



ВИКОРИСТАННЯ ВІРТУАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ДЛЯ ПІДТРИМКИ ЗАЯВЛЕНИХ ГРАФІКІВ ГЕНЕРАЦІЇ ВДЕ

Федорчук С.О.
Данильченко Д.О.
Івахнов А.В.

Харків 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
"ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ"

С. О. Федорчук, Д. О. Данильченко, А. В. Івахнов

**ВИКОРИСТАННЯ ВІРТУАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ДЛЯ
ПІДТРИМКИ ЗАЯВЛЕНИХ ГРАФІКІВ ГЕНЕРАЦІЇ ВДЕ**

МОНОГРАФІЯ

Харків, 2025

УДК 621.311
Ф 18

Рецензенти:

О. Мірошник, д.т.н., професор, завідувач кафедри електропостачання та енергетичного менеджменту, Державний біотехнологічний університет, Харків, Україна

О. Шрам, к.т.н., доцент, завідувач кафедри електропостачання промислових підприємств, Національний університет «Запорізька політехніка», Запоріжжя, Україна

*Публікується за рішенням Вченої ради НТУ «ХПІ»
протокол № 1 від 24.01.2025 р.*

Федорчук С. О.

Ф 18 Використання віртуальних електричних станцій для підтримки заявлених графіків генерації ВДЕ : монографія / С. О. Федорчук, Д. О. Данильченко, А. В. Івахнов – Харків : НТУ «ХПІ», 2025. – 165 с.

ISBN 978-617-05-0532-3

У монографії розглядається концепція віртуальних електричних станцій, що поєднують відновлювальні джерела енергії, активних споживачів та системи акумулювання в єдину станцію з спільним управлінням. Це дозволяє зменшити небаланси в генерації, що важливо для електричних мереж, що переходять до інтелектуальних систем. На основі проведених досліджень вирішено задачу забезпечення добових графіків генерації СЕС і ВЕС. Розроблено математичну модель режимів роботи гібридних станцій, методику розрахунку вартості енергії та оптимізації систем акумулювання. Проведено комп'ютерне моделювання, створено модель віртуальної електричної станції та алгоритм для інформаційно-керуючої системи.

УДК 631.311

ISBN 978-617-05-0532-3

© Федорчук С. О. , Данильченко Д. О.,
Івахнов А. В., 2025
© НТУ «ХПІ», 2025

ЗМІСТ

Перелік умовних позначень та скорочень	6
Вступ.....	7
Розділ 1. Стан та перспективи розвитку генерації електричної енергії на основі відновлюваних джерел енергії.	8
1.1 Існуючі та заплановані об'єми встановлених потужностей ВДЕ в Україні та світі.	8
1.2 Концепція гарантованого покупця для роботи з ВДЕ.....	14
1.3 Положення Закону про «Ринок електричної енергії України», щодо балансування електроенергії.	17
1.4 Наявність резервних потужностей в Україні	19
1.5 Порівняння особливостей систем накопичення електричної енергії.	22
1.6 Особливості основних видів електричних станцій на відновлюваних джерелах енергії.	30
1.7 Комп'ютерне моделювання залежних від погоди відновлюваних електричних станцій.....	34
1.8 Особливості централізованих та розподілених мереж.....	36
1.8 Методології по визначенню необхідної ємності накопичувачів електричної енергії.....	42
1.9 Регіон для дослідження.	43
1.10 Висновки до розділу 1.	44
Розділ 2. Smart Grid та методики їх інтеграції до енергосистеми України.	46
2.1 Вимоги до централізованих та розподілених електричних мереж	46
2.2 Загальні положення концепції Smart Grid.	48
2.3 Архітектурна модель інтелектуальних мереж. SGAM.....	52
2.4 Висновки до розділу 2	65
Розділ 3. Дослідження добових графіків генерації електричних станцій на ВДЕ та оптимізація вибору обладнання для балансування.....	66

3.1 Вибір об'єму накопичення в залежності від питомих показників та типу використання.....	68
3.2 Оцінка необхідного об'єму накопичення в залежності від результатів попереднього комп'ютерного моделювання.	70
3.3 Розрахунок вартості електричної енергії для балансування	78
3.4 Визначення необхідної ємності для накопичувачів.	82
3.5 Визначення тарифу проектної електричної станції.....	88
3.6 Розрахунок економічних аспектів використання системи акумуляції... ..	88
3.7 Розрахунок для перетворюючого обладнання.	90
3.7 Розрахунок передачі електричної енергії від СНЕ до споживачів.	91
3.8 Розрахунок системи управління.	93
3.9 Вибір території розміщення.	93
3.11 Висновки до розділу 3	99
Розділ 4. Математична модель віртуальної електричної станції та розробка алгоритму для стабілізації добових графіків генерації електричних станцій на відновлюваних джерелах енергії.	100
4.1 Математичне моделювання.....	100
4.2 Визначення вхідних даних моделі.....	101
4.3 Вибір основних вимог до моделі.	107
4.4 Вибір варіанту виконання моделі.	108
4.5 Розробка алгоритму управління	123
4.6 Висновки до розділу 4.	135
Розділ 5. Апробація запропонованих методів та алгоритму управління.	136
5.1 Вибір та розробка параметрів для апробації роботи алгоритму.	136
5.2 Сценарії тестування алгоритму управління.	139
5.3 Результати апробації алгоритму управління.....	139
5.4 Висновки до розділу 5.	150
Висновки	151
Список використаних джерел	153

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

ВДЕ – відновлювані джерела енергії.

ВЕС – Вітрова електрична станція.

ГАЕС – Гідроакumuлююча електрична станція.

ККД – коефіцієнт корисної дії.

ЛЕП – лінія електропередачі.

ММ – математичне моделювання.

ПЛК – програмований логічний контролер.

СНЕ – система накопичення електроенергії.

СЕС – сонячна електрична станція.

СУ – система управління.

ФЕС – Фотоелектрична станція.

ВСТУП

Актуальність теми. Сучасні тенденції в розвитку електроенергетичних систем передбачають суттєве збільшення частки електричних станцій на відновлювальних джерелах енергії в загальній структурі генерації розвинутих країн.

Особливістю режимів роботи електричних станцій на відновлювальних джерелах є майже пряма залежність від погодних умов, що призводить до відхилень значення потужності в точках генерації від заявлених значень. Отже виникає необхідність в компенсації виникаючих небалансів.

Використовуючи концепцію віртуальних електричних станцій, що поєднують ЕС на ВДЕ, активних споживачів та системи акумуляції в єдину станцію зі спільною системою управління, можливо зменшити небаланси в точці генерації. Це потребує створення методів вибору оптимальної компоновки систем накопичення; алгоритмів систем управління для віртуальних електричних станцій та розподілених систем акумуляції; рекомендацій по їх застосуванню для електричних мереж, які тільки починають перехід від традиційних до інтелектуальних і мають дефіцит маневрових потужностей.

Розробка технічних заходів для забезпечення заявлених графіків роботи СЕС та ВЕС дозволить їх інтегрувати до графіку генерації в якості базових станцій. Це дасть можливість виконати зобов'язання всіх учасників процесу та не порушувати заплановані режими роботи інших станцій.

РОЗДІЛ 1. СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ГЕНЕРАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ОСНОВІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ.

Стрімке зростання встановлених потужностей відновлювальних джерел енергії в Україні та світі призвело до необхідності розробки методів та засобів, що реалізуються на етапах проектування та експлуатації, які дозволять використовувати всі позитивні аспекти відновлюваних джерел і одночасно компенсувати їх негативні властивості. Таке стрімке зростання кількості електричних станцій на ВДЕ обумовлено екологічним та ресурсним аспектами такої генерації. Зменшення шкідливих викидів, зокрема діоксиду карбону, стало одним з ключових напрямків у розвитку сучасних електроенергетичних систем. Нижче розглянуто стан інтеграції ВДЕ з точки зору загальносвітових тенденцій, планів Європейського союзу, як одного з орієнтирів розвитку сучасної України, та стан і перспективи розвитку відновлюваної генерації в Україні.

1.1 Існуючі та заплановані об'єми встановлених потужностей ВДЕ в Україні та світі.

Розподілення встановлених потужностей світової відновлювальної енергетики станом на 2023 рік приймає наступний вигляд згідно статистичних даних зібраними IRENA на 2024 рік [7]: ГЕС 1 407 754 МВт, ГАЕС 139 851 МВт; ВЕС 1 017 199 МВт, при цьому onshore ВЕС 944 536 МВт а offshore 72 663 МВт; СЕС 1 418 969 МВт, при цьому фотовольтаїка 1 412 093 МВт, концентраційні 6 876 МВт; біоенергетика 150 261 МВт, тверде біопаливо 126 024 МВт, жом 22 808 МВт, міські відходи 21 436 МВт, інше тверде біопаливо 81 780 МВт, рідке біопаливо 2 838 МВт, біогаз 21 399 МВт; геотермальні станції 14 846 МВт, генерація на основі морських та океанічних хвиль 527 МВт. Також виділяють автономні потужності 12 754,586 МВт: гідроенергетика 1 674,307 МВт, фотовольтаїчні електростанції 4 961,106 МВт, інші типи відновлювальних джерел 6 119,173 МВт. Загалом 3 869 705 МВт, де 40% від встановлених потужностей складають ГЕС та ГАЕС. У

2023 році глобальне щорічне збільшення потужностей відновлюваних джерел зросло більш ніж на 60% до майже 565 ГВт, що є найшвидшим зростанням за всю історію.

Лінія поведінки світових країн стосовно інтеграції ВДЕ до енергосистем наступна: 130 мають програми постійної підтримки, 57 країн планують 100% генерацію електричної енергії від ВДЕ, 1 країна планує також 100% генерацію теплової енергії на основі ВДЕ, в 2022 році 40 країн побили рекорди впровадження (найбільший показник за десятиліття). Винятковим є рекорд Китаю, оскільки сам по собі становив 2/3 світового зростання. У 2023 році кількість сонячних фотоелектричних установок у країні зросла в 2,5 рази, а вітрових установок — більш ніж удвічі. Збільшення потужностей відновлюваної енергетики в Європі (+28%; насамперед у Німеччині, Іспанії та Франції), Сполучених Штатах (+42%), Бразилії (+29%) і Південній Африці (+33%) досягло історичного максимуму.[8]

Україна, уклавши Угоду про асоціацію з Європейським Союзом, прийняла рішення щодо пріоритетів свого розвитку. Дане рішення зумовлює не тільки появу низки зобов'язань, які мають бути у повній мірі відображені у пріоритетах соціально-економічного розвитку країни і зокрема енергетики України. Принциповий вибір України в частині повноцінної інтеграції до співтовариства європейських націй зумовлює і необхідність зміни підходів до формування Україною енергетичної політики, яка має відповідати принципам і практиці ЄС.

Згідно енергетичної стратегії прийнятої у ЄС до 2030 р. [9] країни мають досягнути наступних цілей:

- Обов'язкова ціль — щонайменше 40 % скорочення викидів парникових газів у порівнянні з 1990 роком;
- Обов'язкова ціль — збільшити долю відновлювальної енергетики у структурі споживання до 27 %;
- Збільшення енергетичної ефективності на 27 % щонайменше (можливий перегляд цілі у 2020 році і збільшення цільового показника до 30 %);
- Завершення створення спільного енергоринку, встановивши 15 % цільовий орієнтир для інтерконектингу між країнами ЄС до 2030 року;

– Просування важливих інфраструктурних проектів.

Як ми бачимо з наведених цілей відновлювана енергетика являє собою один з найбільш пріоритетних напрямків у ЄС. Це пояснюється двома факторами: зменшенням кількості шкідливих викидів до атмосфери та зменшення залежності від постачальників енергоресурсів. Аналогічно реалізація подібних програм в Україні може призвести не тільки до позитивних екологічних та економічних наслідків, але і до покращення умов енергетичної безпеки. При аналізі сучасного стану відновлюваної генерації у ЄС та її найближчих перспектив можливо звернутися до рис. 1.1.[10]

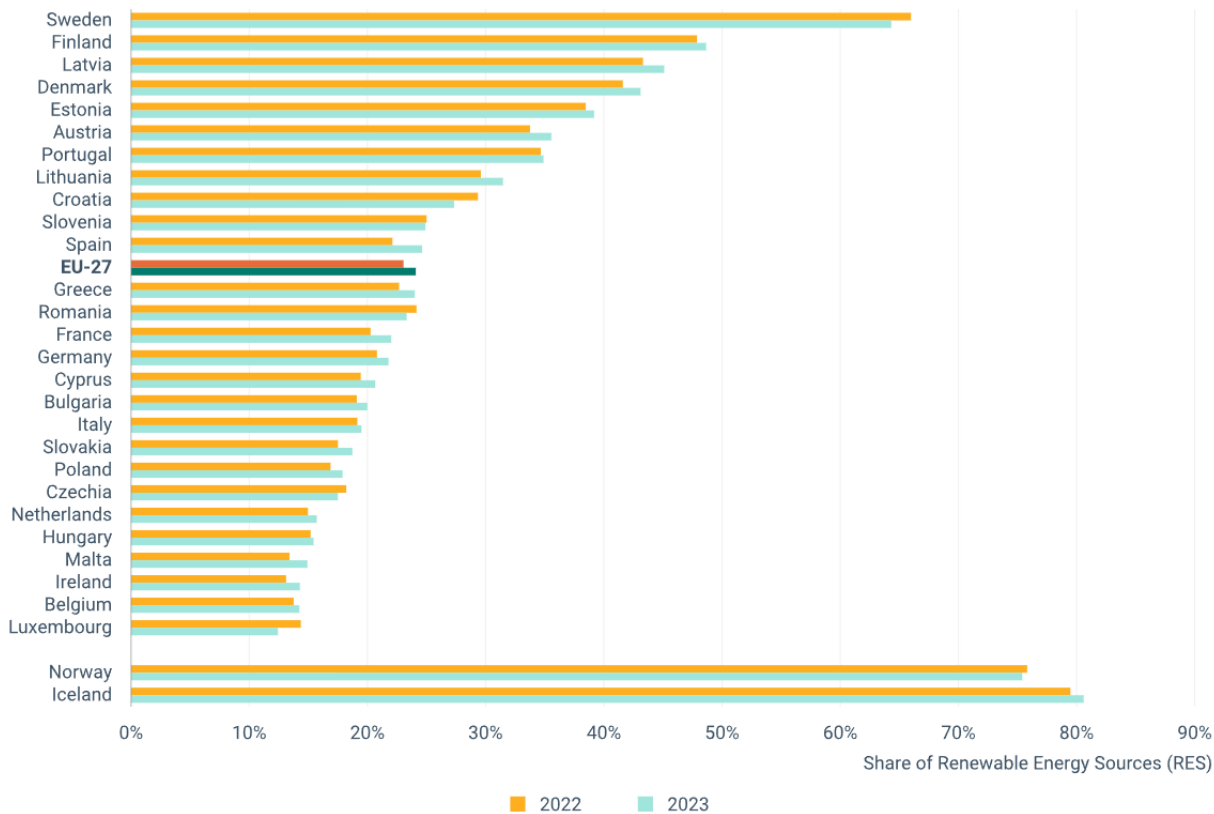


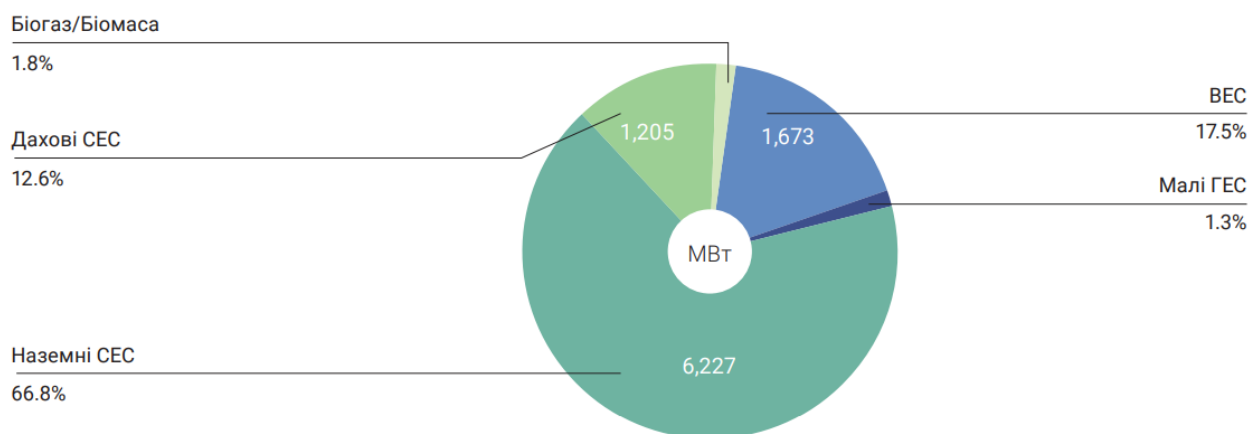
Рис. 1.1 – Порівняння частки ВДЕ у ЄС станом на 2022 та 2023 роки

