

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(назва факультету)

Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему: **Застосування накопичувачів енергії для стабілізації
роботи автономних енергетичних систем**

Виконав: студент 6 курсу, групи **ЕТмд-61**

напряму підготовки (спеціальності)

**141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Керівник

Нормоконтроль

Завідувач кафедри

Рецензент

Вітайло Р.Є.

(прізвище та ініціали)

Костик Л.М.

(прізвище та ініціали)

Коваль В.П.

(прізвище та ініціали)

Коваль В.П.

(прізвище та ініціали)

Федак С.І.

(прізвище та ініціали)

Факультет *прикладних інформаційних технологій та електроінженерії*
(повна назва факультету)

Кафедра *електричної інженерії*
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри *Коваль В.П.*

« » 2025 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня *магістр*
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю *141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»*
(шифр і назва)

студенту *Вітайлу Роману Євгеновичу*
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи *Застосування накопичувачів енергії для стабілізації роботи автономних енергетичних систем*

Керівник роботи *Костик Любов Миколаївна, к.т.н., доцент*
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом по університету від *12 листопада 2025 року № 4/7–965*

2. Термін подання студентом роботи

3. Вихідні дані до роботи *Електрична схема автономної енергетичної системи (сонячні панелі/вітрові турбіни, батарея, інвертор). Технічні характеристики компонентів: сонячні панелі (потужність, напруга), батарея (ємність, тип), інвертор (потужність, напруга). Дані про споживання енергії: типи споживачів, сезонні варіації навантаження. Графіки роботи системи: генерація енергії, заряд батареї, споживання енергії.*

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналітичний розділ.

2. Розрахунково - дослідницький розділ.

3. Проектно - конструкторський розділ.

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

Презентація з наведеними результатами роботи, порівняльні таблиці, обов'язкові слайди з наведеними пропозиціями по застосуванню накопичувачів енергії для стабілізації роботи автономних енергетичних систем

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н., доц. Гурик О.Я.</i>		
<i>Безпека в надзвичайних ситуаціях</i>	<i>проректор з АГРБ Теслюк В.М.</i>		
<i>Нормоконтроль</i>	<i>к.т.н., зав. каф ЕІ Коваль В.П.</i>		

12 листопада 2025 р.

[illegible]

Вітайло Р.Є.

(прізвище та ініціали)

Костик Л.М.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

У магістерській кваліфікаційній роботі на тему були досліджені ключові фактори, що впливають на ефективність роботи автономних енергетичних систем.

Проведено порівняння різних технологій зберігання енергії та їх вплив на загальну ефективність таких систем.

Метою кваліфікаційної роботи є: дослідження та розробка способів і алгоритмів управління, що дозволяють використовувати систему накопичення електричної енергії для стабілізації роботи автономних енергетичних систем.

Об'єктом дослідження є: автономна енергосистема, що має в своєму складі систему накопичення електричної енергії.

Предметом дослідження є: засоби та способи управління активною потужністю джерел енергії при регулюванні частоти в автономній енергосистемі з накопичувачем енергії.

Перелік ключових слів :

ЕНЕРГОСИСТЕМА, СИСТЕМА НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ, АВТОНОМНІ ЕНЕРГЕТИЧНІ УСТАНОВКИ, ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГІЯ, ПОТУЖНІСТЬ, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ.

ЗМІСТ

с.

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1 Порівняльний аналіз типів підсистем накопичення та областей застосування систем накопичення електричної енергії	8
1.2 Аналіз областей застосування систем накопичення електричної енергії	13
1.3 Аналіз даних про застосування різних типів підсистем накопичення в розподільних електричних мережах	16
1.4 Аналіз підходів до вибору систем накопичення електричної енергії та місць їх розміщення в розподільних електричних мережах	19
1.5 Висновки до розділу 1	24
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	26
2.1 Опис об'єкта дослідження	26
2.2 Визначення енергоємності та місця розміщення системи накопичення електричної енергії	29
2.2.1 Визначення оптимального місця розміщення СНЕЕ	30
2.2.2 Визначення енергоємності СНЕЕ	38
2.3 Вихідні дані для побудови СНЕЕ	41
2.4 Будова СНЕЕ	44
2.5 Висновки до розділу 2	51
3 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	52
3.1 Застосування систем накопичення електричної енергії	52

3.2 Оптимізація напруги на шинах 0,4 кВ за допомогою накопичувачів енергії та ВДЕ	56
3.3 Дослідження ефективності застосування систем накопичення електричної енергії для підвищення пропускної здатності розподільних електричних мереж	60
3.3.1 <i>Визначення найкращих умов для застосування СНЕЕ, на підставі розрахунку капітальних витрат</i>	61
3.3.2 <i>Порівняння ефективності застосування СНЕЕ</i>	65
3.4 Висновки до розділу 3	69
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	70
4.1 Загальні вимоги безпеки до накопичувачів енергії	70
4.2 Правила техніки безпеки при встановленні, експлуатації та обслуговуванні накопичувачів енергії	71
4.2.1 <i>Правила безпеки при встановленні накопичувачів енергії</i>	71
4.2.2 <i>Правила безпеки при експлуатації та обслуговуванні накопичувачів енергії</i>	72
4.3 Фактори, що впливають на протипожежну стійкість об'єктів з накопичувачами енергії в надзвичайних ситуаціях	74
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	77
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	78

ВСТУП

Актуальність теми. Сучасний розвиток енергетичних технологій вимагає постійного удосконалення методів, які забезпечують стабільність та надійність автономних енергетичних систем. Враховуючи зростаючі вимоги до відновлювальних джерел енергії і необхідність зменшення залежності від традиційних енергетичних ресурсів, питання стабільності енергетичних мереж набуває особливої актуальності. Тому важливим аспектом є використання систем зберігання енергії, що забезпечують стабільність виробництва та споживання енергії - критично важливий аспект для автономних систем.

Завдяки своїй здатності зберігати енергію під час надлишкового виробництва та передавати її під час пікових навантажень, накопичувачі енергії стали незамінними компонентами автономних енергетичних систем. Вони дозволяють використання відновлювальних енергетичних ресурсів, таких як фотоелектричні панелі та вітрові електростанції, оскільки ці джерела залежать від зовнішніх факторів. У таких умовах важливо мати можливість зберігати енергію для подальшого використання, що забезпечує стабільне енергопостачання незалежно від зовнішніх змін.

Одним із головних викликів при впровадженні енергетичних накопичувачів є інтеграція цих систем в автономні мережі. Це вимагає комплексного підходу до проектування, управління і оптимізації таких систем. Тому дослідження в цій сфері є надзвичайно важливим, оскільки дозволяють знижувати витрати на енергопостачання та оптимізувати використання ресурсів, та покращити енергоефективність і екологічну стійкість енергетичних систем. Це дослідження зосереджене на застосуванні накопичувачів енергії для стабілізації роботи автономних енергетичних систем і оцінці їх впливу на загальну ефективність мереж.

Використання накопичувачів енергії стимулюватиме розвиток енергетичної незалежності в регіонах, де відсутні централізовані джерела електро-

постачання або де традиційні енергомережі мають обмеження. Це особливо актуально для віддалених і сільських територій, де автономні енергетичні системи, що базуються на відновлювальних джерелах, можуть гарантувати стабільне енергопостачання навіть у найвіддаленіших місцях.

Удосконалення методів управління накопичувачами енергії дозволить оптимізувати витрати на енергетичні ресурси та забезпечити стабільність енергосистем у будь-який час доби, при різних погодних умовах і за будь-яких режимів навантаження. Важливим аспектом є також екологічний вплив цих технологій, оскільки ефективне використання накопичувачів зменшує потребу у викопних енергоресурсах.

Метою кваліфікаційної роботи є: дослідження та розробка способів і алгоритмів управління, що дозволяють використовувати систему накопичення електричної енергії для стабілізації роботи автономних енергетичних систем.

Об'єктом дослідження є: автономна енергосистема, що має в своєму складі систему накопичення електричної енергії.

Предметом дослідження є: засоби та способи управління активною потужністю джерел енергії при регулюванні частоти в автономній енергосистемі з накопичувачем енергії.

Апробація роботи. Вітайло Р.Є. Аналіз ефективності застосування накопичувачів енергії в електричних мережах/ М.Г. Тарасенко, В.І. Гетманюк, Р.Є. Вітайло // Збірник тез доповідей. Матеріали міжнародної науково - технічної конференції « Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій »

(м. Тернопіль, 28 - 29 травня 2025р.) / М-во освіти і науки України, Тернопільський нац. техн. ун-т ім. І. Пулюя – Т.: ТНТУ, 2025. – С. 61– 62.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4-х розділів, висновків, переліку посилань (31 найменування).

Загальний обсяг текстової частини – 82 сторінки, 26 формул, 17 таблиць і 29 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Порівняльний аналіз типів підсистем накопичення та областей застосування систем накопичення електричної енергії

Тривалий час недоліком електрики як енергоносія була відсутність можливості накопичення електроенергії в достатній кількості. З розвитком використання відновлюваних джерел енергії, таких як сонце і вітер, характерною особливістю застосування яких є нерівномірний графік видачі електроенергії, обумовлений мінливими природними умовами, проблема накопичення і зберігання енергії стає ще більш гострою [1]. Однак сучасні досягнення в галузі розвитку різних типів підсистем накопичення дозволяють говорити про часткове вирішення даної проблеми.

У наукових працях, присвячених темі даної роботи, наводиться докладний опис типів акумулюючих елементів, що застосовуються в складі систем накопичення електричної енергії (СНЕЕ), та порівняння їх переваг і недоліків [2,3]. Узагальнюючи результати порівняльного аналізу, залежно від типу застосованої підсистеми накопичення, можна застосувати таку класифікацію СНЕЕ:

- електричні;
- механічні;
- магнітні;
- електрохімічні;
- теплові.

Рівень розвитку акумулюючих елементів на сьогоднішній день дозволяє доповнити дану класифікацію підсистемами накопичення термохімічного та хімічного типу [4].

В таблиці 1.2, та на рисунку 1.1 наведено актуальні дані про

класифікацію

перерахованих типів підсистем накопичення із зазначенням наступних характеристик для кожного типу:

- доступна потужність системи;
- ступінь вивченості технології;
- коефіцієнт корисної дії (ККД);
- час відгуку системи на збурення;
- термін служби і допустима кількість циклів заряду/розряду;
- капітальні витрати на одиницю потужності та енергії;
- тривалість заряду і розряду системи;
- вплив на навколишнє середовище.

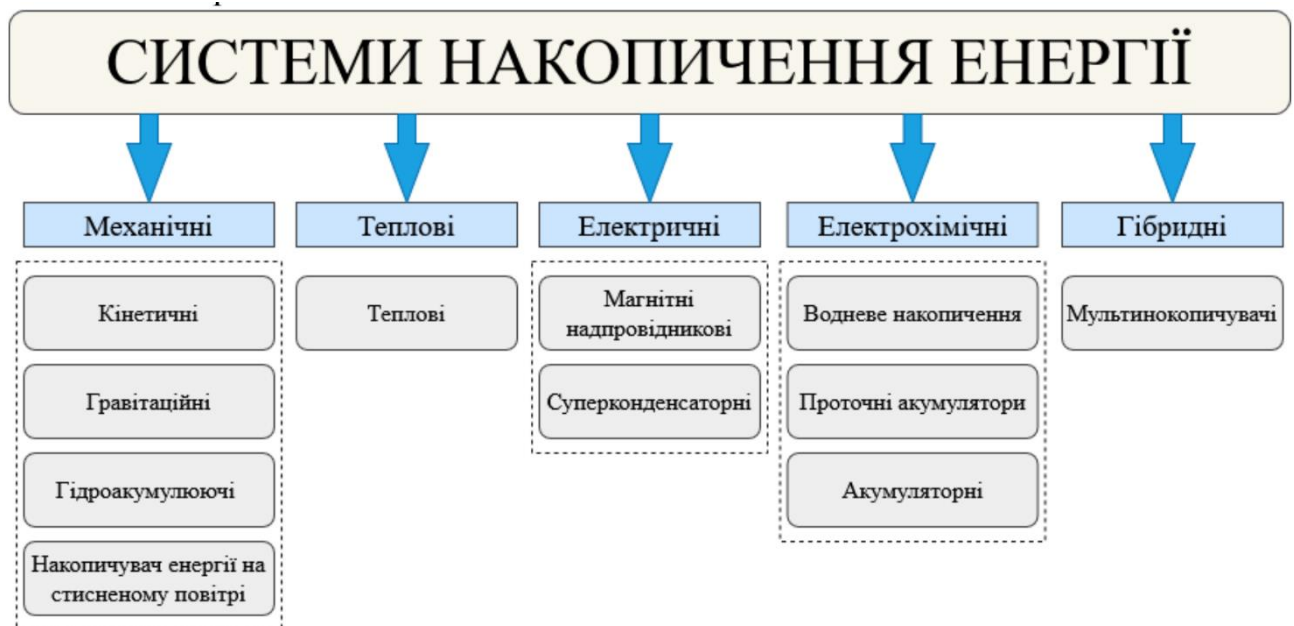


Рисунок 1.1 – Класифікація накопичувачів енергії

Таблиця 1.1

Класифікація різних типів підсистем накопичення

Тип накопичувальної системи	Доступна потужність, МВт	Ступінь вивченості	ККД, %	Час відгуку	Термін служби, років (кількість циклів)	Капітальні витрати на одиницю потужності, (\$/кВт)	Капітальні витрати на одиницю енергії, (\$/кВт·год)	Час заряду	Час розряду	Вплив на навколишнє середовище.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Електричний										
Конденсатор	0-0,05	Серійне застосування	60 65	мс	~ 5 (> 50 000)	200-400	500-1 000	з – ч	мс – 60 хв	Незначно
Іоністор	0-0,3	Добре вивчено	90 95	8 мс	20 + (> 100 000)	100-450	300-2 000	с – ч	мс – 60 хв	Майже немає
Магнітний										
Надпровідний індуктивний накопичувач (СПІН)	0,1-10	Досліджується	95 98	< 100 мс	20 (> 100 000)	200-489	1 000-72 000	хв – год	мс – 8 с	Середнє
Механічний										
Гідроакumuлюючий	100-5 000	Добре вивчено	75 85	з – хв	40-60 (> 13 000)	2 000-4 300	5	год – міс	1 – 24 год +	Значно
Акумулювання стисненого повітря (пнеumo-повітряний)	5-1 000	Добре вивчено	70- 89	1-15 хв	20 (> 13 000)	400-1 000	2-120	год – міс	1 – 24 год +	Значно
Кінетичний (маховиковий)	0,1-20	Початок серійного застосування	93 95	< 4 мс – с	15 + (> 100 000)	250-350	1 000-14 000	с – хв	мс – 15 хв	Майже немає
Термохімічний										
Акумулювання сонячної енергії	0	Досліджується	~ 20- 30	-	- (-)	-	-	год – міс	1 – 24 год +	Нешкідливо

Продовження таблиці 1.1.

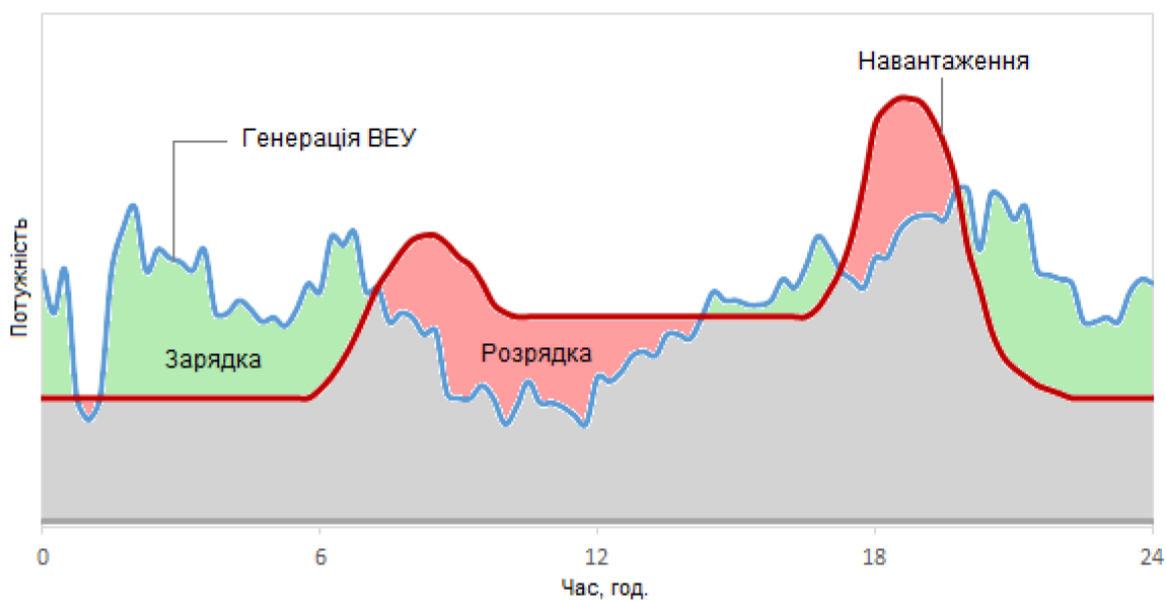
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Електрохімічний										
Свинцево-кислотна АБ	0	Добре вивчено	70 90	5-10 мс	3-15 (300-2 000)	300-600	200-400	хв – <u>дн</u>	з – год	Середньо
Гібридні (свинцево-кислотні АБ та іоністор)	0-36	Досліджується	-	~ 5 мс	3 (3 000)	-	200	хв – <u>дн</u>	з – ч	Середньо
Натрієво-сірчана АБ	0,05-34	Серійне застосування	80 90	1 мс	10-15 (2 500-4 500)	1 000-3 000	300	с – ч	з – ч	Середнє
Літій-іонна АБ	0-100	Пілотні проекти	85 90	20 мс – з	5-15 (1 000-20 000)	900-4 000	600-3 800	хв – <u>дн</u>	хв – год	Середнє
Нікель-кадмієва АБ	0-40	Серійне застосування	60 65	мс	10-20 (2 000-3 500)	500-1 500	400-2 400	хв – <u>дн</u>	з – ч	Середньо
Проточна ванадієва редокс АБ	0,03-3	Початок серійного застосування	~ 85	< 1 мс	10-15 (12 000 +)	1 000-5 000	150-1 000	год – міс	с – 10 год	Середнє
Хімічний										
Водневий паливний елемент (ТЕВ)	0-58,8	Досліджується	25 58	< 1 с	5-20 (1 000-20 000 +)	500-10 000	15	год – міс	с – 24 год +	Незначно
Тепловий										
Наднизькотемпературний (криогенний) накопичувач енергії	0,1-300	Досліджується	40 50	-	20 (> 13 000)	200-300	3-30	хв – <u>дн</u>	1 – 8 год	Нешкідливо
Акумулявання теплової енергії в підземних водоносних пластах	0-5	Досліджується	50- 90	-	10-20 (-)	-	20-50	хв – <u>дн</u>	1 – 8 год	Незначно
Високотемпературний накопичувач енергії	0-60	Досліджується	30 60	-	5 (> 13 000)	-	30-60	хв – міс	1 – 24 год +	Незначно

На підставі аналізу даних таблиці 1.1, можна виконати зіставлення розглянутих типів підсистем накопичення верхньої межі ключових критеріїв порівняння:

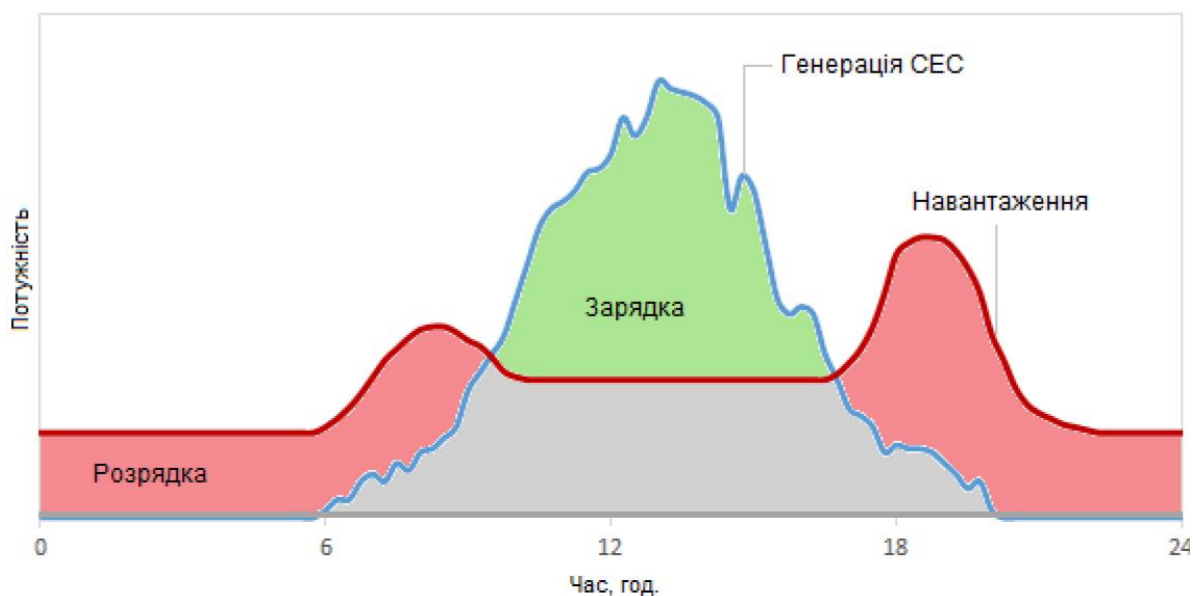
- найбільшу доступну потужність мають механічний (гідроакumuлюючий і пневмо-повітряний), тепловий (криогенний) і електрохімічний (літій – іонна акумуляторна батарея (АБ) типи підсистем накопичення;
- найбільший ККД і найбільший термін служби (допустима кількість циклів заряду/розряду) мають магнітний, механічний (маховиковий) та електричний (іоністор) типи підсистем накопичення;
- найбільший ККД і найбільший термін служби (допустима кількість циклів заряду/розряду) мають магнітні, механічні (маховикові) і електричні (іоністор) типи підсистем накопичення;
- найбільші капітальні витрати на одиницю енергоємності мають магнітний, механічний (маховиковий) та електрохімічний (літій – іонна АБ) типи підсистем накопичення.

