

**УКРАЇНСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ЗАЛІЗНИЧНОГО ТРАНСПОРТУ**

МЕХАНІКО-ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ

Кафедра електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до проведення практичних занять з освітнього компонента

***«SMART GRID ТЕХНОЛОГІЇ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ,
ЕЛЕКТРОТЕХНІЦІ ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІЦІ»***

для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти

спеціальності G3 «Електрична інженерія»

**освітньої програми «Електропостачання та ресурсозберігаючі
технології» всіх форм здобуття освіти**

Харків – 2026

Методичні вказівки розглянуто і рекомендовано до друку на засіданні кафедри електроенергетики, електротехніки та електромеханіки 25 травня 2026 р., протокол № 15.

Методичні вказівки містять розрахункову практичну роботу за тематикою освітньої компоненти «SMART GRID ТЕХНОЛОГІЇ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ, ЕЛЕКТРОТЕХНІЦІ ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІЦІ». Призначені для проведення практичних занять у дистанційному форматі під керівництвом викладача та для самостійного опрацювання. Рекомендовано для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня зі спеціальності G3 «Електрична інженерія» усіх форм навчання.

Укладачі:

доц. О. А. Плахтій,
проф. В. В. Панченко

Рецензент

проф. О. М. Ананьєва

ЗМІСТ

Вступ.....	4
1 Основні теоретичні відомості	5
2 Опис системи та вихідні дані	12
3 Методика розрахунку.....	17
4 Алгоритм керування накопичувачем	30
5 Приклад розрахунку.....	34
6 Завдання для самостійного виконання.....	42
7 Розрахунковий аналіз чутливості	44
8 Зміст звіту та контрольні питання	47
Список літератури	50

ВСТУП

Методичні вказівки призначені для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти спеціальності G3 «Електрична інженерія» освітньої програми «Електропостачання та ресурсозберігаючі технології» всіх форм здобуття освіти. Роботу виконують у межах дисципліни «Smart Grid технології в електроенергетиці, електротехніці та електромеханіці — практикум».

Тема практичної роботи — розрахунок параметрів та алгоритму керування накопичувачем енергії для обмеження пікового навантаження в системі Smart Grid. Об'єкт дослідження — підприємство, яке отримує електроенергію із зовнішньої мережі та сонячної електростанції і має акумуляторну систему накопичення енергії.

Мета роботи — сформулювати здатність аналізувати добові графіки електроспоживання, визначати потужність двонапрявного перетворювача та номінальну енергоємність батареї, обґрунтовувати допустимий графік заряду і розряду та перевіряти його за балансами потужності й енергії.

Очікуваними результатами є вміння розмежовувати потужність та енергію, урахувувати втрати перетворення, визначати стан заряду батареї й оцінювати достатність параметрів накопичувача. Окремим завданням є кількісне дослідження наслідків зменшення потужності перетворювача, енергоємності батареї та відхилень графіків навантаження і сонячної генерації від прогнозу.

Робота охоплює аналітичні обчислення, погодинний розрахунок та аналіз чутливості. Вихідні дані є навчальними. Тридцять варіантів сформовано поєднанням шести профілів навантаження і п'яти наборів параметрів.

Обчислення виконують за балансами потужності та енергії з використанням калькулятора або електронних таблиць. Побудова імітаційної моделі та програмування не передбачені.

Звіт містить вихідні дані, структурну схему системи, послідовність розрахунків, погодинні таблиці, розрахункові графіки та обґрунтовані висновки щодо балансів, обмежень і можливості щоденного повторення режиму.

1 ОСНОВНІ ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

1.1 Керування енергією в системі Smart Grid

Інтелектуальна система електропостачання Smart Grid поєднує функції вимірювання, обмін інформацією та керування енергетичними пристроями для узгодження генерації і споживання електроенергії, що забезпечує підвищення енергетичної ефективності та зниження споживання електроенергії. Облік електроенергії у точці спільного приєднання (Point of Common Coupling, далі PCC) характеризує обмін із зовнішньою мережею; система керування енергією (Energy Management System, далі EMS) визначає завдання; двонапрямний силовий перетворювач – трифазний мережевий гібридний інвертора (Power Conversion System, далі PCS), забезпечує заряд або розряд батареї. Розрахункові принципи аналізу систем електропостачання наведено в [1–4].

Генерація сонячної електроенергії підприємством знижує споживання від загальної енергетичної мережі і змінює базовий графік споживання підприємства. Денний максимум навантаження підприємства може частково перекриватися генерацією сонячної електростанції (далі СЕС), тоді як вечірній пік часто потребує іншого засобу регулювання. Тому накопичувач добирають за результуючим графіком після врахування СЕС, а не лише за найбільшим навантаженням підприємства [5-6].

На рисунку 1.1 подано структурну схему об'єкта з навантаженням, сонячної електростанції (далі СЕС) і накопичувачем. У точці РСС формується результуючий обмін із зовнішньою мережею, який є основним об'єктом обмеження в цій роботі.

Система накопичення електроенергії BESS (Battery Energy Storage System) охоплює акумуляторну батарею, двонапрямний перетворювач і

1.2 Способи керування графіком споживання навантаження

Перенесення навантаження (далі load shifting) змінює час виконання технологічних операцій. Реагування на попит (далі Demand Response)

передбачає зміну споживання у відповідь на сигнал, ціну або погоджене обмеження. У базовій задачі графік навантаження є незмінним: керованою величиною є лише потужність BESS.

Збільшення використання власної сонячної генерації — інше завдання. Заряд надлишком СЕС може зменшувати експорт, але режим, найкращий для використання СЕС, не обов'язково є найкращим для обмеження піку. У цій роботі пріоритет має дотримання ліміту імпорту. Заряд із мережі дозволено; експорт надлишку СЕС також дозволено.

1.3 Потужність і енергоємність накопичувача

Номінальна потужність PCS, характеризує допустиму інтенсивність обміну енергією між батареєю та мережею змінного струму. Номінальна енергоємність батареї, кВт·год, визначає її енергетичний ресурс у часі. Це незалежні енергетичні параметри: збільшення енергоємності не компенсує недостатньої потужності, а підвищення потужності не забезпечує потрібної тривалості розряду без відповідного запасу енергії.

Енергію, передану за інтервал сталої потужності визначають за виразом:

$$E = P\Delta t, \quad (1.1)$$

де E — передана енергія, кВт·год; P — стала активна потужність, кВт; Δt — тривалість інтервалу, год.

У всіх розрахунках час задають у годинах. Наприклад, віддавання 20 кВт протягом 0,5 год забезпечує 10 кВт·год на стороні змінного струму. Зменшення внутрішнього запасу енергії буде більшим через втрати під час розряду.

Зменшення внутрішнього запасу енергії батареї під час розряду з урахуванням втрат визначають за формулою:

$$\Delta E_{\text{bat,dis}} = \frac{P_{\text{dis}} \Delta t}{\eta_{\text{dis}}}. \quad (1.2)$$

де $\Delta E_{\text{bat,dis}}$ — величина зменшення запасу енергії батареї протягом розряду, кВт·год; P_{dis} — потужність, віддана на шини змінного струму під час розряду, кВт; Δt — тривалість розряду, год; η_{dis} — ККД повного шляху енергії під час розряду. Індекси «bat» та «dis» позначають батарею і розряд відповідно.

Розрахунок виконують за спрощеною методикою. Електрохімічна динаміка, тобто, залежність напруги від струму й температури акумуляторних батарей та комутаційні процеси перетворювача не входять до предмета роботи. Тому отримана енергоємність характеризує вимоги добового енергетичного балансу навантаження.

1.4 Стан заряду та втрати енергії

Ступінь заряду батареї (state of charge, далі SOC) у цій роботі визначають за енергетичним підходом. У реальній BMS оцінювання SOC також залежить від електрохімічних властивостей, температури та старіння акумуляторних елементів. Для розрахунку добового режиму відносний запас енергії та його допустимі межі задають співвідношенням

$$SOC_k = \frac{E_k}{E_{\text{nom}}}, \quad s_{\text{min}} \leq SOC_k \leq s_{\text{max}}. \quad (1.3)$$

де SOC_k — відносний стан заряду після інтервалу k , частка одиниці; E_k — внутрішній запас енергії після цього інтервалу, кВт·год; E_{nom} — номінальна енергоємність батареї, кВт·год; s_{min} та s_{max} — нижня і верхня допустимі межі SOC, частки одиниці; k — номер інтервалу.

Для всіх варіантів прийнято нижню межу стану заряду 0,20 та верхню 0,90. Ці значення є умовами навчального завдання. Доступний діапазон зміни внутрішнього запасу енергії визначають за формулою

$$E_{use} = (s_{max} - s_{min})E_{nom} = 0.70E_{nom}. \quad (1.4)$$

де E_{use} — доступний діапазон внутрішньої енергії, кВт·год; E_{nom} — номінальна енергоємність, кВт·год; s_{min} та s_{max} — допустимі межі стану заряду, частки одиниці. Коефіцієнт 0,70 дорівнює різниці прийнятих меж 0,90 та 0,20.