Згідно звіту та даним Eurostat [10] За оцінками 24,1% у 2023 році, частка відновлюваної енергії в ЄС зросла на один відсотковий пункт у порівнянні з 2022 роком. Ця загальна частка ВДЕ є історично високою після прийняття важливих правових рамок ЄС для прискорення переходу на чисту енергію. Особливо пакет політики ЄС Fit-for-55 і посилені амбіції ЄС щодо трансформації енергетичної системи, запроваджені планом RepowerEU у відповідь на вторгнення Росії в

Україну. Частка відновлюваної енергії у 2023 році також свідчить про повернення до вищих темпів зростання відновлюваної енергії після падіння частки відновлюваної енергії у 2021 році. В абсолютних значеннях, за оцінками, валове кінцеве споживання відновлюваних джерел енергії зросло майже на шість мільйонів тон нафтового еквіваленту (Mtoe) між 2022 і 2023 роками завдяки значному збільшенню виробництва сонячної енергії на 18,6% і вітрової енергії на 8,5%. Невідновлювані джерела енергії скоротилися на 3,3%, головним чином через зниження використання вугілля для постачання енергії. Це збільшило відносну частку відновлюваних джерел енергії у валовому кінцевому споживанні енергії в ЄС. Найшвидше поширення відновлюваної енергії у 2023 році продовжилося в енергетичному секторі, де 44,3% усієї електроенергії було вироблено з відновлюваних джерел. Далі йдуть сектор опалення та охолодження (25,4%) і транспорт (10,1%). Тверді, газоподібні та рідкі ресурси біомаси разом сформували найбільшу категорію в 2023 році, загалом половину всього споживання відновлюваної енергії. Це може мати наслідки для наземних поглиначів вуглецю, біорізноманіття та забруднення повітря, якщо попит на біомасу продовжуватиме зростати. Тверда біомаса найбільш широко використовується в житловому та централізованому опаленні, виробництві електроенергії та промисловості. Газоподібна біомаса (біогаз) зазвичай спалюється для виробництва тепла та електроенергії, тоді як рідке паливо з біомаси (біопаливо) в основному використовується безпосередньо або в суміші з бензином і дизелем на транспорті. Вітер (17%), гідроенергетика (13%) і сонячна фотоелектрична енергетика (9%) були іншими трьома найбільшими джерелами відновлюваної енергії, за якими йдуть теплові насоси та рідке біопаливо (обидва з часткою 8% від усього використання відновлюваної енергії). Іншими важливими джерелами відновлюваної енергії були біогази, відходи, геотермальна та сонячна енергія. Дивлячись на довгострокові тенденції, частка ВДЕ зросла більш ніж удвічі між 2005 і 2023 роками. Це було зумовлено спеціальною політикою та схемами підтримки, а також підвищенням економічної конкурентоспроможності відновлюваних джерел енергії. Збільшення представляє сукупний річний темп

зростання (CAGR) у 3,8% за останнє десятиліття. Моделювання, проведене МЕА та Ember, показує, що досягнення нової мінімальної цілі до 2030 року у 42,5% частки відновлюваних джерел енергії може бути можливим, якщо вжити швидких і рішучих дій для просування відновлюваних джерел енергії та зменшення споживання енергії. Розгортання сонячних фотоелектричних установок і теплових насосів також додає оптимізму. Однак для досягнення цільового показника до 2030 року знадобиться складний CAGR у розмірі 8% частки відновлюваних джерел енергії в ЄС, що більш ніж удвічі перевищує спостережуваний показник за останні 10 років. Враховуючи це, ЄС, швидше за все, не на шляху до досягнення своєї мети, якщо цього десятиліття не відбудеться глибока трансформація енергетичної системи ЄС, що охопить усі сектори.

Річний технічно досяжний потенціал вироблення енергоносіїв з відновлюваних джерел енергії для України становить(у млн.т.у.п.) [11]: 28 – вітроенергетика, 6 – сонячна енергетика (з якої 2 електрична, а 4 тепла), 3 – мала гідроенергетика, 31 – біоенергетика (з якої 10,3 електрична, а 20,7 тепла), 12 – геотермальна тепла енергетика, 18 – теплові насоси. Загальний обсяг заміщення традиційних ПЕР складає 98 млн. т.у.п. Дійсна станом на 2021 рік встановлена потужність ВДЕ в Україні у МВт відображена на рис. 1.2.



Джерело: Власні розрахунки на основі енергетичної карти Dixi Group

Рис. 1.2 – Встановлена потужність ВДЕ в Україні на кінець 2021 року, МВт

Якщо досліджувати економічні аспекти ВДЕ в Україні, слід звернути увагу на звіт [12] IRENA “COST-COMPETITIVE RENEWABLE POWER GENERATION:

Potential across South East Europe”. Згідно звіту Україна має найбільший потенціал серед країн південно східної Європи в області розвитку ВЕС, що становить 119,2 ГВт. За умови впровадження більш стабільних шаблонів для енергосистеми, можливо до 2030 року досягти потенціалу для ВЕС у 200 ГВт та СЕС у 70 ГВт. Конкурентоспроможний потенціал для ВЕС та СЕС в Україні відображено на рис. 1.3.

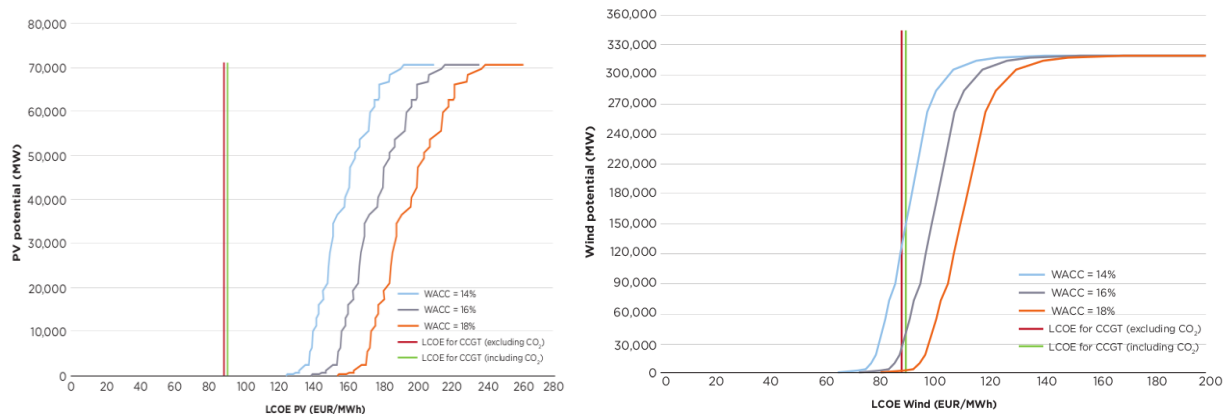


Рис. 1.3 – Конкурентоспроможний потенціал для СЕС та ВЕС в Україні

де WACC — середньозважена вартість капіталу. визначає середньозважену ціну кожної грошової одиниці капіталу, а також середньозважену ціну кожної нової грошової одиниці приросту капіталу в разі, коли капітал підприємства збільшується;

LCOE – Levelised cost of electricity, або вирівняна вартість електроенергії, це економічна оцінка середніх загальних витрат на побудову та експлуатацію енергогенеруючого активу за його життя, поділене на загальну кількість виробленої енергії активу протягом всього періоду роботи.

CCGT — Combined-cycle gas turbine, порівняння з газотурбінною установкою комбінованого циклу аналогічної потужності. Включає в себе обидва варіанти, з врахуванням компенсації за викиди CO₂ та без.

Економічна залежність потужності ГТУ комбінованого циклу від вартості на графіках відображається вертикальною зеленою та червоною лініями. Як ми бачимо з наведених графіків, СЕС програють ГТУ з точки зору економічної ефективності в той час як ВЕС до певної потужності є більш економічно

привабливим варіантом. Ця інформація не враховує екологічні переваги генерації на ВДЕ та витрати на їх резервування. Загальний та середній рівень LCOE для основних видів ВДЕ з урахуванням зміни їх вартості протягом часу наведено на рис. 1.4.[12]

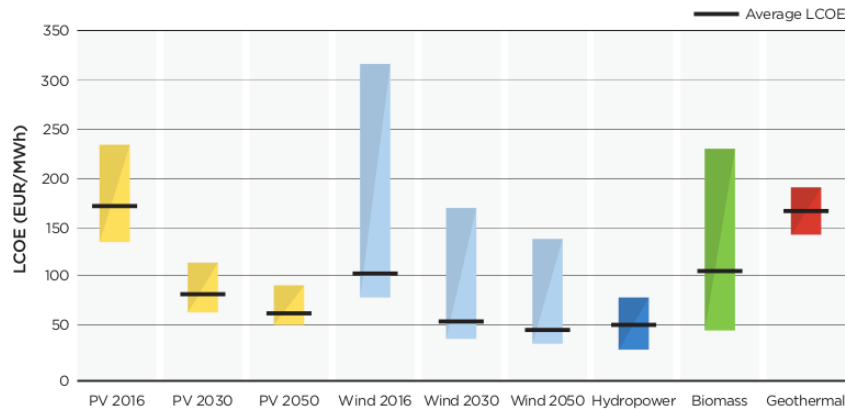


Рис. 1.4 – LCOE для основних видів ВДЕ в Україні

Поточне співвідношення традиційних і відновлювальних джерел енергії в Україні і світі викликано рядом причин. По-перше це вартість обладнання та великі терміни окупності, що взагалі властиво в енергетиці. По-друге генерація енергії з ВДЕ носить нестабільний характер та потребує резервування за допомогою акумуляції або високоманеврових електростанцій. По-третє ефективність генерації залежить від географічних умов. По-четверте побудова і під'єднання електростанції на ВДЕ до мережі потребує великої кількості узгоджень з електричними мережами та отримання ліцензії. Розглянемо детально концепцію Гарантованого покупця - один з основних механізмів стимуляції роботи електричних станцій на ВДЕ в Україні.

1.2 Концепція гарантованого покупця для роботи з ВДЕ.

Гарантований покупець – один з механізмів стимулювання розвитку відновлюваної енергетики в Україні. Виступаючи в ролі гравця на ринку електричної енергії він зобов'язується купувати всю енергію, що відпускається

виробниками, яким встановлено зелений тариф, протягом усього терміну дії «зеленого» тарифу.

Відповідно до описового документу «Механізми функціонування нової моделі ринку електричної енергії України» [13] можливо визначити основні, для проведеного дослідження, права та обов'язки гарантованого покупця:

Купівля всього обсягу електричної енергії, за винятком спожитої, від генераторів на ВДЕ на основі двосторонніх договорів. Вартість покупки енергії та надбавки визначаються договором з виробником та встановленими законодавством коефіцієнтами для кожного періоду.

Гарантований покупець отримає покриття економічно-обґрунтованих витрат від оператора системи передачі або іншого учасника ринку на якого законодавчо будуть покладені зобов'язання здійснювати компенсаційний платіж.

Гарантований покупець є стороною відповідальною за баланс балансуючої групи виробників за «зеленим» тарифом, з якими уклав договори. Законодавчо ГП визначено «Стороною відповідальною за баланс». Існує два варіанти механізмів, на основі яких працюють відповідальні за баланс сторони: відповідність приходів і розходів обсягів та фінансових потоків. Однак, у варіанті закону, що досліджується у описовому документі, вартість небалансу є фіксованою тому обидва варіанти фактично є тотожними.

ГП має право на одержання від виробників за «зеленим» тарифом, їх добових графіків відпуску електроенергії, що визначається у договорах купівлі-продажу.

Деякі експерти вважають доцільним надати ГП права на вільне здійснення торгової діяльності на внутрішньодобовому ринку електричної енергії. У такому випадку відповідальність за відповідний прибуток або витрати нести буде безпосередньо сам ГП.

Отже для Гарантованого Покупця необхідно розробити технічні рішення, що дозволять стабілізувати добові графіки генерації електричних станцій працюючих за зеленим тарифом, що дозволить зменшити відхилення від заявлених значень потужності для кожного інтервалу часу і як результат зменшать необхідність додаткового балансування існуючими маневровими потужностями. Це зменшить

навантаження на маневруючі потужності та відповідно розміри компенсацій за небаланси. Вимоги для таких рішень це:

- Робота на основі прогнозних добових графіків генерації ВДЕ.
- Можливість визначення потенційних відхилень по генерації для розташованих компактно різних видів ВДЕ, що обумовлено залежністю роботи відновлюваних електричних станцій від регіону встановлення.
- Наявність швидких балансуєчих потужностей.
- Можливість взаємодії з внутрішньодобовим ринком електричної енергії.

Щоб встановити доцільність стабілізації добових графіків видачі потужності від електричних станцій працюючих за «зеленим» тарифом можливо звернутися до сайту «Гарантований покупець» від ДП Енергоринок [14] відхилення від прогнозних обсягів відпуску електричної енергії за 30.12.2018 та 05.01.2018 зображені на рис. 1.5.



Рис. 1.5 – Прогнозні та фактичні обсяги відпуску е/е виробників з ВДЕ станом на 30.12.2018 та 05.01.2018

Як видно з графіків відпуску електричної енергії, відхилення фактичних обсягів відпуску електричної енергії від прогнозних може бути досить значним та проходити при цьому в сторону надлишку або недовипуску.

Для визначення достатності наведених вимог розглянемо основні положення про балансування у Законі про «Ринок електричної енергії України».

1.3 Положення Закону про «Ринок електричної енергії України», щодо балансування електроенергії.

Стаття 30.4 підпункт 14 Закону про «Про ринок електричної енергії» [15] визначає: «здійснювати відповідно до цього Закону відшкодування гарантованому покупцю частки вартості врегулювання небалансу електричної енергії балансуючої групи гарантованого покупця за *відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії* (які не пов'язані з виконанням команд оператора системи передачі на зменшення навантаження та командами з операційної безпеки) об'єктами електроенергетики або чергами будівництва (пусковими комплексами) виробників за "зеленим" тарифом, які включені до балансуючої групи гарантованого покупця, від їхніх прогностичних погодинних графіків відпуску електричної енергії.».

Стаття 71.6 Закону про «Про ринок електричної енергії» [15] визначає: «*За відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії* (які не пов'язані з виконанням команд оператора системи передачі на зменшення навантаження та командами по операційній безпеці) об'єкта (об'єктів) електроенергетики або черг його (їх) будівництва (пускових комплексів), які включені до балансуючої групи гарантованого покупця, від їхніх погодинних графіків відпуску електричної енергії виробниками, об'єкти електроенергетики або черги будівництва (пускові комплекси) яких включені до балансуючої групи гарантованого покупця, відшкодовується частка вартості врегулювання небалансу електричної енергії балансуючої групи гарантованого покупця відповідно до цього Закону та договору про участь у балансуючій групі гарантованого покупця.».

Частка відшкодування гарантованому покупцю (Розділ 17 пункт 11 Закону про «Про ринок електричної енергії» [15]) суб'єктами господарювання, об'єкт (об'єкти) електроенергетики або черги будівництва (пускові комплекси) яких включені до балансуючої групи гарантованого покупця та здійснюють продаж електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії, встановлена потужність яких не перевищує 1 МВт, за "зеленим" тарифом, вартості врегулювання небалансу електричної енергії балансуючої групи гарантованого

покупця становить: до 31 грудня 2020 року - 0 відсотків, з 1 січня 2021 року - 10 відсотків, з 1 січня 2022 року - 20 відсотків, з 1 січня 2023 року - 30 відсотків, з 1 січня 2024 року - 40 відсотків, з 1 січня 2025 року - 50 відсотків, з 1 січня 2026 року - 60 відсотків, з 1 січня 2027 року - 70 відсотків, з 1 січня 2028 року - 80 відсотків, з 1 січня 2029 року - 90 відсотків, з 1 січня 2030 року - 100 відсотків.

Частка відшкодування гарантованому покупцю суб'єктами господарювання, об'єкт (об'єкти) електроенергетики або черги будівництва (пускові комплекси) яких включені до балансуючої групи гарантованого покупця та здійснюють продаж електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії, встановлена потужність яких перевищує 1 МВт, за "зеленим" тарифом, вартості врегулювання небалансу електричної енергії балансуючої групи гарантованого покупця становить: до 31 грудня 2020 року - 0 відсотків; з 1 січня 2021 року - 50 відсотків; з 1 січня 2022 року - 100 відсотків.

Так як найбільша необхідність стабілізації ВДЕ викликана погодо залежністю розглянемо частину документу, що охоплює найбільш залежні від погоди СЕС та ВЕС.

До 31 грудня 2029 року відшкодування суб'єктом господарювання, який виробляє електричну енергію на об'єктах електроенергетики або чергах їх будівництва (пускових комплексах), що використовують енергію вітру та включені до складу балансуючої групи гарантованого покупця, вартості врегулювання небалансу електричної енергії балансуючої групи гарантованого покупця гарантованому покупцю здійснюється у разі відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії такого об'єкта (об'єктів) електроенергетики або черг його (їх) будівництва (пускових комплексів) від його погодинного графіка відпуску електричної енергії більш як на 10 відсотків.