З наведеного вище порівняння видно, що СНЕЕ з підсистемами накопичення електрохімічного типу (літій – іонна АБ) надають найбільшу доступну потужність, при цьому вимагаючи найбільших капітальних витрат на одиницю потужності та енергоємності, забезпечуючи середні значення ККД і терміну служби.

Таким чином, найбільш перспективним і рекомендованим типом підсистем накопичення для розглянутих завдань застосування СНЕЕ, з циклами заряду / розряду тривалістю 5 – 10 годин, є літій – іонні АБ.



а) вітрова енергія



а) сонячна енергія

Рисунок 1.2 – Режим спожиття при паралельній роботі СНЕС і ВДЕ

1.2 Аналіз областей застосування систем накопичення електричної енергії

На підставі аналізу зарубіжних наукових видань зазначений перелік було розширено та деталізовано.

Незалежно від типу застосовуваної підсистеми накопичення, технологія накопичення електроенергії дозволяє :

– **виходячи з потреб джерел електроенергії на базі відновлюваних джерел енергії.**

- збільшення ефективності роботи на базі ВДЕ – обсяг виробництва електроенергії залежить від погодних умов і, у разі відсутності навантаження в мережі, енергія первинного джерела (вітрової або сонячної активності) не може бути використана в повному обсязі. Застосування СНЕЕ дозволяє збільшити обсяг видачі потужності;

– **виходячи з потреб енергосистеми**

- розділення в часі процесів виробництва і споживання електроенергії – мережеві компанії постійно підтримують виробничі потужності та лінії електро – передачі для покриття щорічно зростаючого пікового попиту. Дана проблема може бути вирішена за рахунок накопичення електроенергії в нічний час.
- забезпечення необхідної якості електроенергії – одне із завдань мережевих компаній є підтримка частоти і напруги в допустимих межах : регулювання частоти здійснюється зміною навантаження генераторів електростанцій; регулювання напруги здійснюється зміною положень перемикачів РПН трансформаторів, регулюванням генераторів електростанцій і використанням джерел реактивної потужності. Застосування СНЕЕ , за рахунок обміну активною або реактивною потужністю з енергосистемою, дозволяє виконувати дані завдання в повному обсязі;
- збільшення пропускної здатності мережі – при відсутності можливості вчасно провести реконструкцію електромережевих елементів для збільшення їх пропускної здатності, можливе виникнення перевантажень електромережевого обладнання в пікові години. У цьому випадку установка СНЕЕ дозволить відкласти заходи з модернізації електромережевих об'єктів;
- резервне електропостачання особливо відповідальних споживачів – полягає в забезпеченні постійного резервного джерела аварійного енергопостачання для особливо відповідальних споживачів (в т.ч. власних потреб підстан –

Однак сучасний розвиток перетворювальної та мікропроцесорної техніки, за рахунок застосування інтелектуальних методів управління СНЕЕ, дозволяє вирішувати в розподільних електричних мережах напругою 6 – 20 кВ наступні завдання.

- Забезпечення необхідної якості електроенергії:
 - Несинусоїдальність напруги;
 - Несиметричність напруг у трифазній системі;
 - Повільні зміни напруги;
 - Коливання напруги, флікери (коливання світлового джерела освітлення);
 - Переривання напруги;
 - Провали напруги.
- Ліквідація проблем, пов'язаних з компенсацією реактивної потужності:
 - Невідповідність коефіцієнта потужності $\cos\phi$ необхідному;
 - Зниження напруги в вузлах мережі.
- Вивільнення потужності технологічного приєднання:
 - Використання СНЕ для згладжування пікового споживання графіка навантаження.
- Компенсація різкозмінного навантаження:
 - Згладжування піків навантаження;
 - Зниження встановленої потужності (або кількості установок) і витрати палива джерел енергії;
 - Підвищення терміну служби генераторних установок.
- Режим джерела безперебійного живлення:
 - Застосування в житлово-комунальному господарстві;
 - Застосування в активно-адаптивній системі електропостачання, що працює в автономному режимі або паралельно з мережею.

Розробка алгоритмів управління системами накопичення не входить до завдань даного дослідження. В рамках даної роботи досліджуються можливості СНЕЕ з управління потоком активної потужності для збільшення доступної потужності технологічного приєднання і для запобігання виникненню недопустимих відхилень напруги на шинах 0,4 кВ ТП в прилеглий розподільний електрич –

ній мережі напругою 6–20 кВ. на базі ВДЕ. Крім цього, розглядається застосування СНЕЕ в якості альтернативи традиційним заходам з будівництва лінії електропередачі та трансформаторної підстанції.

1.3 Аналіз даних про застосування різних типів підсистем накопичення в розподільних електричних мережах

Міністерство енергетики США спільно з Sandia National Laboratories створили відкриту базу даних, яка є першоджерелом актуальної інформації про всі наявні в світі СНЕЕ, що знаходяться в експлуатації, стадії монтажу або налагодження.

Аналіз реалізованих у світі проектів дозволяє стверджувати, що в переважній більшості випадків у розподільчих системах (РС) застосовувалися системи накопичення електричної енергії на базі підсистем накопичення електрохімічного типу (65 із 78 проектів). У зв'язку з чим, інші типи, такі як механічні (8 проектів), теплові (4 проекти) і хімічні (1 проект), детально в даній роботі не розглядалися.

Дані щодо реалізованих проектів застосування СНЕЕ з підсистемами накопичення електрохімічного типу в РС представлені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2

Реалізовані в світі проекти застосування СНЕЕ в розподільних мережах

№	Параметр	Значення
1.	Кількість СНЕЕ, шт.	65
2.	Сумарна потужність всіх СНЕЕ, МВт	133,4
3.	Сумарна енергоємність всіх СНЕЕ, кВт·год	262 600
4.	Максимальна потужність однієї СНЕЕ, МВт	20
5.	Максимальна енергоємність однієї СНЕЕ, кВт·год	46 600
6.	Середня потужність СНЕЕ, МВт	2,1
7.	Середня енергоємність СНЕЕ, кВт·год	4 000

Розподіл частоти використання в складі СНЕЕ різних типів підсистем накопичення представлено в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3

Частота використання різних типів підсистем накопичення в реалізованих проєктах застосування СНЕЕ в світі.

№	Тип підсистеми накопичення	Частота використання
1.	Іоністор (суперконденсатор)	2
2.	Гібридні (свинцево-кислотна АБ та <u>іоністор</u>)	1
3.	Свинцево-кислотна АБ	8
4.	Літій-іонна АБ	43
5.	Натрій-сірчана АБ	9
6.	Проточна ванадій-редокс-батарея	1
7.	Цинк-бромна поточна АБ	1

Розподіл за країнами кількості реалізованих проєктів застосування СНЕЕ представлено в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4

Розподіл кількості реалізованих у світі проєктів застосування СНЕЕ по країнах

№	Країна	Кількість проєктів
1.	Австралія	2
2.	Канада	4
3.	Франція	1
4.	Німеччина	9
5.	Італія	3
6.	Японія	1
7.	Південна Корея	1
8.	Нідерланди	1
9.	Португалія	1
10.	Швейцарія	1
11.	Великобританія	7
12.	США	34

Найбільше поширення підсистем накопичення електрохімічного типу пов'язане з тим, що такі пристрої здатні витримувати щоденні заряди / розряди, при середній тривалості циклів 5 – 10 годин, здатні практично миттєво (без інерції) змінювати власний режим роботи і дозволяють масштабувати систему

накопичення в бік збільшення номінальної енергоємності.

Отже, електрохімічний тип підсистеми накопичення найбільшою мірою відповідає досліджуваним завданням застосування СНЕЕ в РС і далі будуть розглядатися підсистеми накопичення тільки електрохімічного типу.



Рисунок 1.2 – Структурна схема СНЕЕ

Для СНЕЕ з підсистемою накопичення електрохімічного типу, структурна схема якої представлена на рисунку 1.2, можна виділити наступні основні компоненти:

- у підсистему накопичення електричної енергії на базі акумуляторних батарей (АБ), яка визначає номінальну енергоємність системи;
- підсистему перетворення, що містить напівпровідниковий перетворювач, який може працювати в режимі випрямлення (при заряді АБ) або в режимі інвертування, перетворюючи постійну напругу від АБ в змінну напругу 50 Гц, і

який визначає нормовану вихідну активну потужність системи;

– підсистему контролю та управління, що визначає вид (позитивний або негативний) і тривалість регулювального впливу.

Необхідно зазначити, що перераховані підсистеми можуть бути визначені

як самостійні системи більш низького рівня розукрупнення, ніж СНЕЕ, частиною якої вони є.

Врахування системного ефекту дозволяє розглядати даний багатофункціо-

нальний пристрій як активний елемент РС, регулювальний вплив від якого визначається завданням його застосування.

Пропонована виробниками обладнана схема підключення СНЕЕ до мережі в однолінійному виконанні наведена на рисунку 1.3.

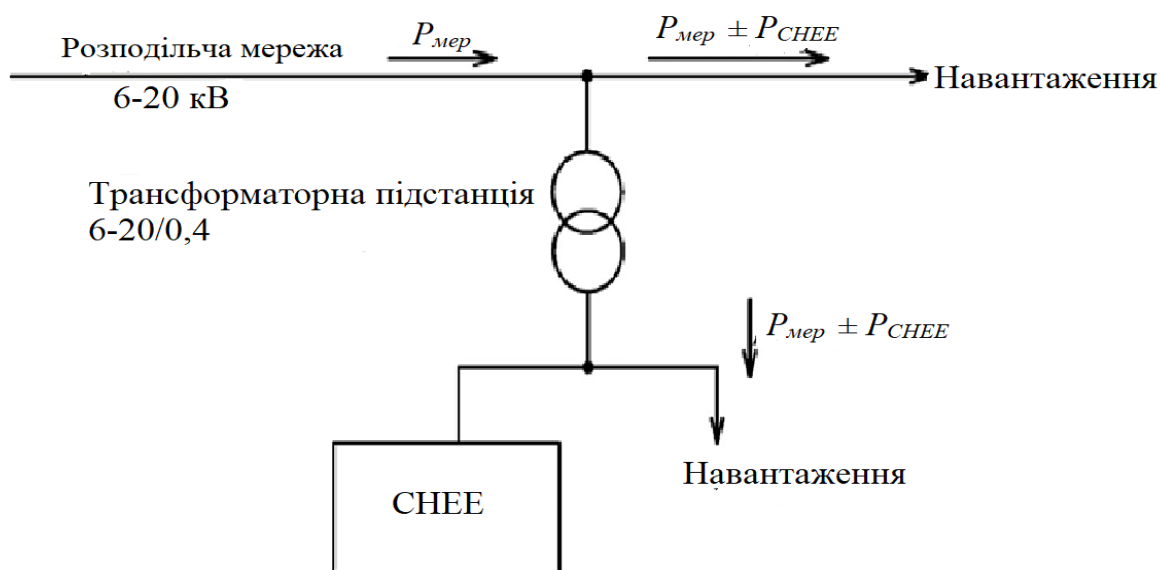


Рисунок 1.3 – Схема підключення СНЕЕ до мережі

1.4 Аналіз підходів до вибору систем накопичення електричної енергії та місць їх розміщення в розподільних електричних мережах

Застосування СНЕЕ замість модернізації існуючих електромережових об'єктів робить надзвичайно важливим питання коректності розрахунку пара –

метрів і визначення точки підключення даного пристрою в РС. Помилковий вибір СНЕЕ може стати причиною економічної неефективності її застосування. Помилкове розміщення систем накопичення може призвести до зниження пропускної здатності РС.

Вибір СНЕЕ , головним чином, базується на визначенні нормованої вихідної активної потужності, номінальної енергоємності та тривалості регулювального впливу.

На сьогодні відсутні нормативно – технічні та організаційно – методичні документи, які визначали б вимоги до вибору СНЕЕ , місць їх розміщення, виконуваних функцій або конструкції.

Аналіз науково – технічних журналів, присвячених питанням огляду функціональних можливостей і практичного застосування СНЕЕ , показав відсутність методів обґрунтованого вибору СНЕЕ з підсистемами накопичення електрохімічного типу і місць їх розміщення в РС.

Розрахунок основних параметрів накопичувача енергії виконується за експериментальними навантажувальними діаграмами з метою вирівнювання графіка навантаження автономної електростанції та придушення низькочастотних коливань у вузлах навантаження з різкозмінним характером зміни потужності. Зазначене завдання вирішується для ізольованих мікроенергосистем з автономними електростанціями. Нормована вихідна активна потужність накопичувача визначається за діаграмою зміни потужності пригнічуваних гармонік. Номінальна енергоємність СНЕЕ визначається за діаграмою зміни енергії накопичувача. При цьому, в статті відсутня кількісна оцінка та обґрунтування ефективності запропонованих рішень.

Номінальна енергоємність СНЕЕ визначається за діаграмою зміни енергії. У світових наукових виданнях представлено велику кількість робіт, присвячених задачі розрахунку параметрів і визначення місць розміщення ІЕП та / або СНЕЗ в РС. Методи, що застосовуються для вирішення зазначеної задачі,

– аналітичний підхід – досліджувана система представляється у вигляді системи математичних рівнянь і алгоритмів, після чого обчислюється її пряме чисельне рішення. Даний підхід придатний для роботи з невеликими і простими системами з малою кількістю змінних стану, забезпечуючи при цьому швидке

– класичний оптимізаційний підхід (математична оптимізація) – підхід, заснований на пошуку оптимального рішення чисельними методами. Перевагою математичної оптимізації є отримання оптимального рішення для складних завдань. Однак із підвищенням складності та розмірності завдання потрібно більше обчислювального часу;

– штучний інтелект, в тому числі метаевристичні алгоритми оптимізації – на відміну від аналітичних і чисельних методів, штучний інтелект (ШІ) не вимагає ні складних розрахунків, ні комплексних математичних моделей або імітацію деяких природних процесів і поведінки. ШІ, на відміну від класичного підходу, не гарантує знаходження оптимального рішення (глобального оптимуму), проте отримане з його допомогою рішення буде в цілому задовільним залежно від можливостей конкретного ШІ – алгоритму. З огляду на відсутність необхідності звертатися до складних аналітичних рівнянь і математичних моделей, при використанні ШІ скорочується обчислювальний час у порівнянні з аналітичним підходом, що особливо помітно при збільшенні розмірності простору рішень.

Розрахунок параметрів і визначення місця розміщення СНЕЕ проводиться за трьома критеріями: вирівнювання пікових навантажень, вирівнювання профілю напруги і управління потоком активної потужності від ІЕР на базі ВДЕ. Для першого критерію потужність накопичувача визначається відносно значення середньодобового навантаження в мережі $P_{\text{ср}}$ за рівнянням:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{розряд}} &= \begin{cases} (P_t - P_{cp}) \cdot \frac{E}{S}, E \leq S; \\ P_t - P_{cp}, E > S \end{cases} \\
 P_{\text{заряд}} &= \begin{cases} (P_{cp} - P_t) \cdot \frac{E}{S}, E \leq S \\ P_{cp} - P_t, E > S \end{cases},
 \end{aligned} \tag{1.1}$$

де: E – розрахункова енергоємність СНЕЕ;

S – енергоємність, необхідна для покриття пікової частини графіка навантаження;

Гранична умова $E \leq S$ є обмеженням максимальної глибини розряду, коли енергоємність СНЕЕ менша за електроенергію, необхідну для покриття пікового навантаження, що розраховується за формулою:

$$S = \sum_j (P_j - P_{cp}) \cdot \Delta T \quad j \in (t | P_t \geq P_{cp}), \tag{1.2}$$

де: ΔT – інтервал на добовому графіку навантаження.

Необхідно зазначити, що вирівнювання пікових навантажень відносно середньодобового навантаження в розглянутому вузлі мережі, відповідно до рівняння 1.1, може призводити до необґрунтованого завищення параметрів накопичувача.

Для другого і третього критеріїв параметри накопичувача визначаються відповідно до заданих меж зміни напруги і межевого потоку активної потужності обмеженою пропускною здатністю мережі (а саме, напругою в вузлах мережі), Визначення оптимальних параметрів і місця розміщення СНЕЕ за критеріями мінімізації відхилення напруги від номінального значення, мінімізації пікового значення потужності навантаження та мінімізації витрат на СНЕЕ на рік, на основі аналізу добових графіків навантаження, виміряних розподільною

мережевою компанією, для низьковольтної мережі напругою 0,4 кВ, розглядається при цьому номінальна енергоємність накопичувальної системи через коефіцієнти перерахунку потужності заряду і потужності розряду в електроенергію енергію за виразами:

$$P_k^c \leq \gamma_c E_{\text{ном}}, \quad P_k^d \leq \gamma_d E_{\text{ном}}. \quad (1.3)$$

Валідація результатів розрахунків номінальної енергоємності фактичному визначення оптимальних параметрів і місця розміщення СНЕЕ за критеріями мінімізації витрат на СНЕЕ, мінімізації експлуатаційних витрат, мінімізації вартості забезпечення надійності та мінімізації кількості порушень технічних обмежень, розглядається в нашій роботі. Передбачається використовувати одночасно для трьох завдань: вирівнювання пікових навантажень, зниження відхилень напруги і підвищення надійності.

Крім розглянутих, існують і інші підходи до вирішення завдання вибору СНЕЕ і місць їх розміщення в РС. Зазначені підходи відрізняються постановкою завдання і методами його реалізації, проте об'єднує їх те, що досліджуване завдання зводиться до завдання умовної оптимізації, метою якої є отримання максимальної економічної вигоди від використання накопичувача. В умовах невизначеності дані про добову активність первинних джерел енергії, про використання встановленої потужності генераторних установок і дані про навантаження в мережі задаються випадковим чином.

В результаті, отримане рішення забезпечує мінімізацію витрат, але не гарантує максимальну технічну вигоду від застосування СНЕЕ. Остання може бути отримана в результаті установки накопичувача в найбільш «проблемному» вузлі мережі, визначеному на підставі комплексного аналізу значень потужностей навантаження і генерації та їх впливу на рівні напруги в

досліджуваній схемі. Однак, проблема запобігання виникненню неприпустимих відхилень напруги вирішується введенням граничних умов допустимої зміни напруги або рішенням додаткової цільової функції по мінімізації відхилень напруги. Таким чином, комплексний аналіз поточкорозподілу потужностей по гілках і напруги в вузлах розглянутої РС, як правило, не проводиться. Заван – таження трансформатора ТП, на шинах нижчої напруги якої передбачається встановлення накопичувача, також не враховується.

1.5 Висновки до розділу 1

1. Проаналізовано різні типи підсистем накопичення електричної енергії (СНН), включаючи електричні, механічні, магнітні, електрохімічні та теплові системи, зокрема їхні характеристики, ефективність і застосування.

2. Розглянуто особливості кожного типу підсистем накопичення, включаючи їхні потужності, ефективність (ККД), час відгуку, терміни служби та капітальні витрати.

3. Розраховано, що найбільш перспективними типами підсистем накопичення для розглянутих завдань є літій-іонні акумулятори через їхню високу доступну потужність та здатність до ефективного заряду/розряду.

4. Запропоновано використання систем накопичення електричної енергії для забезпечення стабільності енергетичних мереж, зокрема для зниження пікових навантажень, компенсації реактивної потужності та покращення якості електричної енергії.

5. Визначено, що найбільший обсяг застосувань СНН в розподільних мережах займають електрохімічні системи накопичення, особливо літій-іонні акумулятори, через їхню високу ефективність та здатність до масштабування.

6. Встановлено, що для оптимального вибору та розміщення систем накопичення енергії необхідно враховувати кілька критеріїв, таких як розмір енергоємності, ефективність і витрати, а також використання сучасних методів оптимізації, таких як штучний інтелект і гібридні алгоритми.

7. Оцінено, що впровадження систем накопичення енергії дозволяє знизити витрати на модернізацію електричних мереж, зберігаючи при цьому стабільність енергопостачання в умовах пікових навантажень та зменшення викидів CO₂.

8. Визначено, що технологічні новинки в галузі зберігання енергії, зокрема використання нових матеріалів для акумуляторів, можуть значно покращити ефективність і зменшити екологічний вплив систем накопичення енергії в найближчому майбутньому.

2 ПРОЕКТНО - КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Опис об'єкта дослідження

Основне обладнання Очаківської ВЕС має такі характеристики:

- встановлена потужність – 5,1 МВт;
- вітроелектростанція (ВЕС) складається з трьох вітроенергетичних установок (ВЕУ) встановленою потужністю 1,7 МВт кожна;
- на комплектних трансформаторних підстанціях ВЕУ встановлені трансформатори 0,4/15 кВ номінальною потужністю 1875 кВА.

Приєднання ВЕУ-1, ВЕУ-2, і ВЕУ-3 до електричних мереж АТ «Миколаївобленерго» виконано наступним чином: ВЕУ-1 і ВЕУ-2 підключені до ПЛ 15 кВ №15-09, ВЕУ-3 підключена до ПЛ 15 кВ №15-06. При цьому, в нормальній схемі секціонуючий вимикач розімкнутий, в результаті чого ВЕУ-1 і ВЕУ-2 працюють незалежно від ВЕУ-3.

Параметри вітроенергетичної установки (ВЕУ), що використовуються в розрахунках, наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1.

Параметри ВЕУ		
Номінальна потужність, МВт	Швидкість вітру включення, м/с	Номінальна швидкість вітру, м/с
1,5	2	20

Робота зазначених ВЕУ визначена характеристикою зміни швидкості вітру, представленою на рисунку 2.1.