ККД процесів заряду та розряду охоплюють повний шлях між мережею змінного струму і внутрішнім запасом енергії батареї. Додаткове врахування тих самих втрат інвертора призвело б до їх подвійного обліку. За сталих ККД, відсутності власного споживання потужності інвертором та однакових початкового і кінцевого запасів енергії, ККД повного циклу заряду/розряду визначають за співвідношенням

$$\eta_{rt} = \eta_{ch}\eta_{dis} = \frac{E_{dis,AC}}{E_{ch,AC}}. \quad (1.5)$$

де η_{rt} — ККД повного циклу заряду та розряду; η_{ch} і η_{dis} — ККД шляхів заряду й розряду; $E_{ch,AC}$ — енергія, отримана накопичувачем із мережі змінного струму під час заряду, кВт·год; $E_{dis,AC}$ — енергія, повернута на цю мережу під час розряду, кВт·год. Індекс «АС» позначає сторону змінного струму.

Зниження максимуму пікової потужності навантаженням може супроводжуватися збільшенням добового імпорту енергії з мережі. За наявності генерації електроенергії СЕС, зміна споживання електроенергії навантаженням додатково залежить від графіку сонячної генерації.

Часовий крок енергетичного розрахунку становить одну годину і відповідає дискретності вихідних даних. Такий підхід дає змогу перевірити допустимість погодинного обміну енергією, проте не характеризує швидкодію регуляторів чи стійкість системи автоматичного керування силового перетворювача.

1.5 Два рівні керування

Добовий план розраховують за прогнозом. Під час виконання обмеження потужності й SOC мають пріоритет над плановою командою. Після суттєвого відхилення прогнозу режим потрібно перепланувати; просте обмеження команди саме по собі не гарантує відновлення SOC наприкінці доби.

На рисунку 1.2 показано взаємозв'язок добового планування та виконання режиму. План визначає бажаний обмін енергією, а виконавчі обмеження забезпечують допустимість потужності та запасу батареї за поточних умов.



Рисунок 1.2 — Планування та виконання режиму BESS

Планувальник використовує прогноз потужності навантаження та генерації на кожний інтервал, заданий ліміт, параметри перетворювача й батареї. Результат його роботи — масиви планового заряду, розряду та очікуваного стану заряду. У практичній роботі ці масиви формують один раз на початку розрахункової доби.

Виконавчий рівень порівнює фактичну потребу з лімітом і враховує наявний запас енергії. Пріоритетним є недопущення виходу батареї за межі SOC. Якщо енергії або потужності недостатньо, частину перевищення покриває мережа; це реєструють як невиконання завдання обмеження піку.

У таблиці 1.1 систематизовано вхідні дані та результати двох рівнів керування і подальшого оцінювання режиму.

Таблиця 1.1 — Дані та результати рівнів керування

Рівень	Вхідні дані	Результат
Планування	Прогноз, ліміт, ККД, межі SOC	Добовий план та параметри BESS
Виконання	Фактична потреба, поточний запас, план	Допустимі команди PCS
Оцінювання	Фактичні потужності та SOC	Нев'язки, перевищення, залишок енергії

2 ОПИС СИСТЕМИ ТА ВИХІДНІ ДАНІ

2.1 Припущення та одиниці вимірювання

Розрахунковий горизонт — 24 год, крок розрахунку — 1 год. Потужності є середніми на інтервалі тривалістю одна година і вважаються сталими всередині нього. В розрахунках k – номер часового розрахункового інтервалу. Для $k = 1$ розглядають інтервал 00:00–01:00, для $k = 24$ — 23:00–24:00. Масив значень потужності містить 24 значення, масив енергії та SOC на межах інтервалів — 25 значень.

Усі потужності — сумарні активні потужності трифазної системи на стороні змінного струму. Графік роботи СЕС задано графіком вихідної потужності до мережі після її інвертора. Втрати зовнішньої мережі, реактивна потужність, гармоніки, саморозряд і власне споживання BESS не враховані. Навантаження не залежить від напруги; перерв у живленні немає.

Потужність передачі електроенергії від BESS до мережі додатна за імпорту (споживання) і від’ємна за експорту (генерації). BESS у базовому алгоритмі розряджається лише для зменшення імпорту, тому не віддає енергію в зовнішню мережу.

Основні позначення розрахункових величин наведено в таблиці 2.1. Повні визначення змінних та одиниці вимірювання додатково подано безпосередньо після кожної формули.

Вхідними параметрами є графіки, масштаб навантаження, потужність СЕС, ліміт та ККД. Потужність PCS, енергоємність і початковий SOC визначають розрахунком. Початковий SOC не задають довільно: його узгоджують із добовим планом.

Таблиця 2.1 — Основні позначення

Позначення	Зміст	Одиниця
P_{load}, P_{PV}	Навантаження та генерація СЕС	кВт
P_{net}	Потреба в потужності до керування BESS	кВт
P_{grid}, P_{lim}	Обмін із мережею та ліміт імпорту	кВт
P_{ch}, P_{dis}	Потужності заряду та розряду на шинах АС	кВт
P_{PCS}	Симетрична гранична потужність PCS	кВт
E_k, E_{nom}	Внутрішній запас та номінальна енергоемність	кВт·год
η_{ch}, η_{dis}	ККД шляхів заряду та розряду	—
SOC, S_{min}, S_{max}	Стан заряду та його допустимі межі	—
$\alpha, \kappa_E, \kappa_P$	Коефіцієнт заряду і коефіцієнти запасу	—

2.2 Нормовані добові графіки

Таблиця 2.2 містить шість навчальних профілів навантаження ℓ та один профіль сонячної генерації g . Значення є частками відповідних номінальних потужностей. Кожен рядок задає весь зазначений годинний інтервал; інтерполювати потужності між рядками в основному розрахунку не потрібно.

Таблиця 2.2 — Нормовані профілі навантаження та СЕС

Час, год	ℓ_1	ℓ_2	ℓ_3	ℓ_4	ℓ_5	ℓ_6	g
1	2	3	4	5	6	7	8
00–01	0,32	0,40	0,55	0,30	0,48	0,38	0,00
01–02	0,30	0,38	0,52	0,28	0,46	0,36	0,00
02–03	0,28	0,36	0,50	0,27	0,44	0,34	0,00
03–04	0,28	0,35	0,50	0,26	0,43	0,34	0,00

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8
04–05	0,30	0,36	0,52	0,28	0,44	0,36	0,00
05–06	0,35	0,40	0,58	0,34	0,48	0,42	0,00
06–07	0,50	0,52	0,70	0,52	0,56	0,58	0,05
07–08	0,70	0,65	0,85	0,78	0,65	0,82	0,18
08–09	0,88	0,72	0,95	1,00	0,72	0,96	0,40
09–10	0,95	0,75	1,00	0,92	0,80	1,00	0,62
10–11	1,00	0,78	0,95	0,78	0,88	0,90	0,82
11–12	0,96	0,74	0,90	0,68	0,92	0,78	0,95
12–13	0,85	0,70	0,82	0,62	0,86	0,68	1,00
13–14	0,86	0,72	0,85	0,64	0,90	0,70	0,92
14–15	0,92	0,78	0,92	0,72	0,94	0,82	0,75
15–16	0,98	0,85	0,98	0,84	0,98	0,96	0,52
16–17	1,00	0,95	0,96	0,96	1,00	1,00	0,28
17–18	0,90	1,00	0,88	1,00	0,98	0,94	0,08
18–19	0,78	0,96	0,80	0,90	0,94	0,86	0,00
19–20	0,64	0,84	0,74	0,72	0,85	0,76	0,00
20–21	0,52	0,70	0,68	0,55	0,74	0,64	0,00
21–22	0,44	0,58	0,62	0,44	0,64	0,52	0,00
22–23	0,38	0,48	0,58	0,36	0,56	0,44	0,00
23–24	0,34	0,43	0,55	0,32	0,50	0,40	0,00

Середні за годинний інтервал потужності навантаження та сонячної електростанції на стороні змінного струму визначають масштабуванням нормованих профілів:

$$P_{load,k} = P_{base} \ell_{j,k}, \quad P_{PV,k} = P_{PV,nom} g_k. \quad (2.1)$$

де $P_{load,k}$ — потужність навантаження в інтервалі k , кВт; P_{base} — базова потужність навантаження, кВт; $\ell_{j,k}$ — нормований коефіцієнт профілю j для інтервалу k ; $P_{PV,k}$ — потужність СЕС після її інвертора, кВт; $P_{PV,nom}$ — номінальна потужність СЕС, кВт; g_k — нормований коефіцієнт сонячної генерації; j — номер профілю навантаження; k — номер годинного інтервалу. Коефіцієнти $\ell_{j,k}$ та g_k безрозмірні.

Параметри конкретного варіанта наведено в таблиці 2.3. Максимум усіх профілів навантаження дорівнює одиниці; максимум g також дорівнює одиниці.

2.3 Індивідуальні варіанти

Для всіх варіантів: $\Delta t = 1$ год; $s_{min} = 0,20$; $s_{max} = 0,90$; коефіцієнти запасу $\kappa_P = \kappa_E = 1,10$. Заряд із мережі та експорт надлишку СЕС дозволені. Потужність PCS приймають однакою для обох напрямків. Значення потужностей у таблиці подано в кВт.