До 31 грудня 2029 року відшкодування суб'єктом господарювання, який виробляє електричну енергію на об'єктах електроенергетики або чергах їх будівництва (пускових комплексах), що використовують енергію сонячного випромінювання та включені до складу балансуючої групи гарантованого покупця, вартості врегулювання небалансу електричної енергії балансуючої групи

гарантованого покупця гарантованому покупцю здійснюється у разі відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії такого об'єкта (об'єктів) електроенергетики або черг його (їх) будівництва (пускових комплексів) від його погодинного графіка відпуску електричної енергії більш як на 5 відсотків.

Законом передбачено на 2022 – 2024 зупинка дії частин статей, на час воєнного стану в Україні.

Отже наведений закон передбачає поступове збільшення компенсації за небаланси, що викликані нестабільністю, від працюючих за «зеленим» тарифом компаній до Гарантованого покупця. Саме тому технічні рішення для стабілізації добових графіків електричних станцій на відновлюваних джерелах енергії є актуальною і перспективною задачею, яка може вирішуватися за допомогою резервних потужностей та систем акумуляції. Перелік вимог до таких рішень не буде відрізнятися від аналогічних у ГП.

Отже необхідність генеруючих потужностей, що здатні здійснювати маневрування, існує і для Гарантованого Покупця і, у перспективі, для електричних станцій на відновлюваних джерелах енергії. Розглянемо стан і перспективи маневрових потужностей в Україні.

1.4 Наявність резервних потужностей в Україні

Розглянемо забезпеченість ОЕС України первинним, вторинним та третинним регулюванням частоти і потужності згідно звіту Укренерго [16]. На основі аналізу даних за 2017 рік, поточні дані є закритими з безпекової точки зору.

Плановий баланс генерації і споживання за номінальної частоти забезпечується Оператором системи передачі під час узгодження добових графіків потужності електростанцій ОЕС, перетоків по внутрішнім перетинам ОЕС та узгодження графіків обміну потужністю з енергосистемами інших країн. У процесі роботи ОЕС відбуваються відхилення від номінального значення як в нормальних режимах під дією нерегулярних коливань навантаження і тимчасових порушеннях балансу, так і в разі аварійних змін загального балансу потужності.

Аварійні зміни загального балансу потужності виникають внаслідок аварійних вимкнень потужних енергоблоків, вузлів електроспоживання, ліній електропередачі, (авто)трансформаторів тощо.

Заходи з регулювання здійснюються на різних послідовних етапах, кожний з яких має різні характеристики та якості, і всі вони є взаємозалежними.

Первинне регулювання – процес зміни активної потужності енергоблоків, агрегатів та електростанцій в цілому під впливом дії системи регулювання турбін, котлів, реакторів, систем групового регулювання активної потужності (ГРАП) ГЕС, а також регулюючого ефекту навантаження, викликаного зміною частоти в ОЕС внаслідок виникнення небалансу потужності в ОЕС, спрямований на зменшення цієї зміни, що закінчується встановленням квазістатичного балансу потужності при новому значенні частоти – розпочинається протягом декількох секунд як спільна дія всіх учасників паралельної роботи;

Вторинне регулювання – процес зміни активної потужності виділених електростанцій для компенсації небалансу потужності, що виник, внаслідок ліквідації перевантаження транзитних зв'язків, відновлення частоти і заданих зовнішніх перетоків та відновлення резервів первинної регулюючої потужності, витрачених під час дії первинного регулювання – вводиться в дію централізовано системою автоматичного регулювання частоти і потужності (САРЧП) протягом декількох десятків секунд;

Третинне регулювання вводиться в дію Оператором системи передачі і вивільняє вторинне регулювання централізованим переплануванням генерації.

За результатами реконструкції енергоблоків теплових електростанцій за заявами генеруючих компаній (ГК) до первинного (НПРЧ) та вторинного (САРЧП) регулювання можуть бути залучені 28 енергоблоків. Очікувана величина діапазону доступного первинного резерву (за даними генеруючих компаній) наведено на рис. 1.6.



Рис. 1.6 – Очікувана величина діапазону доступного первинного резерву (за даними генеруючих компаній)

Наведений обсяг первинного регулювання визначений без урахування масштабного впровадження генеруючих потужностей із низько прогнозованим відпуском електричної потужності, зокрема ВЕС та СЕС. В загальному випадку, такі потужності, що працюють в складі ОЕС, зумовлюють додаткові вимоги до доступного обсягу первинного регулювання, особливо це стосується СЕС, які характеризуються відсутністю інерції при зміні відпуску потужності, причому діапазон коливань може сягати більше ніж 50% від їх номінальної потужності. З урахуванням зазначеного, значне нарощування потужностей ВЕС та особливо СЕС в межах ОЕС має задовольняти раціональній умові підвищення прогнозованості відпуску ними електричної потужності в мережу, що доцільно забезпечувати на рівні кожного такого об'єкту, зокрема, шляхом оснащення їх засобами компенсації «стрибків» генерування потужності, наприклад, акумуляторними батареями.

Як ми бачимо, нарощення об'ємів резервної потужності до 2025 року заплановано, однак воно не враховує розвиток генерації на основі ВДЕ, які як вже було означено вимагають встановлення додаткових резервних або акумулюючих потужностей. Така ситуація, як вже зазначалося, викликана насамперед тим, що доля ВДЕ в енергосистемі є досить низькою. Однак з урахуванням планів на розвиток такого типу генерації ситуація може істотно змінитися. У цьому випадку встановлення додаткових залежних від погодних умов потужностей буде вимагати резервування за допомогою традиційних високоманеврових електричних станцій

або систем акумуляції, а також розвитку систем енергетичного прогнозування та управління комбінованими системами генерації та акумуляції.

На основі наведеної інформації про наявність та перспективи маневрених потужностей в енергосистемі України, вважаю за доцільне, при розробці технічних рекомендацій по підвищенню стабільності графіків генерації електричних станцій на відновлюваних джерелах енергії залучати системи акумуляції, або маневрові потужності, у тому числі будівництво нових маневрових потужностей або систем акумуляції енергії. Однак, з точки зору сучасних тенденцій та питань екології, вважаю за доцільне сконцентрувати увагу саме на системах накопичення електричної енергії. Отже розглянемо та порівняймо між собою основні види систем акумулювання.

1.5 Порівняння особливостей систем накопичення електричної енергії.

На сучасному етапі існує велика кількість систем акумулювання, основними з яких, за принципом роботи та тривалістю зберігання, є механічні та електрохімічні накопичувачі. До механічних відносять [17] гідроакумуючі електростанції (ГАЕС, PHS, довгострокове зберігання), пневмоаккумулятори (CAES, довгострокове зберігання), супермаховики (Fly wheels, короткострокове зберігання). До електрохімічних відносять [17] акумуляторні батареї або системи накопичення електроенергії (СНЕ, довгострокове зберігання), паливні комірки (fuel cells, довгострокове зберігання), суперконденсатори (super capacitors, короткострокове зберігання), індуктивні надпровідникові накопичувачі (SIES, довгострокове).

Системні накопичувачі електроенергії - це є системи накопичення електроенергії СНЕ великої ємності. Існує багато типів акумуляторних батарей, які відрізняються за електролітом – Li-ion, Na/NiCl, Ni-Cd, Ni-Fe, Ni-H₂, Ni-MH, Ni-Zn, Pb, Ag-Zn, Ag-Cd, Zn-Br, Zn-Cl. Електроліт кожного з цих типів наділяє акумулятор певними характеристиками, що робить їх вигідними для застосування в певних сферах. Для електроенергетики найчастіше застосовуються: літій-іонні, свинцево-кислотні, нікель-кадмієві, цинк-бромні. Найновішим прикладом такої системи є,

збудована восени 2017 року американською фірмою Tesla, в Австралії Large-Scale Powerpack, ємністю 129 МВт·год та потужністю 100 МВт. Установка виконана на основі Li-ion технології, та буде забезпечувати достатнє безперебійне живлення для більш, ніж 30 тис. будинків. Заряд цієї системи запроектовано від вітряної електростанції Hornsdale, що розташована поблизу міста Джеймстаун, в період низьких навантажень на енергосистему електроенергія з вітропарку підзаряджатиме систему накопичення, а в часи піків споживання буде віддавати потужність до системи. В контракті на будівництво було передбачено 100 днів на реалізацію проєкту, компанія впоралася швидше запланованого терміну. Це вказує на те що перевагою накопичення електроенергії за допомогою хімічних пристроїв є:

- Швидке встановлення;
- Модульність конструкції – дає змогу розширювати ємність, проводити швидку заміну пошкоджених елементів, а також доставляти окремі попередньо заряджені модулі в регіони де сталася надзвичайна подія;
- Час переходу між режимами заряд/розряд, залежить лише від часу перемикання комутуючих пристроїв, настільки малий що в розрахунках його допускається приймати за 0 сек.;
- Частина зараз використовуваних акумуляторів є абсолютно безпечними для навколишнього середовища;
- Відсутні рухомі частини;
- Усі перемикання відбуваються в автоматичному режимі, що зменшує вплив людського фактору практично нанівець.

Недоліки:

- Складна утилізація після закінчення терміну служби акумуляторних елементів;
- Обмеженість циклів заряду/розряду;
- Частина акумуляторів є токсичними, що сильно підвищує складність експлуатації

Паливні комірки: Це пристрої, що генерують електроенергію від хімічної реакції (за участю водню, з парового риформінгу метану, вугілля, окису вуглецю, спиртів, гідразину, інших органічних речовин, а в якості окислювача – повітря, перекис водню, хлор, бром, азотна кислота та ін.) в спеціальній, для цієї технології, комірці (Fuel cells). У випадку водню це, так назване, «холодне горіння» водню. Технологія паливних комірок є дуже перспективною завдяки своїй автономності та можливості застосуванні в будь-яких сферах, від маленьких електронних пристроїв до великих систем накопичення електроенергії.

Приклад встановлення – Південна Корея, місто Хвазонг, де встановлені паливні комірки потужністю 2,8 МВт кожна, на загальну потужність 59 МВт [18].

Переваги:

- Не мають викидів, результат їх роботи – електроенергія, вода та тепло;
- Довговічні;
- Швидкий перезаряд;
- Незначна залежність коефіцієнту корисної дії від коефіцієнту завантаження.

Недоліками даної технології є:

- Залежність від температури навколишнього середовища;
- Перезарядка відбувається шляхом зовнішнього завантаження;
- Складність зберігання водню;
- У випадку водню - низька питома енергія на одиницю об'єму, що вимагає його зберігання під дуже високим тиском;
- В значній мірі - інертні, що в умовах пікових чи імпульсних навантажень потребують певного запасу потужності або застосування інших технічних рішень (СНЕ, ПРА чи суперконденсаторів)

Суперконденсатори: Відмінність від звичайного конденсатору тим, що має дуже велику ємність. Суперконденсатор зберігає енергію за допомогою статичного заряду. Існує три основних види: електростатичний з сухим сепаратором, електролітичний, суперконденсатор. Відрізняються ємністю і сферою застосування відповідно до виду. Приклад встановлення – в якості допоміжного в гібридній

системі, як доповнення до електрохімічних акумуляторів. На сонячній станції американської компанії Duke Energy, США, потужністю 277 кВт[19]. Переваги:

- Дуже швидка зарядка і розрядка;
- Велика кількість циклів заряду/розряду (в годинах – понад 30 тис. год.);

- Великий діапазон робочої температури;
- Велика питома потужність до 10тис.Вт/кг

Недоліками даної технології є:

- Невелика питома енергоємність 5 Вт·год/кг;
- Короткочасний термін зберігання електроенергії;
- Робота з високою напругою може знизити термін служби конденсатору;
- Високий саморозряд;
- Лінійний характер розряду не дозволяє використовувати всю накопичену енергію.

Гідроакумуляуючі електростанції. ГАЕС є традиційними й давно відомими об'єктами для накопичення електроенергії. Принцип роботи, як і гідроелектростанцій, оснований на використанні перепаду рівнів води, з різницею в тому, що верхній б'єф це - великий басейн, а гідромашини працюють у двох режимах: під час генерування - як турбіна, що приводиться в рух водою накопиченою в басейні, а в період накопичення - як насос, що заповнює басейн. Прикладом є ГАЕС «Бас Каунті», що побудована в США, Вірджинія потужністю 3003 МВт. Перепад б'єфів 380 м. Запасє енергію для більш ніж 60 мільйонів людей в 13 штатах [20]. Тут перевагами є:

- Екологічно чисті;
- Невисокі затрати;
- Тривалий строк служби, та можливість його подовження капітальним ремонтом;
- Довготривале зберігання;
- Можливість використовувати в якості басейну старі закриті шахти.

Недоліки проявляються в наступному:

- Складність вибору місця для будівництва;
- Довготривале спорудження нових потужностей;
- Дуже інертні в порівнянні до нових видів акумулювання – довгий час

переходу з турбінного в насосний режим. Хоча зміна потужності чи його зупинка потребують декількох секунд, та запуск в турбінному режимі з зупиненого положення з синхронізацією та набором потужності складає 1-2 хв., а при холостому ході 15-30 сек.;

- Не реагують на імпульсні стрибки напруги;
- Наявність великої кількості рухомих частин.

Пневмоакумулятори. Акумулятори що запасують енергію в вигляді стисненого повітря. В момент накопичення вмикається компресор, що стискає повітря в спеціальний резервуар під великим тиском. Коли необхідно повернути електроенергію до системи, то повітря з енергією високого тиску направляється до турбіни, що з'єднана з генератором. В першому приближенні за принципом роботи цей спосіб зберігання енергії можна порівняти з ГАЕС. Приклад встановлення – Хунторф, Німеччина, 290 МВт [21]. Тут перевагами є:

- Довготривале зберігання потенційної енергії;
- Швидкий перехід поміж режимами заряд/розряд, відбувається за декілька секунд;
- Позиціонуються як пожежобезпечна технологія;
- Енергоємність в 2-3 рази вище ніж у хімічних акумуляторів;
- Екологічно чисті

Недоліки цієї технології такі:

- Робота з високим тиском;
- Наявність рухомих частин;
- Виділення тепла під час стискання що погіршує коефіцієнт корисної дії.

Супермаховики. Один з видів маховика, що призначений для накопичення механічної енергії, на відміну від звичайних маховиків здатний накопичувати

більше енергії завдяки застосуванню в конструкції магнітних підшипників та розташуванню обертової частини маховика у вакуумі. Приклад встановлення – США, Стефентаун, компанія Beacon збудувала 20 МВт систему накопичення на супермаховиках [22]. Переваги:

- Довговічність, хоча кількість циклів заряд/розряд обмежена;
- Не зважаючи на те, що конструкція передбачає обертові частини, які рухаються з надзвичайно високою швидкістю, проте заходи безпеки роблять його безпечним при пошкодженні;
- Коефіцієнт корисної дії досягає 98%;
- Простіший та дешевший в виготовленні, ніж хімічний акумулятор;
- Екологічно чисті;
- Швидке накопичення енергії;
- Здатні працювати в будь-якому температурному діапазоні.

Недоліки:

- Наявність гіроскопічного ефекту обумовленого високим моментом імпульсу маховика, що обертається, та який перешкоджає зміні напрямку осі обертання маховика. Це ускладнює транспортування маховиків, що вже накопили енергію. Тому різницею стаціонарних та мобільних супермаховиків є наявність у мобільних карданового підвісу, який дає змогу транспортувати «заряджені» супермаховики, проте ускладнює та здорожує конструкцію;
- Неможливість встановлювати в якості джерела живлення для автомобілів. Проте в цьому напрямку ведуться розробки супер варіатору, для плавного відбору енергії;
- Швидкий розряд.

Індуктивні надпровідникові накопичувачі. Накопичують енергію в магнітному полі індукційної котушки, в якій струм циркулює без втрат. Приклад встановлення – Японія, Чубу, потужністю 1 МВА. Переваги:

- Включення в роботу займає мілісекунди, що дає змогу реагувати на імпульсні зміни в енергосистемі;

- Винятково екологічно чисті – не відбувається ніяких хімічних реакцій, не має ніяких відходів в процесі роботи, не використовуються шкідливі речовини;
- Можливе довгострокове зберігання в формі магнітної енергії;
- Важлива перевага з практичної точки зору це можливість живлення установки від джерела з малою електричною потужністю;
- Можливість видачі в момент імпульсу великих значень струму (відповідно потужності), що обмежена лише пропускною здатністю комутуючих та провідникових пристроїв;
- Можливість аварійного скидання енергії без використання баластних опорів.

Недоліки:

- Необхідність дорогої та складної системи охолодження та термоустаткування для досягнення і підтримання надпровідного стану;
- Необхідність компенсації великих електродинамічних зусиль в активній зоні;
- Велика кількість обертових елементів;
- Робота з низькими температурами.

Можливість застосування. Існуючі акумулюючі системи потребують додаткових умов для своєї роботи та як наслідок оптимально використовуються лише у конкретних умовах, саме тому для порівняння занесемо їх основні характеристики до табл. 1.1 [17, 18, 20, 23].