При збільшенні потужності ВЕС до встановленої потужності (1,7 МВт для кожної ВЕУ) спостерігається зростання напруги в мережі 15 кВ, що призводить до виникнення неприпустимих відхилень напруги на шинах підстанцій 0,4 кВ електричної мережі АТ «Миколаївобленерго». Внаслідок чого надходить вказів-ка диспетчера про заборону генерації від ВЕС.

Фактична характеристика зміни генерації активної потужності ВЕУ-1 і

ВЕУ-2 за період часу 04.12.2025 – 06.12.2025 представлена на рисунку 2.2.

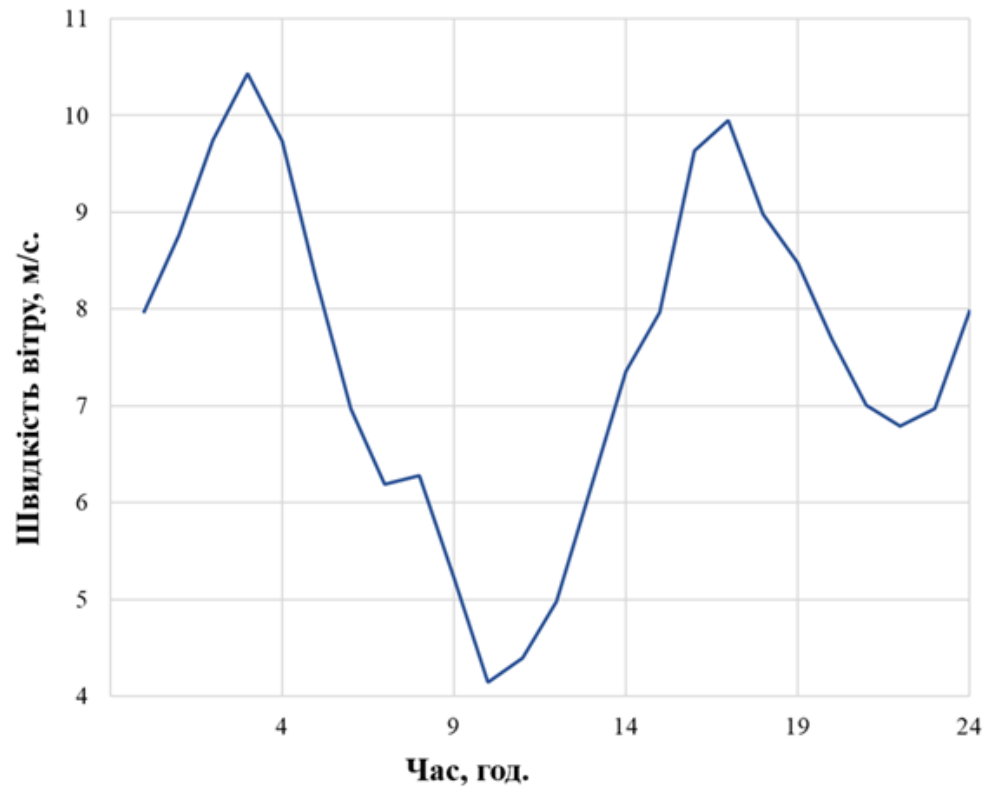


Рисунок 2.1 – Характеристика зміни швидкості вітру

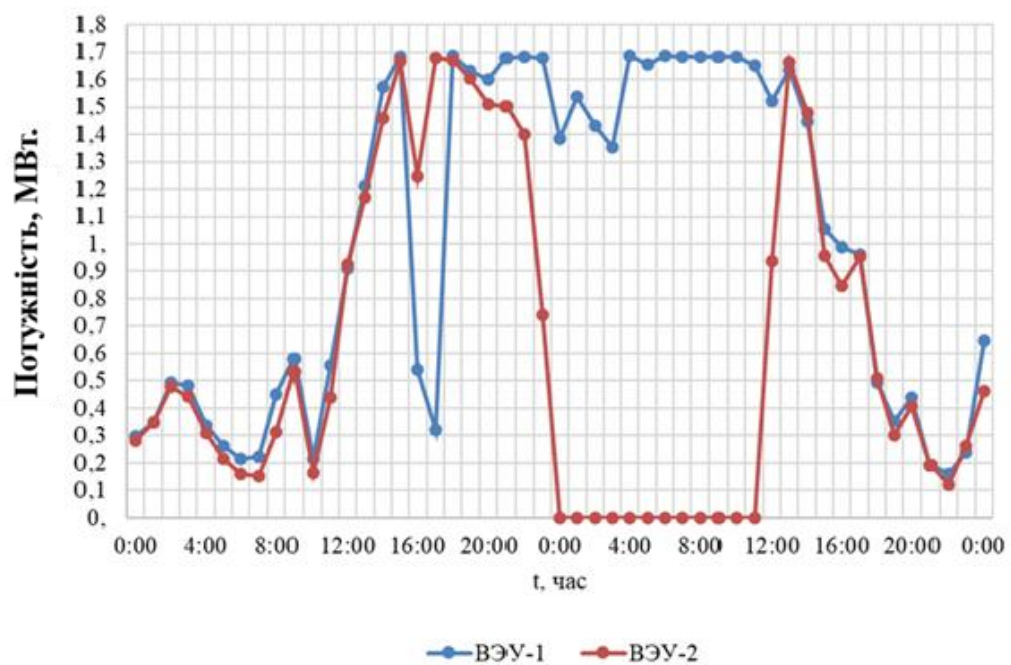


Рисунок 2.2 – Характеристика зміни генерації активної потужності ВЕУ –1 і ВЕУ –2

На підставі аналізу наведеної на рисунку 2.2 характеристики, було встановлено, що в результаті зниження навантаження після 20 год неприпустимо зростає напруга в електричній мережі, що прилягає до ВЕС, в результаті чого генерація потужності ВЕУ-2 повністю обмежується до 11 год наступного дня, при цьому ВЕУ-1 в даний період часу працює з встановленою потужністю 1,7 МВт. Вироблення ВЕУ-1 за вказаний період часу становило би 386 300 кВт·год.

Повторюваність подібних обмежень потужності за досліджуваний період з 01.01.2025 по 01.12.2025 склала 12 разів.

Фактична характеристика зміни генерації активної потужності ВЕУ-3 за період часу 02.10.2025 – 06.10.2025 представлена на рисунку 2.3.

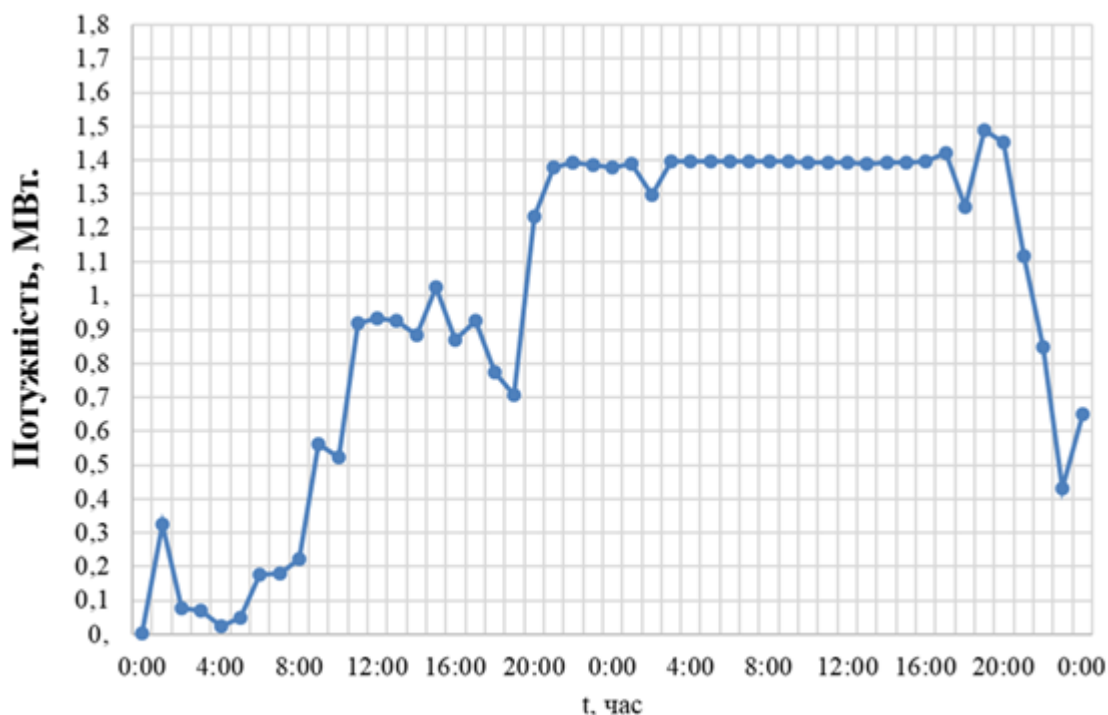


Рисунок 2.3 – Характеристика зміни генерації активної потужності ВЕУ – 3

На підставі аналізу характеристики, наведеної на рисунку 2.3, було встановлено, що в результаті зниження навантаження після 21 год. неприпустимо зростає напруга в електричній мережі, що прилягає до ВЕС, в результаті чого генерація потужності ВЕУ-3 обмежується на рівні 1,39 МВт до 16 год

наступного дня. При роботі ВЕУ-3 з встановленою потужністю 1,7 МВт, додаткове виробництво склало 6118 600 кВт·год.

Повторюваність подібних обмежень потужності за досліджуваний період з 01.01.2025 по 01.12.2025 склала 6 разів.

Отже нам необхідно виконати вибір СНЕЕ з підсистемою накопичення електрохімічного типу, на базі АБ, та місць їх розміщення з метою запобігання

«Миколаївобленерго», що прилягає до Очаківської ВЕС, при збільшенні обсягу генерації потужності від ВЕС до встановленого значення, без модернізації існуючої схеми.

2.2 Визначення енергоємності та місця розміщення системи накопичення електричної енергії

Аналіз топології розподільних електричних мереж досліджуваного РЕС показав, що побудова мережі реалізована із застосуванням розподільних пунктів (РП) за двопроменевою схемою радіально-кільцевого типу, з приєднанням ТП між двома РП, з одностороннім живленням ТП. Структурна схема побудови мереж у загальному вигляді представлена на рисунку 2.4.

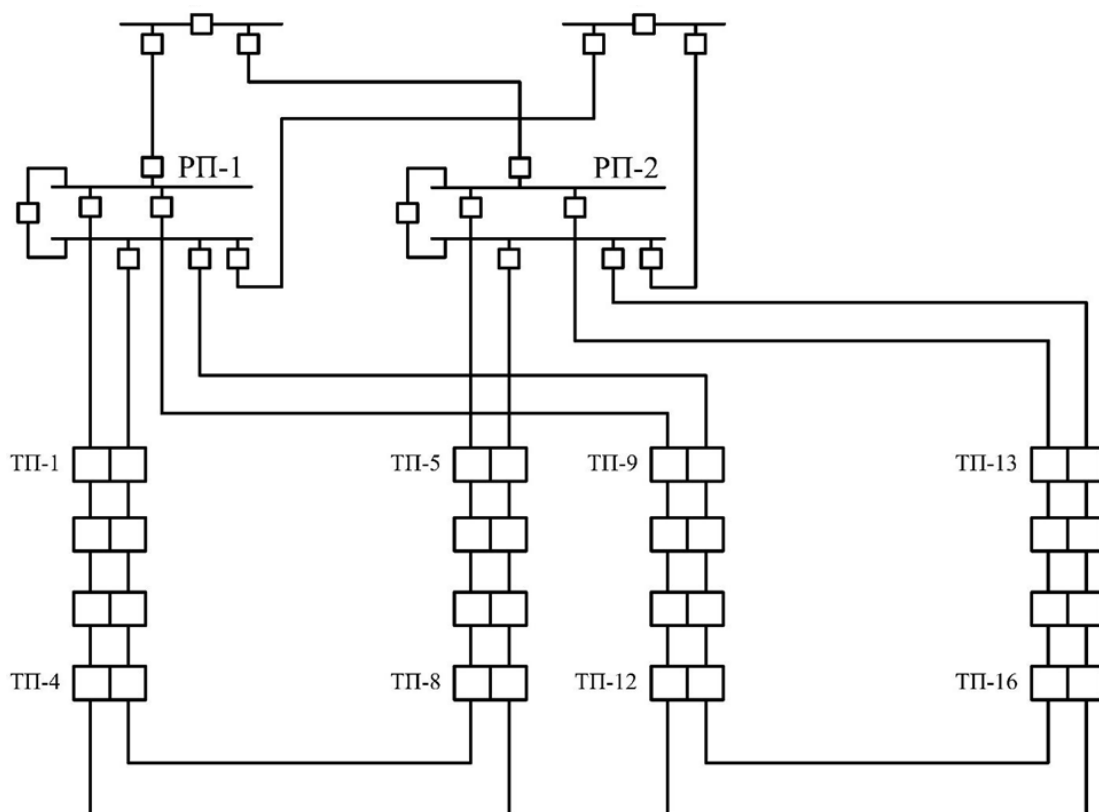


Рисунок 2.4 – Структурна схема будови РС напругою 10 кВ з використанням РП

2.2.1 Визначення оптимального місця розміщення СНЕЕ

Для забезпечення ефективної роботи СНЕЕ необхідно провести детальне визначення оптимальних місць їх розміщення.

Для розрахунків місць розміщення СНЕЕ в РС, крім інших, використовується модернізована схема, параметри навантаження і генерації якої адаптовані до середнього класу напруги.

На рисунку 2.5 показана схема в однолінійному виконанні.

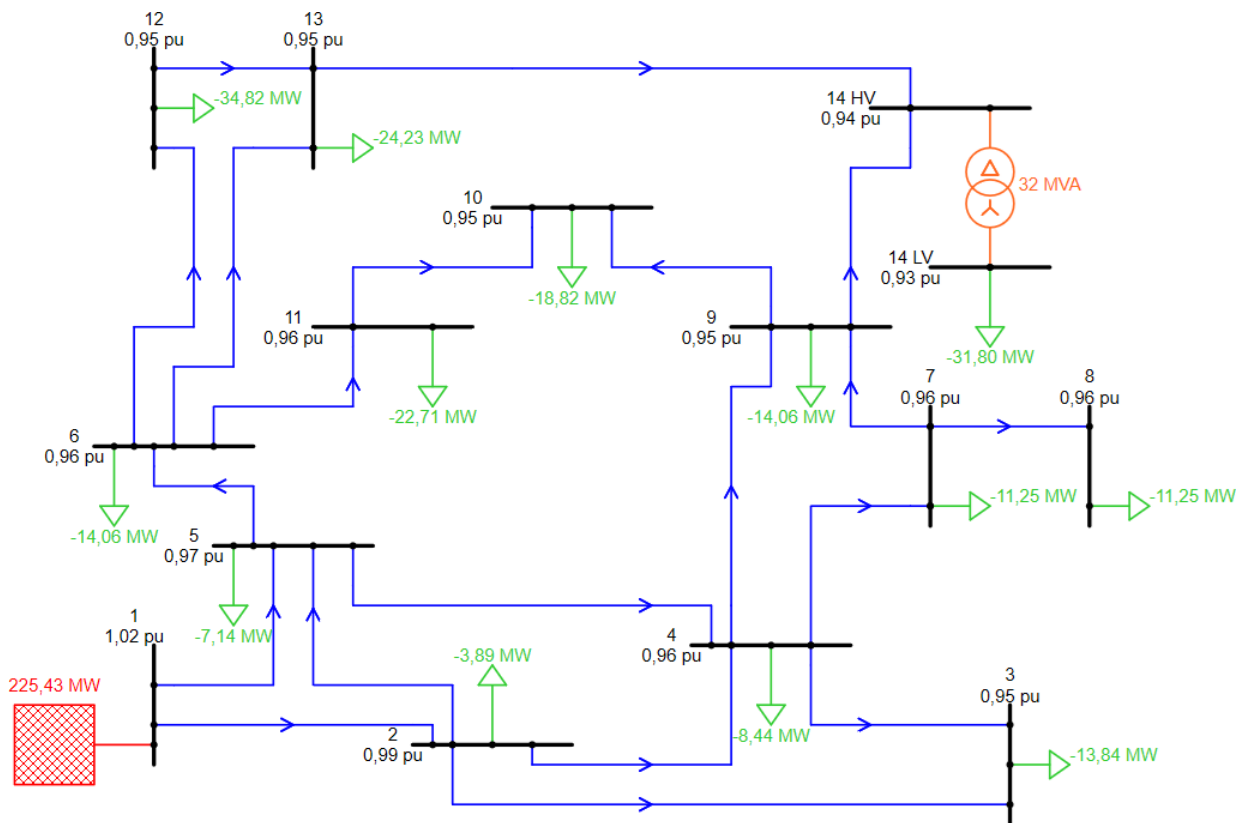


Рисунок 2.5 – Розрахункова схема після розрахунку стаціонарного режиму.

Для досліджуваної схеми були прийняті наступні розрахункові умови:

- навантаження в мережі чисто активне $\cos\varphi = 1$;
- верхнє і нижнє граничні значення зміни напруг в мережі дорівнюють $U_{max} = 1,05$ і $U_{min} = 0,95$.

Значення опорів і довжини ліній мережі представлені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Параметри ліній розподільної мережі

Номер лінії	Вузол початку (i)	Вузол кінця ($i+1$)	$R(i, i + 1)$, Ом/км	$X(i, i + 1)$, Ом/км	L , км	p , шт.
1	1	2	0,01938	0,05917	1	1
2	1	5	0,05403	0,22304	1	1,5
3	2	3	0,04699	0,19797	1	2,5
4	2	4	0,05811	0,17632	1	1
5	2	5	0,05695	0,17388	1	1
6	3	4	0,06701	0,17103	1	6
7	4	5	0,01335	0,04211	1	1,8
8	4	7	0	0,20912	1	4,2
9	4	9	0	0,55618	1	2,5
10	5	6	0	0,25202	1	1,6
11	6	11	0,09498	0,1989	1	1
12	6	12	0,12291	0,25581	6,5	1
13	6	13	0,06615	0,13027	1	1,5
14	7	8	0	0,17615	8	1
15	7	9	0	0,11001	1	1
16	9	10	0,03181	0,0845	1	1
17	9	14	0,12711	0,27038	1	3
18	10	11	0,08205	0,19207	1	2
19	12	13	0,22092	0,19988	1	1
20	13	14	0,17093	0,34802	2	1

Номінальна напруга мережі – 11 кВ. Базова потужність прийнята рівною максимальному навантаженню в мережі (о 18 годині в грудні), яке становить 216,3 МВт.

Середні значення місячних змін сумарного навантаження в мережі, у відносних одиницях, представлені в таблиці 2.3.

Розподіл сумарного навантаження по вузлах мережі проводився відповідно до даних, представлених у таблиці 2.4.

Таблиця 2.3

Добові дані середніх значень зміни навантаження в мережі за місяцями

	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
0	0,636	0,597	0	0	0,594	0,607	0,561	0,521	0,498	0,533	0,657	0,695
1	0,604	0,569	0,492	0,512	0,565	0,58	0,535	0,514	0,492	0,523	0,626	0,661
2	0,578	0,546	0,479	0,497	0,546	0,558	0,516	0,5	0,478	0,508	0,599	0,633
3	0,562	0,531	0,464	0,482	0,531	0,543	0,502	0,485	0,463	0,493	0,583	0,616
4	0,555	0,522	0,455	0,473	0,521	0,534	0,493	0,476	0,454	0,484	0,575	0,607
5	0,552	0,521	0,46	0,479	0,521	0,533	0,493	0,481	0,459	0,49	0,573	0,604
6	0,565	0,538	0,497	0,515	0,533	0,545	0,505	0,52	0,492	0,527	0,591	0,624
7	0,67	0,626	0,543	0,566	0,582	0,595	0,545	0,571	0,537	0,587	0,698	0,727
8	0,763	0,714	0,629	0,654	0,676	0,691	0,632	0,663	0,62	0,678	0,795	0,823
9	0,845	0,791	0,699	0,728	0,78	0,794	0,733	0,739	0,692	0,753	0,876	0,912
10	0,866	0,816	0,732	0,761	0,843	0,855	0,791	0,772	0,726	0,783	0,898	0,938
11	0,869	0,82	0,742	0,773	0,878	0,891	0,824	0,782	0,737	0,792	0,901	0,943
12	0,865	0,816	0,74	0,767	0,887	0,9	0,832	0,777	0,734	0,785	0,896	0,939
13	0,861	0,807	0,701	0,731	0,883	0,896	0,824	0,736	0,696	0,751	0,894	0,935
14	0,858	0,803	0,693	0,723	0,886	0,899	0,826	0,729	0,689	0,743	0,889	0,928
15	0,842	0,789	0,681	0,711	0,883	0,895	0,823	0,716	0,677	0,73	0,874	0,913
16	0,851	0,793	0,663	0,693	0,863	0,876	0,805	0,698	0,66	0,716	0,885	0,926
17	0,894	0,829	0,673	0,704	0,859	0,872	0,802	0,709	0,669	0,73	0,929	0,972
18	0,918	0,857	0,69	0,722	0,859	0,875	0,807	0,727	0,686	0,748	0,951	1
19	0,916	0,858	0,72	0,752	0,842	0,858	0,794	0,759	0,716	0,777	0,947	0,994
20	0,882	0,833	0,746	0,773	0,837	0,853	0,789	0,783	0,742	0,794	0,913	0,959
21	0,84	0,796	0,728	0,755	0,845	0,862	0,798	0,766	0,725	0,771	0,867	0,913
22	0,779	0,74	0,69	0,714	0,834	0,851	0,785	0,724	0,689	0,724	0,801	0,846
23	0,697	0,665	0,625	0,645	0,773	0,793	0,736	0,653	0,623	0,65	0,716	0,759
24	0,616	0,588	0,558	0,578	0,649	0,669	0,625	0,583	0,558	0,578	0,627	0,669

Таблиця 2.4

Частка навантаження в вузлах мережі, відносно сумарного навантаження

Вузол	Навантаження, в.о.	Вузол	Навантаження, в.о.
2	0,018	9	0,065
3	0,064	10	0,087
4	0,039	11	0,105
5	0,033	12	0,161
6	0,065	13	0,112
7	0,052	14	0,147
8	0,052	-	-

Значення напруг у вузлах мережі в режимі максимальних навантажень, що відповідає навантаженню в мережі в грудні о 18 годині, представлені на

рисунку 2.6.