Таблиця 2.3 — Вихідні дані для 30 варіантів

Вар.	j	P_{base}	$P_{PV,nom}$	P_{lim}	η_{ch}	η_{dis}
1	2	3	4	5	6	7
1	1	80	28,0	64,0	0,95	0,95
2	1	100	55,0	78,0	0,94	0,95
3	1	120	90,0	91,2	0,95	0,96
4	1	150	142,5	111,0	0,96	0,96
5	1	180	198,0	129,6	0,95	0,97

Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6	7
6	2	80	28,0	64,0	0,95	0,95
7	2	100	55,0	78,0	0,94	0,95
8	2	120	90,0	91,2	0,95	0,96
9	2	150	142,5	111,0	0,96	0,96
10	2	180	198,0	129,6	0,95	0,97
11	3	80	28,0	64,0	0,95	0,95
12	3	100	55,0	78,0	0,94	0,95
13	3	120	90,0	91,2	0,95	0,96
14	3	150	142,5	111,0	0,96	0,96
15	3	180	198,0	129,6	0,95	0,97
16	4	80	28,0	64,0	0,95	0,95
17	4	100	55,0	78,0	0,94	0,95
18	4	120	90,0	91,2	0,95	0,96
19	4	150	142,5	111,0	0,96	0,96
20	4	180	198,0	129,6	0,95	0,97
21	5	80	28,0	64,0	0,95	0,95
22	5	100	55,0	78,0	0,94	0,95
23	5	120	90,0	91,2	0,95	0,96
24	5	150	142,5	111,0	0,96	0,96
25	5	180	198,0	129,6	0,95	0,97
26	6	80	28,0	64,0	0,95	0,95
27	6	100	55,0	78,0	0,94	0,95
28	6	120	90,0	91,2	0,95	0,96
29	6	150	142,5	111,0	0,96	0,96
30	6	180	198,0	129,6	0,95	0,97

3 МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ

3.1 Розрахунок режиму роботи енергосистеми без накопичувача

Початковий режим визначають за балансом навантаження і сонячної генерації. Послідовність обчислення енергії та показників добового графіка ґрунтується на загальних методах розрахунку електропостачання [1, 3, 6].

Результуючу потребу об'єкта в потужності та обмін із мережею без накопичувача визначають за балансом:

$$P_{\text{net},k} = P_{\text{load},k} - P_{\text{PV},k}, \quad P_{\text{grid},0,k} = P_{\text{net},k}. \quad (3.1)$$

де $P_{\text{net},k}$ — результуюча потреба до використання BESS, кВт; $P_{\text{load},k}$ — потужність навантаження, кВт; $P_{\text{PV},k}$ — потужність СЕС, кВт; $P_{\text{grid},0,k}$ — потужність обміну з мережею без BESS, кВт; k — номер інтервалу; індекс 0 позначає початковий режим. Додатне значення відповідає імпорту, від'ємне — експорту.

Добову енергію споживання та генерації СЕС обчислюють підсумовуванням енергій усіх інтервалів:

$$E_{\text{load}} = \sum_{k=1}^N P_{\text{load},k} \Delta t, \quad E_{\text{PV}} = \sum_{k=1}^N P_{\text{PV},k} \Delta t. \quad (3.2)$$

де E_{load} — енергія навантаження за добу, кВт·год; E_{PV} — вироблена СЕС енергія, кВт·год; $P_{\text{load},k}$ і $P_{\text{PV},k}$ — відповідні середні потужності в інтервалі k , кВт; Δt — тривалість інтервалу, год; $N = 24$ — кількість інтервалів; k — індекс підсумовування від 1 до N .

Середню потужність власного навантаження та коефіцієнт заповнення його графіка визначають за формулами:

$$P_{av} = \frac{E_{load}}{T}, \quad K_{fill,L} = \frac{P_{av}}{\max_k P_{load,k}}. \quad (3.3)$$

де P_{av} — середня за добу потужність навантаження, кВт; E_{load} — його добова енергія, кВт·год; T — тривалість розрахункового періоду, год; $K_{fill,L}$ — коефіцієнт заповнення графіка власного навантаження, частка одиниці; $P_{load,k}$ — потужність навантаження інтервалу k , кВт; $\max_k$ — операція вибору найбільшого значення серед усіх інтервалів. У роботі $T = 24$ год.

Імпорт та експорт обліковують окремо. Алгебраїчна сума енергії за від’ємної потужності не є величиною імпорту.

Енергію імпорту без накопичувача визначають за додатною частиною результуючого графіка:

$$E_{imp,0} = \sum_k \max(P_{net,k}, 0) \Delta t. \quad (3.4)$$

де $E_{imp,0}$ — енергія, отримана із зовнішньої мережі без BESS, кВт·год; $P_{net,k}$ — результуюча потреба в інтервалі k , кВт; Δt — тривалість інтервалу, год; $\max(P_{net,k}, 0)$ — імпортна складова потужності, кВт; k — індекс підсумовування за всіма $N = 24$ інтервалами.

Енергію експорту електроенергії без накопичувача визначають за модулем від’ємної частини результуючого графіка:

$$E_{exp,0} = \sum_k \max(-P_{net,k}, 0) \Delta t. \quad (3.5)$$

де $E_{\text{exp},0}$ — енергія, передана до зовнішньої мережі без BESS, кВт·год; $P_{\text{net},k}$ — результуюча потреба, кВт; Δt — тривалість інтервалу, год; $\max(-P_{\text{net},k}, 0)$ — невід’ємна експортна складова потужності, кВт; k — номер інтервалу, підсумовування виконують за всією добою.

Початкову максимальну потужність імпорту визначають за формулою:

$$P_{\text{peak},0} = \max_k \max(P_{\text{net},k}, 0). \quad (3.6)$$

де $P_{\text{peak},0}$ — найбільша потужність імпорту без BESS, кВт; $P_{\text{net},k}$ — результуюча потреба в інтервалі k , кВт; внутрішня операція $\max$ відокремлює імпорт від експорту, а зовнішня $\max_k$ визначає найбільше значення за добу.

Якщо максимум імпорту не перевищує ліміту, накопичувач для цього завдання не потрібний. У такому разі його не слід штучно добирати за іншими показниками. У наданих 30 варіантах існує ненульова потреба в обмеженні піку.

Погодинний розрахунок характеризує середні значення потужності на інтервалах заданої тривалості. Висновок про виконання ліміту не поширюється автоматично на пускові процеси або внутрішньогодинні піки; для їх оцінювання потрібні дані з вищою часовою роздільністю.

3.2 Потужність PCS і можливість відновлення заряду

Потребу в розряді визначають за додатним перевищенням результуючого навантаження над лімітом імпорту. У базовому режимі накопичувач має повністю покривати цю потребу.

Необхідну для дотримання ліміту потужність розряду в кожному інтервалі визначають за формулою:

$$d_k = \max(P_{\text{net},k} - P_{\text{lim}}, 0). \quad (3.7)$$

де d_k — потрібна потужність розряду в інтервалі k , кВт; $P_{\text{net},k}$ — результуюча потреба об'єкта, кВт; P_{lim} — допустима потужність імпорту, кВт; $\max$ — операція вибору більшого аргументу. За відсутності перевищення ліміту d_k дорівнює нулю.

Номінальну потужність двонапрямого перетворювача з прийнятим запасом визначають за формулою:

$$P_{\text{PCS}} = \kappa_P \max_k(d_k), \quad \kappa_P = 1.10. \quad (3.8)$$

де P_{PCS} — прийнята однакова для заряду й розряду потужність PCS, кВт; κ_P — безрозмірний коефіцієнт запасу потужності; d_k — потрібна потужність розряду інтервалу k , кВт; $\max_k(d_k)$ — найбільша потреба в розряді за добу, кВт. У роботі $\kappa_P = 1,10$.

Після вибору симетричної потужності PCS перевіряють можливість поповнення енергії. Доступну потужність заряду за обмеженнями перетворювача та імпорту визначають за формулою:

$$w_k = \min\{P_{\text{PCS}}, \max(P_{\text{lim}} - P_{\text{net},k}, 0)\}. \quad (3.9)$$

де w_k — найбільша доступна потужність заряду в інтервалі k без урахування межі енергоємності, кВт; P_{PCS} — номінальна потужність перетворювача, кВт;

P_{lim} — ліміт імпорту, кВт; $P_{net,k}$ — результуюча потреба, кВт; $\max$ відокремлює додатний резерв до ліміту; $\min$ вибирає менше з двох обмежень.

Під час розряду доступна потужність заряду дорівнює нулю. За надлишку СЕС резерв до ліміту охоплює цей надлишок і дозволений імпорт. Попередню можливість добового відновлення енергії перевіряють за нерівністю:

$$\eta_{ch} \sum_k w_k \Delta t \geq \frac{1}{\eta_{dis}} \sum_k d_k \Delta t. \quad (3.10)$$

де η_{ch} і η_{dis} — ККД заряду та розряду, частки одиниці; w_k — доступна потужність заряду в інтервалі k , кВт; d_k — потрібна потужність розряду, кВт; Δt — тривалість інтервалу, год; k — індекс підсумовування за добу.

Обидві частини нерівності (3.10) є внутрішньою енергією батареї та вимірюються у кВт·год. Ліва частина нерівності характеризує найбільше поповнення внутрішнього запасу енергії за доступних вікон заряду без урахування обмеженої енергоємності. Права частина визначає енергію, потрібну для покриття запланованого розряду. Невиконання умови потребує перегляду потужності PCS, ліміту або вікон заряду; саме збільшення енергоємності не усуває дефіциту добового поповнення.

У загальній задачі з фіксованою енергоємністю ця умова лише необхідна, оскільки має значення послідовність заряду й розряду. У запропонованій методиці енергоємність та початковий стан добирають далі за повною траєкторією, що забезпечує допустимість сформованого плану.