Таблиця 1.1 – Технічні характеристики акумулюючих систем (вартості при потужності 100 МВт і зберіганні 4 години)

Назва системи	Потужність / Ємність	Поточна вартість, \$/кВт	Прогнозована вартість до 2030 року, \$/кВт	ККД	Особливості використання
ГАЕС	Існують до 3,6 ГВт / 40 ГВт год	~2710	~2710	0.75	Швидко маневровий резерв; Підтримують частоту у системі. Обмеженість наявних водних ресурсів, підверженість впливу кліматичних змін
Хімічні акумулятори	100 Вт – 20 МВт	~4570 (Li-Ion) ~5070 (Lead-Acid) ~8370 (Vanadium RF)	~3210 (Li-Ion) ~3920 (Lead-Acid) ~4910 (Vanadium RF)	0.5 – 0.8	Швидко маневровий резерв; Потребують використання інверторів; Мають обмежену кількість зарядів-розрядів. Популярна технологія що швидко розвивається
Акумуляція за допомогою стиснутого повітря	25 МВт – 350 МВт	~3340	~3340	0.75-0.85	Швидко маневровий резерв; Можливо використання природних печер.
Водень	1 кВт – 20 МВт	~8900	~4620	0.6 - 0.9	Дуже швидко віддають накопичену енергію (±); Низький процент втрат при зберіганні;
Супермаховики	Окремі установки у кіловатному діапазоні, але можливо масштабування	Стальні: 500 (до 1 МВт, 15 сек) Модифіковані 6000 (1 кВт) 3000 (20 кВт)		>0.9	Дуже швидко віддають накопичену енергію (±); Низький процент втрат при зберіганні;

З наведених даних по використанню систем накопичення енергії вважаю найбільш доцільним в умовах України вибрати в якості СНЕ гідроакумулюючі електричні станції, як вже наявні в енергосистемі України, а також хімічні

аккумулятори, як варіант з достатнім діапазоном потужності та швидким маневруванням, для стабілізації та резервування електричних станцій на відновлюваних джерелах енергії. Для визначення особливостей роботи залежних від погоди електростанцій на ВДЕ розглянемо СЕС та ВЕС, а також особливості їх моделювання, що дозволить створити імітаційні комп'ютерні моделі для дослідження їх роботи. В якості об'єкту вибрано окрему адміністративну одиницю регіону України, для якої проведено аналіз метеорологічних характеристик за довгостроковий період. Це дозволило з однієї сторони отримати рішення для конкретної місцевості, а з іншої, за умови зміни вхідних даних, дозволить масштабувати рішення для будь-якого регіону і енергосистеми в цілому.

1.6 Особливості основних видів електричних станцій на відновлюваних джерелах енергії.

Генерація електричної енергії з ВДЕ має велику кількість переваг, але обмежена швидкість зростання такого типу електростанцій обумовлена природою джерел їх енергії та безперервним процесом виробництво → передача → споживання електричної енергії. Розглянемо основні види електричних станцій на основі відновлювальних джерел енергії.

Електростанціям, що використовують традиційні види палива, присутні декілька спільних характеристик. Їх розміщення має низьку залежність від джерел палива, вони займають малу питому площу, вони здатні змінювати потужність у відповідності до необхідного режиму. При тому можливо виділити в них і загальні негативні риси. На сам перед до них можливо віднести обмеженість ресурсної бази (більш властиво тепловим електростанціям), та екологічні наслідки від виробничого процесу.

Електростанції на відновлювальних джерелах, демонструють майже повну протилежність до традиційних. Їх ресурсна база майже необмежена, та виробництво електричної енергії майже не несе екологічних наслідків. При тому їх ефективність дуже залежить від розміщення, пори року, періоду доби та погодних умов, саме тому прогнозування генерації на цих типах електричних станцій значно

ускладнено. Вони мають високу питому собівартість та найчастіше площа, що необхідна для виробництва електричної енергії, значно більша ніж у традиційних електростанцій.

Крім проблем з прогнозуванням виробництва електричної енергії існує ризик пошкодження ізоляції обладнання при збільшенні кількості ВДЕ в енергосистемі. Причина – інвертори, що використовуються при генерації на сонячних та вітряних електростанціях. Проблеми проявляються в зміні форми синусоїди та імпульсах перенапруги. Саме ці фактори призводять до пошкодження ізоляції та її пробоям. Нестабільна генерація призводить до виникнення проблем у системі розподілення та передачі електроенергії. Цю нестабільність необхідно компенсувати за допомогою систем акумуляції або високоманеврових електростанцій на традиційних видах палива. Мінливість електропостачання призводить к постійним змінам в точці регулювання напруги. саме тому на відміну від традиційних станцій при використанні ВДЕ необхідно значно частіше використовувати РПН.

Ще однією важливою точкою зору з аспектів використання ВДЕ представляють українські експерти на Всеукраїнському онлайн-форумі «Енергонезалежні регіони України: як замінити газ, знайти інвестиції та стимулювати бізнес», ініційований Мінеенерго та Держефективності. Українська асоціація відновлюваної енергетики виділяє наступні ризики розвитку відновлюваної енергетики в Україні [24]:

Порівняно висока вартість генерації енергії з ряду відновлюваних джерел енергії, як результат - необхідність державного стимулювання розвитку сфери відновлюваної енергетики. Присутня стабільна тенденція до зниження державної підтримки.

– Специфіка вітчизняної енергетики: перехресне субсидіювання, недорога вартість атомної генерації (атомна генерація розбудована в період СРСР, і сьогодні вартість е/е, що генерується АЕС, не включає капітальні витрати); олігополія на ринку теплової генерації

– Реформування ринку електричної енергії відповідно до Закону України №663-18 «Про засади функціонування ринку електричної енергії України»,

зокрема реалізація вимоги щодо відповідності нових об'єктів відновлюваної енергетики загальному плану розвитку ОЕС України; законопроект «Про ринок електричної енергії України» (реєстр. № 4493); загальна «нестабільність» законодавства.

- Чутливість кінцевого споживача до зростання тарифів. Значний рівень субсидіювання кінцевих тарифів для такої категорії споживачів як «населення».
- Загальні ризики ведення бізнесу в Україні.

Як ми бачимо, ризики розвитку наведені асоціацією можливо об'єднати у три категорії: економічні, політичні, соціальні. Технічні ризики не наводяться у звіті з причини того, що генерація на погодозалежних ВДЕ в Україні становить менше 10%, а отже не має значного впливу на енергосистему. Однак, з огляду на можливі перспективи розвитку, основна увага при дослідженні буде присвячена саме технічним аспектам використання.

У той же час наведений звіт приводить наступні вигоди від розвитку ВДЕ:

- Енергетична незалежність України.
- Великий потенціал відновлюваних ресурсів в Україні.
- Мінімальні або нульові викиди парникових газів в атмосферу.
- Невичерпні запаси (у більшості випадків).
- Удосконалення/відновлення енергетичної інфраструктури, запровадження інноваційних технологій.
- Капітальні витрати на будівництво нових потужностей відновлюваної енергетики вже менші/співставні із відповідними витратами на будівництво об'єктів «традиційної» енергетики;

Ці аспекти відповідають наведеним раніше загальним висновкам по перспективам ВДЕ. Також у звіті наводяться і недоліки:

- Необхідність значних первинних капіталовкладень у будівництво нових потужностей.
- Стримуючі фактори: планування енергетичної інфраструктури, віддаленість від мереж, можливі законодавчі бар'єри на місцевому рівні та інше.

- Періодичність генерування деяких відновлюваних джерел енергії, необхідність наявності резерву.
- Розвиток технологічного прогресу у сфері виробництва обладнання для відновлюваної енергетики (відновлювані технології ще не досягли піку свого розвитку).

Як ми бачимо, на основі раніше наведених висновків та експертного погляду Держенергоефективності, однією з основних проблем ВДЕ є їх залежність від географічних та кліматичних умов.

Базуючись на основних критеріях ефективної роботи електричних мереж прийнятих в ЄС, а також аналізу основних характеристик існуючих електричних станцій можливо зробити ряд висновків. Використання електричних станцій на ВДЕ ефективно економічно та екологічно, але потребує ряду системних рішень. Отже оптимізація режимів роботи електричних станцій на відновлювальних джерелах енергії [25] зводиться до створення умов, коли вони отримують максимальний прибуток від виробництва та реалізації електричної енергії з виконанням всіх обмежень технологічного та електричного характеру. Крім того в якості орієнтира для оптимізації також можливо використовувати умову найменшого впливу ВДЕ на енергосистему, мінімізацію відхилення між плановим та фактичним постачанням, що фактично є стабілізацією їх графіків генерації, та мінімізації кількості електроенергії, що береться до локальної енергосистеми ззовні.

Отже рішення по стабілізації добових графіків генерації електричних станцій на ВДЕ, дозволить забезпечити використання всіх їх позитивних аспектів та одночасно компенсує їх найбільш негативний, з точки зору енергосистеми, аспект залежності від погодних умов.

Для визначення особливостей використання СЕС та ВЕС в окремому регіоні доцільно використати їх комп'ютерне моделювання. Розглянемо основні типи комп'ютерних моделей СЕС та ВЕС.

1.7 Комп'ютерне моделювання залежних від погоди відновлюваних електричних станцій.

Для визначення особливостей добових графіків генерації СЕС та ВЕС в окремому регіоні можливо використати середовище комп'ютерного моделювання matlab simulink[26]. Умовно таке моделювання можливо розділити на високоточне, швидке та комбіноване з відхиленням у ту чи іншу сторону.

До високоточних моделей можливо віднести наведені в пакеті simpowersystem моделі СЕС та ВЕС, що відображені на рис. 1.7 [27,28].

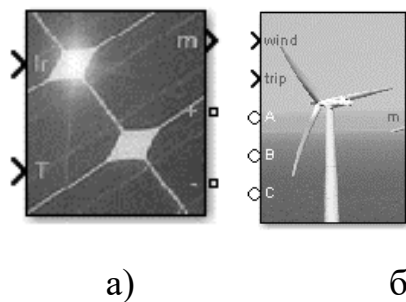


Рис. 1.7 – Комп'ютерні блоки фотоелектричної панелі (а) та вітрогенератору (б) в simpowersystem

Розглянемо детально кожен з наведених варіантів. Блок PV array представляє собою масив фотоелектричних комірок. Робота блоку основана на використанні умовного джерела струму, послідовного та шунтуючого опору, а також діоду. Вхідними даними для блоку є сонячна радіація та температура навколишнього повітря. Блок має велику кількість попередньо налаштованих моделей та можливість власноруч настроїти параметри системи, що імітується. Налаштовується кількість послідовних та паралельних фотоелектричних панелей, максимальна потужність кожної з них, кількість комірок в кожній, напруга холостого ходу, струм короткого замикання, струм та напруга в точці максимальної ефективності, а також температурні коефіцієнти для струму та напруги. Блок налаштований на моделювання масивів фотоелектричних панелей в ланцюзі постійного струму та не має додаткового інвертору. Ця особливість викликає потребу до використання додаткових блоків, що ускладнює моделювання та

збільшує час кожної його ітерації. Принципова модель цього блоку зображена на рис. 1.8.

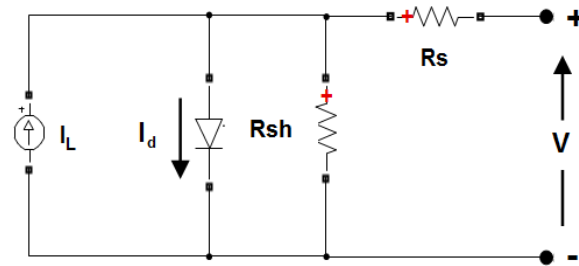


Рис. 1.8 – Принципова модель блоку PV Array

Приведений блок вітрогенератору представляє собою комбінацію вітрової турбіни та індукційного генератору. Обмотки статору цього генератору приєднуються до трифазної мережі, а ротор отримує механічну енергію від вітрової турбіни. Вхідні параметри цього блоку – це швидкість вітру та сигнали управління. Блок налаштувань складається з параметрів турбіни та генератору. До налаштування турбіни відносять: поточний та максимальний кут нахилу лопатей, номінальну потужність, базову швидкість вітру, базову швидкість обертів, максимальну потужність при базовій швидкості вітру, коефіцієнти нахилу. До параметрів генератору відносять: номінальну потужність, напругу та струм, параметри статору та ротору, індуктивність намагнічування, інерційні параметри, кількість пар полюсів, стан на початок моделювання. Наведений блок може функціонувати при моделюванні типу Phasor, що дозволяє проводити експерименти з великою швидкістю для трифазних мереж. Принципова модель покладена в основу блоку відображена на рис. 1.9.

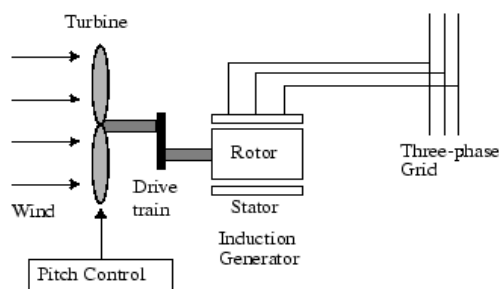


Рис. 1.9 – принципова модель блоку Wind Turbine Induction Generator

Наведені блоки дозволяють отримувати досить точні результати, однак необхідність використання додаткової моделі інвертору для блоку фотоелектричних панелей значно ускладнює модель та зменшує швидкість проведення розрахунків. Саме тому при виборі моделі в якості основи для досліджень було обрано інший тип блоків. Загально прийнята практика базується на використанні аналогічних принципових моделей, однак замість використання готових блоків із *simscape* опирається на комбінування звичайних елементів *Simulink*, що дозволяє абстрагуватися від деяких розрахунків з невеликою втратою точності на користь значного приросту швидкості розрахунків. Детальну інформацію по вибору та налаштуванню моделей для дослідження відображено у четвертому розділі дослідження.

Однак для коректного проведення моделювання недостатньо лише використовувати правильні моделі так як необхідно додатково враховувати параметри мережі, в яких обрані типи електричних станцій можуть використовуватися. Саме тому проведемо порівняння традиційних централізованих та розподілених мереж з точки зору використання електричних станцій на відновлюваних джерелах енергії.

1.8 Особливості централізованих та розподілених мереж.

У мережах з централізованою генерацією декілька потужних електричних станцій постачають електричну енергію кінцевим споживачам за допомогою односпрямованих систем передачі та розподілу енергії. Принциповий вигляд централізованих мереж відображено на рис. 1.10 [29].

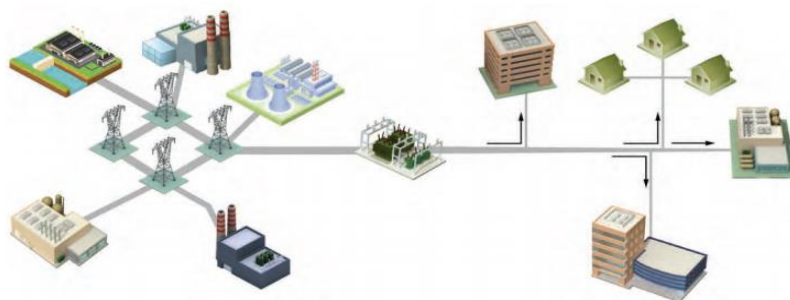


Рис. 1.10 – Принциповий вигляд централізованих мереж

Основні риси традиційних мереж [30]:

- централізоване виробництво енергії;
- односпрямований потік енергії;
- генерація залежить від навантаження;
- робота на основі раніше отриманих даних;
- обмежена доступність для під'єднання нових виробників;
- відносна простота контролю процесу виробництво-передача-

споживання

Звіт [31] встановлює наступні переваги для централізованої генерації:

- Зменшення питомої вартості при підвищенні потужності. Прикладом є питома вартість парових турбін, що зменшується при збільшенні їх потужності.
- Збільшення потужності дозволяє отримати більшу ефективність, наприклад за рахунок використання більшого тиску чи температури для пару.
- Традиційна централізована енергетика передбачає використання змінного струму, що дозволяє передавати потужність на значні відстані з невеликими втратами.
- Здатність до передачі енергії на великі відстані дозволяють винести генерацію за межі міст проживання.
- Більшість об'єктів централізованої генерації були розроблені з урахуванням підвищення об'ємів споживання.

Альтернативою чистої централізованої генерації можливо назвати генерацію розподілену. В такому типі мережі основні генеруючі потужності розташовані у безпосередній близькості до споживачів, а вони не лише отримують енергію від розподільчої мережи, а й виступають в ролі виробників енергії. Таке рішення дуже ускладнює мережеві взаємодії, бо перетворює односпрямований потік на двоспрямований. Найчастіше в таких мережах генерація енергії проходить з використанням ВДЕ, та їх резервом у виді систем акумуляції та високоманеврових ЕС. Варіант реалізації розподілених мереж з урахуванням встановлення смарт пристроїв та двостороннього зв'язку відображено на рис. 1.11 [29].