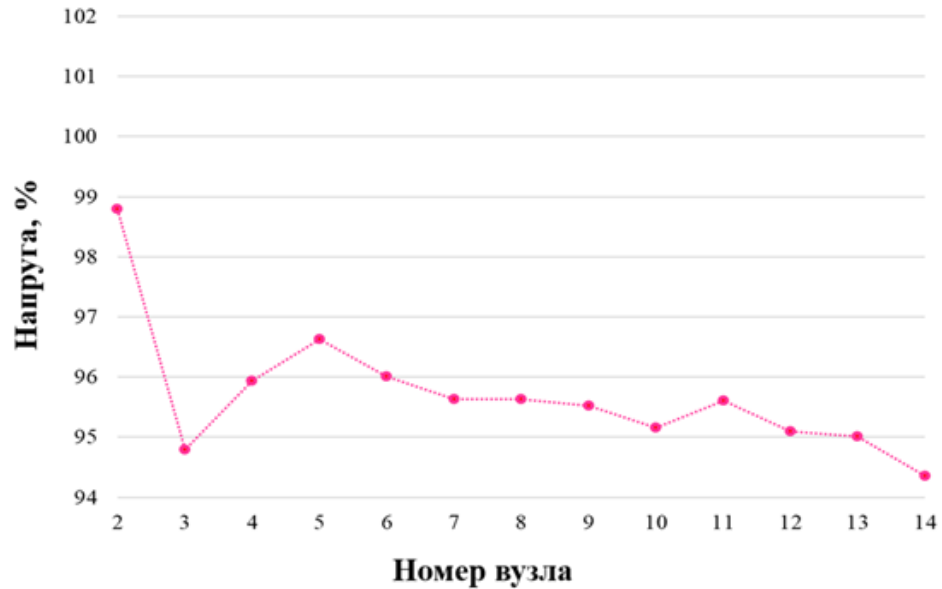


Рисунок 2.6 – Напруги в вузлах мережі в режимі максимальних навантажень

Максимальні значення навантажень у вузлах мережі та, відповідні цим значенням, потужності трансформаторів ТП представлені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5

Значення номінальних потужностей трансформаторів ТП

Вузол	Навантаження, МВт	S _{ном} , МВА	Вузол	Навантаження, МВт	S _{ном} , МВА
2	3,89	4	9	14,06	16
3	13,84	16	10	18,82	25
4	8,44	10	11	22,71	25
5	7,14	10	12	34,82	40
6	14,06	16	13	24,23	25
7	11,25	16	14	31,8	32
8	11,25	16	-	-	-

На першому етапі потрібно визначити доступну потужність технологічного приєднання при $K_{зав.} = 0,817$:

$$P_{тех.пр.} = 32 - 31,8 = 0,2 \text{ МВт.} \quad (2.1)$$

Енергоємність, необхідна для покриття пікової частини добового гра – фіка навантаження даного вузла при $K_{\text{макс}} = 0,953$ складе:

$$\begin{aligned} E_{\text{пик}} = & (35 - 32)1 + (34,9 - 32)1 + (34,7 - 32)1 + \\ & + (34,5 - 32)1 + (33,9 - 32)1 + (34,4 - 32)1 + \\ & + (36,1 - 32)1 + (37,2 - 32)1 + (36,9 - 32)1 + \\ & + (35,6 - 32)1 + (33,9 - 32)1 = 35200 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \end{aligned} \quad (2.2)$$

Номінальна енергоємність для даного графіка навантаження при $K_{\text{макс}} = 0,953$:

$$\begin{aligned} E_{\text{CHEE}} = & (32 - 25,8)1 + (32 - 24,6)1 + (32 - 23,5)1 + \\ & + (32 - 22,9)1 + (32 - 22,6)1 + (32 - 23,2)1 + (32 - 27)1 + \\ & + (32 - 30,6)1 + (32 - 31,4)1 + (32 - 28,2)1 + (32 - 24,9)1 + \\ & = 67400 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \end{aligned} \quad (2.3)$$

Енергоємність, яку СНЕЕ може видати для покриття пікової частини гра – фіка навантаження, з урахуванням коефіцієнта енергетичної ефективності, при $K_{\text{макс}} = 0,953$:

$$E'_{\text{CHEE}} = 67400 \cdot 0,526 = 35452 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \quad (2.4)$$

Перевірка правильності розрахунку максимального навантаження трансформатора:

$$\Delta W_{\text{ТП}} = 35452 - 35200 = 252 \text{ кВт} \cdot \text{год} \geq 0. \quad (2.5)$$

Нормована вихідна активна потужність СНЕЕ, необхідна для покриття пікової частини графіка навантаження:

$$P_{\text{CHEE}} = 37,15 - 32 = 5,15 \text{ МВт}. \quad (2.6)$$

Таким чином, коефіцієнт збільшення потужності технологічного приєднання даної ТП складе:

$$k_{\text{тех.пр.}} = \frac{5,15}{0,2} = 25,7. \quad (2.7)$$

Розрахунки коефіцієнтів збільшення потужності технологічного приєднання для інших вузлів виконувалися аналогічно. Результати розрахунків зведені в таблицю 2.6.

Таблиця 2.6

Результати розрахунку параметрів СНЕЕ для всіх вузлів

№ вузла	СТР, МВА	К _{зав.} в.о.	Р _{тех.прис.} , МВт	К _{макс. зав.} , в.о.	Е _{пik} , кВт·год	ЕСНЕЕ, кВт·год	ΔWTP, кВт·год	РСНЕЕ, МВт	t _{max} , год.	К _{тех.прис.} , в.о.
1	160	0,601	43,4	0,938	182,67	348,57	0,84	23,4	12	0,5
2	100	0,813	1,5	0,936	113,2	215,1	0,05	14,4	12	9,6
3	160	0,744	15,8	0,924	170,63	325,65	0,81	21,8	12	1,4
4	100	0,554	32,9	0,944	117,16	224,44	1	15	12	0,5
5	100	0,522	36,8	0,95	120,42	230,45	0,9	15,4	12	0,4
6	250	0,738	26,4	0,936	282,87	537,91	0,31	36,2	12	1,4
7	250	0,738	26,4	0,936	282,87	537,91	0,31	36,2	12	1,4
8	100	0,522	36,8	0,95	120,42	230,45	0,9	15,4	12	0,4
9	100	0,522	36,8	0,95	120,42	230,45	0,9	15,4	12	0,4
10	63	0,645	13,8	0,943	73,5	140,45	0,44	9,4	12	0,7
11	100	0,573	30,5	0,94	115,16	220,31	0,83	14,7	12	0,5
12	100	0,573	30,5	0,94	115,16	220,31	0,83	14,7	12	0,5
13	160	0,744	15,8	0,924	170,63	325,65	0,81	21,8	12	1,4
14	100	0,502	39,2	0,954	122,77	233,64	0,23	15,7	12	0,4
15	100	0,522	36,8	0,95	120,42	230,45	0,9	15,4	12	0,4
16	100	0,522	36,8	0,95	120,42	230,45	0,9	15,4	12	0,4
17	100	0,813	1,5	0,936	113,21	215,12	0,04	14,5	12	9,6
18	100	0,813	1,5	0,936	113,21	215,12	0,04	14,5	12	9,6
19	100	0,813	1,5	0,936	113,21	215,12	0,04	14,5	12	9,6
20	100	0,813	1,5	0,936	113,21	215,12	0,04	14,5	12	9,6
21	100	0,813	1,5	0,936	113,21	215,12	0,04	14,5	12	9,6
22	160	0,531	57	0,943	186,72	357,54	1,51	23,9	12	0,4
23	630	0,609	164,8	0,943	738,1	1402,04	0,01	94,4	12	0,6
24	630	0,609	164,8	0,943	738,1	1402,04	0,01	94,4	12	0,6
25	100	0,536	35	0,948	119,42	227,4	0,29	15,3	12	0,4
26	100	0,536	35	0,948	119,42	227,4	0,29	15,3	12	0,4
27	100	0,522	36,8	0,95	120,42	230,45	0,9	15,4	12	0,4
28	160	0,717	21,1	0,932	177,19	338,11	0,81	22,7	12	1,1
29	1000	0,522	367,5	0,911	987,75	1878,02	0,95	126,3	12	0,3
30	250	0,546	84,5	0,946	296,44	563,31	0,12	37,9	12	0,4
31	250	0,768	17,4	0,936	282,87	537,91	0,31	36,2	12	2,1
32	100	0,595	27,9	0,936	112,92	215,35	0,45	14,4	12	0,5

Виходячи з аналізу розрахункових даних, можна стверджувати, що найбільш незначний технічний ефект виникає під час установки СНЕЕ в вузлах з низьким навантаженням трансформатора. Трансформатор на підстанції 14 з мінімальним коефіцієнтом завантаження має значний запас потужності технологічного приєднання, рівний 39,2 кВт для $K_{зав} = 0,502$. Установка СНЕЕ потужністю 15,7 кВт лише незначно збільшить доступну потужність.

Для значного збільшення потужності технологічного приєднання потрібно встановлювати СНЕЕ в вузлах з високим коефіцієнтом завантаження. Наприклад, встановлення СНЕЕ на підстанціях 2, 17-21 дозволить збільшити доступну потужність у 9,6 разів. Трансформатор підстанції працюватиме з постійним коефіцієнтом завантаження 0,936 протягом доби.

Для ділянки мережі поблизу місця підключення вітроенергетичних установок WG-1, WG-2 і WG-3 в період максимальних навантажень, що співпадає з мінімальним вітровим навантаженням об 11 годині, потрібно застосувати позитивний регулювальний вплив СНЕЕ, щоб накопичувач електроенергії сприяв підвищенню напруги на шинах 0,4 кВ.

В результаті розрахунків коефіцієнтів підтримки заданої напруги, що є оптимальним місцем встановлення СНЕЕ є вузли 10 і 31, результати розрахунків наведено в таблиці 2.7, а схему приєднання показано на рисунку 2.7.

Таблиця 2.7

Коефіцієнт підтримки заданої напруги

Вузол	$k_{пi}$, в.о.	U_i , о.е.
10	0,049	0,96
31	0,065	0,96
11	0,067	0,96
8	0,069	0,96
15	0,069	0,962
12	0,072	0,961
14	0,164	0,961
13	0,188	0,961
17	0,202	0,959

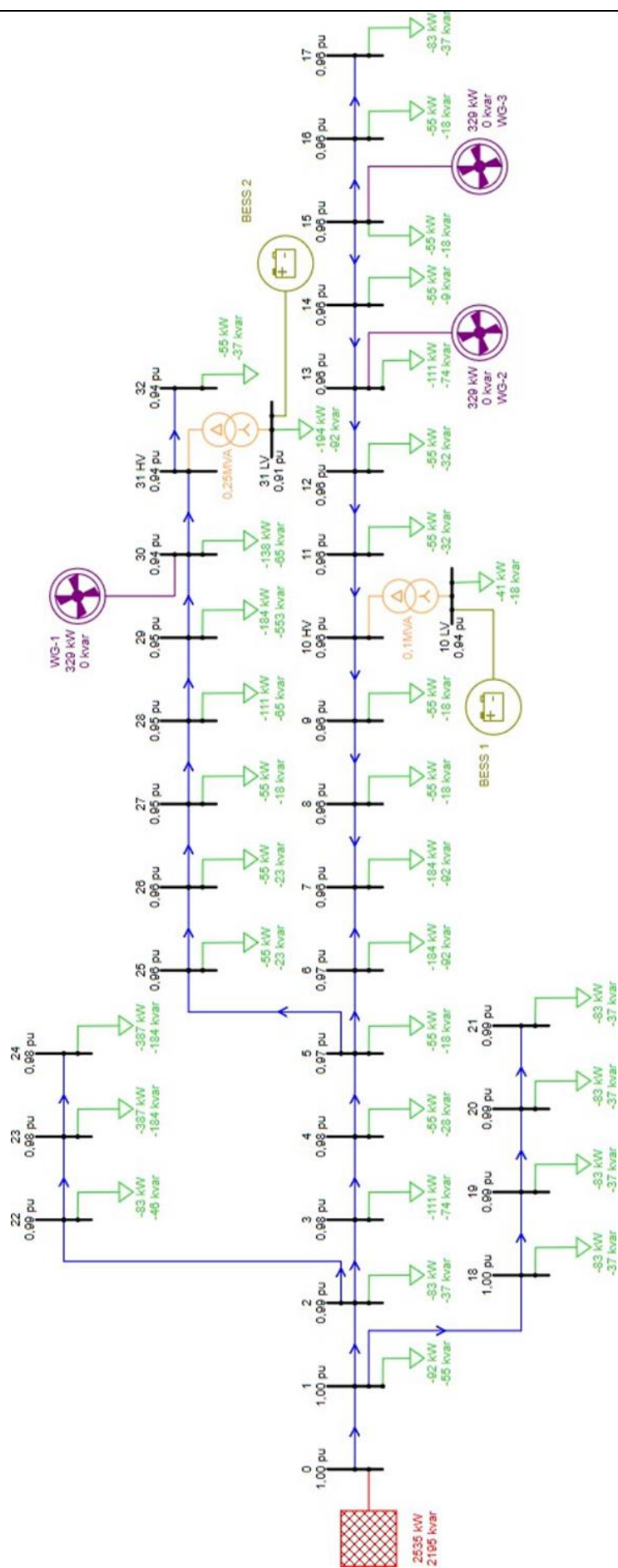


Рисунок 2.7 – Схема приєднання накопичувачів

2.2.2 Визначення енергоємності СНЕЕ

Добова характеристика зміни напруги на шинах 0,4 кВ вузла 10 представлена на рисунку 2.8.

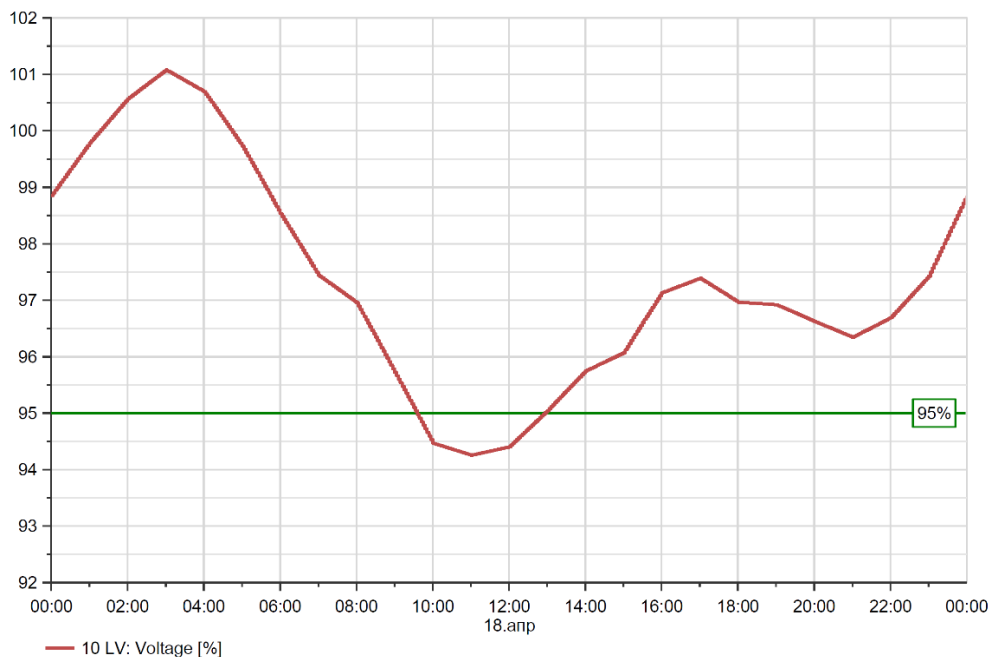


Рисунок 2.8 – Характеристика зміни напруги на шинах 0,4 кВ вузла 10

Аналіз характеристики, наведеної на рисунку 2.8, показав, що напруга на шинах 0,4 кВ вузла 10 в період з 9 до 13 годин залишається вище мінімально допустимого рівня при позитивному регулювальному впливі $P_{нг} = 45$ кВт, навіть у режимі максимальних навантажень при мінімальному вітровому навантаженні. Необхідна тривалість регулювального впливу становить 7 годин, а енергоємність СНЕЕ-1 – 315 кВт·год.

Коефіцієнт енергетичної ефективності СНЕЕ на базі літій – іонних АБ дорівнює $\eta_{\text{СНЕЕ}} = 0,526$.

Тоді номінальна потужність СНЕЕ-1 буде складати $E = 315/0,526 = 600$ кВт·год.

Добова характеристика зміни напруги на шинах 0,4 кВ вузла 10 з врахуванням

СНЕЕ-1 наведена на рисунку 2.9.

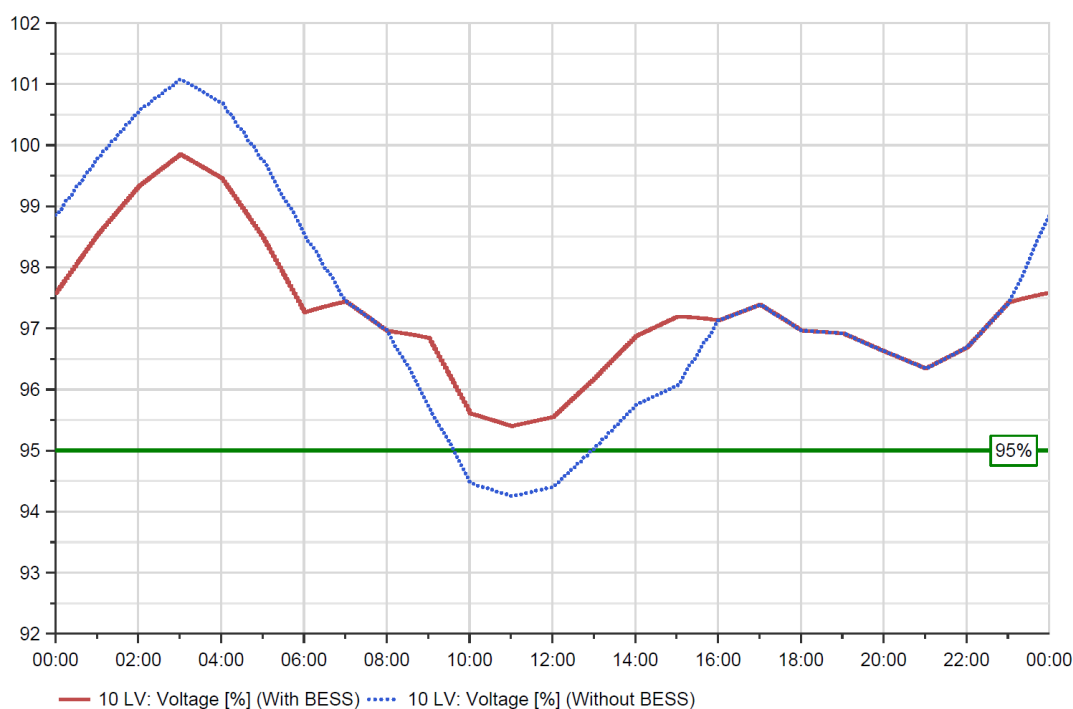


Рисунок 2.9 – Характеристика зміни напруги на шинах 0,4 кВ з врахуванням

приєднання СНЕЕ – 1.

Отже, в період з 9 до 15 годин, коли вітрове навантаження мінімальне, СНЕЕ-1 працює в режимі розряду з потужністю $P+1 = 45$ кВт, що дозволяє уникнути негативних відхилень напруги на шинах 0,4 кВ вузла 10, що перевищують 5 % від номінального значення $U_{ном}$. В часи з 0 до 6 години СНЕЕ-1 заряджається до потужності $P = 50$ кВт протягом 7 годин, і має енергоємність $E = 600$ кВт·год, що сприяє запобіганню виникненню недопустимих відхилень напруги в мережі.

Для ділянки вузла 31 проводимо аналогічні розрахунки.

Добова характеристика зміни напруги на шинах 0,4 кВ вузла 31 наведена на рисунку 2.10.

Вплив від СНЕЕ-2 представлений на рисунку 2.11.