3.3 Добовий план і розрахунок енергоємності

Для однозначного розрахунку заряд розподіляють пропорційно доступним потужностям. Коефіцієнт пропорційності з умови незмінності запасу енергії за добу визначають за формулою:

$$\alpha = \frac{\sum_k d_k \Delta t}{\eta_{ch} \eta_{dis} \sum_k w_k \Delta t}. \quad (3.11)$$

де α — безрозмірна частка використання доступних потужностей заряду; d_k — потрібна потужність розряду, кВт; w_k — доступна потужність заряду, кВт; η_{ch} , η_{dis} — ККД відповідних процесів; Δt — тривалість інтервалу, год; k — індекс підсумовування за 24 інтервалами.

Формулу (3.11) застосовують за ненульової суми доступної енергії заряду.

Планові потужності заряду та розряду визначають за пропорційним правилом:

$$P_{ch,k} = \alpha w_k, \quad P_{dis,k} = d_k, \quad 0 < \alpha \leq 1. \quad (3.12)$$

де $P_{ch,k}$ — планова потужність заряду в інтервалі k , кВт; $P_{dis,k}$ — планова потужність розряду, кВт; α — частка використання зарядних вікон; w_k — доступна потужність заряду, кВт; d_k — потрібна потужність розряду, кВт.

Умова $0 < \alpha \leq 1$ забезпечує допустимість зарядного плану для варіантів із ненульовою потребою в розряді.

Пропорційний розподіл заряду задає однозначний і відтворюваний план, проте не є розв'язком задачі мінімізації вартості або глобального мінімуму енергоємності. Для цього фіксованого плану визначають накопичену зміну внутрішнього запасу енергії від початку доби:

$$F_0 = 0, \quad F_m = \sum_{k=1}^m (\eta_{ch} P_{ch,k} - \frac{P_{dis,k}}{\eta_{dis}}) \Delta t. \quad (3.13)$$

де F_m — накопичена зміна внутрішнього запасу енергії до межі m , кВт·год; F_0 — її початкове значення; $P_{ch,k}$ і $P_{dis,k}$ — планові потужності на стороні змінного струму, кВт; η_{ch} і η_{dis} — ККД заряду та розряду; Δt — тривалість інтервалу, год; k — індекс підсумовування; m — номер межі від 1 до N .

Для пошуку екстремумів в (3.13) також ураховують $m = 0$.

Екстремуми накопиченої зміни енергії визначають за всіма 25 межами інтервалів, ураховуючи початкову точку. Мінімальну енергоємність для фіксованого плану та вільного початкового SOC визначають за формулою:

$$E_{nom,min}^{plan} = \frac{\max_m F_m - \min_m F_m}{s_{max} - s_{min}}. \quad (3.14)$$

де $E_{nom,min}^{plan}$ — мінімальна номінальна енергоємність для заданого плану та вільного вибору початкового SOC, кВт·год; F_m — накопичена зміна внутрішньої енергії, кВт·год; $\max_m(F_m)$ і $\min_m(F_m)$ — її найбільше та найменше значення серед меж $m = 0, \dots, N$; s_{max} і s_{min} — допустимі межі SOC, частки одиниці; індекс $plan$ указує на фіксований план.

Прийняту номінальну енергоємність з урахуванням проєктного запасу обчислюють за формулою:

$$E_{\text{nom}} = \kappa_E E_{\text{nom,min}}^{\text{plan}}, \quad \kappa_E = 1.10. \quad (3.15)$$

де E_{nom} — прийнята номінальна енергоємність, кВт·год; $E_{\text{nom,min}}^{\text{plan}}$ — мінімальна енергоємність для сформованого плану, кВт·год; κ_E — безрозмірний коефіцієнт запасу енергоємності, прийнятий рівним 1,10.

У (3.14) потрібен розмах траєкторії, а не сумарна енергія всіх розрядів. Батарея може заряджатися між окремими піками. Тому додавання всіх розрядів без урахування їх послідовності може завищувати потрібну енергоємність.

Параметри розраховують без проміжного округлення. Якщо обирають умовний типорозмір, його округлюють у більший бік і повторно визначають початковий SOC та перевіряють режим.

3.4 Початковий стан і баланс потужності

Початкову енергію визначають так, щоб найнижча точка траєкторії збігалася з нижньою дозволеною межею. За коефіцієнта запасу більшого за одиницю над верхньою точкою залишається резерв.

Початковий запас енергії та початковий відносний стан заряду визначають за формулами:

$$E_0 = s_{\text{min}} E_{\text{nom}} - \min_m F_m, \quad SOC_0 = \frac{E_0}{E_{\text{nom}}}. \quad (3.16)$$

де E_0 — запас енергії на початку доби, кВт·год; SOC_0 — початковий відносний стан заряду; s_{min} — нижня допустима межа SOC; E_{nom} — прийнята номінальна енергоємність, кВт·год; F_m — накопичена зміна енергії, кВт·год; $\min_m (F_m)$ — найменше її значення за межами $m = 0, \dots, N$.

Запас енергії та відносний стан заряду на кожній межі інтервалів визначають за формулами:

$$E_m = E_0 + F_m, \quad SOC_m = \frac{E_m}{E_{nom}}. \quad (3.17)$$

де E_m — запас енергії на межі m , кВт·год; E_0 — початковий запас, кВт·год; F_m — накопичена зміна енергії до цієї межі, кВт·год; SOC_m — відносний стан заряду на межі m ; E_{nom} — номінальна енергоемність, кВт·год; $m = 0, \dots, N$ — номер межі.

На початку інтервалу k запас енергії відповідає стану після попереднього інтервалу. Послідовне визначення запасу наприкінці кожної години виконують за рекурентним рівнянням енергетичного балансу:

$$E_k = E_{k-1} + (\eta_{ch} P_{ch,k} - \frac{P_{dis,k}}{\eta_{dis}}) \Delta t. \quad (3.18)$$

де E_k та E_{k-1} — запаси енергії наприкінці й на початку інтервалу k , кВт·год; $P_{ch,k}$ та $P_{dis,k}$ — потужності заряду й розряду на стороні змінного струму, кВт; η_{ch} і η_{dis} — їхні ККД; Δt — тривалість інтервалу, год.

Потужність обміну із зовнішньою мережею після введення накопичувача визначають за балансом:

$$P_{grid,k} = P_{load,k} - P_{PV,k} + P_{ch,k} - P_{dis,k}. \quad (3.19)$$

де $P_{grid,k}$ — потужність обміну з мережею в інтервалі k , кВт; $P_{load,k}$ — потужність навантаження, кВт; $P_{PV,k}$ — потужність СЕС, кВт; $P_{ch,k}$ і $P_{dis,k}$ — потужності заряду та розряду, кВт.

В рівнянні (3.19) додатне значення $P_{\text{grid},k}$ відповідає режиму імпорту електроенергії, від'ємне — експорту.

Тотожність балансу потужності для перевірки кожного інтервалу записують у вигляді:

$$P_{\text{grid},k} + P_{\text{PV},k} + P_{\text{dis},k} = P_{\text{load},k} + P_{\text{ch},k}. \quad (3.20)$$

де $P_{\text{grid},k}$ — знакова потужність обміну з мережею, кВт; $P_{\text{PV},k}$ — потужність СЕС, кВт; $P_{\text{dis},k}$ — потужність розряду накопичувача, кВт; $P_{\text{load},k}$ — потужність навантаження, кВт; $P_{\text{ch},k}$ — потужність заряду, кВт; k — номер інтервалу.

У кожному інтервалі перевіряють дотримання ліміту імпорту, обмежень потужності PCS та відсутність одночасного заряду і розряду. Умову можливості регулярного повторення добового режиму записують як:

$$E_N = E_0, \quad SOC_N = SOC_0. \quad (3.21)$$

де E_N та E_0 — кінцевий і початковий запаси енергії, кВт·год; SOC_N та SOC_0 — відповідні відносні стани заряду; $N = 24$ — кількість інтервалів за добу.

Виконання ліміту протягом однієї доби за зниження кінцевого SOC означає використання попередньо накопиченої енергії. Такий результат не підтверджує можливості повторювати режим щодня. Початковий стан за (3.16) забезпечує базовий план, але його не слід автоматично переносити на інший прогноз без нового розрахунку.

3.5 Показники режиму та перевірка енергії

Імпорт, експорт і максимум після керування визначають за (3.4)–(3.6), використовуючи потужність обміну після дії BESS. Відносне зниження піку за ненульового початкового максимуму обчислюють за формулою:

$$\delta_P = \frac{P_{\text{peak},0} - P_{\text{peak},1}}{P_{\text{peak},0}} \cdot 100\%. \quad (3.22)$$

де δ_P — відносне зменшення максимальної потужності імпорту, %; $P_{\text{peak},0}$ — початковий максимум потужності без накопичувача, кВт; $P_{\text{peak},1}$ — максимум потужності використання накопичувача, кВт.

Коефіцієнт заповнення графіка імпорту визначають за формулою:

$$K_{\text{fill,imp}} = \frac{E_{\text{imp}}}{T \cdot P_{\text{peak}}}. \quad (3.23)$$

де $K_{\text{fill,imp}}$ — безрозмірний коефіцієнт заповнення імпортової частини графіка; E_{imp} — енергія імпорту за розглянутий режим, кВт·год; T — тривалість періоду, год; P_{peak} — найбільша потужність імпорту цього самого режиму, кВт.

У (3.23) використовують лише додатну частину графіка імпорту. Внутрішній коефіцієнт заповнення навантаження підприємства не змінюється, оскільки навантаження в роботі не переносять.