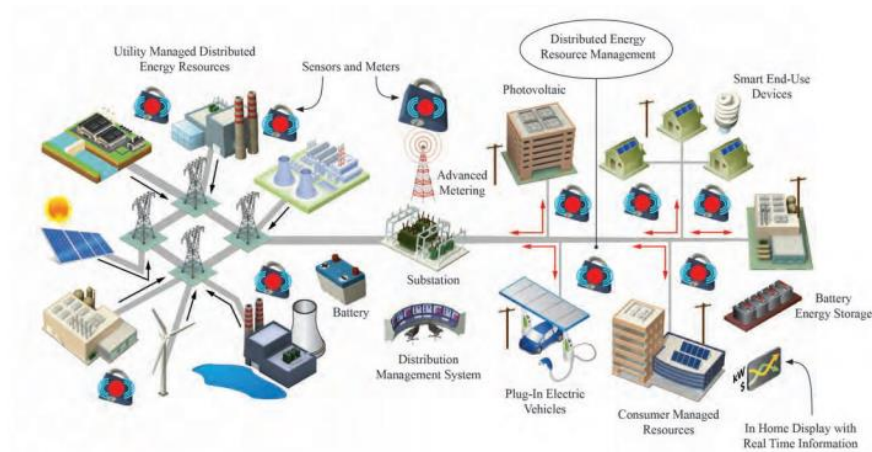


Рис. 1.11 — Розподілені енергетичні мережі.

Розподіленим мережам відповідає:

- розподілене виробництво енергії;
- двоспрямований потік енергії;
- генерація переважно за допомогою ВДЕ;
- доступність для під'єднання нових, у тому числі побутових, виробників;
- ускладнене керування процесами виробництва-споживання енергії.

У наш час розподілена генерація займає дуже важливе місце при плануванні розвитку електричних мереж у розвинених країнах. Вже зараз приблизно 10% від усієї виробленої у ЄС електроенергії генерується завдяки розподіленій генерації. У Данії таким чином виробляється 50% від загальної кількості електричної енергії.

Найчастіше в системі розподіленої генерації використовуються наступні типи установок для генерації:

- вітрові турбіни;
- сонячні панелі;
- газові мікро турбіни;
- паливні елементи;
- малі ГЕС

Окрім особливостей використання ВДЕ розподілена генерація також призводить до нових проблем:

- складно прогнозована зміна напруги в розподільній мережі;

- виникнення надлишків потужності та проблем з регулюванням частоти;
- поява реверсивних потоків потужності;
- необхідність забезпечення стійкості системи за умови відключення великої кількості установок;
- складність обслуговування фідерів з активними споживачами та розподіленою генерацією.

Однак така генерація має і ряд переваг над централізованою генерацією:

- Збільшення темпів інтеграції відновлюваних джерел енергії за рахунок спрощення включення в процес нових учасників, у тому числі побутових споживачів.
- Збільшення гнучкості та надійності системи за рахунок здатності мікрорайонів повністю або частково забезпечувати власне споживання за рахунок власних об'єктів генерації.
- Спрямованість такого типу генерації на використання ВДЕ дозволяє виробляти енергію з меншою кількістю викидів.
- Розташування джерел енергії у безпосередній близькості до споживачів дозволяє знизити втрати при трансформації та передачі електричної енергії.

Наведений у звіті [31] висновок щодо комбінованого використання обох типів генерації, що є необхідним у процесі часткового переходу від централізованих до розподілених або централізовано-розподілених мереж, пропонує підтримувати встановлені централізовані потужності та поступово доповняти їх розподіленими електричними станціями на ВДЕ, що дозволить зберегти ефективність та зменшити при цьому кількість викидів шкідливих речовин.

Отже з точки зору стану Української енергетики та світового досвіту при проведенні дослідження слід враховувати встановлення електричних станції на відновлюваних джерелах енергії в якості розподіленої генерації з можливістю використання централізованих типів акумуляції. Все це можливо ефективно реалізувати за умови використання систем автоматичного керування генерацією та споживанням енергії.

Системи автоматичного керування споживанням та генерацією енергії включають в себе розподілені інтелектуальні пристрої та аналітичні інструменти для підтримки комунікації на рівні об'єктів енергосистеми, працюючі в режимі реального часу, операційні додатки нового покоління (SCAD/EMS/NMS), які дають змогу використовувати нові алгоритми та методи керування мережею, в тому числі і її активними елементами. Також використовуються інтегровані системи прийняття рішень, такі як SCADA, розподілені системи управління і контролю (DMCS), розподілена система поточного контролю процесів генерації (DGMS), автоматична система вимірювань у поточних процесах та багато іншого.

Саме поєднання розподіленої генерації і збереження з системою автоматичного керування та розвиненою системою комунікацій створює віртуальні електричні станції. Основна ідея полягає в тому, що кожен з елементів системи прямо чи опосередковано пов'язаний з контролюючим центром двостороннім зв'язком. Цей зв'язок дозволяє не тільки отримувати дані з приладів обліку, а й керувати генеруючими і споживаючими елементами системи. Система комунікацій повинна мати достатню швидкість передачі даних, великий пропускний канал, забезпечувати мінімальну затримку при передачі даних та мати можливість розширення. В залежності від кількості під'єднаних елементів для оптимізації роботи мережі взаємодія проводиться з окремими елементами, або в разі більших масштабів з кластерами однотипних елементів.

Різні дослідження [23] формують концепцію віртуальних електричних станцій (VPP) у трьох основних напрямках з яких вона складається:

Перший напрямок стосується класифікації розподіленої генерації всередині структури VPP відповідно до їх потенціалу та форми власності. Для цього було прийнято категорії приватної та публічної розподіленої генерації. Інша класифікація розподіленої генерації була представлена відповідно до їх характеру управління: або стохастичний або керований.

Другий напрям, зосереджений на структурі VPP як технічно, так і комерційно займається технічними VPP та комерційними VPP, а також їх функціональними можливостями.

Третій напрямок займається оптимізацією роботи VPP. Деякі з відповідних досліджень зосереджені на оптимізації структури VPP шляхом вибору оптимального розміру та розташування компонентів VPP. З іншого боку, інші дослідження присвятили максимізації прибутку VPP.

Загальне визначення віртуальних станцій - агрегація одиниць розподіленої генерації на основі різних технологій, що працюють в якості єдиної електростанції, яка має можливість контролювати агреговані одиниці та управляти потоком електричної енергії між цими одиницями з точки зору оптимізації роботи системи. Загальний концепт такої системи представлено на рис. 1.12.

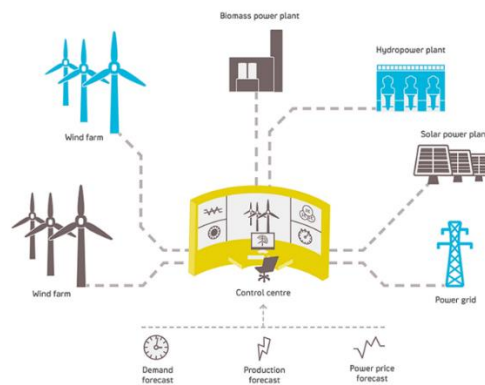


Рис. 1.12. — Концепт віртуальної електричної станції.

Основні компоненти віртуальних електричних станцій це:

Розподілені джерела енергії. Можуть бути відновлюваними або не відновлюваними, приватними або державними, малої чи середньої потужності.

Системи накопичення енергії. Зазвичай виконують функцію компенсації небалансу між генерацією та споживанням. У даній роботі пропонується їх використання для компенсації різниці між реальним та заявленим прогнозних значенням генерації ВДЕ, а отже і стабілізації їх графіків видачі потужності.

Система інформації та комунікації. Базується на двоспрямованому обміні інформацією між всіма елементами віртуальної електричної станції та центром управління енергією. Цей центр бере на себе вирішення локальних задач оптимізації по роботі обладнання. Представлений у четвертому розділі алгоритм

управління було розроблено в якості теоретичної рекомендації для роботи такого центру.

Рекомендації розроблені в роботі беруть за технічну основу для стабілізації графіків генерації електричних станцій на відновлюваних джерелах енергії саме віртуальні електричні станції.

Для розробки ефективних рішень потрібно не лише обрати концепт, а і використовувати при цьому необхідні методики. Розглянемо існуючі дослідження по вибору необхідної ємності накопичувачів для стабілізації добових графіків генерації електричних станцій на ВДЕ.

1.8 Методології по визначенню необхідної ємності накопичувачів електричної енергії.

Мічіорі в своїй роботі[1] проводить детальний аналіз існуючих досліджень та наводить приклад вибору необхідної ємності накопичувача для стабілізації роботи ВЕС. В наведеній їм методології пропонується виконати цей вибір на основі вирішення задачі оптимізації з пошуком необхідних параметрів для інвертору та системи накопичення. Наведена в дослідженні методика виділяє чотири етапи вибору необхідної ємності:

Вибір функції оптимізації. Наведена в дослідженні Мічіорі функція, базується на ROI. Функція представляє собою порівняння необхідних інвестицій зі штрафними санкціями за відхилення від допустимого діапазону графіків добової генерації. Для Гарантованого покупця можливі діапазони для кожного типу електростанцій наведені у законі про «Ринок електричної енергії України». У даному дослідженні основою для вибору необхідної ємності є статистичний метод оптимізації, що полягає у виборі ємності СНЕ для перекриття усіх можливих статистично відхилень добових графіків генерації від прогнозного значення. Детально питання вибору необхідної ємності розглянуто у третьому розділі.

Визначення штрафів за відхилення. Відображає залежність розміру штрафу від відхилення у той чи інший бік. У наведеному дослідженні цей вибір базується на ідеї того, що маленькі відхилення матимуть менший розмір штрафу ніж великі

відхилення. В умовах енергоринку України пропонується використання фіксованих виплат за відхилення на основі об'єму та ціни за 1 кВт·год, що робить наведену методику недостатньо ефективною.

Визначення особливостей використання систем накопичення. У цьому випадку передбачається, що було зроблено максимум з можливих дій для мінімізації прогностичних похибок, а тому результуючі похибки неминучі. СНЕ в цій методиці використовуються лише для компенсації цих похибок та не можуть бути задіяні в якості маневрового резерву для енергетичного ринку. На ефективність цього рішення впливає не лише правильність визначення похибок, а і стратегія управління СНЕ. Детально алгоритм роботи управління СНЕ та його апробація на комп'ютерній моделі розглянуті у 4 та 5 розділі моєї роботи.

Вибір типу системи накопичення. Включає в себе порівняння декількох варіантів систем накопичення для визначення найкращої для кожної окремої ситуації. Порівняння може включати в себе визначення характеристик видачі потужності або енергії та функцій старіння. На останньому етапі все зводиться до отримання для кожного типу характеристик вигляду грн/кВт і грн/кВт·год встановленої потужності.. Однак, за умови дефіциту балансуєчих потужностей в Україні і можливості взаємодії з розподіленою генерацією на ВДЕ на основі декількох систем акумулювання було прийнято рішення сформулювати вибір не тільки технології СНЕ, а і вибір з декількох можливих СНЕ на основі параметру грн/кВт·год балансування нестабільності добових графіків.

Також для проведення більш конкретного дослідження і необхідних розрахунків необхідно обрати регіон, який буде взято за основу.

1.9 Регіон для дослідження.

Серед можливих міст України, з урахуванням приблизно середньостатистичних кліматичних умов, для дослідження було обрано місто Старобільськ, районний центр у Луганській області. Розташований на півдні Середньоруської височини, на лівому березі річки Айдар. Географічні координати 49°16' пн. ш. 38°55' сх. д.. Населення міста 17198 чоловік станом на 01.01.2017.

Середня швидкість вітру становить близько 4,5 м/с, а рівень річної сонячної радіації складає 1400 кВт·год/м². За точку підключення ВДЕ обрано підстанцію Старобільська з рівнями напруги 110/35/6 кВ та потужністю 50 МВт. В ході роботи було проведено розрахунки необхідних об'єму та потужності для компенсації відхилень потужності від 1 МВт СЕС та 1 МВт ВЕС, з урахуванням можливості масштабування. Розташування та основні підключення до відповідної підстанції відображені на рис. 1.13.



Рис. 1.13 – Розташування та основні підключення підстанції Старобільська.

1.10 Висновки до розділу 1.

Для розробки технічних рішень по стабілізації добових графіків генерації електричних станцій на ВДЕ, з урахуванням огляду існуючих досліджень та особливостей роботи енергетичного ринку України, пропонується взяти за основу концепцію віртуальних електричних станцій. Для цього вважаю доцільною наступну послідовність дій:

Визначення аспектів мережі, що необхідні для повноцінної роботи віртуальних електричних станцій. Для цього було розглянуто концепцію smart grid та існуючі шаблони для переходу до неї. Результати цього дослідження наведені у другому розділі роботи.

Аналіз погодних умов, що впливають на електричні станції з ВДЕ у обраному регіоні, та розробка комп'ютерних моделей для дослідження потенційної генерації на ВДЕ у обраному регіоні. Детальний аналіз наведено у третьому розділі роботи.

Удосконалення, з урахуванням особливостей обраного регіону та законодавства України, методики вибору конфігурації систем накопичення електричної енергії для стабілізації добових графіків генерації електричних станцій, що працюють по «зеленому» тарифу.

Удосконалення методики розрахунку вартості балансування графіків генерації ВДЕ електричної енергії на основі СНЕ з урахуванням можливості розподіленого балансування та особливостей електричних мереж. Результати удосконалення наведені в третьому розділі роботи.

Розробка комп'ютерної моделі потенційної віртуальної електричної станції у обраному регіоні, що буде включати в себе графіки генерації електростанцій на ВДЕ, можливість взаємодії з реальними промисловими контролерами для тестування алгоритмів управління, імітацію взаємодії з енергетичним ринком та активними споживачами, а також розрахунок результуючого балансу графіку генерації. Детально інформацію наведено у четвертому розділі роботи.

Розробка алгоритму управління віртуальною електричною станцією для стабілізації добових графіків генерації електричних станцій на ВДЕ. Алгоритм повинен враховувати можливість взаємодії з розподіленою системою акумуляції, енергетичним ринком поточної доби, активними споживачами та електричними станціями на ВДЕ, а також можливі обмеження при перетворенні та передачі електричної енергії. Детально алгоритм розглянуто в четвертому розділі роботи.

Апробація результатів розробки алгоритму на розробленій моделі віртуальної електричної станції для перевірки відповідності виконання вимог до алгоритму і результатів стабілізації добових графіків генерації на його основі. Апробація проведена в п'ятому розділі роботи. Матеріали дослідження проведеного в розділі було опубліковано в [23, 107].

РОЗДІЛ 2. SMART GRID ТА МЕТОДИКИ ЇХ ІНТЕГРАЦІЇ ДО ЕНЕРГОСИСТЕМИ УКРАЇНИ.

2.1 Вимоги до централізованих та розподілених електричних мереж

Відповідно до результатів першого розділу, концепція віртуальних електричних станцій була обрана в якості засобу для вирішення задачі стабілізації добових графіків генерації електричних станцій на відновлюваних джерелах енергії. Таке рішення потребує додаткових досліджень, що встановлять необхідні вимоги до електричних мереж в залежності від типу генерації.

Нові мережи повинні [33] бути здатні дуже швидко реагувати на зміну в генерації, або в споживанні задля забезпечення балансу потужності. Такі вимоги обумовлені нестабільним та складним у прогнозуванні характером генерації відновлювальних джерел енергії. Аналіз варіантів інтеграції ВДЕ до електричних мереж має два напрямки які умовно можна назвати централізованим та розподіленим [34].

Перший напрямок це будівництво електричних станцій з великою потужністю. Цей варіант типовий для традиційних електричних мереж, які складаються з трьох сегментів:

1) Центри виробництва електроенергії. Саме до цього сегменту відносять потужні електростанції на ВДЕ. Крім географічних погодних критеріїв, що майже повністю обумовлюють ефективність використання встановлених потужностей, розташування також залежить від можливості підключення до існуючих мереж. Побудова потужних електростанцій на ВДЕ як правило потребує додаткового будівництва підстанцій.

2) Лінії електропередач великої потужності. Так як нові потужності генерації підключаються до вже існуючих мереж, може виникнути необхідність збільшення пропускної здатності ЛЕП у порівнянні з розрахунковими при будівництві.

3) Зони споживання електроенергії та місцеві розподільні мережі.

Встановлення таких великих генеруючих потужностей потребує великої кількості попередніх розрахунків. Необхідно не тільки правильно вибрати місце встановлення з урахуванням умов оточуючого середовища, можливості приєднання до існуючих мережа та вартості земельних ділянок, але і врахувати питання надійності. Перевагою першого напрямку є мінімізація питомих витрат на будівництво та генерацію. Для аналізу надійності та оцінки потужностей широко використовується математичне та комп'ютерне моделювання [35].