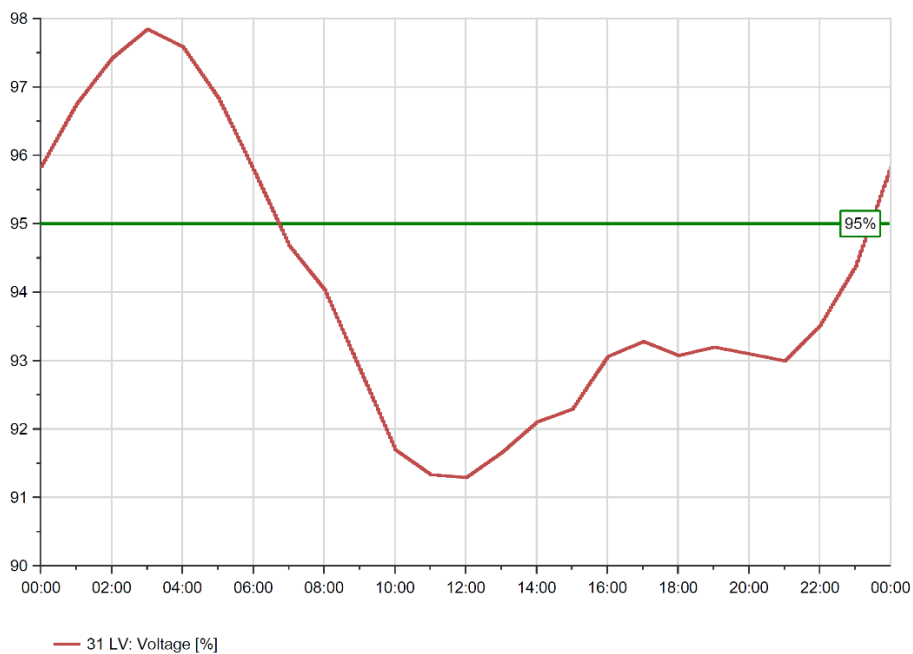


Рисунок 2.10 – Характеристика зміни напруги на шинах 0,4 кВ вузла 31

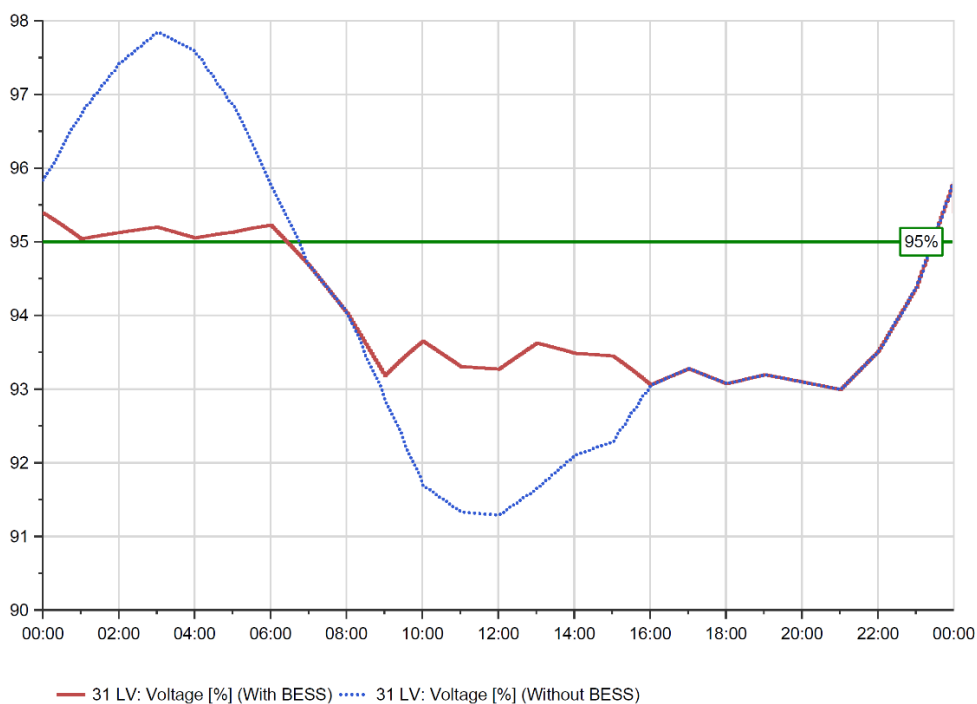


Рисунок 2.11 – Характеристика зміни напруги на шинах 0,4 кВ з врахуванням приєднання СНЕЕ – 2.

В період з 9 до 15 годин, коли вітрове навантаження мінімальне, СНЕЕ-2 працює в режимі розряду з максимальною потужністю $P_{+2} = 173$ кВт, що

знижує негативні відхилення напруги на шинах 0,4 кВ вузла 31 понад 7 % від номінального значення $U_{ном}$. У період з 0 до 6 годин СНЕЕ-2 заряджається з максимальною потужністю заряду 230 кВт.

Таким чином, установка СНЕЕ – 2 з вихідною потужністю $P = 230$ кВт з і тривалістю впливу 7 годин і номінальною енергоємністю $E+ = 1785$ кВт · год дозволяє запобігти виникненню недопустимих відхилень напруги в мережі.

2.3 Вихідні дані для побудови СНЕЕ

Вихідними даними для побудови СНЕЕ, що використовуються в роботі є: напруга в вузлах мережі, параметри силових трансформаторів, параметри кабельних і повітряних ліній а також дані про навантаження споживачів

При створенні СНЕЕ для РС в першу чергу були задані параметри джерела живлення, яке представлено вузловим елементом Infeeder (рисунок 2.12): лінійна напруга джерела (Network Level) задана 10,5 кВ;

The screenshot shows the 'Infeeder' dialog box with the following data:

Field	Value
Node	1 cев. 10 кВ РП-1
Element Name	РП-1
Network Level	10,5 kV (10,5 kV)
Standard Type	(none)
Equivalent Supply	☐
Out of service	☐
Short Circuit Power (Sk*)	1000,0 MVA
Resistance/Reactance (R/X)	0,1 pu
Voltage Sk*	1,0
Internal Reactance (xi)	0,0 %
Load Flow Type	vsrc and δ
Init. Value Active Power (Pst)	0,0 MW
Init. Value React. Power (Qst)	0,0 Mvar
Voltage Angle (δ)	0,0 °
Voltage (v)	100,0 %
Grounding	Not grounded
Zero/Pos. Impedance (Z0/Z1)	0,0 pu
Resistance/Reactance (R0/X0)	0,0 pu

Рисунок 2.12 – Параметри джерела живлення

Силовий двообмотковий трансформатор заданий елементом гілки Two-Winding Transformer (рисунок 2.13) з наступними параметрами:

- номінальні напруги обмоток вищої та нижчої напруги (V_{n1} і V_{n2} відповідно) задані відповідно до напруги вузлів, до яких підключений трансформатор;
- повна потужність трансформатора (Rated Apparent Power) задана 1600 кВА, відповідно до типу трансформатора ТМ-1600/10/0,4;
- група з'єднання обмоток трансформатора – трикутник/зірка з нейтраллю (D/YN-11);
- значення опору нульової послідовності заземленої обмотки не задані, оскільки нейтральна точка трансформатора глухозаземлена.

Рисунок 2.13 – Вікно параметрів трансформатора

Для визначення параметрів схеми заміщення кабельної лінії вихідними даними є (рисунок 2.14):

- протяжність кабельної лінії (Length), дорівнює 2,5 км;
- марка кабелю АСБ 3 × 240;

Решту параметрів для визначення параметрів схеми заміщення кабельної лінії не враховувались.

Рисунок 2.14 – Вікно параметрів кабельної лінії

Рисунок 2.15 – Вікно параметрів навантаження

Споживачі електроенергії (Load) (рисунок 2.15) задаються через значення навантаження, активної потужності, коефіцієнта потужності та номінальну напругу (P , $\cos\phi$ and v), які задані 1420,8 кВт, 1 і 1 відповідно.

Розрахунки параметрів СНЕЕ проводились з допомогою програмного комплексу PSS SINCAL призначеного, зокрема, для розрахунку розподільних мереж, дозволяє з великою точністю задати параметри СНЕЕ.

2.4 Будова СНЕЕ

СНЕЕ призначена для накопичення, зберігання енергії та віддачі її в мережу або на навантаження з метою підтримки функціонування енергосистеми, підвищення ефективності її роботи та забезпечення необхідної якості електроенергії, рисунок 2.16.

1. Багаторівнева структура
2. Контроль режимів заряджання і розряджання декількох контейнерів
3. Застосування високоефективних АКБ
4. Підвищений термін служби
5. Ефективне магнітне і комутаційне обладнання

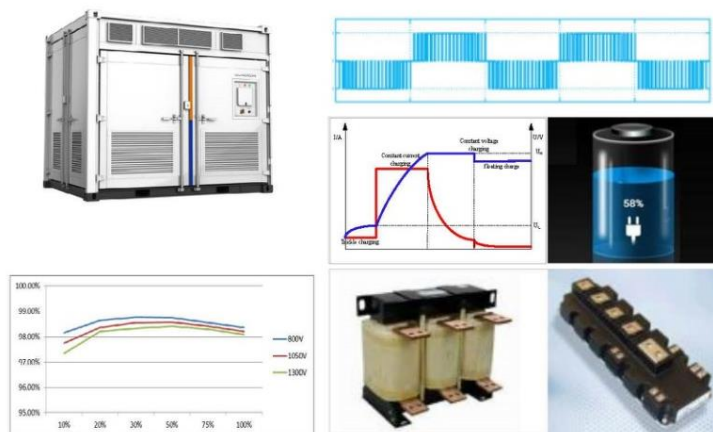


Рисунок 2.16 – Структура СНЕЕ на базі акумуляторних батарей

Як було зазначено вище, літій-іонна технологія виробництва акумуляторних батарей є однією з найбільш перспективних і передових технологій серед електрохімічних накопичувачів (далі – ЕХН).

На вітчизняному ринку промислових накопичувачів на основі літій-іонних акумуляторів (далі – ЛІА) широке застосування отримали елементи з катодним матеріалом типу літій-залізо-фосфат LiFePO_4 , а в якості анодного матеріалу використовується вуглець. Електролітом в даних акумуляторах

служить розчин солей літію LiPF₆ в суміші органічних розчинників. Розріз LiFePO₄ наведено на рисунку 2.17 – 2.18, а його допустимі робочі характеристики представлені в таблиці 2.8.

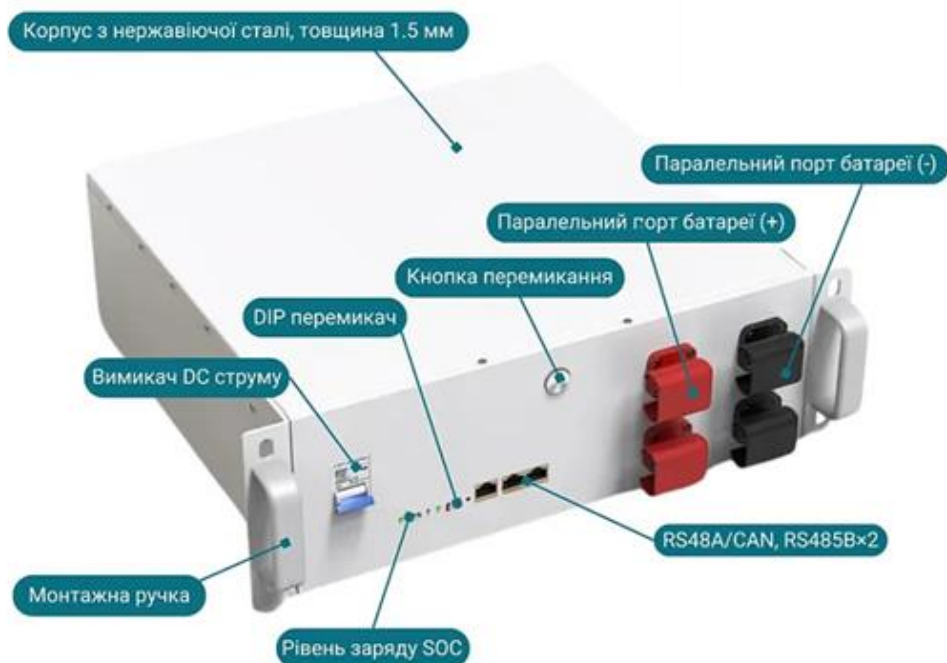


Рисунок 2.17 – Загальний вигляд LiFePO₄ акумулятора

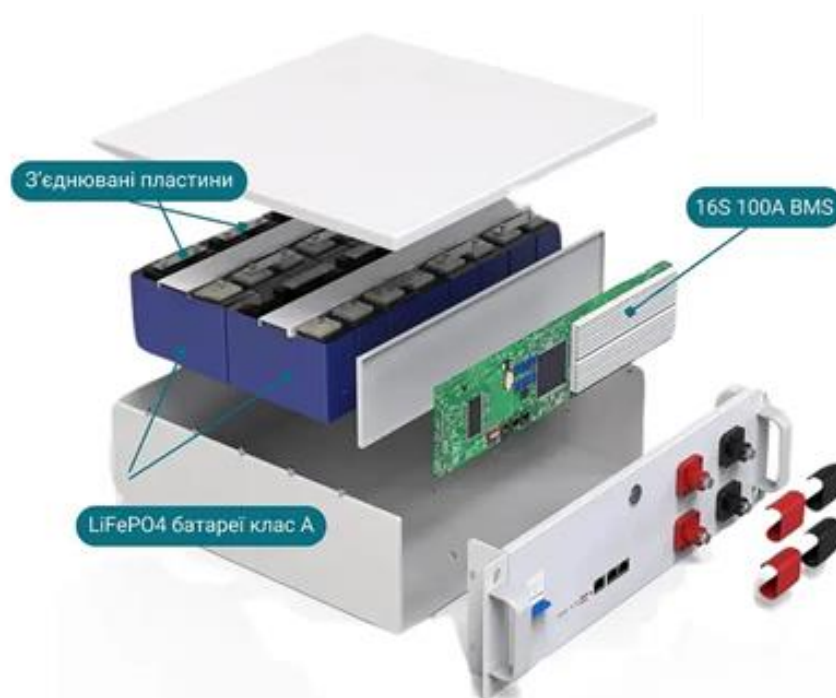


Рисунок 2.18 – Розріз LiFePO₄ акумулятора

Допустимі робочі характеристики ЛІА

№	Параметр	Розмір	Величина
	Номінальна напруга	В	3,2
2	Кількість циклів (при глибині розряду 80 %), не менше	—	2000
3	Рівень саморозряду, не більше	%/міс	3
4	Температура зберігання	°C	від 0 до +30
<i>Параметри заряду</i>			
5	Стандартний струм заряду		$0,2 \cdot C^*$
6	Максимальний безперервний струм заряду	A	$1,0 \cdot C$
7	Гранична напруга заряду		3,7
8	Діапазон робочих температур розряду	°	від 0 до +50
<i>Параметри розряду</i>			
9	Стандартний струм розряду		$0,2 \cdot C$
	Максимальний безперервний струм розряду	A	$3,0 \cdot C$
11	Максимальний струм імпульсного розряду (розряд 1 с, пауза 45 с)	A	$8,0 \cdot C$
	Гранична напруга розряду		2,7
13	Робоча температура розряду	°	від -40 до +50

Варто звернути увагу на особливості заряду ЛІА. Для порівняння, процес заряду свинцево-кислотних акумуляторів визначається хімічною реакцією на межі електрод-електроліт, що супроводжується перетворенням сульфату свинцю $PbSO_4$ в двоокис свинцю PbO_2 і сірчаної кислоти H_2SO_4 на позитивному електроді, і металевий свинець Pb і сірчану кислоту H_2SO_4 – на негативному. Процес заряду закінчується, коли вміст солей $PbSO_4$ в електроліті стає рівним нулю. Таким чином, при досягненні максимального стану заряду акумулятора, споживання струму від зарядного пристрою практично припиняється.

У свою чергу, при заряді ЛІА актуальні інші процеси, а саме вільна інтеркаляція іонів літію з речовини катода в речовину анода. Подальший заряд супроводжується перетворенням речовини електроліту, що призводить до

незворотного погіршення параметрів акумулятора. Отже, поняття «повністю» заражений акумулятор» у випадку ЛПА є умовним, а визначення часу закінчення заряду вимагає контролю стану елемента.

Наші СНЕЕ -1, СНЕЕ-2 реалізовані на базі акумуляторних батарей спільно з реверсивним напівпровідниковим перетворювачем і підвищувальним транс-форматором.

Технічну характеристику СНЕЕ-1 наведено в таблиці 2.9, а однолінійну схему на рисунку 2.19.

Таблиця 2.9

Технічна характеристика СНЕЕ-1

Номер моделі	ЗДПКС-630К/0,4
Параметри постійного струму	
Максимальна вхідна напруга постійного струму	900 В
Діапазон вхідної напруги постійного струму	600 ~ 900 В
Максимальний вхідний струм постійного струму	1167А
Вхідні канали постійного струму	1
Параметри змінного струму (в мережі)	
Номінальна потужність змінного струму	630 кВА
Максимальна потужність змінного струму	693 кВА
Максимальний змінний струм	1000А
Номінальна змінна напруга	400 В
Діапазон напруги змінного струму	340 ~ 440 В
Номінальний діапазон частот	50 Гц, 49,5~50,2 Гц
КГ змінного струму	<3% (повне навантаження)
Коефіцієнт потужності	>0,99 (повне завантаження)
Регулювання реактивної потужності	-1~+1
Параметри змінного струму (автономного)	
Номінальна змінна напруга	400 В
Діапазон напруги змінного струму	340 ~ 440 В
ККД змінного струму	<3% (лінійне навантаження)
Номінальний діапазон частот	50 Гц, 49,5~50,2 Гц

Продовження таблиці 2.9.

Системні параметри	
Тип ізоляції	Нетрансформаторний ізолюваний
Максимальна ефективність	99%
Ступінь захисту	IP20
Робоча температура	-30 ~ +60°C (зниження номінальних характеристик > 45°C)
Допустима вологість	0~95%
Режим охолодження	Інтелектуальне примусове повітряне охолодження
Зв'язок	RS485, CAN, Ethernet
Розміри (Ш×В×Г)	1100×2000×700 мм
Вага	1000 кг
Вартість	150 000 \$

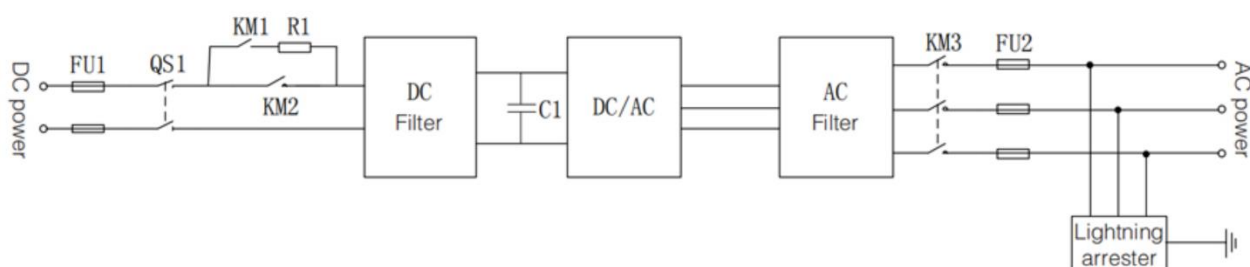


Рисунок 2.19 – Однолінійна схема CHEE –1

Технічну характеристику CHEE-1 наведено в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10

Технічна характеристика CHEE-2

Номер моделі	ЗДПКС-1,825/0,4
Параметри постійного струму	
Максимальна вхідна напруга постійного струму	1500 В
Діапазон вхідної напруги постійного струму	1000 ~ 1500 В
Максимальний вхідний струм постійного струму	1936 А
Вхідні канали постійного струму	1
Параметри змінного струму (в мережі)	
Номінальна потужність змінного струму	1897 кВА

Продовження таблиці 2.10.

Максимальна потужність змінного струму	1725 кВА
Максимальний змінний струм	1587А
Номинальна змінна напруга	690 В
Діапазон напруги змінного струму	587 ~ 759 В
Номинальний діапазон частот	50 Гц, 49,5~50,2 Гц
КГ змінного струму	<3% (повне навантаження)
Коефіцієнт потужності	>0,99 (повне завантаження)
Регулювання реактивної потужності	-1~+1
Параметри змінного струму (автономного)	
Номинальна змінна напруга	690 В
Діапазон напруги змінного струму	587 ~ 759 В
Номинальний діапазон частот	50 Гц, 49,5~50,2 Гц
Системні параметри	
Тип ізоляції	Нетрансформаторний ізований
Максимальна ефективність	99%
Ступінь захисту	IP20
Робоча температура	-30 ~ +60°С (зниження номінальних характеристик > 45°С)
Допустима вологість	0~95%
Режим охолодження	Охолодження примусове повітряне
Зв'язок	RS485, CAN, Ethernet
Розміри (Ш×В×Г)	1000×2400×1500 мм
Вага	1500 кг
Вартість	400 000 \$

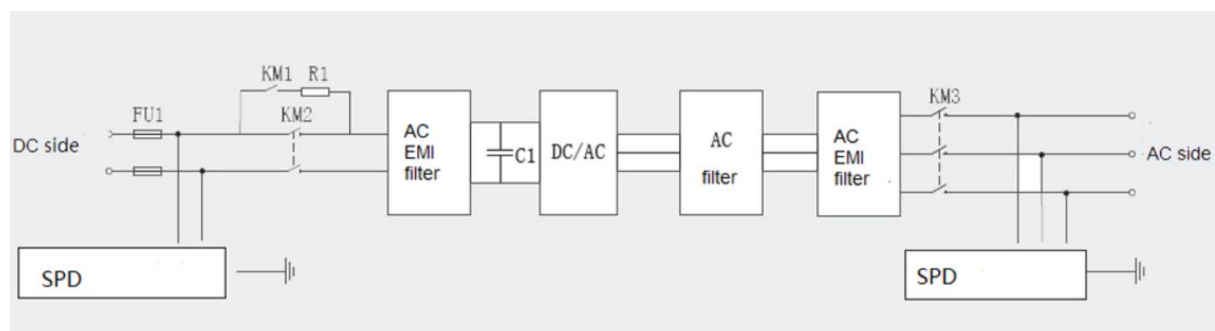


Рисунок 2.20 – Однолінійна схема СНЕЕ – 2

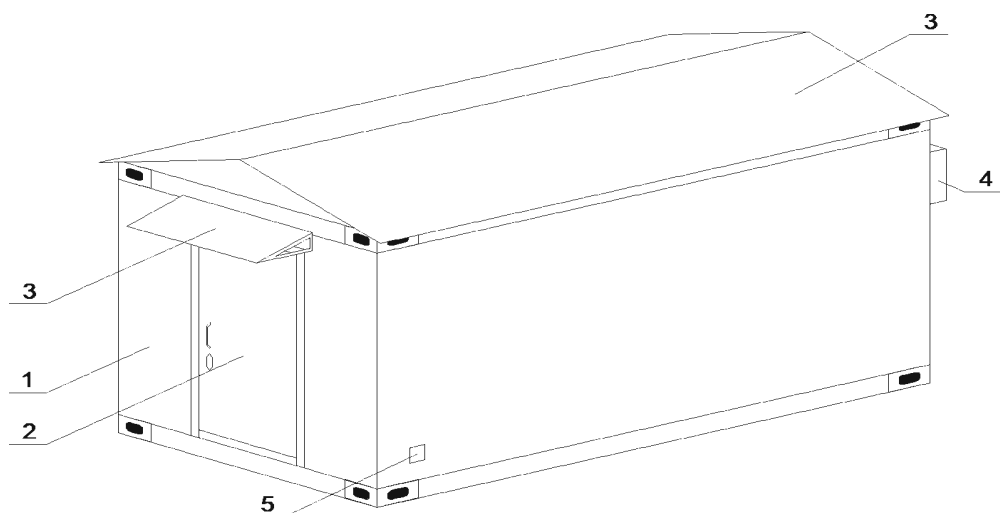


Рисунок 2.21 – Зовнішній вигляд контейнера із СНЕЕ

- 1 – зовнішня оболонка системи, утеплений корпус з несучими конструкціями для закріплення основного та допоміжного обладнання;
- 2 – входні двері в робочу зону, оснащені замком;
- 3 – елементи покрівлі, відливів і захисних козирків (опціонально);
- 4 – зовнішній блок системи кондиціонування;
- 5 – отвори в стінах контейнера для виведення проводів і власних потреб системи.