Сумарні втрати енергії в процесах заряду та розряду за добу визначають за формулою:

$$E_{\text{loss}} = \sum_k [(1 - \eta_{\text{ch}})P_{\text{ch},k} + (\frac{1}{\eta_{\text{dis}}} - 1)P_{\text{dis},k}] \Delta t. \quad (3.24)$$

де E_{loss} — втрати енергії, кВт·год; η_{ch} і η_{dis} — ККД заряду й розряду; $P_{\text{ch},k}$ і $P_{\text{dis},k}$ — відповідні потужності процесу заряду і розряду на стороні змінного струму, кВт; Δt — тривалість інтервалу, год; k — індекс підсумовування за всіма інтервалами.

Повний добовий енергетичний баланс системи з урахуванням зміни запасу батареї перевіряють за рівністю:

$$E_{\text{imp}} - E_{\text{exp}} + E_{\text{PV}} = E_{\text{load}} + (E_N - E_0) + E_{\text{loss}}. \quad (3.25)$$

де E_{imp} та E_{exp} — енергії імпорту й експорту, кВт·год; E_{PV} — генерація СЕС, кВт·год; E_{load} — енергія навантаження, кВт·год; E_N та E_0 — кінцевий і початковий запаси батареї, кВт·год; E_{loss} — втрати енергії при її накопиченні, кВт·год.

У базовому циклі зміна запасу енергії дорівнює нулю. За відсутності експорту додатковий імпорт після встановлення BESS дорівнює втратам. За наявності експорту порівнюють повний баланс (3.25).

Частку сонячної генерації, яка не була експортована за межі об'єкта, визначають за формулою:

$$K_{\text{PV,local}} = 1 - \frac{E_{\text{exp}}}{E_{\text{PV}}}. \quad (3.26)$$

де $K_{\text{PV,local}}$ — безрозмірний показник локального використання сонячної генерації; E_{exp} — енергія експорту, що за прийнятим алгоритмом походить тільки від СЕС, кВт·год; E_{PV} — загальна енергія генерації СЕС, кВт·год. Формулу застосовують за $E_{\text{PV}} > 0$.

У (3.26) весь експорт має походити від СЕС, що забезпечує прийнятий алгоритм. Показник означає частку сонячної генерації, яка не залишила об'єкт. Він включає втрати зберігання та можливу зміну запасу, тому не дорівнює частці корисного навантаження, безпосередньо забезпеченого сонячною енергією. Для поділу походження енергії в батареї потрібен окремий облік потоків.

У межах роботи генерацію СЕС задано готовим графіком на стороні змінного струму. Розрахунок інсоляції, температурних поправок, площі фотоелектричних модулів та параметрів їхнього перетворювача до завдання не входить.

4 АЛГОРИТМ КЕРУВАННЯ НАКОПИЧУВАЧЕМ

4.1 Виконання плану з обмеженнями

Розрахунок фактичного режиму виконують послідовно за часовими інтервалами. На кожному кроці враховують поточний запас енергії, результуюче навантаження та план заряду. За перевищення ліміту визначають допустимий розряд і забороняють заряд; в інших інтервалах визначають допустимий заряд за незмінного планового завдання.

Допустиму потужність розряду з урахуванням потреби, потужності PCS та наявної енергії визначають за формулою:

$$P_{\text{dis},k} = \min\{d_k, P_{\text{PCS}}, \frac{\eta_{\text{dis}} \max(E_{k-1} - s_{\text{min}} E_{\text{nom}}, 0)}{\Delta t}\}. \quad (4.1)$$

де $P_{\text{dis},k}$ — фактична допустима потужність розряду в інтервалі k , кВт; d_k — поточна потреба в розряді, кВт; P_{PCS} — гранична потужність перетворювача, кВт; η_{dis} — ККД розряду; E_{k-1} — запас енергії на початку інтервалу, кВт·год; s_{min} — нижня межа значення SOC; E_{nom} — номінальна енергоємність, кВт·год; Δt — тривалість інтервалу, год.

Формулу (4.1) застосовують лише за перевищення результуючою потребою ліміту, одночасно приймаючи заряд нульовим. Якщо перевищення відсутнє, розряд приймають нульовим, а допустиму потужність заряду визначають за формулою:

$$P_{\text{ch},k} = \min\{P_{\text{ch},k}^{\text{plan}}, P_{\text{PCS}}, h_k, b_k\}. \quad (4.2)$$

де $P_{ch,k}$ — допустима фактична потужність заряду, кВт; $P_{ch,k}^{plan}$ — планове завдання заряду, кВт; P_{PCS} — номінальна потужність перетворювача, кВт; h_k — резерв до ліміту імпорту, кВт; b_k — обмеження заряду за вільним запасом енергоємності, кВт; k — номер інтервалу.

Значення h_k та b_k визначають за попередніми розрахунками (4.3) і (4.4).

Допустиму потужність заряду за умовою неперевикнення ліміту імпорту визначають за формулою:

$$h_k = \max(P_{lim} - P_{net,k}, 0). \quad (4.3)$$

де h_k — доступний резерв потужності до ліміту в інтервалі k , кВт; P_{lim} — ліміт імпорту, кВт; $P_{net,k}$ — результуюча потреба навантаження після врахування СЕС, кВт; $\max$ — операція вибору більшого аргументу.

Допустиму потужність заряду за залишком доступної енергоємності обчислюють за формулою:

$$b_k = \frac{\max(s_{max}E_{nom} - E_{k-1}, 0)}{\eta_{ch}\Delta t}. \quad (4.4)$$

де b_k — найбільша потужність заряду без перевищення верхньої межі SOC, кВт; s_{max} — верхня допустима межа SOC; E_{nom} — номінальна енергоємність, кВт·год; E_{k-1} — початковий запас енергії інтервалу, кВт·год; η_{ch} — ККД заряду; Δt — тривалість інтервалу, год; $\max$ відокремлює невід'ємний вільний запас.

Після визначення допустимих потужностей запас енергії оновлюють за (3.18). Обмеження застосовують до потужності до обчислення зміни енергії.

Штучне приведення вже розрахованого SOC до граничного значення без відповідного коригування потужності порушує енергетичний баланс.

За точного прогнозу, розрахованих параметрів і початкового стану виконавчий алгоритм відтворює план. За недостатньої батареї або помилки прогнозу він зберігає допустимий SOC, але може не забезпечити ліміт імпорту. Таке перевищення потрібно показати в результатах, а не приховувати примусовим обмеженням P_{grid} .

4.2 Послідовність виконання та оцінювання відхилень

Недостатність потужності чи енергоємності оцінюють за найбільшим перевищенням ліміту та його інтегральною величиною. Остання має одиницю енергії, проте не є недовідпущеною енергією, оскільки навантаження повністю забезпечується мережею.

Найбільше перевищення встановленого ліміту потужності визначають за формулою:

$$\Delta P_{\text{max}} = \max_k \max(P_{\text{grid},k} - P_{\text{lim}}, 0). \quad (4.5)$$

де ΔP_{max} — найбільше перевищення ліміту за добу, кВт; $P_{\text{grid},k}$ — розрахована потужність імпорту в інтервалі k , кВт; P_{lim} — установлений ліміт, кВт; $\max_k$ — пошук максимуму за всіма інтервалами.

Інтегральну величину перевищення ліміту визначають підсумовуванням надлишкової енергії імпорту:

$$E_{\text{over}} = \sum_k \max(P_{\text{grid},k} - P_{\text{lim}}, 0) \Delta t. \quad (4.6)$$

де E_{over} — інтегральне перевищення енергії, кВт·год; $P_{\text{grid},k}$ — потужність обміну з мережею, кВт; P_{lim} — ліміт імпорту, кВт; Δt — тривалість інтервалу, год; k — індекс підсумовування за добу.

Показник E_{over} характеризує перевищення погодженого графіка, а не перерву електропостачання.

Крім цих величин, фіксують різницю кінцевого та початкового SOC. Оцінка відхилення прогнозу без перевірки залишкового запасу енергії є неповною.

Блок-схема виконавчого алгоритму для одного розрахункового інтервалу представлена на рисунку 4.1.

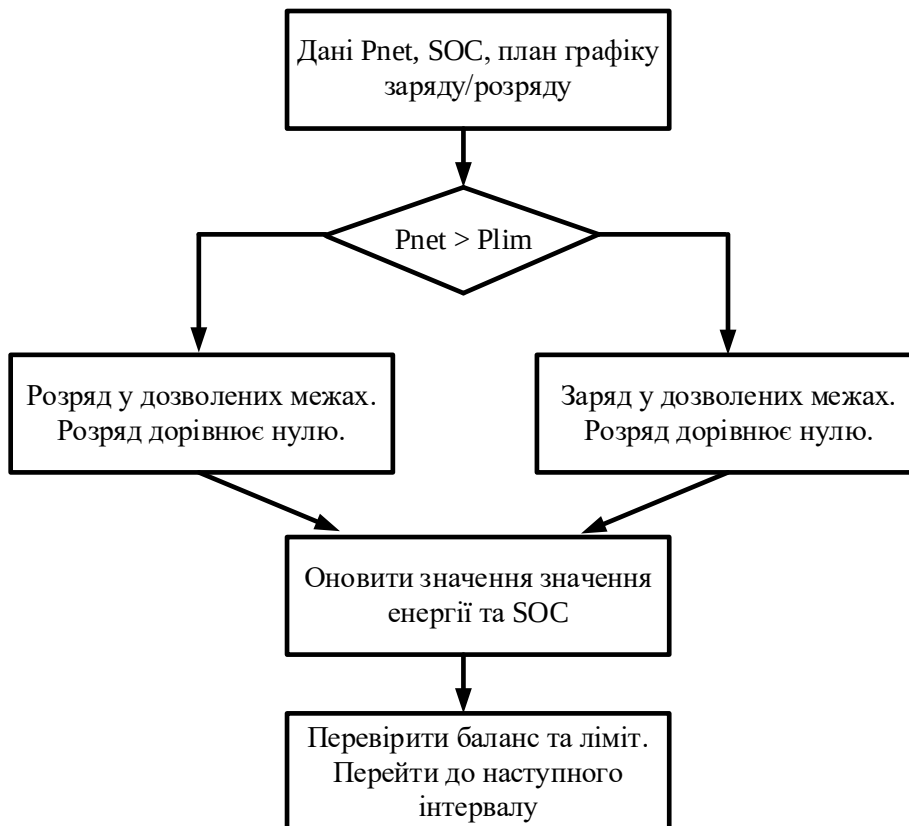


Рисунок 4.1 — Блок-схема виконавчого алгоритму для одного розрахункового інтервалу