Для інтеграції ВДЕ великої потужності до мережі необхідно вирішити ряд питань[36]:

- Контроль напруги та реактивної потужності.
- Можливість протистояти аварійним ситуаціям у мережі.
- Активний контроль потужності електростанцій з ВДЕ
- Регуляція частоти
- Контроль інертності генерації
- Контроль за током короткого замикання

Другий напрямок [37] передбачає будівництво невеликих генеруючих потужностей у третьому сегменті традиційних мереж. Тобто, електричні станції, що складаються з декількох типів ВДЕ та акумуляційних систем, встановлюються у безпосередній близькості до споживача тим самим значно зменшуючи втрати на передачу електричної енергії. Цей напрямок отримав значний розвиток в Україні за рахунок долучення до генерації побутових споживачів, що встановили в себе сонячні панелі або вітрогенератори та працюють за зеленим тарифом. Звісно, нестабільність та складність у прогнозуванні генерації з ВДЕ призводить до небалансу з споживанням, але завдяки підключенню до загальних мереж можливо:

- За наявності необхідних погодних умов забезпечити споживачів енергією у разі аварії на центральних електростанціях.
- Компенсувати недостатню генерацію за рахунок споживання електричної енергії з енергосистеми.
- Продати надлишки виробленої електричної енергії за зеленим тарифом.

- На системному рівні знизити необхідну пропускну здатність магістральних ліній.

- Отримати незалежне від вартості палива та екологічно чисте джерело енергії, яке, при умові зниження капітальної вартості обладнання в Україні, зможе знизити вартість електричної енергії для споживачів.

Розподілена генерація ставить ряд викликів для традиційних розподільчих мереж [38]:

- Необхідно боротись з зниженням якості електричної енергії, що викликана великою кількістю трансформуючих пристроїв.

- Нестабільність генерації призводить до небалансів потужності та проблем з регулюванням частоти.

- Поява реверсивних потоків потужності.

- Необхідність забезпечення стійкості системи за умови непрогнозованої зміни генерації у великій кількості джерел.

- Складність обслуговування фідерів з активними споживачами.

Для боротьби з пов'язаними з ВДЕ недоліками розподіленої генерації найчастіше використовують системи акумуляції електричної енергії, високоманеврові електричні станції та модифікацію існуючих розподільчих електричних мереж за технологіями інтелектуальних мереж (smart grids). Альтернативні варіанти мережевої інфраструктури зараз досліджуються. Згідно бази даних JRC [39] зараз існує близько 7600 проектів, що вже проведені або реалізуються на сьогоднішній день, з дослідження та демонстрації можливостей інтелектуальних мереж по всьому світі. Однак перш ніж розібрати існуючі дослідження розберемо що саме розуміється під інтелектуальною мережею.

2.2 Загальні положення концепції Smart Grid.

Не дивлячись на актуальність і популярність концепція Smart Grid все ще не має загальноприйнятого визначення [38]. В різноманітних джерелах концепція трактується в залежності від погляду автору, зацікавлених сторін та країни.

Дослідники виділяють наступні типи учасників, що зараз формують та впроваджують концепцію інтелектуальних мереж:

- Енергетичні компанії пов'язані з генерацією, транспортом, розподіленням та продажом електричної енергії. Основні цілі: максимальне використання встановлених потужностей, забезпечення балансу в енергосистемі, зниження перенавантажень у мережі, зменшення кількості аварій та недопостачання електричної енергії, покращення обліку електричної енергії.

- Виробники обладнання, енергосервісні, ІТ та телекомунікаційні компанії. Основні цілі: стандартизація обладнання, програмного забезпечення та протоколів передачі, реалізація та впровадження новітніх технічних та програмних рішень до традиційних мереж, а також побудова концепту інтелектуальних мереж на базі власних розробок.

- Університети, дослідницькі центри, консультаційні організації. Основна ціль: проведення досліджень, розробка теоретичних та практичних рішень.

- Громада, державні, муніципальні компанії та асоціації. Основна ціль: надійне забезпечення населення електричною енергією з мінімальною вартістю.

Взаємодія між учасниками під час реалізації проектів відображена на рис. 2.1.

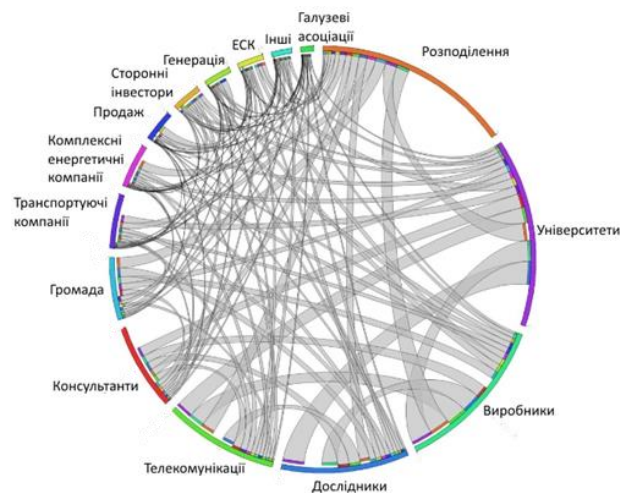


Рис. 2.1 – Взаємодія між різними учасниками в розробці інтелектуальних мереж з урахуванням розміру інвестицій [39]

Якщо спробувати об'єднати бачення всіх усіх учасників, то доцільно виділити три визначення:

- Smart Grid – це електричні мережі, задовольняючі вимогам енергоефективного і економічного функціонування енергетичної системи за рахунок скоординованого управління та за допомогою двосторонніх комунікацій між елементами електричних мереж, електричними станціями, акумуляцією, споживачами. [40]

- Smart Grid – повністю інтегрована, здатна самостійно регулювати і відновлювати свою роботу електроенергетична система, що має мережеву топологію і включає в себе всі генеруючі джерела, магістральні і розподільні мережі і всі види споживачів електричної енергії, керовані однією мережею автоматизованих пристроїв в режимі реального часу. Це визначення концепції запропоновано Інститутом інженерів електротехніки та електроніки.

- Smart Grid – це комплексна модернізація та інноваційний розвиток всіх суб'єктів електроенергетики на основі передових технологій і збалансованих проектних рішень на всій території країни. Цього визначення концепції придержуються у деяких розвинених країнах;

В рамках концепції різноманітні вимоги усіх зацікавлених сторін зведено до групи ключових цінностей нової електроенергетики [41]:

- доступність – забезпечення споживачів енергією згідно необхідних їм параметрів часу, місця та якості;

- надійність – можливість протистояння енергосистеми фізичним і інформаційним негативним впливам без тотальних відключень або високих витрат на відновлювальні роботи, а також її максимально швидке відновлення (самовідновлення);

- економічність – оптимізація тарифів на поставку та зниження загальносистемних витрат на генерацію та розподілення електричної енергії;

- ефективність – максимізація ефективності використання всіх видів ресурсів і технологій при виробництві, передачі, розподілі та споживанні електроенергії;

- органічність з навколишнім середовищем – зниження негативного впливу на навколишнє середовище;
- безпека – недопущення ситуацій в електроенергетиці, потенційно небезпечних для людей і навколишнього середовища.

Принципово важливо розглядати усі вимоги як рівні, їх порядок виконання може бути індивідуальним для кожного суб'єкту співвідношень.

Виконання цих вимог потребує створення нових особливостей системи:

- Взаємодія з активними споживачами. Активний споживач — це споживач, який реагує та впливає на ринок енергії через систематичні дії і реакції, які націлені на мінімізацію витрат і збільшення власного та колективного прибутку. Пристосування до миттєвих цін на ринку та можливість керувати навантаженням для стабілізації графіка добового споживання є одними з найважливіших стимулів до розвитку активних споживачів та формування мікромереж [42].
- Можливість протидіяти негативним впливам. Система повинна у результаті аналізу великої кількості факторів передбачати виникнення проблем. Аналіз проводиться по внутрішнім та зовнішнім показникам, а також статистичним даним.
- Забезпечення надійності і якості електропостачання за рахунок великої кількості приладів обліку та високої ступені автоматизації.
- Збільшення різноманіття типів електричних станцій та систем акумуляції енергії. Для компенсації недоліків розподіленої генерації використовуються гібридні електричні станції, що одночасно об'єднують в собі декілька типів електричних станцій та можливо систему накопичення енергії. Тип та потужність таких станцій залежать від регіональних умов та потреб споживачів.
- Розширення енергетичних ринків. Для розширення можливостей залучення побутових та непрофільних промислових споживачів до ринку електричної енергії необхідно розробити рішення у правовому, технічному та економічному полі. У новому ринку крім традиційних ролей споживача та виробника можуть виникнути нові ролі. Наприклад, можливо залучати активних

споживачів до акумуляції енергії, що дозволить у коротко та довго строків перспективах згладити графік навантаження.

– Оптимізація керування активами. Завдяки двосторонньому зв'язку та автоматизації можливо якісно збільшити управління активами.

Така система постійно ідентифікує ризики, аналізує їх та на основі отриманих даних утримує свій технічний стан на необхідному рівні. Це дозволяє перейти від реагування на аварійні ситуації після їх виникнення до їх попередження, чи зменшення негативних наслідків.

Споживач у перспективі отримає змогу керувати об'ємами енергії на основі балансу можливостей системи та своїх потреб за допомогою інформації про ціни, об'єми генерації, надійності постачання та характеристик енергії.

За допомогою спеціальних методів, що зменшують фізичну та інформаційну вразливість системи, стане можливо як запобігти, так і збільшити швидкість відновлення після аварійних ситуацій в відповідності до вимог енергетичної безпеки.

Планується забезпечення надійності постачання та якості електричної енергії у різноманітних цінових сегментах, а також перехід від системо-орієнтованого підходу до клієнто-орієнтованого.

В ході концепції передбачається оптимальна інтеграція усіх типів генеруючих та акумулюючих пристроїв за допомогою стандартизованих процедур підключення та впровадження мікроенергосистем або мікромереж (microgrid) на рівні споживачів. Одним з варіантів для переходу від традиційних мереж до Smart Grid є використання шаблону SGAM[43].

2.3 Архітектурна модель інтелектуальних мереж. SGAM

Згідно критеріям управління та місця підключення до мережі можливо зробити розподіл між учасниками у комбінації розподіленої та централізованої мереж. Розподілення за наданими критеріями відображено у табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Розподілення учасників комбінованої системи.

Критерій	Потужна генерація	Розподілені енергетичні ресурси	Споживач
Управління	Пряме	Пряме	Не пряме
Місце підключення	Високовольтні мережі	Мережі середньої та низької напруги	Низьковольтні мережі

Зв'язки між учасниками комбінованої системи відображені на рис. 2.2.

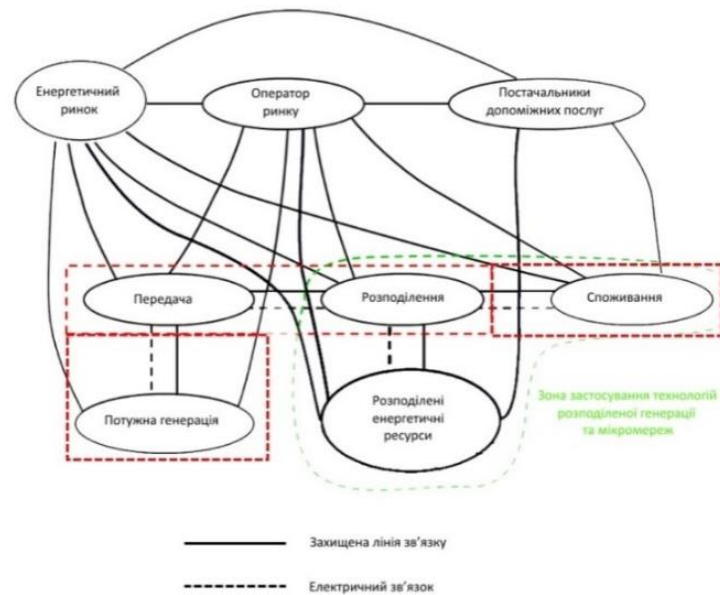


Рис. 2.2. - Зв'язки між учасниками комбінованої системи

GridWise Architecture Council [44] розподіляє взаємодії між учасниками на три категорії: організаційні, інформаційні та технічні. Передбачається, що для реалізації концепції інтелектуальних мереж необхідно стандартизувати взаємодії на всіх рівнях. Більш детальна інформація з приводу розподілення наведена у табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Категоризація взаємодій різноманітних систем у інтелектуальних мережах.

Категорія	Рівень взаємодій	Уточнення	Пояснення
Організаційна	Діловий або бізнес рівень	Економічна та регуляційна політика	Політичні та економічні цілі, що втілені в політику та обмеження.
		Ділові цілі	Тактичні та стратегічні цілі, що поділяють учасники ділового процесу
	Функціональний рівень	Ділові процеси	Узгодження між собою виробничих бізнес процесів та процедур
Інформаційна	Інформаційний рівень	Діловий контекст	Сукупність понять необхідних для специфічних взаємодій
		Розуміння семантики	Здатність зрозуміти поняття у структурах даних
Технічна	Комунікаційний рівень	Синтаксичні взаємодії	Здатність зрозуміти структуру даних у інформації, що пересилається
		Мережеві взаємодії	Механізм для обміну інформацією між різноманітними системами та мережами
	Компонентний рівень	Базовий зв'язок	Механізми для забезпечення фізичного та логічного зв'язку між системами.

Архітектурна модель інтелектуальних мереж умовно складається з 5 рівнів. Кожен рівень відповідає частині інтелектуальної мережі та включає в себе електричні ділянки та зони управління інформацією. Метою цієї моделі є представлення того, на яких зонах взаємодії між елементами здійснюється управління інформацією. Це дозволяє чітко усвідомити поточний стан переходу до нового типу мережі, а також, щоб відобразити еволюцію майбутнього розвитку, підтримуючи принципи доступності, надійності, економічності, ефективності, органічності та безпеки, що були наведені раніше. Розглянемо кожен з рівнів більш детально:

Діловий рівень. Відображає погляд бізнесу на інформаційний обмін в інтелектуальних мережах. SGAM може бути використаний для розмічення регуляторних та економічних (ринкових) структур та політик, бізнес-моделей, бізнес-портфелів (продуктів та послуг) учасників ринку. Також у цьому шарі можуть бути представлені бізнес-можливості та бізнес-процеси. Таким чином, він

підтримує керівників підприємств у прийнятті рішень, пов'язаних із новими бізнес-моделями та конкретними бізнес-проектами, а також допомагає регуляторним органам при визначенні нових моделей ринку.

Функціональний рівень описує функції та послуги, та їхні відносини з архітектурної точки зору. Функції представлені незалежно від учасників та фізичної реалізації в імплементації, системах і компонентах.

Інформаційний рівень описує інформацію, яка використовується та обмінюється між функціями, службами та компонентами. Він містить інформаційні об'єкти та основні канонічні моделі даних. Ці інформаційні об'єкти і канонічні моделі даних являють собою загальну семантику для функцій та послуг, щоб забезпечити взаємний обмін інформацією за допомогою засобів зв'язку.

Комунікаційний рівень. Особливість рівня полягає в тому, щоб описати протоколи та механізми взаємного обміну інформацією між компонентами.

Компонентний рівень. Особливість компонентного рівня - це фізичний розподіл всіх компонентів, що беруть участь у інтелектуальній мережі. Це стосується системних учасників, програм, обладнання енергосистеми, пристроїв захисту та телеконтролю, мережевої інфраструктури (дротові / бездротові з'єднання, маршрутизатори, комутатори, сервери) та будь-яких комп'ютерів.

SGAM також надає своє бачення ієрархічної системи управління енергією. Ця система базується на агрегації та функціональному розділу в управлінні енергією. Базова ідея цієї моделі стала основою для «Purdue Reference Model for computer-integrated manufacturing»[45] адаптованому під стандарт IEC 62264-1. Використання цієї моделі описано у IEC 62357 та IEC 62559-2 [46] «Reference architecture for object models services».

Концепт агрегації включає в себе декілька аспектів з управління енергетичними системами:

- Накопичення даних. Дані накопичуються на локальному рівні задля зниження кількості інформації, що передається і обробляється на інших рівнях.
- Просторова агрегація. Дані передаються від різних локальних об'єктів до більш глобальних. Наприклад, високовольтне обладнання відноситься до

фідерів, сукупність фідерів поєднуються у підстанцію і передають інформацію на її рівень, декілька підстанцій поєднуються у регіональну мережу, що отримує оброблену інформацію від них.

Як вже вказувалось, крім агрегації існує розділення функцій по різних зонах. Причиною такого розділу стали специфічне походження задач та спосіб мислення споживача. Опис кожної умовної функціональної зони наведено у табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Зональне розподілення функцій.

Зона	Опис
Процес	Включає в себе фізичне, хімічне або просторове перетворення енергії та обладнання, що бере участь у цьому процесі. До цієї функціональної зони відносять вимикачі, трансформатори, кабельні лінії та генератори.
Ділянка	Включає в себе обладнання для захисту, контролю та спостереження за процесами в енергосистемі. До цієї функціональної зони відносять релейний захист, електронні системи для збору та обробки інформації по процесу.
Об'єкт	Включає в себе агрегаційну складову для рівня ділянки. До цієї функціональної зони відносять концентратори даних, локальні SCADA системи, засоби автоматизації підстанцій.
Операція	Включає в себе засоби контролю за операційними процесами у відповідній сфері. До цієї функціональної зони відносять системи управління розподілом енергії, енергетичного менеджменту, віртуальні електричні станції.
Індустрія	Включає в себе комерційні та організаційні процеси, сервіси та індустріальні компанії (постачальники послуг, апровадці електричної енергії). До цієї функціональної зони відносять логістику, навчання персоналу, закупівлі.
Ринок	Включає в себе всі ринкові складові пов'язані з виробництвом, передачею, перетворенням, розподіленням та споживанням енергії. До цієї функціональної зони відносять продаж та покупку електричної енергії та допоміжних послуг.