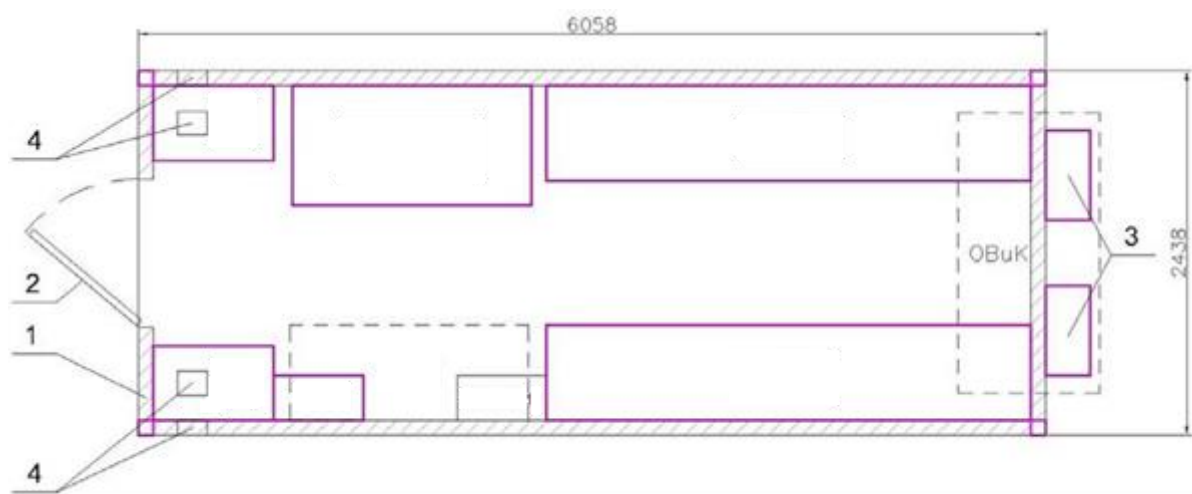


Рисунок 2.22 – Внутрішнє розміщення обладнання у контейнері

- 1 – зовнішня оболонка системи, утеплений корпус з несучими конструкціями для закріплення основного та допоміжного обладнання;
- 2 – входні двері в робочу зону, оснащені замком;
- 3 – Зовнішній блок системи кондиціонування;
- 4 – основний і додатковий ввід силових і контрольних системи;
- 5 – місце розташування запасного приладдя та засобів індивідуального захисту та комплекту обслуговування СНЕЕ.

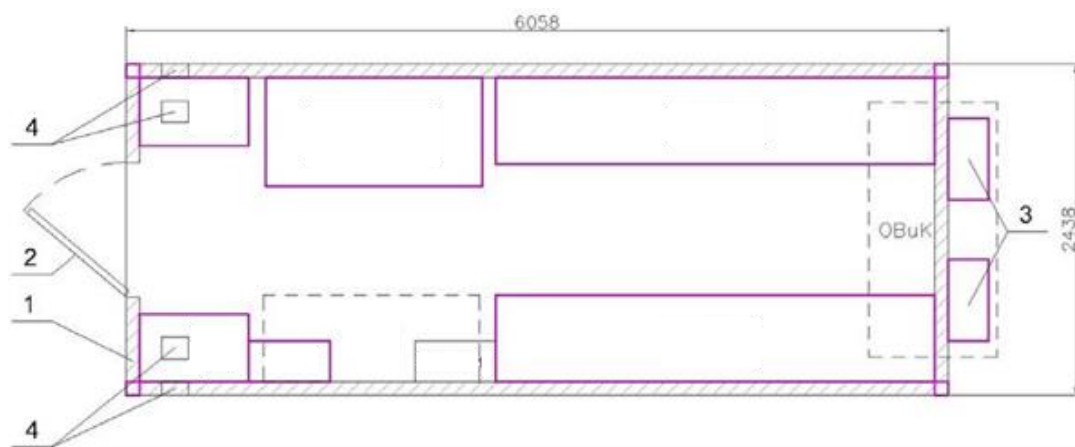


Рисунок 2.22 – Внутрішнє розміщення обладнання у контейнері

- 1 – зовнішня оболонка системи, утеплений корпус з несучими конструкціями для закріплення основного та допоміжного обладнання;
- 2 – входні двері в робочу зону, оснащені замком;
- 3 – Зовнішній блок системи кондиціонування;
- 4 – основний і додатковий ввід силових і контрольних системи;
- 5 – місце розташування запасного приладдя та засобів індивідуального захисту та комплекту обслуговування СНЕЕ.

2.5 Висновки до розділу 2

1. Розрахунки параметрів СНЕЕ для вузлів мережі показали, що їх встановлення в найбільш відповідальних точках дозволяє знизити негативні відхилення напруги до допустимих меж, що підтверджує важливість правильного вибору місця встановлення.

2. Завдяки використанню накопичувачів енергії на базі літій-іонних акумуляторів, які мають високу енергоємність і ефективність, вдалося забезпечити зменшення варіабельності напруги в мережі, що в свою чергу підвищує якість електроенергії та надійність енергопостачання.

3. Порівняння з іншими методами показує, що підхід, запропонований у дослідженні, дозволяє отримати більш точні результати в плані розрахунку параметрів СНЕЕ, зокрема щодо місць їх розміщення, що є ключовим аспектом для забезпечення стабільної роботи енергетичної системи.

4. Врахування різних факторів, таких як розподіл потужностей по гілках мережі і зміна напруги в вузлах, дозволяє досягти найкращих результатів при розрахунку та розміщенні СНЕЕ, що робить цей підхід ефективним для підвищення пропускної здатності та стабільності електричної мережі.

3 РОЗРАХУНКОВО - ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Застосування систем накопичення електричної енергії

За рахунок застосування СНЕЕ в «пасивних» РС, що не містять розподілу – них джерел енергії, можливо збільшити кількість електроенергії W_{EE} , яка може бути передана навантаженню протягом доби. Зазначений ефект прийнято називати «збільшення доступної потужності технологічного приєднання». Зіставлення можливих варіантів параметрів систем накопичення електричної енергії та місць їх розміщення з метою підвищення пропускної здатності мережі P_{max} за критерієм збільшення допустимої потужності технологічного приєднання $P_{тех.присл.}$ буде виконуватися на підставі аналізу завантаження трансформатора ТП.

Рішення завдання збільшення доступної потужності технологічного приєднання розглядається на прикладі графіка добового споживання активної потужності, що відповідає максимальному навантаженню зимового дня контрольного виміру, заданого у відносних одиницях, представленого на рисунку 3.1.

Слід зазначити, що всі розрахунки проводяться у відносних одиницях.

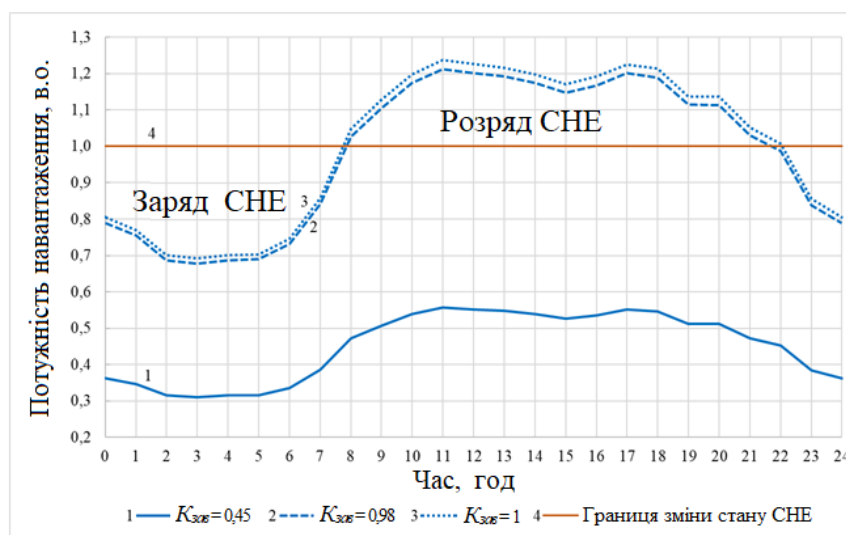


Рисунок 3.1 – Добовий графік навантаження трансформаторної підстанції

Кількість електричної енергії, яка необхідна для покриття пікової частини

добового графіку навантаження, позначено як $E_{\text{пik}}$; номінальна енергоемність підсистеми накопичення СНЕЕ позначена як $E_{\text{CHЕЕ}}$; коефіцієнт енергетичної ефективності СНЕЕ, що враховує втрати в підсистемі перетворення, підсистемі накопичення і враховує допустиму глибину розряду конкретної підсистеми накопичення, позначений як $\eta_{\text{CHЕЕ}}$; через $P_{\text{CHЕЕ}}$ позначена нормована вихідна активна потужність СНЕЕ, що відповідає номінальній потужності перетворювача енергії; через $P_{\text{ном}}$ позначена номінальна потужність трансформатора ТП $S_{\text{ном}}$ при $\cos\varphi = 1$, значенню якої на рисунку 3.1 відповідає лінія 4; через $P_{\text{нав}}$ позначена потужність навантаження ТП, зміні якої на рисунку 3.1 відповідають лінії 1 – 3; коефіцієнт завантаження трансформатора ТП, що дорівнює відношенню середньодобової зміни навантаження $\{P_{\text{нав}_i}\}_{i=[0,24]}$ до номінальної потужності трансформатора ТП $P_{\text{ном}}$, позначений як $K_{\text{зав}} = \sum_{i=0}^{24} \frac{P_{\text{нав}_i}}{t_i} / P_{\text{ном}}$; доступна потужність технологічного приєднання, при якій протягом доби не виникає перевантаження трансформатора ТП, і відповідний даній величині коефіцієнт завантаження, позначені як $P_{\text{тех.приєд.}}$ і $K_{\text{зав}}^{\text{макс}}$ відповідно.

Додатково, для графіка навантаження, представленого на рисунку 3.1, можна виділити два інтервали часу, що відповідають режимам заряду і розряду СНЕЕ. Режим заряду, що визначає номінальну енергоемність накопичувального елемента в складі СНЕЕ, триває на інтервалі часу $t_{\text{min}} \in \{P_{\text{нав}}^{K_{\text{зав}}=1} \leq P_{\text{ном}}\}$. Режим розряду, що визначає струм розряду накопичувального елемента і потужність перетворювача у складі СНЕЕ, продовжується на інтервалі $t_{\text{max}} \in \{P_{\text{нав}}^{K_{\text{зав}}=1} > P_{\text{ном}}\}$.

Крім цього, приріст часу (перехід від точки t_0 до точки t_1) з кроком в 1 годину позначено ΔT .

Як зазначалося раніше, для збільшення доступної потужності технологічного приєднання найбільш значущим фактором є коефіцієнт завантаження трансформатора ТП. Як видно з досліджуваного добового графіка навантаження,

коефіцієнт завантаження трансформатора для даної ТП в нормальному режимі становить 0,45 (лінія 1 на рисунку 3.1). Тоді, припускаючи, що приріст навантажень з часом відбувається рівномірно, на першому етапі потрібно визначити доступну потужність технологічного приєднання при $K_{зав} = 0,45$, яка розраховується:

$$P_{\text{тех.приєд.}} = P_{\text{ном}} - \max \left\{ P_{\text{нав}_i}^{K_{зав}=0,45} \right\}_{i=[0,24]} \quad (3.1)$$

Таким чином було визначено значення навантаження, яке можна підключити до даної ТП без заміни трансформатора до установки СНЕЕ.

Далі потрібно визначити енергоемність $E_{\text{пик}}$ та $E_{\text{СНЕЕ}}$. Очевидно, що при $K_{зав} = 1$, кількість електроенергії, яку можна накопичити (область заряду на рисунку 3.1) і яку потрібно віддати (область розряду на рисунку 3.1) будуть однаковими. Проте, враховуючи те, що коефіцієнт енергетичної ефективності СНЕЕ $\eta_{\text{СНЕЕ}} < 1$, має виконуватися умова $E_{\text{пик}} < E_{\text{СНЕЕ}}$. На першому етапі розрахунку допускається прийняти $K_{зав} = 0,98$. Тоді, енергоемність, яка необхідна для покриття пікової частини добового графіка навантаження для вузла мережі,

визначається як:

$$E_{\text{пик}} = \sum_{j=t}^T (P_{\text{нав}_j}^{K_{зав}=0,98} - P_{\text{ном}}) \Delta T, \quad t \leq t_{\text{max}} \leq T \quad (3.2)$$

При цьому, кількість електроенергії, яку може накопичити СНЕЕ в даному вузлі електричної мережі при $K_{зав} = 0,98$, становитиме:

$$E_{\text{СНЕЕ}} = \sum_{j=t}^T (P_{\text{ном}} - P_{\text{нав}_j}^{K_{зав}=0,98}) \Delta T, \quad t \leq t_{\text{min}} \leq T. \quad (3.3)$$

Енергоемність, яку СНЕЕ може видати для досліджуваного графіка навантаження:

$$E'_{\text{СНЕЕ}} = E_{\text{СНЕЕ}} \cdot \eta_{\text{СНЕЕ}} \quad (3.4)$$

Оскільки нерівномірність графіка навантаження має стохастичний

характер, необхідно виконати перевірку

коректності розрахунку максимального завантаження трансформатора:

$$\Delta W_{\text{ТП}} = E'_{\text{СННН}} - E_{\text{пик}} \geq 0. \quad (3.5)$$

Виконання умови (3.5) підтверджує, що енергоємності СННН буде достатньо, щоб покрити пікове навантаження потужністю $\max\{P_{\text{нав}_i}^{K_{\text{зав}}=0,98}\}_{i=[0,24]}$ і тривалістю $t_{\text{max}} \in \{P_{\text{нав}}^{K_{\text{зав}}=0,98} > P_{\text{ном}}\}$.

У випадку, якщо $\Delta W_{\text{ТП}} < 0$, слід зменшити прийняте розрахункове значення коефіцієнта завантаження трансформатора $K_{\text{зав}}$ і повторно виконати розрахунки енергоємності згідно з формулами 3.2 і 3.3.

Далі, потрібно визначити нормовану вихідну активну потужність СННН тривалістю t_{max} при допустимому завантаженні трансформатора $K_{\text{зав}}^{\text{макс}}$, як:

$$P_{\text{СННН}} = \max\{P_{\text{нав}_i}^{K_{\text{зав}}=0,98}\}_{i=[0,24]} - P_{\text{ном}}. \quad (3.6)$$

Рівняння 3.1 – 3.6 дозволяють розрахувати необхідні параметри СННН з метою збільшення доступної потужності технологічного приєднання для «пасивної» РС, без джерел електроенергії на базі ВДЕ.

Коефіцієнт збільшення потужності технологічного приєднання розрахуємо як відношення нормованої вихідної активної потужності СННН, що визначається допустимим завантаженням трансформатора $K_{\text{зав}}^{\text{макс}}$, до фактичної доступної потужності технологічного приєднання:

$$k_{\text{тех.приед.}} = \frac{P_{\text{СННН}}}{P_{\text{тех.приед.}}} \quad (3.7)$$

Тоді найбільш доцільним місцем розміщення СННН в електричній мережі буде вузол, де доступна потужність технологічного приєднання в результаті установки СННН максимально збільшиться $k_{\text{тех.приед.}j} \geq k_{\text{тех.приед.}i}$, $i=1, \dots, n$, де n – кількість вузлів тієї ділянки мережі, яку розглянули.

3.2 Оптимізація напруги на шинах 0,4 кВ за допомогою накопичувачів енергії та ВДЕ

Відомо, що збільшення споживання реактивної потужності призводить до зниження пропускної здатності мережі та зниження рівнів напруги у вузлах мережі. З іншого боку, важко прогнозована і значно мінлива протягом доби потужність від розподілених джерел енергії на базі ВДЕ може призводити до неприпустимого збільшення напруги в мережі.

Традиційно завдання регулювання напруги в РС вирішувалося через розподіл в мережі оптимальної реактивної потужності за критерієм мінімізації втрат активної потужності. Однак, компенсація реактивної потужності в РС має слабкий регулювальний ефект по напрузі через низьке значення відношення X/R для ліній даного класу напруг. Дійсно, відношення X/R для ліній вищих класів напруг може бути в 5–8 разів більшим, ніж у ЛЕП нижчих класів, а у трансформаторів це співвідношення ще більше.

При вирішенні задачі вибору місця розміщення СНЕЕ оптимізаційними методами за критеріями мінімізації витрат на СНЕЕ і/або мінімізації втрат електроенергії, запобігання виникненню неприпустимих відхилень напруги забезпечується наявністю граничних умов наступного вигляду:

$$U_{\min} \leq U_j \leq U_{\max}, j = 1, \dots, N, \quad (3.8)$$

де $U_{\min}$, $U_{\max}$ – нижня і верхня допустимі межі по напрузі відповідно;

j – номер вузла досліджуваної мережі, що містить N вузлів.

Якщо оптимізаційна задача містить критерій зниження відхилень напруги в РС, тоді розміщення накопичувача передбачається у вузлі електричної мережі

з найбільшими відхиленнями напруги з метою мінімізації даного відхилення :

$$\Delta U_{rms}^{peak} = \sqrt{\frac{1}{n_d} \sum_{d=1}^{n_d} \max_{\substack{k \in K_d, h \in H_m \\ p \in \{1,2,3\}}} (|U_{p,h,k}| - U_{nom})^2} \rightarrow \min, \quad (3.9)$$

де n_d – порядковий номер дня досліджуваного періоду ; K_d – крок зміни часу протягом дня n_d ; H_m – номер вузла досліджуваної схеми ; p – номер фази ; $U_{p,h,k}$ – вимірне значення напруги ; U_{nom} – номінальна напруга мережі.

Однак, при зіставленні можливих варіантів параметрів систем накопичення електричної енергії та місць їх розміщення з метою підвищення пропускної здатності мережі P_{max} за критерієм зниження відхилень напруги на шинах 0,4 кВ ТП у прилеглий до розподілених енергетичних ресурсів (ПЕР) на базі ВДЕ мережі $\delta U_{(\pm)}$, необхідно враховувати комплексний вплив поточкорозподілу потужностей і рівнів напруги в мережі. Останнє обумовлено найбільшою значимістю даних факторів для розглянутого критерію. Також необхідно відмітити, що номінальна потужність і коефіцієнт завантаження генератора ПЕР на базі ВДЕ є статистично незначущими факторами. Таким чином, розміщення СНЕЕ необхідно виконати в найбільш «проблемному» вузлі мережі, для найбільшого поліпшення результуючих рівнів напруги у всій мережі.

Коефіцієнт кореляції, що визначає відхилення від заданої напруги для i -го вузла мережі, розраховується за формулою :

$$k_{\Pi_i} = \frac{(U_i - U_{min}) \cdot (U_{max} - U_i) \cdot |P_i|}{(U_{ном} - U_{min}) \cdot (U_{max} - U_{ном}) \cdot \sum_{j=1}^n |P_j|} \quad (3.10)$$

де U_i – діюче значення напруги в i -му вузлі ; $U_{ном}$ – номінальна напруга ; даного вузла ; U_{min} і U_{max} – нижня і верхня межі зміни напруги в розглянутому вузлі відповідно ; P_i – потужність навантаження в даному i -му вузлі ; P_j – сумарна потужність, що протікає на даній ділянці мережі .

На основі аналізу рівняння 3.9 можна зробити висновок, що k_{Π_i} визначає не тільки відхилення напруги відносно номінального значення в i -му вузлі, але і

показує внесок зміни напруги в найбільш навантаженому вузлі в загальне спотворення напруги живлення. У разі, якщо k_{Π_i} набуває від'ємного значення, то напруга в даному вузлі не відповідає заданим граничним значенням.

Таким чином, чим більше сумарне значення $k_{\Pi} = \sum_{i=1}^n k_{\Pi_i}$, де n – кількість вузлів розглянутої ділянки мережі, тим ближче рівні напруг у всій мережі до своїх номінальних значень. Ідеальне значення $k_{\Pi} = 1$ відповідає рівності напруг у всіх вузлах розглянутої ділянки мережі номінальним значенням.

При виборі СНЕЕ і місць їх розміщення з метою зниження відхилень напруги в вузлах мережі, потрібно в режимі максимальних навантажень і мінімальної генерації, і в режимі мінімальних навантажень і максимальної генерації розрахувати значення k_{Π_i} для всіх вузлів розглянутої ділянки мережі. Найефективніша установка СНЕЕ у вузлі мережі j з найменшим коефіцієнтом $k_{\Pi_j} \leq k_{\Pi_i}, i = 1, \dots, n$. В результаті встановлення СНЕЕ в даному вузлі, сумарне значення k_{Π} буде максимально збільшено, що визначає максимальну ефективність від використання СНЕЕ для розглянутих режимів.

Потужність навантаження (генерації) в j -му вузлі мережі, при якій напруга в даному вузлі знаходиться в допустимих межах $U_{\min} \leq U_j \leq U_{\max}$, позначено як $P_{\text{нав}_j}(P_{\text{ген}_j})$.