5 ПРИКЛАД РОЗРАХУНКУ

5.1 Вихідні дані та підбір параметрів

Розглянемо варіант 1: профіль навантаження $j = 1$; $P_{\text{base}} = 80$ кВт; $P_{\text{PV,nom}} = 28$ кВт; $P_{\text{lim}} = 64$ кВт; $\eta_{\text{ch}} = \eta_{\text{dis}} = 0,95$; $s_{\text{min}} = 0,20$; $s_{\text{max}} = 0,90$. Коефіцієнти запасу дорівнюють 1,10. Розрахунковий крок — 1 год.

Добове навантаження становить 1234,400 кВт·год, генерація СЕС — 183,960 кВт·год. Максимальна потреба в потужності мережі без BESS дорівнює 72,160 кВт. Вона спостерігається в інтервалі 16:00–17:00: навантаження дорівнює 80 кВт, генерація СЕС — 7,84 кВт.

Для інтервалу 16:00–17:00 потрібну потужність розряду визначають числовою підстановкою у (3.7):

$$d_{17} = 80 - 7.84 - 64 = 8.16 \text{ kW.} \quad (5.1)$$

де d_{17} — потреба в розряді для 17-го інтервалу, кВт; 80 кВт — потужність навантаження; 7,84 кВт — генерація СЕС; 64 кВт — ліміт імпорту. Отримане значення 8,16 кВт є потужністю на стороні змінного струму.

Прийняту потужність PCS для варіанта 1 визначають за (3.8):

$$P_{\text{PCS}} = 1.10 \cdot 8.16 = 8.976 \text{ kW.} \quad (5.2)$$

де P_{PCS} — номінальна потужність перетворювача, кВт; 1,10 — коефіцієнт запасу k_p ; 8,16 кВт — найбільша потреба в розряді за добу.

Сума енергії розряду на стороні АС становить 13,920 кВт·год. Сума доступної енергії заряду $\Sigma w \cdot \Delta t$ дорівнює 171,472 кВт·год. Коефіцієнт пропорційного заряду:

$$\alpha = \frac{13.920}{0.95 \cdot 0.95 \cdot 171.472} = 0.089950. \quad (5.3)$$

де α — коефіцієнт пропорційного заряду; 13,920 кВт·год — сумарна енергія потрібного розряду на стороні змінного струму; 0,95 та 0,95 — ККД заряду і розряду; 171,472 кВт·год — сума доступних потужностей заряду, помножених на тривалість відповідних інтервалів.

За отриманим планом мінімум накопиченої зміни енергії становить –3,972 кВт·год, максимум — 10,681 кВт·год. Розмах траєкторії, обчислений без проміжного округлення, дорівнює 14,652632 кВт·год.

Мінімальну номінальну енергоємність для сформованого плану визначають підстановкою у (3.14):

$$E_{\text{nom,min}}^{\text{plan}} = \frac{14.652632}{0.90 - 0.20} = 20.932331 \text{ kWh}. \quad (5.4)$$

де $E_{\text{nom,min}}^{\text{plan}}$ — мінімальна енергоємність для цього плану, кВт·год; 14,652632 кВт·год — розмах накопиченої зміни внутрішньої енергії; 0,90 і 0,20 — верхня та нижня допустимі межі SOC.

Номінальну енергоємність з десятивідсотковим запасом визначають за (3.15):

$$E_{\text{nom}} = 1.10 \cdot 20.932331 = 23.025564 \text{ kWh.} \quad (5.5)$$

де E_{nom} — прийнята номінальна енергоємність, кВт·год; 1,10 — коефіцієнт запасу κ_E ; 20,932331 кВт·год — мінімальна енергоємність для сформованого плану.

Початкові енергетичні умови, визначені за (3.16), становлять:

$$E_0 = 8.576923 \text{ kWh}, \quad SOC_0 = 0.372496. \quad (5.6)$$

де E_0 — початковий запас енергії батареї, кВт·год; SOC_0 — відносний початковий стан заряду, частка одиниці. Значення 0,372496 відповідає приблизно 37,250 % номінальної енергоємності.

Наведені значення округлено лише для подання. У розрахунку використано повну точність. За реального вибору обладнання потрібно перейти до доступного типорозміру та повторити перевірку; тут аналізують безперервні розрахункові параметри.

5.2 Погодинні результати прикладу

Таблиця 5.1 містить результати для варіанта 1. SOC подано наприкінці інтервалу; початкове значення — 37,250 %. Потужності — у кВт, заряд та розряд невід’ємні. Потребу P_{net} беруть до дії BESS.

Для інтервалу 16:00–17:00 розряд дорівнює 8,160 кВт, заряд — нулю, імпорт — 64,000 кВт. Внутрішній запас за цю годину зменшується на $8,160/0,95 = 8,589474$ кВт·год. Це значення більше за віддану енергію на стороні АС.

Таблиця 5.1 — Розрахований добовий режим

Час	P _{net}	P _{ch}	P _{dis}	P _{grid}	SOC, %
00–01	25,600	0,807	0,000	26,407	40,581
01–02	24,000	0,807	0,000	24,807	43,912
02–03	22,400	0,807	0,000	23,207	47,243
03–04	22,400	0,807	0,000	23,207	50,574
04–05	24,000	0,807	0,000	24,807	53,905
05–06	28,000	0,807	0,000	28,807	57,237
06–07	38,600	0,807	0,000	39,407	60,568
07–08	50,960	0,807	0,000	51,767	63,899
08–09	59,200	0,432	0,000	59,632	65,680
09–10	58,640	0,482	0,000	59,122	67,669
10–11	57,040	0,626	0,000	57,666	70,252
11–12	50,200	0,807	0,000	51,007	73,584
12–13	40,000	0,807	0,000	40,807	76,915
13–14	43,040	0,807	0,000	43,847	80,246
14–15	52,600	0,807	0,000	53,407	83,577
15–16	63,840	0,014	0,000	63,854	83,636
16–17	72,160	0,000	8,160	64,000	46,332
17–18	69,760	0,000	5,760	64,000	20,000
18–19	62,400	0,144	0,000	62,544	20,594
19–20	51,200	0,807	0,000	52,007	23,925
20–21	41,600	0,807	0,000	42,407	27,256
21–22	35,200	0,807	0,000	36,007	30,587
22–23	30,400	0,807	0,000	31,207	33,918
23–24	27,200	0,807	0,000	28,007	37,250

5.3 Графіки потужності та підсумкові показники

На рисунку 5.1 подано розрахункові добові графіки навантаження, генерації СЕС та обміну із зовнішньою мережею. Зменшення імпорту в пікових інтервалах забезпечується розрядом батареї; збільшення імпорту в інших інтервалах відповідає поповненню її запасу енергії.

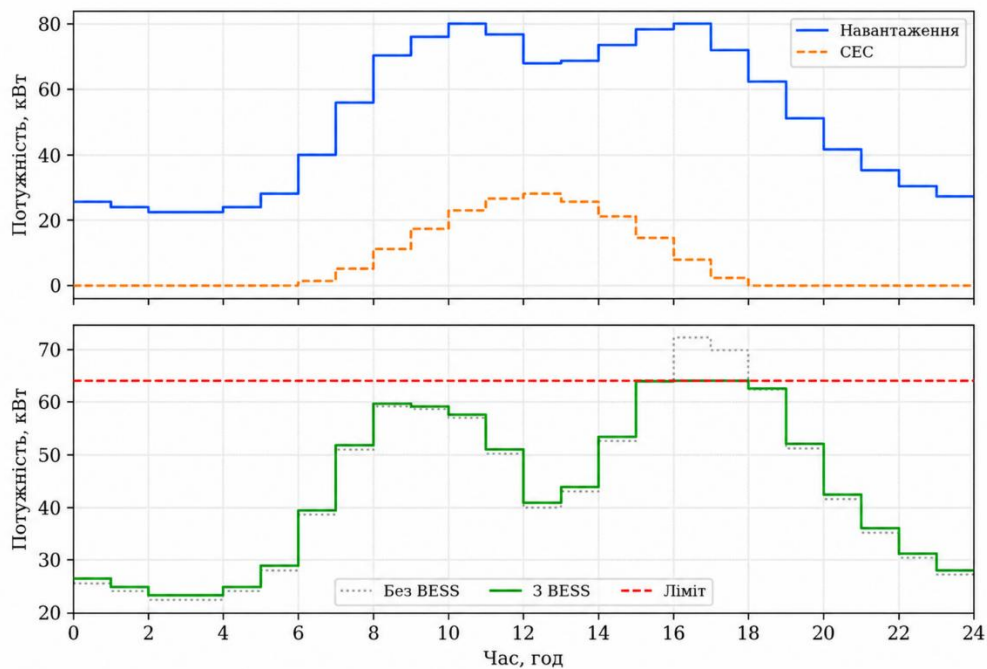


Рисунок 5.1 — Графіки потужності навантаження, генерація та обмін із мережею для варіанта 1

У таблиці 5.2 наведено кількісне порівняння енергетичних показників до та після використання накопичувача.

