. Шеменюк М.В., Петренко А.В. 78–а науково–практична конференція студентів «Енергозабезпечення, електротехнології, електротехніка та інтелектуальні управляючі системи в АПК», 24 квітня 2025 р., НУБіП України, м. Київ.
20. ДСТУ ІЕС TS 62257-7-1:2019 (ІЕС TS 62257-7-1:2010, IDT) Рекомендації щодо малих відновлювальних джерел енергії та гібридних систем електрифікації сільських районів. Частина 7-1. Генератори. Фотоелектричні генератори

21. ДСТУ EN 62109-1:2014 Безпечність силових перетворювачів, застосовуваних в фотоелектричних системах. Частина 1. Загальні вимоги (EN 62109-1:2010, IDT)
22. ДСТУ EN 62109-2:2014 Безпечність силових перетворювачів, застосовуваних в фотоелектричних системах. Частина 2. Спеціальні вимоги до інверторів (EN 62109-2:2011, IDT)
23. ДСТУ EN IEC 61730-1:2018 (EN IEC 61730-1:2018, IDT; IEC 61730-1:2016, IDT) Визначення безпеки фотоелектричних модулів. Частина 1. Вимоги до конструкції
24. ДСТУ EN 61730-2:2014 Визначення безпеки фотоелектричних модулів. Частина 2. Вимоги до випробувань (EN 61730-2:2007 + EN 61730-2:2007/A1:2012, IDT)
25. ДСТУ EN 61730-2:2017 (EN 61730-2:2007; A1:2012, IDT; IEC 61730-2:2004, MOD; A1:2011, IDT) Визначення безпеки фотоелектричних модулів. Частина 2. Вимоги до випробувань
26. ДСТУ EN IEC 61730-2:2018 (EN IEC 61730-2:2018, IDT; IEC 61730-2:2016, IDT) Визначення безпеки фотоелектричних модулів. Частина 2. Вимоги до випробувань
27. ДСТУ EN 60904-9:2018 (EN 60904-9:2007, IDT; IEC 60904-9:2007, IDT) Прилади фотоелектричні. Частина 9. Вимоги до характеристик імітаторів сонячного випромінювання
28. ДСТУ EN 60904-10:2018 (EN 60904-10:2010, IDT; IEC 60904-10:2009, IDT) Прилади фотоелектричні. Частина 10. Методи вимірювання лінійності характеристик
29. ДСТУ EN 61683:2019 (EN 61683:2000, IDT; IEC 61683:1999, IDT) Системи фотоелектричні. Джерела стабілізованого енергоживлення. Процедура визначення ефективності
30. ДСТУ IEC 61727:2019 (IEC 61727:2004, IDT) Системи фотоелектричні. Характеристики точок підключення до інженерних мереж

31. ДСТУ EN 61730-1:2014 Модулі фотоелектричні. Оцінка безпеки. Частина 1. Вимоги до конструкції (EN 61730-1:2007 + EN 61730-1:2007/A1:2012 + EN 61730-1:2007/A2:2013, IDT)

32. ДСТУ EN 61730-1:2017 (EN 61730-1:2007; A1:2012; A2:2013; A11:2014, IDT; IEC 61730-1:2004, MOD; A1:2011; A2:2013, IDT) Визначення безпеки фотоелектричних модулів. Частина 1. Вимоги до конструкції