Якщо поєднати між собою всі рівні, галузі та зони, що відносять до інтелектуальної мережі можливо отримати структуру інтелектуальної мережі відображену на рис. 2.3.

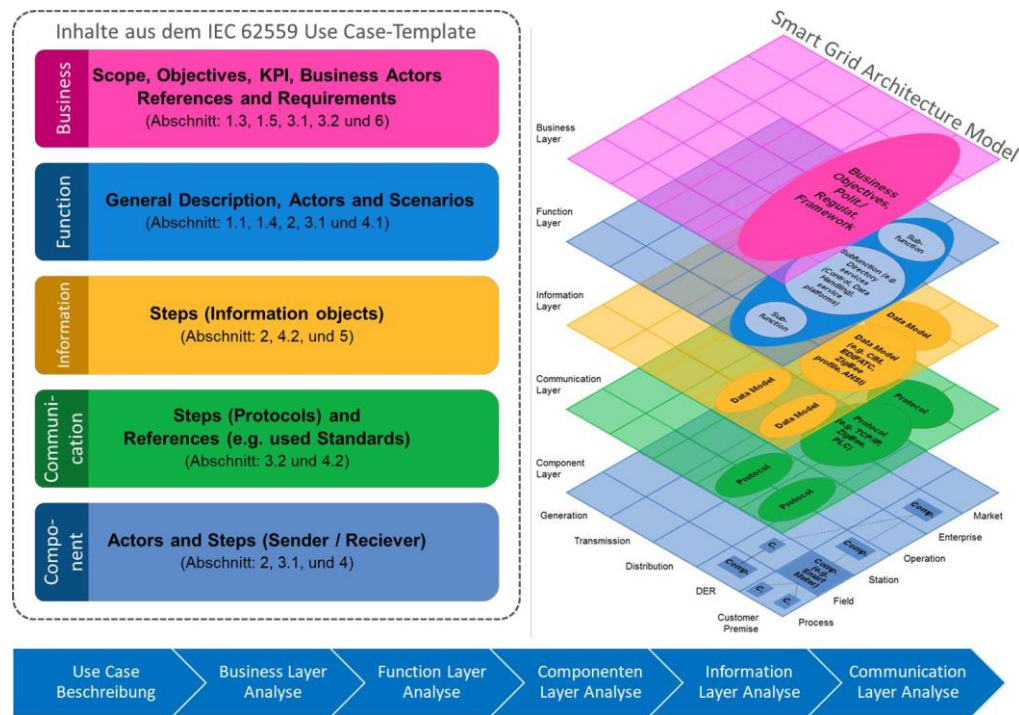


Рис. 2.3 – Структура інтелектуальної мережі згідно SGAM [46]

Стандартизований процес переходу від традиційних мереж до SGAM складається з наступних етапів:

- 1) Аналіз об'єкту та інфраструктури.
- 2) Розробка компонентного рівня
- 3) Розробка бізнес рівня
- 4) Розробка функціонального рівня
- 5) Розробка інформаційного рівня
- 6) Розробка системи комунікацій

Розберемо більш детально кожен з етапів.

Аналіз об'єкту та інфраструктури. На першому етапі виявляється та оброблюється інформація по поточному стану системи. Для цього використовують інформацію щодо

- Імен, цілей та вподобань учасників системи.
- Складається діаграма варіантів участі.
- Уточнюють учасників та їх типи.
- Виявляються передумови та формуються припущення.
- Стандартизується інформація для обміну між учасниками

– Узгоджуються функціональні та нефункціональні вимоги.

Розробка компонентного рівня. Склад компонентного рівня базується на ключовій інформації, що надається імовірними учасниками. Оскільки в якості суб'єктів можуть виступати типові пристрої, програми, особи та організації, їх можна пов'язати з доменами, в залежності від основного типу прийняття участі. Точно так само ієрархічні зони можуть бути ідентифіковані, в залежності від окремих типів учасників.

Розробка бізнес рівня. Бізнес рівень формується на основі організаторів бізнес процесу, допоміжних послуг та інших учасників. При формуванні необхідно враховувати ділові цілі, а також економічні і регуляторні точки зору на процеси.

Розробка функціонального рівня. Рівень формується з урахуванням функцій відносно їх прив'язки до доменів та зон. Функції є похідними від випадку використання та створюються шляхом вилучення його функціональних можливостей.

Розробка інформаційного рівня. Рівень формується на основі інформації, що планується до використання та обміну між функціями, послугами та компонентами. Параметри та типи інформації, якою обмінюються між собою суб'єкти, формуються базуючись на практичних аспектах використання у формі основних етапів використання та діаграм послідовностей. В основу моделей даних кладеться аналіз існуючих стандартів, якщо вони забезпечують підтримку необхідних параметрів інформаційних об'єктів. Інформаційні об'єкти та канонічні моделі даних закріплюються до відповідного домену та зони у яких вони використовуються.

Розробка комунікаційного рівня. Основою формування цього рівня становиться опис протоколів та механізмів взаємодії та обміну інформацією між учасниками. Відповідні протоколи та механізми створюються на основі параметрів інформаційних об'єктів та моделей даних, а також урахування незалежних від функцій вимог використання. Протоколи та механізми закріплюються за відповідним доменом та зоною у яких використовуються.

Отже існує дорожня мапа шагів, що необхідні для перетворення існуючих електричних мереж на інтелектуальні. Також велика кількість світових виробників обладнання для енергетичного комплексу вже зараз створюють окремі функціональні елементи для таких мереж. Однак, на поточному етапі структура, програмні алгоритми та протоколи передачі даних лише формуються. Звісно, крім теоретичних аспектів цього формування існують і практичні аспекти. Зараз у світі проводиться велика кількість тестових, дослідницьких та демонстраційних проєктів. Інформація станом на 2021 рік занесена до табл. 2.4. Крім загальної концепції інтелектуальних мереж вже зараз можливо використовувати і її окремі аспекти такі як віртуальні електричні станції та мікромережі.

Таблиця 2.4 – Проєкти по інтелектуальним мережам станом на 2021 рік відповідно звіту європейської комісії.

Кількість	Інвестиції	Організації	Інформація по впровадженню
Всього 407 проєктів	Загальні: 3,08 млрд. євро	Загалом 5986 учасників	CIP-ICT-PSP та CIP-IEE
R&D: 122 проєкти Продемонстровано: 285 проєктів	Внесок Євросоюзу: 2,32 млрд. євро	3130 організацій	FP7
Впроваджено 1243		Залучено в більш ніж 1 проєкт: 905	H2020
Залучено 45 країн		Найбільш активні компанії: 47 проєктів (Німеччина)	
		Тип найбільш активних організацій: дослідницькі центри	
		В середньому 15 учасників на проєкт	

Як і інтелектуальні мережі, віртуальні електричні станції не мають чіткого визначення. Одна з точок зору складається в їх ідентичності до автономних мікромереж [47]. Інша вважає, що вони виступають у ролі сукупності різноманітних ресурсів розподіленої генерації у розподільчих мережах середнього класу напруги [48]. Якщо спробувати об'єднати різні точки зору, можливо вивести наступне визначення: віртуальні електричні станції представляють собою

сукупність елементів розподіленої генерації різноманітних типів, що управляються як одна електрична станція з можливістю контролювати згруповані елементи та енергетичні потоки між ними [49].

Віртуальна електрична станція складається з наступних компонентів:

1) Генерація. Генератори електричної енергії мають невелику потужність (до 50 МВт) та розташовані розподілено. До них відносять: когенераційні установки, біомасові та біогазові установки, міні теплові електричні станції, гідроелектричні станції малої потужності (міні та мікро ГЕС), вітряки, сонячні електростанції, активних споживачів. Розділяють два види об'єктів розподіленої генерації: персональні та суспільні об'єкти розподіленої генерації.

Персональні системи розподіленої генерації представляють собою генератори малої потужності, що належать індивідуальному споживачу для персональних, або комерційних цілей. Мета представників цього виду – забезпечення власних потреб у електричній та тепловій енергії максимально економним та надійним шляхом. Представники можуть не володіти необхідними для участі у бізнес процесах інформацією та навичками. У той же час вони можуть продавати надлишки електричної енергії у мережу по спрощеній схемі.

Суспільні системи не належать окремим споживачам та беруть за мету генерацію електричної енергії одразу до мережі. Зазвичай мають більшу потужність ніж персональні та підключаються до мереж середнього класу напруги.

Обидва види можуть мати крім генерації також і системи накопичення енергії. Зазвичай у віртуальних електричних станціях поєднують декілька видів генеруючих потужностей, що мають різний характер вироблення енергії та компенсують недоліки один іншого.

2) Системи накопичення електричної енергії зараз використовуються для компенсації непередбачених небалансів між генерацією та споживанням. Також використовуються в якості проміжної ланки між генерацією на основі хаотичних ВДЕ та мережею. Для цього використовуються: ГАЕС, електростанції на стиснутому повітрі, супер маховики, надпровідникові магнітні накопичувачі енергії, хімічні акумулятори, паливні комірки та інші.

3) Інформаційно комунікаційні технології. Як і в концепції інтелектуальних мереж, для віртуальних електричних станцій дуже важливі технології комунікацій та мережева інфраструктура. Інформація передається до центру управління енергією або SCADA систем.

Центр управління енергією виконує дуже важливу роль. Він відповідає за:

- опитування кожного з елементів в системі;
- прогнозування генерації від ВДЕ та споживання;
- управління активними споживачами;
- управління потоками енергії між елементами у системі;
- контроль за генерацією, накопиченням та споживанням.

Основні цілі, які ставлять перед центром управління енергією, це[49]:

- мінімізація собівартості генерації;
- мінімізація втрат у мережі;
- екологічність генерації;
- максимізація прибутку;
- збереження якості електричної енергії.

В якості другого аспекту, що за мету ставить оптимізацію інтеграції ВДЕ та розподіленої генерації, виступають мікромережі. Мікромережа – інтегрована енергетична інфраструктура з розподіленими навантаженням та енергетичними ресурсами. Основні складові такої системи аналогічні до інтелектуальних мереж та віртуальних електричних станцій. Рис. 2.4 представляє один з прикладів структури мікромереж.

Мікромережі можуть бути класифіковані в залежності від підключення до мережі та рівня використання. В залежності від можливості підключення до енергосистеми або інших мереж, вони класифікуються на автономні та інтегровані. Мікромережі можливо використовувати для забезпечення різного рівня потреб від базового освітлення до задоволення комерційної потреби в електричній енергії.

Автономні мікромережі для забезпечення базових потреб дуже широко розповсюджені по світу вже зараз, а інтегровані до мережі знаходяться лише на стадії розробки. «Innovation Outlook: Renewable Mini-grids» [50] представлений

асоціацією IRENA широко розглянуло питання класифікації та сучасний стан. Їх класифікація наведена у табл. 2.5., а структура на рис. 2.4.



Рис. 2.4 – Структура мікромереж [51]

Таблиця 2.5 – Типи мікромереж

	Нижній рівень послуг	Вищий рівень послуг
Автономні	Базові автономні системи Джерела енергії: сонячні, гідро та біогазові станції. Рівень послуг: менше ніж 24 години потужності Користувачі: віддалені спільноти з малою комерційною та промисловою активністю Вигоди: забезпечення енергією за умови відсутності можливості підключення до мереж або альтернатива їм, економія коштів, покращення якості життя.	Повністю автономні системи Джерела енергії: сонячні, гідро станції та вітряки. Рівень послуг: можлива видачі потужності 24/7. Користувачі: віддалені спільноти з малою комерційною та промисловою активністю або промислові об'єкти без можливості підключитися до мережі. Вигоди: більш екологічна альтернатива традиційним електричним станціям, диверсифікація та гнучкість енергопостачання, економія коштів.
Інтегровані до мережі	Інтегровані системи Джерела енергії: сонячні та біогазові станції, вітряки. Рівень послуг: високий з можливими переривами у енергопостачанні. Користувачі: середні та великі спільноти, що підключені до мережі Вигоди: управляються спільнотою, покращена надійність, надійніші в аварійних ситуаціях, економія коштів	Інтегровані системи великих підприємств Джерела енергії: сонячні та біогазові станції, вітряки. Рівень послуг: високий без переривів у енергопостачанні. Користувачі: датацентри Вигоди: висока надійність для критичних споживачів, більш екологічна взаємодія з оточуючим середовищем, покращена стійкість.

Передбачається, що структура мікромереж мало зміниться у найближчі 20 років, але можливо відбудеться зміна параметрів обладнання. Планується, що завдяки технічному прогресу та збільшенню об'ємів виробництва відбудеться зменшення вартості обладнання та підвищення його ККД. Основний акцент буде ставитись на модульність, легкість у використанні, можливість масштабування. Розглянемо прогнози на кожен з елементів мікромереж станом на 2025 та 2035 роки [51].

Системи управління енергією. Станом на 2025 рік зросте надійність енергопостачання за рахунок інтеграції високоефективних систем прийняття рішень та покращення прогнозу генерації від ВДЕ. Зросте ефективність взаємодії між системою управління енергією та споживачами, що отримують електроенергію по зонному тарифу або відіграють активну роль. Буде використовуватись широка інтеграція з хмарними технологіями.

Станом на 2035 рік будуть використовуватись близько оптимальні системи прийняття рішень. Будуть використовуватися автоматичні превентивні та корекційні дії. Енергетична система буде автоматично адаптуватися до локальних особливостей.

Генерація. Станом на 2025 рік продовжиться зниження собівартості сонячних електростанцій за рахунок наукового та технічного прогресу. Сонячні панелі стануть основним джерелом електричної енергії у мікромережах, але вітряки та біогаз все ще будуть дуже розповсюджені завдяки аналогічному зменшенню вартості.

Станом на 2035 рік генерація майже повністю базуватиметься на ВДЕ, що у сукупності зі зниженням собівартості дозволить зменшити ціну електричної енергії.

Системи акумуляції енергії. Станом на 2025 рік літій-іонні та удосконалені кислотні акумулятори наблизяться по вартості до звичайних кислотних акумуляторів. Літій-іонні акумулятори будуть використовуватися все ширше, що дозволить забезпечити більшу інтеграцію ВДЕ.

Станом на 2035 рік новітні типи акумуляторних елементів наблизяться до цінового діапазону літій-іонних. Акумуляція енергії буде значно дешевшою. Технології забезпечать ефективне довгострокове збереження енергії, що дозволить зменшити використання дизель генераторів.

Система перетворення енергії. Станом на 2025 рік планується широке розповсюдження GaN напівпровідникових елементів у інверторах. Збільшиться кількість інверторів, що можуть працювати в двох напрямках, а також зменшиться їх вартість. DC/DC перетворювачі також отримають широке розповсюдження, що також зробить використання ВДЕ та систем акумуляції більш простим для споживачів.

Станом на 2035 рік отримає розповсюдження використання CNTs (вуглецевих нанотрубок) напівпровідників у інверторах. Інвертори, що можуть працювати у двох напрямках, стануть основним засобом перетворення енергії завдяки значному зниженню вартості та покращення роботи у обох режимах.

Споживання. Станом на 2025 рік зросте середній ККД побутових приладів та використання обладнання на постійному струмі. Значна кількість споживачів буде отримувати електричну енергію за гнучкою системою цін або стане активними споживачами.

Станом на 2035 рік майже все обладнання буде працювати з високим ККД, використання постійного струму стане стандартним у споживачів, що ще більше знизить вартість електричної енергії.

Отже перша частина вирішення проблеми інтеграції ВДЕ до мережі складається з вибору структури взаємодії між ними, а також вибору оптимального обладнання. Така інтеграція може відбуватися на глобальному або локальному рівні. Глобальний рівень передбачає створення нового типу мережі або модифікацію існуючого. Цей процес вже структурований та має чітку послідовність дій, яка забезпечую реалізацію проекту з урахуванням всіх технічних та функціональних вимог. На локальному рівні можливо використовувати агрегацію ВДЕ за допомогою концепції віртуальних електричних станцій, взаємодія з якими з точки зору енергоринку мало відрізняється від звичайних

електростанцій, або створення мікромереж. Вже зараз можливо оцінити перспективи розвитку основних елементів мереж та вимоги до них.