Максимум імпорту зменшився на 8,160 кВт, але добовий імпорт зріс на 1,504 кВт·год через втрати накопичення. У цьому варіанті СЕС не створює надлишку генерації, тому показник локального використання СЕС дорівнює 1 до і після встановлення BESS.

Таблиця 5.2 — Порівняння енергетичних показників

Показник	Без BESS	3 BESS
Максимум імпорту електроенергії, кВт	72,160	64,000
Імпорт енергії, кВт·год	1050,440	1051,944
Експорт енергії, кВт·год	0,000	0,000
Коефіцієнт заповнення імпорту	0,6065	0,6849
Втрати BESS, кВт·год	—	1,504
Зниження піку споживання потужності, %	—	11,308

5.4 Траскторія заряду та перевірка балансу

На рисунку 5.2 наведено розрахункові графіки потужності BESS і стану заряду батареї. Додатна потужність відповідає розряду, від’ємна — заряду; спад і зростання SOC характеризують відповідно зменшення та поповнення внутрішнього запасу енергії.

Мінімальний SOC становить 20,000 %, максимальний — 83,636 %. Наприкінці доби SOC повертається до 37,250 %. Верхня межа не досягається через десятивідсотковий запас енергоємності та спосіб вибору початкового стану.

Сумарні енергії заряду та розряду на стороні змінного струму за погодинним планом становлять:

$$E_{ch,AC} = 15.423823 \text{ kWh}, \quad E_{dis,AC} = 13.920000 \text{ kWh}. \quad (5.7)$$

де $E_{ch,AC}$ — енергія, отримана накопичувачем під час заряду, кВт·год; $E_{dis,AC}$ — енергія, віддана під час розряду, кВт·год; індекс AC позначає шини змінного струму.

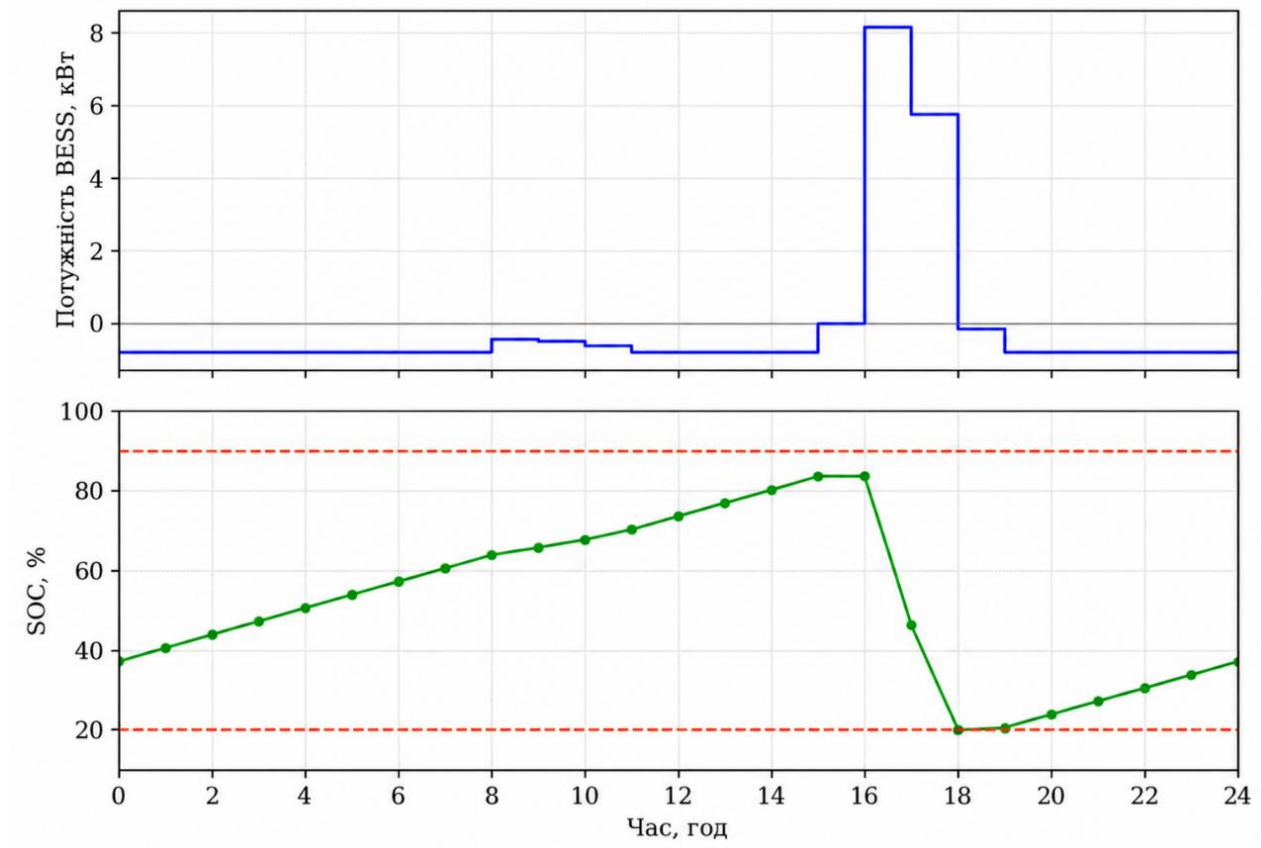


Рисунок 5.2 — Потужність BESS і стан заряду

ККД повного добового циклу визначають відношенням відданої та отриманої енергій за (1.5):

$$\eta_{rt} = \frac{13.920000}{15.423823} = 0.9025. \quad (5.8)$$

де η_{rt} — ККД повного циклу, частка одиниці; 13,920000 кВт·год — енергія розряду $E_{dis,AC}$; 15,423823 кВт·год — енергія заряду $E_{ch,AC}$. Значення 0,9025 відповідає 90,25 %.

Добовий енергетичний баланс варіанта 1 за відсутності експорту та зміни запасу батареї має вигляд:

$$1051.943823 + 183.960000 = 1234.400000 + 1.503823. \quad (5.9)$$

де 1051,943823 кВт·год — енергія імпорту E_{imp} ; 183,96 кВт·год — генерація СЕС E_{PV} ; 1234,400000 кВт·год — енергія навантаження E_{load} ; 1,503823 кВт·год — втрати накопичення E_{loss} . Експорт E_{exp} дорівнює нулю, а кінцевий запас E_N дорівнює початковому E_0 .

Рівність (5.9) підтверджує добовий енергетичний баланс. На рисунку 5.2 стан заряду змінюється лінійно всередині годинних інтервалів, оскільки потужності та ККД у кожному з них прийнято сталими.

6 ЗАВДАННЯ ДЛЯ САМОСТІЙНОГО ВИКОНАННЯ

1 Виписати параметри свого варіанта з таблиці 2.3, відновити погодинні графіки за таблицею 2.2 та перевірити одиниці. Побудувати структурну схему з позначенням PCS, EMS, PCS, BMS, CEC і навантаження.

2 Розрахувати режим без BESS: добову енергію навантаження і CEC, середню та максимальну потужності, коефіцієнт заповнення, імпорт і експорт. Визначити інтервали перевищення заданого ліміту.

3 Визначити потрібний розряд, потужність PCS та доступні вікна заряду. Перевірити умову (3.10) і пояснити фізичний зміст кожної її частини.

4 Обчислити α , сформувати план заряду та розряду. Побудувати масив F для всіх меж інтервалів; визначити його мінімум, максимум і розмах. Розрахувати мінімальну енергоємність для плану, прийняту енергоємність із запасом та початковий SOC.

5 Виконати погодинний розрахунок режиму. Для одного інтервалу заряду та одного інтервалу розряду навести повну числову підстановку у формули потужності й енергії.

6 Перевірити баланс потужності в кожному інтервалі, добовий баланс енергії, обмеження PCS і SOC, відсутність одночасного заряду та розряду і добову циклічність. Обчислити показники (3.22)–(3.26).

7 Виконати за розділом 7 три додаткові погодинні розрахунки: зі зменшеною до 80 % енергоємністю; зі зменшеною до 70 % потужністю PCS; зі збільшеним на 10 % навантаженням і зменшеною на 20 % генерацією CEC. Зберегти базові початковий відносний SOC та план заряду; фактичні потужності визначати за обмеженнями розділу 4.

8 Для кожного розрахункового сценарію визначити максимум імпорту, найбільше та інтегральне перевищення ліміту, граничні значення SOC і його зміну за добу. Установити, яке обмеження визначає результат.

9 Сформулювати висновок про придатність розрахованих параметрів для базових даних та межі застосовності плану. Запропонувати спосіб коригування режиму за похибки прогнозу.

7 РОЗРАХУНКОВИЙ АНАЛІЗ ЧУТЛИВОСТІ

7.1 Умови та послідовність розрахунку

Аналіз чутливості встановлює, як недостатня потужність, обмежений запас енергії та похибка прогнозу впливають на виконання ліміту. Для кожного сценарію формують окрему погодинну таблицю з 24 інтервалами та 25 граничними станами. Параметри базового плану беруть із розділу 3.