Потужність навантаження в j -му вузлі мережі, при якій напруга в даному вузлі менше заданого мінімального значення $U_j < U_{\min}$ позначено як $P_{\text{нав}_{\max}}$. Тривалість наявності даного навантаження складе $t_{\max} \in \{U_j < U_{\min}\}$. Регулюючий вплив від СНЕЕ в цьому випадку буде називатися позитивним.

Потужність генерації в j -му вузлі мережі, при якій напруга в даному вузлі більше заданого максимального значення $U_j > U_{\max}$, позначено як $P_{\text{ген}_{\max}}$. Тривалість наявності даної генерації складе $t_{\min} \in \{U_j > U_{\max}\}$. В даних умовах регулюючий вплив від СНЕЕ буде називатися негативним.

Додатково, приріст часу (перехід від точки t_0 до точки t_1) з кроком в 1 годину позначено як ΔT . Коефіцієнт енергетичної ефективності АБ, що враховує допустиму глибину розряду і запас на «старіння» конкретної підсистеми накопичення, позначений як η_{AB} . Коефіцієнт ефективності підсистеми перетворення, що враховує втрати в перетворювачі енергії та накопичувальному елементі, позначений як η_B . Загальний коефіцієнт енергетичної ефективності СНЕЕ, що враховує всі перераховані фактори, позначений як $\eta_{CHEE} = \eta_{AB} \cdot \eta_B$.

Для випадку позитивного регулювального впливу, в режимі максимальних навантажень і мінімальної генерації, необхідна номінальна енергоємність накопичувача E_{CHEE}^+ визначається тривалістю максимуму навантаження в даному j -му вузлі:

$$E_{CHEE}^+ = \frac{\sum_{i=t_1}^{t_2} (P_{наб_{max,i}} - P_{наб_j}) \Delta T}{\eta_{CHEE}}, \quad t_1 \leq t_{max} \leq t_2 \quad (3.11)$$

Потужність позитивного регулювального впливу від СНЕЕ P^+ для даного j -го вузла визначається як:

$$P_{CHEE}^+ = \max \left\{ P_{наб_{max,i}} \right\}_{i=[t_1, t_2]} - P_{наб_j} \quad (3.12)$$

Аналогічно для негативного регулювального впливу, в режимі мінімальних навантажень і максимальної генерації, необхідна номінальна енергоємність накопичувача визначається тривалістю максимуму генерації в j -му вузлі мережі:

$$E_{CHEE}^- = \frac{\sum_{i=t_1}^{t_2} (P_{ген_{max,i}} - P_{ген_j}) \Delta T}{\eta_{AB}} \eta_B, \quad t_1 \leq t_{min} \leq t_2 \quad (3.13)$$

Потужність негативного регулювального впливу від СНЕЕ для даного j -го вузла визначається як:

$$P_{CHEE}^- = \max \left\{ P_{ген_{max,i}} \right\}_{i=[t_1, t_2]} - P_{ген_j} \quad (3.14)$$

Таким чином, для запобігання виникненню неприпустимих позитивних відхилень напруги, номінальна енергоємність СНЕЕ визначається надлишком електроенергії, яку необхідно накопичити для забезпечення заданих меж по

напрузі. Для запобігання виникненню неприпустимих негативних відхилень напруги та вирівнювання пікових навантажень, номінальна енергоємність СНЕЕ визначається дефіцитом електроенергії, яку необхідно віддати в мережу для забезпечення заданих меж по напрузі.

Рівняння 3.11-3.14 дозволяють визначити вид необхідного регулювального

впливу від СНЕЕ (позитивний або негативний), розрахувати параметри і визначити найбільш доцільне місце розміщення СНЕЕ з метою поліпшення рівнів напруги у всій мережі.

3.3 Дослідження ефективності застосування систем накопичення електричної енергії для підвищення пропускної здатності розподільних електричних мереж

У сучасних мегаполісах щорічне збільшення щільності навантаження може призвести до перевищення тривало допустимих значень струмового навантаження для електрообладнання РС під час пікових годин. Швидким і економічно ефективним рішенням для підвищення пропускної здатності мереж є впровадження СНЕЕ на вторинній напрузі ТП 6-20/0,4 кВ замість будівництва нових чи модернізації існуючих електромережових об'єктів.

У цьому розділі розглядається доцільність застосування СНЕЕ за критерієм максимізації чистого дисконтованого доходу (ЧДД), що передбачає порівняння дисконтованого системного ефекту від реалізації технічного рішення та дисконтованих витрат, пов'язаних із його реалізацією.

$$\text{ЧДД} = E - Z \quad (3.15)$$

Підвищення пропускної здатності РС на 10 кВ за допомогою встановлення СНЕЕ є обґрунтованим технічним рішенням.

Як основний захід для покращення пропускної здатності мережі передбачено будівництво кабельної лінії 10 кВ та трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ.

3.3.1 Визначення найкращих умов для застосування СНЕЕ, на підставі розрахунку капітальних витрат

Ключовими факторами вибору СНЕЕ та місця її встановлення є завантаженість та номінальна потужність головного трансформатора, від параметрів якого залежить необхідний перетин та довжина кабельної лінії.

Враховуючи всі перелічені фактори, на початковому етапі планування будівництва СНЕЕ, на основі розрахунку капітальних витрат, необхідно визначити оптимальні умови, що сприятимуть підвищенню ефективності роботи мережі.

Статистичний аналіз параметрів електромережевого обладнання напругою 10 кВ досліджуваного РЕС дозволив обрати чотири граничні випадки відстані що характеризуються найбільшими або найменшими перерізами і довжинами кабельної лінії, а також відповідними номінальними потужностями трансформаторів.

- установка СНЕЕ на ТП з мінімальною довжиною і мінімальним перерізом живильної КЛ;
- встановлення СНЕЕ на ТП з мінімальною довжиною СНЕЕ і максимальним перетином живильної КЛ;
- встановлення СНЕЕ на ТП з максимальною довжиною і мінімальним перетином живильної КЛ;
- встановлення СНЕЕ на ТП з максимальною довжиною і максимальним перетином живильної КЛ.

Параметри електромережевого обладнання для перерахованих варіантів вихідних даних, що визначають різні умови для застосування СНЕЕ, наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1.

Варіанти вихідних даних, що визначають умови для застосування СНЕЕ

Варіант вихідних даних	Марка і перетин КЛ	Довжина КЛ, км	Потужність трансформатора, кВА
1	АСБ-3х50-10	0,2	250
2	АСБ-3х240-10	0,05	1000
3	АСБ-3х95-10	2,285	630
4	АСБ-3х240-10	2,5	400

Схема ділянки мережі, сформована в програмному комплексі PSS SINCAL, на основі вищезгаданих варіантів вихідних даних, показана на рисунку 3.2. Ця схема необхідна для проведення оцінки змін втрат електроенергії в мережі після впровадження заходів, що стосуються обґрунтованого технічного рішення та базових заходів підвищення пропускної здатності мережі.

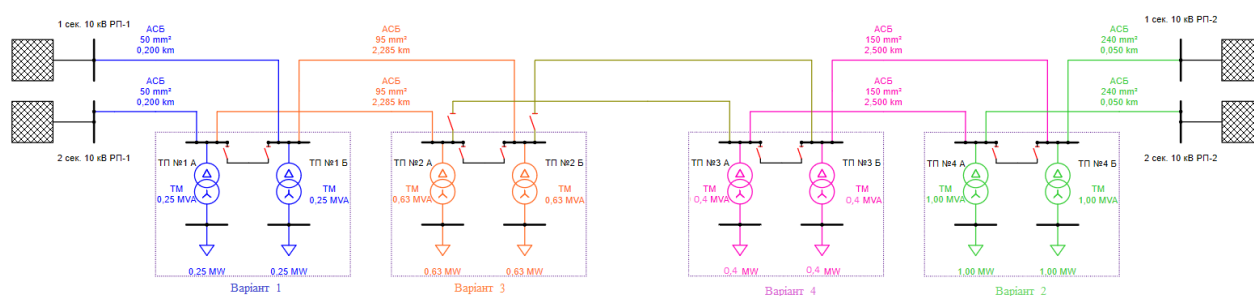


Рисунок 3.2 – Розрахункова схема досліджуваної ділянки РС

Вибір першого критерію та усіх варіантів застосування систем накопичення базується на графіку добового споживання активної потужності, заданому в відносних одиницях, пропорційних потужності трансформатора. Графік представлений на рисунку 3.3.

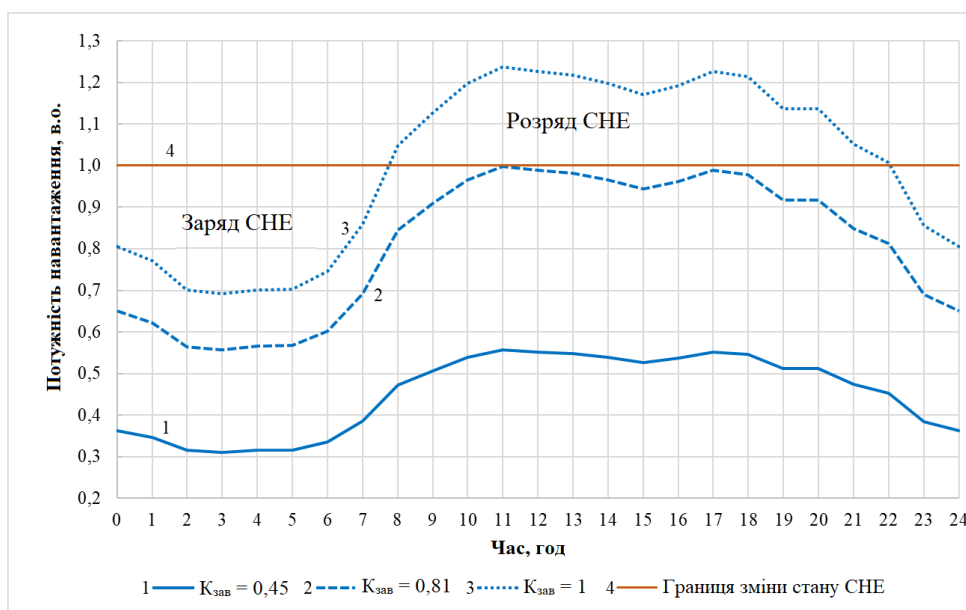


Рисунок 3.3 – Добовий графік зміни навантаження ТП

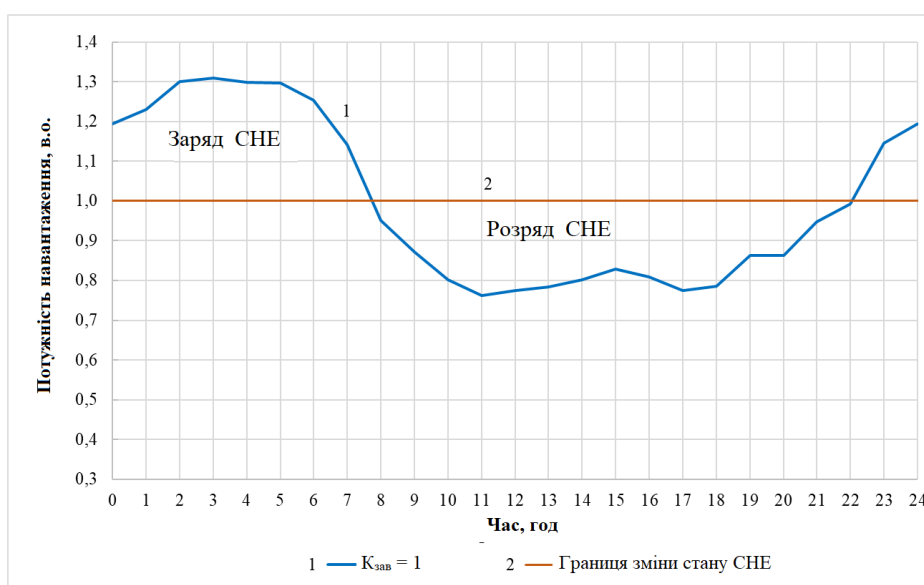


Рисунок 3.4 – Добовий графік зміни генерації РЕР на базі ВДЕ

Аналізуючи рівняння 3.4 і 3.13, можна зробити висновок, що при виборі СНЕЕ за першим критерієм є номінальна енергоємність накопичувальної системи вона повинна бути більшою, ніж за другим критерієм, з урахуванням коефіцієнта ефективності перетворення енергії, що враховує втрати в перетворювачі енергії та накопичувальному елементі, середнє значення якого становить $\eta_B = 0,9$. Для виключення завищення необхідної енергоємності

накопичувача в рамках другого критерію вибору СНЕЕ необхідно перенести дані про втрати в чисельник. Для зменшення обсягу розрахунків можна припустити що для вибору СНЕЕ добовий графік зміни потужності джерела на базі ВДЕ, пропорційно потужності трансформатора, має дзеркальне відображення (рисунок 3.4), а параметри і капітальні витрати на СНЕЕ будуть сталими. Отже, на основі припущення про рівність параметрів СНЕЕ для обох критеріїв вибору, номінальна енергоємність накопичувача повинна забезпечувати вирівнювання пікових навантажень графіків 3.3 і 3.4, одночасно забезпечуючи максимальне збільшення допустимого пікового завантаження трансформатора в години максимального навантаження і генерації. Згідно з аналізом зазначених графіків, можна стверджувати, що заряд СНЕЕ має відбуватися протягом інтервалу часу з 22 до 8 години.

Як вже зазначалося, основними складовими СНЕЕ є напівпровідниковий перетворювач і система накопичення. Для оцінки доцільності впровадження СНЕЕ пропонується не обмежуватися лише літій-іонними акумуляторами, які є найбільш популярними та передовими, а також розглянути варіанти використання добре вивчених свинцево-кислотних акумуляторів. Окремо розглядається варіант застосування проточних ванадієвих редокс-батареї, що набирають популярність.

Отже, далі розглядаються три сценарії для обґрунтованого технічного рішення підвищення пропускної здатності мережі, що включають реалізацію СНЕЕ з підсистемою накопичення на основі літій-іонних, свинцево-кислотних та проточних батарей.

Необхідні параметри СНЕЕ для досліджуваного графіка навантаження, представленого на рисунку 3.3, з урахуванням особливостей вибору енергоємності конкретних типів накопичувальних систем (відмінність допустимої глибини розряду, запасу на старіння і енергетичної ефективності накопичувача), наведені в таблиці 3.2.

За даними виробників свинцево-кислотних і літій-іонних акумуляторів, якщо енергоємність акумулятора знижується більше ніж на 20 % протягом його

терміну служби, це вважається відмовою, що зумовлює необхідність врахування запасу на «старіння». Проточні ванадій-редокс-батареї, з іншого боку, не піддаються глибокому розряду або ефекту «старіння».

Таблиця 3.2

Параметри СНЕЕ для розглянутих умов застосування систем накопичення

Варіант вихідних даних	Допустима глибина розряду	Запас на старіння	ККД інвертора	Енергетична ефективність АБ	Нормована вихідна активна потужність системи, кВт	Номінальна енергоемність системи, кВт·год
Літій-іонні АБ						
1	70	20	95	95	41	724,7
2					163	2898,9
3					103	1826,3
4					65	1159,6
Свинцево-кислотні АБ						
1	30	20	95	85	28	832,2
2					114	3328,8
3					72	2097,1
4					46	1331,5
Проточні ванадієві редокс-батареї						
1	-	-	95	80	50	653,4
2					201	2613,7
3					126	1646,6
4					80	1045,5

Вихідна активна потужність перетворювача СНЕЕ для різних типів систем накопичення відрізняється через величину коефіцієнта завантаження трансформатора, при якому протягом доби не спостерігається перевантаження трансформатора. Рисунок 3.3 показує, що нерівномірність графіка навантаження зникне після встановлення СНЕЕ, а добовий коефіцієнт завантаження трансформатора досягне 0,94, 0,9 та 0,97 відповідно.

3.3.2 Порівняння ефективності застосування СНЕЕ

При обґрунтуванні доцільності застосування СНЕЕ горизонт розрахунку прийнятий рівним 20 років без урахування періоду будівництва, виходячи із середнього значення нормативного терміну корисного використання силових

трансформаторів і кабельних ліній. Крок розрахунку – 1 рік. Річна ставка дисконтування – 7,2 %. Як зазначалося раніше, дисконтовані витрати за обґрунтованим технічним рішенням розраховувалися для трьох сценаріїв реалізації підсистеми накопичення СНЕЕ:

- на базі літій-іонних АБ;
- на базі свинцево-кислотних АБ;
- на базі проточних ванадієвих редокс-батареї.

При цьому, з огляду на обмежений циклічний ресурс, додатково необхідно враховувати капітальні витрати на заміну АБ. Кількість замін літій-іонних акумуляторів при терміні служби 8,2 року (3000 циклів) складе 2 рази. Для свинцево-кислотних акумуляторів при терміні служби 2,2 роки (800 циклів), кількість замін складе 9 разів. Проточні ванадієві редокс-батареї мають термін служби 10-15 років (при 1000 циклів на рік) і обмежений ресурсом батарей електрохімічних комірок і насосів для прокачування електроліту, а не кількістю циклів заряду/розряду. Таким чином, редокс-батареї необхідно замінити 1 раз.

Крім цього, використання СНЕЕ призводить до збільшення навантажувальних втрат електричної енергії в досліджуваній ділянці мережі напругою 10 кВ, представленої на рисунку 3.2. Приріст витрат на оплату втрат визначено виходячи з величини додаткових річних втрат електричної енергії та вартості електричної енергії, що придбана територіальною мережевою організацією (ТМО) з метою компенсації втрат у мережах.

Навантажувальні втрати електричної енергії в результаті встановлення СНЕЕ на вторинній напрузі ТП для всіх сценаріїв обґрунтованого технічного рішення збільшилися на 12500 кВт·год/рік.

Додаткові втрати електроенергії при заряді-розряді СНЕЕ, що включають втрати на випрямлення та інвертування електроенергії і втрати в акумуляторній батареї, визначені відповідно до значень зазначених втрат для різних типів АБ, представлених у таблиці 3.2. Так, втрати електричної енергії для СНЕЕ на базі літій-іонних АБ складуть

$$\Delta W_B = 1159,6 \cdot 0,0975 \cdot 0,7 \cdot 365 / 1,2 = 24073 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{год}.$$

Ціна на електричну енергію, що купується з метою компенсації втрат в мережах, прийнята як кінцева регульована ціна щодо величин, що не перевищують фактичних обсягів втрат електричної енергії над обсягами втрат, врахованими в зведеному прогнозованому балансі для ТМО становить 4.32грн./кВт·год.

До системного ефекту від застосування СНЕЕ прийнято відносити вирівнювання пікових навантажень – збільшення споживаної з мережі потужності в години низького енергоспоживання, коли вартість електроенергії мінімальна, з подальшою частковою компенсацією потоку активної потужності в бік навантаження в години пікового енергоспоживання.

Таким чином, передбачувана вигода (ефект) від застосування СНЕЕ ґрунтується на диференціюванні за зонами доби розрахункового періоду ціни на електричну енергію для споживачів відповідної цінової категорії.

Розрахунок виконувався за формулою:

$$Z = \sum_{t=1}^{T_1} (\kappa_t + v_t) (1 + E)^{T_0 - t} \quad (3.16)$$

Де t – поточний рік будівництва та експлуатації об'єкта; κ_t – капітальні витрати на рік t ; v_t – експлуатаційні витрати на рік t ; E – ставка дисконтування витрат; T_1 – термін служби об'єкта; T_0 – рік, до якого приводяться різночасні витрати.

Системний ефект базових заходів полягає у зниженні витрат на відшкодування втрат електроенергії. Зниження втрат у досліджуваній ділянці мережі напругою 10 кВ, розрахункова схема якої представлена на рисунку 3.2, складе 9550 кВт·год/рік. Ціна на електричну енергію, що купується з метою компенсації втрат в мережах ТМО, також прийнята рівною 4.32грн./кВт·год.

Розраховані значення чистого дисконтованого доходу за трьома сценаріями обґрунтованого технічного рішення щодо базових заходів підвищення пропускної здатності розподільної електричної мережі напругою 10 кВ представлені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3

Результуючі значення ЧДД за обґрунтованим технічним рішенням щодо базових заходів

Захід щодо підвищення пропускної здатності мережі	Значення ЧДД, млн грн.
СНЕС з підсистемою накопичення на базі літій-іонних АБ	12,8
СНЕС з підсистемою накопичення на базі свинцево-кислотних АБ	7,6
СНЕС з підсистемою накопичення на базі проточних ванадієвих редокс-батарей	14,6

На підставі аналізу результатів розрахунків чистого дисконтованого доходу, представлених у таблиці 3.3, можна зробити висновок, що економічна ефективність застосування СНЕС з літій-іонними АБ і з проточними ванадієвими редокс-батареями вище ефективності нового будівництва з урахуванням пристрою переходів методом ГНБ. Ефективність застосування свинцево-кислотних АБ значно нижча, що обумовлено малим терміном служби (циклічним ресурсом) батарей даного типу.

Додатково необхідно зазначити, що, згідно з експертними оцінками щодо розвитку технологій накопичення електричної енергії, вартість всіх типів накопичувальних систем за 10 років знижується більш ніж у 2 рази. Зазначена обставина в розрахунку капітальних витрат на заміну АБ також не враховувалася.

Крім цього, при розрахунку капітальних витрат на нове будівництво живильної КЛ, з урахуванням влаштування переходів методом ГНБ, і нової ТП, за укрупненими показниками вартості, не враховувалися вартості відчужуваних земельних ділянок, витрати, пов'язані з оформленням земельної ділянки та кошти на виплату земельного податку.

Таким чином, при частих циклах заряду і розряду накопичувача малої тривалості (близько 10 годин), швидкою і економічною альтернативою традиційним заходам з будівництва лінії електропередачі і трансформаторної підстанції є СНЕС з підсистемою накопичення на базі літій-залізофосфатних акумуляторів. При збільшенні тривалості циклів до 72 годин, попередньо,

незважаючи на низьку енергетичну ефективність, найбільш економічним варіантом стануть проточні ванадієві редокс-батареї.

3.4 Висновки до розділу 3

1. Розроблено аналітичну методику вибору СНЕЕ і місць їх розміщення для підвищення пропускної здатності розподільних електричних мереж напругою 6 – 20 кВ. Зазначена методика відрізняється від відомих критеріями зіставлення варіантів: збільшення доступної потужності технологічного приєднання, враховуючи вплив завантаження трансформатора ТП, і зниження відхилень напруги на шинах 0,4 кВ ТП в прилеглий до РЕР на базі ВДЕ РС, враховуючи комплексний вплив поточкорозподілу потужностей і рівнів напруги в мережі.

2. Ефективність застосування СНЕЕ замість будівництва нових КЛ і ТП, з метою підвищення пропускної здатності мережі, зростає із збільшенням довжини та перетину модернізованої КЛ, що визначає основну частину необхідних капітальних витрат, та із зменшенням номінальної потужності трансформатора модернізованої ТП, що знижує необхідну вихідну активну потужність та номінальну енергоємність СНЕЕ. При цьому початкові капітальні витрати на нове будівництво, з урахуванням влаштування спеціальних переходів методом горизонтально-спрямованого буріння, в 2–5 разів перевищують витрати на СНЕЕ.

3. Обґрунтовано, що застосування СНЕЕ для підвищення пропускної здатності мережі, з урахуванням обмеженого циклічного ресурсу підсистем накопичення, за критерієм максимуму чистого дисконтованого доходу, є ефективною альтернативою традиційному будівництву електромережевих об'єктів. Дана обставина дозволяє відхилити сформоване уявлення про економічну недоцільність застосування даного пристрою в розподільних електричних мережах напругою 6-20 кВ.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Загальні вимоги безпеки до накопичувачів енергії

На кожному промисловому підприємстві при експлуатації електро-Накопичувачі енергії, які використовуються для стабілізації роботи автономних енергетичних систем, повинні відповідати високим стандартам безпеки для запобігання нещасним випадкам, поломкам обладнання та негативному впливу на навколишнє середовище. Важливими аспектами охорони праці є:

Дотримання технічних характеристик: кожен накопичувач енергії (акумуляторна батарея, суперконденсатор, літій-іонні елементи) має працювати в межах рекомендованих виробником параметрів. Перевищення робочих напруг, температур чи інших характеристик може призвести до перегріву, вибуху або короткого замикання. Невідповідність стандартам може серйозно вплинути на ефективність системи та безпеку експлуатації.

Інструкції з експлуатації: оператор повинен бути ретельно ознайомлений із технічними характеристиками, правилами експлуатації та вимогами безпеки для конкретного виду накопичувача енергії. Це передбачає правильне підключення, налаштування та введення в експлуатацію пристроїв, що є основою для запобігання нещасним випадкам через людську помилку.

Регулярне обслуговування: перевірка стану накопичувачів енергії, стану їхніх акумуляторних елементів, а також систем охолодження та безпеки повинна проводитись на регулярній основі для запобігання аварійним ситуаціям. Недотримання термінів обслуговування може призвести до серйозних наслідків, таких як пожежі або вихід з ладу важливих елементів енергетичної системи.

Навчання та інструктажі: всі працівники, які працюють з накопичувачами енергії, повинні пройти спеціальне навчання та інструктажі з охорони праці. Знання основ безпеки під час роботи з електричними та енергетичними системами є критично важливим для запобігання травмам та аваріям.

4.2 Правила техніки безпеки при встановленні, експлуатації та обслуговуванні накопичувачів енергії

4.2.1 Правила безпеки при встановленні накопичувачів енергії

Процес встановлення накопичувачів енергії в автономні енергетичні системи вимагає суворого дотримання правил безпеки для забезпечення їх безпечної та ефективної роботи:

Ізоляція та заземлення: всі компоненти системи накопичення енергії, такі як акумулятори, електричні елементи та проводка, повинні бути належним чином ізольовані та заземлені. Це дозволяє уникнути ураження електричним струмом під час обслуговування та підключення, а також зменшує ризик короткого замикання, що може спричинити пожежу чи вибух.

Перевірка на наявність пошкоджень: перед підключенням акумуляторних блоків і інших елементів системи потрібно провести перевірку на наявність пошкоджень, тріщин або корозії. Пошкоджені елементи або кабелі повинні бути негайно замінені, оскільки вони можуть стати джерелом небезпеки, такого як витік електроліту або втрата функціональності системи.

Правильне підключення та налаштування: під час підключення накопичувачів енергії до електричних мереж необхідно дотримуватися точно вказаних схем підключення. Неправильне підключення або несумісність елементів системи може призвести до серйозних поломок та навіть до аварійних ситуацій. Підключення повинно проводитись тільки кваліфікованими працівниками, які мають відповідні знання та навички.

Проведення випробувань: після установки системи накопичення енергії необхідно проводити випробування її ефективності та безпеки. Це включає перевірку функціонування системи управління зарядом/розрядом, температурних режимів та інших параметрів, щоб переконатися в тому, що система працює стабільно та в межах заданих характеристик.

4.2.2 Правила безпеки при експлуатації та обслуговуванні накопичувачів енергії

Експлуатація накопичувачів енергії вимагає регулярного контролю та дотримання правил безпеки для забезпечення надійної роботи і запобігання аваріям:

1. Контроль температури та вентиляція: системи накопичення енергії, зокрема акумулятори, можуть перегріватися під час інтенсивного використання. Це може призвести до деградації елементів батареї, вибуху чи займання. Тому необхідно забезпечити належну вентиляцію та охолодження елементів для запобігання перегріву. Системи, що не мають належного охолодження, можуть вийти з ладу або створити небезпеку для оточення.

2. Виявлення несправностей: для забезпечення безпеки важливо використовувати спеціалізоване обладнання для моніторингу стану батарей (температури, напруги, рівня заряду). Регулярний моніторинг дозволяє вчасно виявити проблеми, такі як підвищення температури або нехарактерне зниження напруги, що може вказувати на несправність або загрозу для безпеки.

3. Управління зарядом і розрядом: для зниження ризиків необхідно застосовувати автоматичні системи управління зарядом і розрядом, які припиняють заряджання у разі перевищення допустимих параметрів. Це забезпечує стабільну та безпечну роботу акумуляторів і знижує ризик перегріву або пошкодження елементів через неправильне управління енергетичними потоками.

4. Запобігання коротким замиканням: потрібно забезпечити належну ізоляцію проводів, щоб запобігти коротким замиканням, які можуть стати причиною пожежі або вибуху. Це особливо важливо при роботі з великими акумуляторними блоками, які мають високий рівень енергії.

При роботі з накопичувачами енергії потрібно дотримуватись таких заходів безпеки для запобігання травмам і аваріям:

– Під час роботи з акумуляторами та іншими електричними компонентами необхідно використовувати захисні засоби: ізольовані рукавички, захисні окуляри, спецодяг для захисту від опіків і травм. Оператор повинен бути в захисному одязі, щоб мінімізувати ризик ураження електричним струмом або пошкодження в разі нещасного випадку.

– Під час маніпуляцій з акумуляторами, таких як заряджання або заміна елементів, слід уникати коротких замикань або неправильного підключення. Це може призвести до перегріву, вибуху або витоку електроліту, що може серйозно пошкодити обладнання та становити загрозу для здоров'я працівника.

Правильне обслуговування та утилізація компонентів накопичувачів енергії є важливими аспектами охорони праці для продовження їх ефективної роботи:

Регулярне технічне обслуговування: для забезпечення належної безпеки потрібно проводити регулярне обслуговування накопичувачів енергії, включаючи перевірку стану батарей, термінів служби акумуляторів, очищення систем охолодження та заміну зношених частин. Профілактичне обслуговування дозволяє знижувати ризики аварій та збільшити довговічність системи.

Утилізація акумуляторів: всі акумулятори, які більше не підлягають ремонту або використанню, повинні бути утилізовані відповідно до екологічних стандартів. Для цього використовуються спеціалізовані пункти утилізації, щоб запобігти забрудненню навколишнього середовища. Важливо не забувати, що акумулятори містять токсичні речовини, які можуть негативно вплинути на екосистему.

Для забезпечення безпеки працівників, які працюють з накопичувачами енергії, необхідно проводити регулярні інструктажі та навчання з охорони праці:

1. Усі працівники повинні бути ознайомлені з інструкціями щодо безпечного використання і обслуговування накопичувачів енергії. Це включає вимоги щодо дотримання стандартів безпеки, правильної роботи з елементами системи та дії в аварійних ситуаціях.

2. Регулярні перевірки знань і навичок безпеки на робочому місці допоможуть забезпечити належне виконання робіт з мінімальним ризиком. Крім того, необхідно проводити періодичні тренінги для підвищення кваліфікації працівників та оновлення їхніх знань про нові стандарти безпеки.

4.3 Фактори, що впливають на протипожежну стійкість об'єктів з накопичувачами енергії в надзвичайних ситуаціях

Протипожежна стійкість об'єктів, що містять накопичувачі енергії, є критично важливим аспектом їх експлуатації та безпеки. Накопичувачі енергії, зокрема літій-іонні батареї, використовувані в автономних енергетичних системах, можуть бути джерелом потенційних небезпек у разі неналежного використання, перевантаження чи неправильного обслуговування. Ось кілька основних факторів, які впливають на протипожежну стійкість таких об'єктів:

Тип акумуляторів, що використовуються для накопичення енергії, значною мірою визначає рівень пожежної безпеки. Найбільш поширеними є літій-іонні акумулятори, які можуть нагріватися і вибухати при неправильному використанні або пошкодженні. Інші типи акумуляторів, такі як свинцево-кислотні, також можуть бути небезпечними при неправильному поводженні, проте вони мають інші характеристики, що впливають на ризик загоряння. Важливими є:

Хімічний склад батарей: літій-іонні батареї можуть виділяти токсичні гази і горіти при перегріві або короткому замиканні. Для зменшення ризику

використовуються батареї з термостійким електролітом або з системами для захисту від перегріву.

Будова елементів: наявність спеціальних термостійких матеріалів, система охолодження і вентиляції можуть значно знизити ймовірність виникнення пожежі.

Накопичувачі енергії мають специфічний температурний діапазон для безпечної роботи. Перегрів може призвести до серйозних аварій, таких як вибух або займання:

Сучасні системи накопичення енергії зазвичай оснащені додатковими захисними функціями, які дозволяють контролювати й обмежувати ризики:

Системи управління зарядом та розрядом (BMS): блоки управління батареєю дозволяють моніторити і контролювати напругу, температуру та інші параметри, що забезпечують стабільну роботу акумуляторів. У разі виявлення аномальних показників система автоматично відключає батарею або знижує її навантаження.

Протипожежні датчики: встановлення в системах акумуляторних батарей спеціальних датчиків для виявлення температури та викидів газів дозволяє швидко реагувати на будь-які зміни, що можуть передувати загорянню.

Розміщення накопичувачів енергії в будівлях або інших об'єктах має великий вплив на протипожежну стійкість:

1. Неправильне розташування батарей без належної вентиляції може сприяти перегріву елементів. Системи акумуляторів повинні мати достатню вентиляцію для забезпечення відведення тепла.

2. Місце розміщення: накопичувачі енергії не повинні знаходитися поруч з джерелами вогню або інших небезпечних умов. Їх слід встановлювати в спеціальних захищених приміщеннях, які мають протипожежні стіни і двері.

Наявність спеціалізованих протипожежних систем на об'єктах з накопичувачами енергії є важливим елементом у забезпеченні безпеки:

Автоматичні спринклерні системи: спеціально розроблені системи, що здатні швидко реагувати на загоряння, можуть мінімізувати шкоду від пожежі. Вони повинні бути встановлені в приміщеннях, де розташовані акумуляторні системи.

Вогнегасники: обов'язково повинні бути вогнегасники, призначені для електричних пожеж (клас Е), оскільки звичайні вогнегасники не завжди підходять для гасіння пожеж в електричних системах.

Протипожежна стійкість об'єктів з накопичувачами енергії залежить від багатьох факторів: від типу і конструкції акумуляторів до умов експлуатації та технічного обслуговування. Важливо ретельно враховувати всі ці аспекти для забезпечення безпеки на кожному етапі експлуатації накопичувачів енергії.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У відповідності з метою роботи були вирішені задачі дослідження та одержані наступні результати:

1. Досліджено ефективність застосування накопичувачів енергії в автономних енергетичних системах, що дозволяє стабілізувати їхню роботу та забезпечити надійність енергопостачання.

2. Проведено порівняльний аналіз різних типів накопичувачів енергії та їх вплив на загальну ефективність систем, що базуються на відновлювальних джерелах енергії.

3. Визначено переваги та недоліки різних технологій зберігання енергії, серед яких найбільш перспективними є електрохімічні накопичувачі, зокрема літій-іонні акумулятори.

4. Досліджено можливості інтеграції накопичувачів енергії в автономні енергетичні мережі для підвищення енергоефективності та зменшення витрат на енергетичні ресурси.

5. Оцінено вплив накопичувачів енергії на стабільність електричних мереж та на здатність автономних систем реагувати на зміну навантажень та погодних умов.

6. Розроблено рекомендації щодо оптимального використання накопичувачів енергії в умовах різних типів енергетичних систем, зокрема для віддалених територій та ізольованих мереж.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Тарасенко М. Г. Аналіз ефективності застосування накопичувачів енергії в електричних мережах / М. Г. Тарасенко, В. І. Гетманюк, Р. Є. Вітайло // Матеріали МНТК „Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій“, 28-29 травня 2025 року. — Т. : ФОП Паляниця В. А., 2025. — С. 61–62.
2. Коваль В.П. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи магістра для здобувачів другого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ В.П. Коваль, М.Г. Тарасенко, О.А. Буняк, Л.Т. Мовчан – Тернопіль: ТНТУ. – 2024. – 51 с.
3. Коваль В. П. Енергетична ефективність систем позиціонування плоских сонячних панелей / В. П. Коваль, Р. Р. Івасечко, К. М. Козак // Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит. – 2015. – № 3. – С. 2-10.
4. Коваль В. П. Автоматизована вимірювальна установка для дослідження електричних характеристик фотоелектричних модулів/ В. П. Коваль, Б.Я. Оробчук, Л.М. Костик, Я.М. Осадца// Вісник Хмельницького національного університету. – 2022. – № 5. – С. 168-173.
5. Стручок В.С. Безпека в надзвичайних ситуаціях. Методичний посібник для здобувачів освітнього ступеня «магістр» всіх спеціальностей денної та заочної (дистанційної) форм навчання / В.С. Стручок. – Тернопіль: ФОП Паляниця В. А. – 2022. – 156 с.
6. Тарасенко М. Dependences of relative and absolute glazed area from configuration and common areas of window embrasure / М. Тарасенко, В. Бурмака, К. Козак // Вісник Тернопільського національного технічного університету. – 2018. – №1 (89). – С. 122-131.
7. Тарасенко М. Економічна ефективність багатотарифного обліку електроенергії в Україні / М. Тарасенко, К. Козак // Світлотехніка та електроенергетика. – 2017. – №1. – С. 23-33.
8. Тарасенко М. Ways to save fuel and energy resources in daily graft /

М. Тарасенко, К. Козак // Вісник Тернопільського національного технічного університету. – 2017. – №1 (85). – С. 101-108.

9. Особливості побудови та використання систем накопичення енергії у розподільних мережах / А. Ф. Жаркін, В. А. Попов, О. С. Ярмолук, В. О. Наталич // Енергетика: економіка, технології, екологія : науковий журнал. – 2022. – № 3. – С. 44-52.

10. Системи накопичення електричної енергії. Підручник / І.О. Сінчук, С.М. Бойко; під ред. доктора технічних наук, професора О.М. Сінчука. – Кривий Ріг, 2020. – 219 с.

11. Стан і перспективи розвитку технологій «інтелектуальних» електромереж, управління попитом та систем режимного управління в умовах розвитку поновлюваних джерел енергії у зарубіжній енергетичній сфері [Електронний ресурс] // НЕК "Укренерго". – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/04/1.-Stan-rozvytku-smartgrid.pdf/>

12. Перхун О. Л. «Накопичувачі електроенергії в енергосистемах» [Електронний ресурс] / О. Л. Перхун – Режим доступу до ресурсу: <http://eprints.kname.edu.ua/52580/1/%D1%872-30-31.pdf>.

13. Денисюк С. П. «Аналіз можливостей оптимізації добового графіку споживання електричної енергії» [Електронний ресурс] / С. П. Денисюк, В. В. Опришко // ВІСНИК КНУТД №6 (128), 2018. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <http://vistnuk.knutd.edu.ua/wp-content/uploads/sites/2/2019/03/10-28.pdf>.

14. Кулік М. М. Можливості використання акумуляторних батарей для стабілізації частоти в об'єднаних енергосистемах з потужними сонячними електростанціями [Електронний ресурс] / М. М. Кулік // Інститут загальної енергетики НАН України. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: http://www.irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis_nbuv/cgiirbis_64.exe?C21COM=2&I21DBN=UJRN&P21DBN=UJRN&IMAGE_FILE_DOWNLOAD=1&Image_file_name=PDF/vien_2018_3_3.pdf.

15. Лежнюк П.Д. Електроощадні технології в електричних мережах енергосистем / Добровольська Л. Н., Кулик В. В., Лежнюк П. Д. // Під

редакцією Лежнюка П.Д. – Луцьк: ІВВ Луцького НТУ. – 2018. – 328 с.

16. Фіалко Н.М., Тимченко М.П. Технології накопичення енергії у складі інтелектуальних систем енергозабезпечення. Промислова теплотехніка. – 2017. Т. 39. № 4. – С. 44-54. URL: <http://dspace.nbuu.gov.ua/bitstream/handle/123456789/142376/07-Fialko.pdf?sequence=1>.

17. Дерій В. Накопичувачі електричної енергії. Системні дослідження в енергетиці. – 2023. – № 1(72). – С. 12-24. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.01.012>.

18. Белоусова К. Названо ТОП-5 найбільших проєктів зі зберігання енергії у 2022 році. Сайт Екополітика. URL: <https://ecopolitic.com.ua/ua/news/nazvano-top-5-najbilshih-proiektiv-zi-zberigannya-energii-u-2022-roci>.

19. Стисло Б.О. Особливості застосування накопичувачів електричної енергії в системах електропостачання залізниць. Вісник НТУ «ХПІ». 2018. № 9. С. 76-82. URL: http://repository.kpi.kharkov.ua/bitstream/KhPIPress/36288/1/vestnik_KhPI_2018_9_Styslo_Osoblyvosti_zastosuvannia.pdf.

20. Хоменко О.В., Наконечний В.О. Застосування накопичувачів електроенергії для регулювання напруги в електричній мережі. Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики. 2020. С. 67-71. <http://jour.fea.kpi.ua/article/view/231125>.

21. Muruganantham B., Gnanadass R., Padhy N. Challenges with renewable energy sources and storage in practical distribution systems. Renew Sustain Energy Rev. 2017. Vol. 73. Pp. 125–134. DOI: 10.1016/j.rser.2017.01.089.

22. Choton K. Das, Octavian Bassa, Ganesh Kothapallia, Thair S. Mahmoudb, Daryoush Habibi Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018. Vol. 91. Pp. 1205–1230. DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.068.

23. Luo X., Wang J., Wojcik J.D., Wang J., Li D., Draganescu M., Li Y., Miao S. Review of Voltage and Frequency Grid Code Specifications for Electrical Energy Storage Applications. *Energies*. 2018. Vol. 11, no. 5. Pp. 1070. DOI: 10.3390/en11051070.
24. Галько С. В., Мірошник О. О., Сивенко М. М., Qawaqzeh M. Z., Al_Issa Huthaifa. Визначення оптимальних параметрів накопичуючих та генеруючих джерел електричної енергії в автономних локальних електричних системах. *Праці Таврійського державного агротехнологічного університету : наукове фахове видання. Запоріжжя : ТДАТУ, 2023. Вип. 23, т. 2. С. 134-151.* <https://doi.org/10.31388/2078-0877-2023-23-2-134-151>.
25. Фесенко А. П., Єршов Р. Д., Степенко С. А. Огляд та обґрунтування вибору акумуляторних батарей для автономної системи електроживлення на основі фотоелектричних перетворювачів. *Технічні науки та технології*. 2017. № 1(7). С. 177-186.
26. Захарченко Д., Степенко С. Дослідження елементів накопичення електроенергії у складі автономних електроенергетичних систем на основі фотоелектричних перетворювачів. *Технічні науки та технології*. 2025. № 2 (40). С. 420-431. [https://doi.org/10.25140/2411-5363-2025-2\(40\)-420-431](https://doi.org/10.25140/2411-5363-2025-2(40)-420-431).
27. Касаткіна І. В. , Левченко Р. О. Сучасні системи накопичення електричної енергії. «Наукова весна» 2023 : матеріали XIII Міжнародної науково-технічної конференції студентів, аспірантів та молодих вчених, Дніпро, 1-3 березня 2023 року / Національний технічний університет «Дніпровська політехніка» – Дніпро : НТУ «ДП», 2023. – С. 145-146.
28. Мирутенко П.П., Лістовщик Л.К. Накопичувачі енергії. Основні типи та перспективи використання. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2022. № 4. С. 107-116.
29. Системи накопичення енергії: чи є майбутнє в Україні? –2022. - Режим доступу: <https://ecopolitic.com.ua/ua/news/sistemi-nakopichennya-energii-chi-ie-majbutnie-v-ukraini/>.
30. Омелянєнко, Г. В., Черкашина В. В., Макаров А. О. Дослідження

доцільності застосування накопичувачів електричної енергії в електричних мережах України. Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність, вип. 1(10), Липень 2025. – С. 101-106. [https://doi.org/10.20998/EREE.2025.1\(10\).332984](https://doi.org/10.20998/EREE.2025.1(10).332984).

31. Малогулко Ю.В. Дослідження сучасних технологій систем накопичення енергії / Малогулко Ю.В., Ластівка В.Б. // Znanstvena misel journal. №65/2022, pp. 65-68. ISSN 3124-1123.