Початковий відносний SOC в усіх сценаріях дорівнює базовому. Абсолютний початковий запас визначають множенням цього SOC на енергоємність відповідного сценарію. Тому за зменшення енергоємності до 80 % початковий запас енергії також зменшується до 80 % базового.

Планові потужності заряду в усіх сценаріях залишають базовими. Потребу в розряді кожної години повторно визначають за (3.7) з урахуванням фактичних навантаження та генерації. Перепланування заряду не виконують, щоб відокремити вплив параметрів і похибки прогнозу.

Для кожного інтервалу послідовно визначають результуючу потребу; обирають заряд або розряд; застосовують обмеження (4.1)–(4.4); оновлюють запас за (3.18); обчислюють потужність мережі за (3.19). Отриманий кінцевий запас використовують як початковий для наступного інтервалу.

7.2 Розрахункові сценарії

Сценарій 1 — базовий режим. Використовують розраховані номінальні енергоємність, потужність PCS, початковий SOC та прогнозні графіки. Виконавчі обмеження мають відтворити базовий план із дотриманням ліміту і добової циклічності.

Сценарій 2 — зменшена енергоємність. Приймають 80 % базової номінальної енергоємності за незмінної потужності PCS. Визначають інтервали досягнення нижньої та верхньої меж SOC і наслідки обмеження заряду або розряду.

Сценарій 3 — зменшена потужність PCS. Приймають 70 % базової потужності перетворювача за незмінної енергоємності. Однакове зменшення застосовують до обох напрямків обміну. Оцінюють перевищення ліміту за наявності невикористаного енергетичного ресурсу батареї.

Сценарій 4 — відхилення прогнозу. Параметри BESS залишають базовими, фактичне навантаження кожного інтервалу збільшують на 10 %, а генерацію СЕС зменшують на 20 %. Початковий SOC і план заряду залишають базовими; оцінюють достатність резервів для зміненого графіка.

Після завершення кожного сценарію визначають максимум імпорту, показники (4.5), (4.6), мінімальний та максимальний SOC і його зміну за добу. Кінцевий SOC не прирівнюють примусово до початкового: порушення циклічності є результатом розрахунку.

7.3 Перевірка правильності та контрольні значення

Критерії таблиці 7.1 застосовують до погодинних розрахунків. Нев'язки мають бути зумовлені лише округленням; невиконання ліміту у зміненому сценарії не означає помилку, якщо баланс та фізичні обмеження виконуються.

У таблиці 7.2 наведено контрольні результати для варіанта 1, отримані послідовним застосуванням формул розділів 3 і 4 без проміжного округлення.

У базовому режимі початковий і кінцевий SOC становлять близько 37,250 %. Зменшення енергоємності призводить до досягнення нижньої межі перед завершенням потрібного розряду, а зменшення потужності PCS — до

неможливості покриття піку навіть за достатнього запасу енергії. За похибки прогнозу одночасно змінюються потреба в розряді та доступні вікна заряду.

Таблиця 7.1 — Критерії перевірки розрахунку

Перевірка	Критерій
Баланс потужності	Нев'язка не більша за 0,1 % P_{base}
Добовий баланс енергії	Нев'язка не більша за 0,1 % E_{load}
Базовий кінцевий SOC	Відхилення від початкового $\leq 0,1$ в. п.
Допустимі межі SOC	0,20...0,90;
Потужність PCS	Команди не перевищують P_{PCS}
Взаємне блокування	$P_{ch} \cdot P_{dis} = 0$ на кожному інтервалі
Контроль точності обчислень	Розрахунок без проміжного округлення; округлення лише для подання

Таблиця 7.2 — Контрольні результати розрахункових сценаріїв

Режим, варіант 1	Пік імпорту, кВт	Перевищення, кВт
Базовий BESS	64,0000	0,0000
Енергоємність 0,8 базової	65,6704	1,6704
Потужність PCS 0,7 базової	65,8768	1,8768
Похибка прогнозу	81,7280	17,7280

Результати всіх сценаріїв узагальнюють у таблиці 8.1. У висновку окремо обґрунтовують достатність потужності, енергоємності та можливість відновлення початкового запасу до кінця доби.

8 ЗМІСТ ЗВІТУ ТА КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

8.1 Вимоги до звіту

Звіт має містити назву дисципліни, тему роботи, номер варіанта, відомості про виконавця, мету, вихідні дані й прийняті припущення. Схему слід доповнити напрямками потоків та позначеннями, узгодженими з формулами.

Розрахункову частину подають послідовно: початковий режим; потужність PCS; умова відновлення заряду; добовий план; розмах накопиченої зміни енергії; енергоемність; початковий SOC; режим після керування. Біля кожного числового результату вказують одиницю.

Погодинна таблиця повинна містити час, навантаження, СЕС, результуючу потребу, заряд, розряд, обмін із мережею та SOC на початку і наприкінці інтервалу. Для пояснення добору енергоемності окремо подають траєкторію F або її екстремуми з часом досягнення.

Графіки повинні містити назви осей, одиниці вимірювання та легенду. На графіку обміну з мережею позначають ліміт імпорту, на графіку SOC — допустимі межі. Висновки мають спиратися на кількісне порівняння сценаріїв, результати перевірки балансів і пояснення визначальних обмежень.

Таблицю 8.1 заповнюють результатами власних погодинних розрахунків. Зміну SOC подають у відсоткових пунктах: різницю кінцевого та початкового значень у частках одиниці множать на 100. У висновку визначають причину перевищення ліміту та оцінюють можливість повторення отриманого режиму наступної доби.

Таблиця 8.1 — Форма порівняння розрахункових сценаріїв

Показник	База	0,8 E _{ном}	0,7 PPCS	Похибка
Максимум імпорту, кВт	—	—	—	—
Найбільше перевищення, кВт	—	—	—	—
Інтеграл перевищення, кВт·год	—	—	—	—
Мінімальний SOC, %	—	—	—	—
Максимальний SOC, %	—	—	—	—
Зміна SOC за добу, в. п.	—	—	—	—

8.2 Контрольні питання

1 Які вимірювання та команди потрібні для реалізації обмеження піку в Smart Grid?

2 Чим відрізняються функції EMS, BMS та PCS?

3 Чому накопичувач добирають за результуючою потребою після врахування СЕС?

4 Чим відрізняються номінальна потужність та енергоємність BESS?

5 Яка різниця між енергією на стороні АС та зміною внутрішнього запасу батареї?

6 Як визначають SOC в енергетичному розрахунку та якими є обмеження такого визначення?

7 Чому під час заряду імпорту також може перевищувати ліміт?

8 Який фізичний зміст умови можливості відновлення заряду (3.10)?

9 Що означає $\alpha > 1$ та чому це не виправляється лише збільшенням енергоємності?

10 Чому заряд і розряд у запропонованому плані не відбуваються одночасно?

11 Навіщо включати початкову точку F_0 до пошуку екстремумів?

12 Чому розмах F , а не сума всіх розрядів, визначає батарею для фіксованого плану?

13 За яких умов формула (3.14) дає мінімальну енергоємність?

14 Як визначається початковий SOC та чи є він незалежним вхідним параметром?

15 Що порушується, якщо обрізати SOC після розрахунку недопустимої потужності?

16 Чому зниження піку не обов'язково зменшує добовий імпорт енергії?

17 Коли показник локального використання СЕС за (3.26) коректний?

18 Чому потрібні 24 значення потужності та 25 значень SOC?

19 Чи підтверджує погодинний розрахунок дотримання ліміту миттєвої потужності?

20 Які результати свідчать про недостатню потужність PCS, а які — про недостатню енергоємність?

21 Чому план за точного прогнозу може втратити циклічність у фактичних умовах?

22 Які дані потрібні для оцінювання вартості та старіння батареї?

Список літератури

1 Бурбело М. Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків: навч. посіб. 2-ге вид., перероб. і доп. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. 148 с. <https://do.kart.edu.ua/mod/resource/view.php?id=630560>

2 Шкрабець Ф. П. Електропостачання: навч. посібник. Дніпро: НГУ, 2015. 540 с.

3 Мілих В. І., Павленко Т. П. Електропостачання промислових підприємств: підручник. Харків: ФОП Панов А. М., 2016. 272 с.

4 Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Електричні системи і мережі: навч. посібник / за ред. П. Д. Лежнюка. Вінниця: ВНТУ, 2020. Ч. 1. 200 с.

5 Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Електричні системи і мережі: навч. посібник / за ред. П. Д. Лежнюка. Вінниця: ВНТУ, 2021. Ч. 2. 159 с.

6 Бурбело М. Й., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків: навч. посібник. Вінниця: ВНТУ, 2011. 204 с.

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до проведення практичних занять з освітнього компонента

*«SMART GRID ТЕХНОЛОГІЇ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ,
ЕЛЕКТРОТЕХНІЦІ ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІЦІ»*

для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти
спеціальності G3 «Електрична інженерія»
освітньої програми «Електропостачання та ресурсозберігаючі технології» всіх
форм здобуття освіти

Відповідальний за випуск Плахтій О. А.

Редактор Ібрагімова Н. В.

Підписано до друку 18.08.2026 р.

Умовн. друк. арк. 3,0. Тираж . Замовлення № .

Видавець та виготовлювач Український державний університет
залізничного транспорту,

61050, Харків-50, майдан Фейєрбаха,7.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 6100 від 21.03.2018 р.