2.4 Висновки до розділу 2

Таким чином концепція Smart Grid є необхідною основою для побудови віртуальної електричної станції, що буде здатна стабілізувати добові графіки генерації електричних станцій на ВДЕ. Таке рішення, згідно проведеному аналізу, є досить перспективним з урахуванням загальносвітових тенденцій у розвитку електричних мереж. Розглянута в розділі схема SGAM дозволяє створити усі необхідні умови для функціонування віртуальних електричних станцій. SGAM дозволяє розпланувати перехід від традиційних мереж до Smart Grid шляхом розподілу зобов'язань, ролей та вимог для всіх етапів переходу. Також в розділі було проаналізовано перспективи розвитку мікромереж, як одного з варіантів використання віртуальних електричних станцій. Згідно наведеним дослідженням, до 2035 року значно зросте частка активних споживачів та пошириться використання систем акумуляції. Данні по росту кількості і зменшенню вартості систем акумуляції у сукупності з збільшенням частки виплат за небаланси від ВДЕ в Україні дозволяють зробити висновок, що саме системи акумуляції є одним з найбільш доцільних засобів по стабілізації графіків генерації для ВДЕ у перспективі. Матеріали дослідження проведеного в розділі було опубліковано в [38], та представлено на конференціях [109 - 111].

РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ ДОБОВИХ ГРАФІКІВ ГЕНЕРАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ НА ВДЕ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ВИБОРУ ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ БАЛАНСУВАННЯ

Задачу стабілізації добових графіків генерації можливо представити у якості однієї з задач оптимізації. Таким чином можливо виразити цю задачу в вигляді мінімізації небалансів з додатковими умовами. Розглянемо основні нюанси, що стосуються задач оптимізації в електроенергетиці. Традиційними задачами оптимізації режимів електроенергетичних систем і систем електропостачання є[52]:

- вибір найкращих конфігурацій електричних мереж;
- розподілення навантажень між діючими та майбутніми системами живлення;
- раціоналізація використання енергетичних ресурсів;
- визначення оптимальної стратегії розвитку енергетичної системи: вибір розташування, потужності та терміну вводу до експлуатації електричних станцій, підстанцій, ЛЕП;
- вибір оптимального складу генеруючого обладнання;
- вибір оглядових маршрутів;
- вибір найкращих маршрутів для перевезення вантажів та пального.

Широкий огляд оптимізаційних задач, що стосуються відновлюваних джерел енергії, представлено в монографії Optimization of the functioning of the renewable energy sources in the local electrical systems [112]. Зазвичай традиційні задачі розв'язуються шляхом декомпозиції на задачі оптимізації функціонування розподілених джерел енергії та задачі функціонування електричних мереж. [6]. В залежності від поставлених задач для цього використовують оптимізацію за наступними критеріями: мінімум втрат електроенергії [53], якість електроенергії [54], надійність електропостачання [55], пропускна спроможність ліній [56], швидкість відновлення напруги [57], максимум видачі потужності [58], максимум прибутку [59], мінімум інвестицій [60].

Вирішення задачі стабілізації добових графіків генерації, в тому числі на ВДЕ, можливо за рахунок постановки наступних задач:

- вибір оптимального складу систем акумуляції енергії, що дозволить мінімізувати вартість балансування за умови повного або часткового покриття відхилень;
- розробка стратегій оптимального управління, що за умови наявності декількох джерел енергії для балансування дозволить задіяти найбільш прийнятний та дешевий варіант;
- мінімізація похибок прогнозування, що дозволить зменшити необхідний об'єм та потужність резерву;

Поєднання вирішення цих задач призводить до стабілізації графіків генерації електричних станцій на відновлюваних джерелах енергії за рахунок використання концепції віртуальних електричних станцій.

Встановлення додаткових систем акумуляції у розподілених мережах використовується для задоволення значної кількості з цих критеріїв, а саме:

- допомагає зменшити втрати на передачу енергії при виникненні локальних небалансів потужності за рахунок заміщення її передачі від віддалених високо потужних джерел енергії локальними;
- більшість систем акумулювання енергії здатні підтримувати частоту в мережі на необхідному рівні, однак використання систем з інверторами негативно впливає на гармонічні складові та синусоїдальність напруги;
- забезпечує надійність електропостачання та швидкість відновлення напруги на деякій термін за рахунок заздалегідь накопиченої енергії;
- зменшує навантаження на магістральні лінії за рахунок розподільчих мереж;
- дозволяє тимчасово максимізувати видачу потужності до мережі навіть за умови відсутності споживання;
- потребує додаткових капітальних інвестицій.

Для вирішення задачі мінімізації вартості використання систем акумуляції необхідно виконати наступні дії:

- 1) Оцінити необхідний об'єм накопичення енергії. З причини значних капіталовкладень і як наслідок великих амортизаційних відрахувань, цей пункт один з основоформуючих для задачі оптимального використання системи акумуляції. Існує декілька варіантів дій для цього напрямку – це вибір в залежності від питомих показників та типу використання, або в залежності від результатів попереднього комп'ютерного моделювання.;
- 2) Обрати тип обладнання що встановлюється;
- 3) Вибрати режим роботи та місце розташування акумулюючої системи.
- 4) Сформувати систему управління генерацією та акумуляцією, якщо можливо також і споживанням.

3.1 Вибір об'єму накопичення в залежності від питомих показників та типу використання.

Звіт Lazard [2] охоплює більшість можливих сценаріїв використання акумуляції та формує п'ять категорій систем в залежності від цього. Не дивлячись на те, що звіт зосереджено на хімічних акумуляторах, його можливо доповнити і іншими типами акумуляційних систем. Крім того звіт Lazard також можливо доповнити даними NREL та European Commission [62, 63]. Дані по категоріям представлено у табл. 3.1.

Отже для визначення необхідної ємності накопичувача можливо орієнтуватися на питомі характеристики в залежності від типу використання. Дані сформовані на базі світового досвіду використання систем накопичення енергії та можуть бути використані на первинному етапі моделювання проектуємої системи. Також можливі конструкції на базі комбінації декількох видів використання. Наприклад, можливо укладення домови між генеруючими станціями та комерційними або побутовими системами накопичення для використання їх в якості резерву. Аналогічно в рамках мікромережі можливе існування декількох комерційних СНЕ та великої кількості побутових джерел.

Таблиця 3.1 – Орієнтовні параметри систем накопичення електроенергії для основних випадків використання.

Категорія	Ємність СНЕ, МВт·год	Сценарій використання
Заміщення пікової генерації	1 - 1000	Системи накопичення електроенергії (СНЕ) великої потужності, що здатні замінити пікові теплові електричні станції. Мусять бути здатні швидко підключатися або відключатися за запитом енергоринку.
Резервування генеруючих потужностей	Складає від 0,8 до 1 потужності генерації	Широкий спектр потужностей СНЕ використовують для резервування відновлювальних джерел енергії. Вони встановлюються у місті розташування генеруючих потужностей або поруч з ними.
Регулювання частоти	Від 1 до 2000	СНЕ для ліквідації небалансів потужності і як наслідок стабілізації частоти в мережі. Мусять бути здатні швидко підключатися або відключатися у автоматичному режимі.
Розподільчі мережі	1 - 1000	СНЕ середньої потужності для вирішення проблем надійності, гнучкості та розвитку розподільчих мереж. Встановлюються на підстанціях або біля них.
Мікромережі	<4	СНЕ середньої потужності, що дозволяють тимчасово відокремлюватися від основної мережі та деякій час повноцінно функціонувати у такому режимі
Комерційні СНЕ	0.25-2.5	СНЕ для виробництв. Можуть як використовуватись для власних потреб так і надавати послуги для енергоринку
Побутові СНЕ	0.001-0.01	СНЕ, що використовуються в якості резерву потужності на побутовому рівні, як для забезпечення непереривного функціонування домогосподарства так і для резервування ВДЕ.

Перешкодою для такого рішення у сучасних реаліях енергосистеми України може стати складність реалізації системи управління для великої кількості дрібних підсистем. Однак, навіть часткова реалізація SGAM шаблону дозволяє втілити концепцію віртуальних електричних станцій. Таке рішення спрощує взаємодію між генерацією та акумуляцією за рахунок переходу від взаємодії генерація-кожна система акумуляції до взаємодії генерація-система управління комплексом акумуляції. Аналогічна ситуація і в випадку взаємодії енергосистеми та комплексу генеруючих та накопичуючих об'єктів розташованих локально. Питання алгоритму роботи системи управління для оптимального контролю буде розглянуто у подальших розділах.

3.2 Оцінка необхідного об'єму накопичення в залежності від результатів попереднього комп'ютерного моделювання.

Більш точних результатів для попереднього вибору акумулюючого обладнання можливо досягнути за рахунок попереднього моделювання. На даний момент існує велика кількість комп'ютерних програм, що дозволяють з високою точністю провести моделювання, як роботи окремих генеруючих об'єктів, так і їх сукупної роботи з додаванням систем акумуляції.

Модель гібридної системи генерації можливо створити використовуючи стандартні елементи з бібліотеки *simpower systems* для роботи з відновлювальними джерелами енергії[27, 28]. Такий варіант забезпечує високу відповідність отриманих результатів реальним експериментальним дослідженням та підходить для створення моделей систем управління та короткострокових перехідних процесів.

В якості прикладу для аналізу балансу потужностей розподіленої електричної мережі з генерацією на базі ВДЕ було створено модель у середовищі Simulink пакету Matlab, яка відображена на рис. 3.1. Параметри навантаження та погодні умови відповідають місту Старобільськ у грудні місяці. Моделі основних вузлів взято з базового пакету MatLab та SimPowerSystem.

З причини того, що у розподілених мережах більшість сонячних панелей та вітряків розташовані відносно локально, можливо уявити, що вони матимуть аналогічні погодні умови. Розроблена модель складається з:

1) Фотоелектрична система. В якості базової моделі використано приклад сонячної панелі з інвертором та MPPT контролером з базового пакету Simulink [3]. В якості вхідних сигналів до системи були задані погодинний сонячний та температурний режим.

2) Вітрогенератор. Вхідний сигнал – погодинна швидкість вітру.

3) Навантаження. Використано блок трифазного динамічного навантаження з керуючим сигналом, графік якого відповідає дійсним умовам регіону.

Така система дозволяє дослідити короткострокову роботу розподіленої мережі з декількома електричними станціями на відновлених джерелах енергії. На основі проведення моделювання були отримані значення споживання та генерації активної потужності для кожної з систем, їх графіки зображені на рис. 3.3.

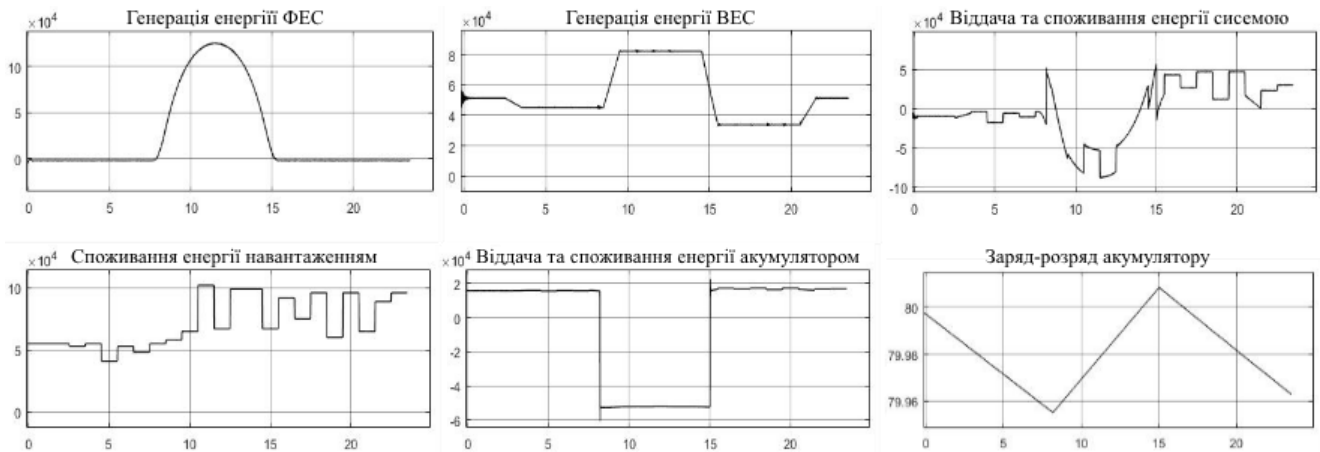


Рис. 3.3 – Результати моделювання

Моделювання проходило у спрощеному форматі, але навіть, попри це, можливо отримати уяву про баланс потужностей у створеній системі. За 24 годинний цикл забезпечення споживача енергією потребує активного залучення системи нескінченної потужності, так як генерація з відновлювальних джерел носить непостійний характер та її піки та мінімуми не співпадають з піками та мінімумами споживання. Як ми бачимо, акумуляція зменшує перетоки енергії з системою нескінченної потужності, але її недостатньо для повного їх усунення.

Такий варіант моделі дозволяє оцінити навантаження на окремі елементи мережі, приблизно визначити необхідний об'єм накопичувача та його необхідні параметри. Однак для дослідження тривалого періоду він потребує значних розрахункових потужностей.

Однак, для аналізу балансу потужності у продовж року такий засіб моделювання потребує дуже потужної обчислювальної техніки та великого періоду розрахунку. Існує певна кількість спрощених моделей сонячних та вітроелектростанцій, що ведуть розрахунок лише вихідної потужності, ведуть

розрахунок значно швидше ніж у попередньому варіанті та дозволяють спрогнозувати баланс потужностей для споживача.

Саме для цього можливо використовувати варіант моделі, що веде лише розрахунок балансу активної потужності, базуючись на рівняннях вихідної потужності від електричних станцій на ВДЕ. У такому випадку точність розрахунку нижча, але це можливо частково виправити додав емпіричні елементи до моделі. Приклад моделі такого типу відображений на рис. 3.4. Більш детально питання моделювання будуть розглянуті у відповідному розділі.

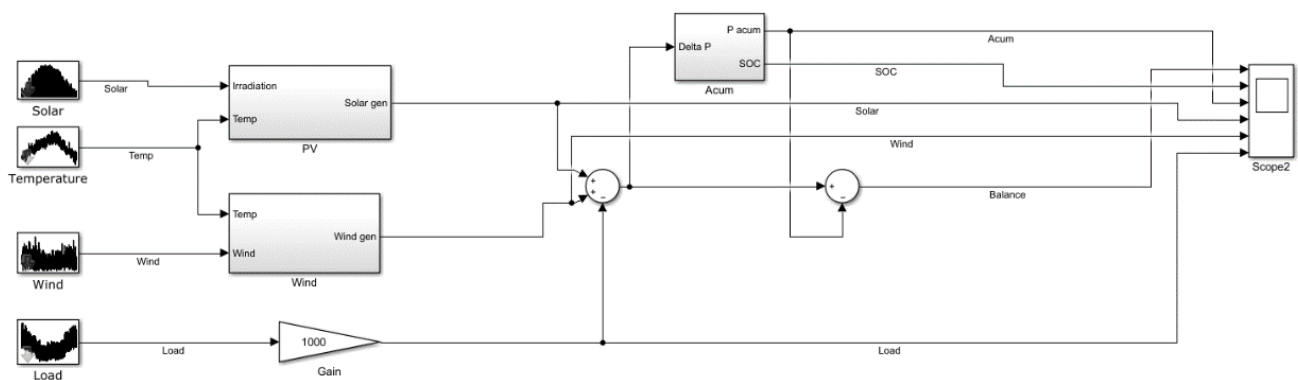


Рис. 3.4 – Загальний вигляд розробленої моделі, що використовується для аналізу балансу активної потужності в мікромережі

На початковому етапі аналізу необхідно для об'єктів в мережі що проектується виявити наступні характеристики:

- типи генеруючого та трансформуючого обладнання з їх параметрами.

Це необхідно для коректного налаштування моделей СЕС та ВЕС;

- дані по температурі, сонячній радіації, швидкості вітру з якомога щільнішим інтервалом. Чим меншим буде інтервал, тим точніше будуть результати роботи моделі. Також необхідно проаналізувати не тільки окремий рік, а за можливості і тривалий погодний інтервал у декілька років;

- дані по прогнозованому навантаженню з якомога щільнішим інтервалом.

В залежності від мети, що ставиться перед електричними станціями на ВДЕ та системами накопичення енергії, ці дані мають дуже великий вплив на формування

майбутнього проекту, так як дозволяють сформувати ряд критеріїв для вибору оптимальної потужності електростанцій та СНЕ.

— географічні умови для перевірки можливості встановлення таких типів акумуляції, як ГАЕС та СНЕ на стиснутому повітрі. В залежності від умов регіону існує можливість використати ці типи накопичувачів у безпосередній близькості до споживача або джерела енергії, що відповідає рекомендаціям до розподільчих мереж;

За результатами початкового етапу формується ряд вхідних даних до моделі, а також обираються системи, що будуть моделюватися. Вхідні данні формуються у часові ряди, вигляд яких наведено на рис. 3.5. До наведеної моделі передають пари час-амплітуда наступних даних:

- Сонячна радіація, кВт/м²;
- Температура навколишнього середовища, °C або K (у разі необхідності до моделі додаються елементи для переходу між шкалами вимірювання);
- Швидкість вітру, м/с;
- Навантаження, кВт або МВт;

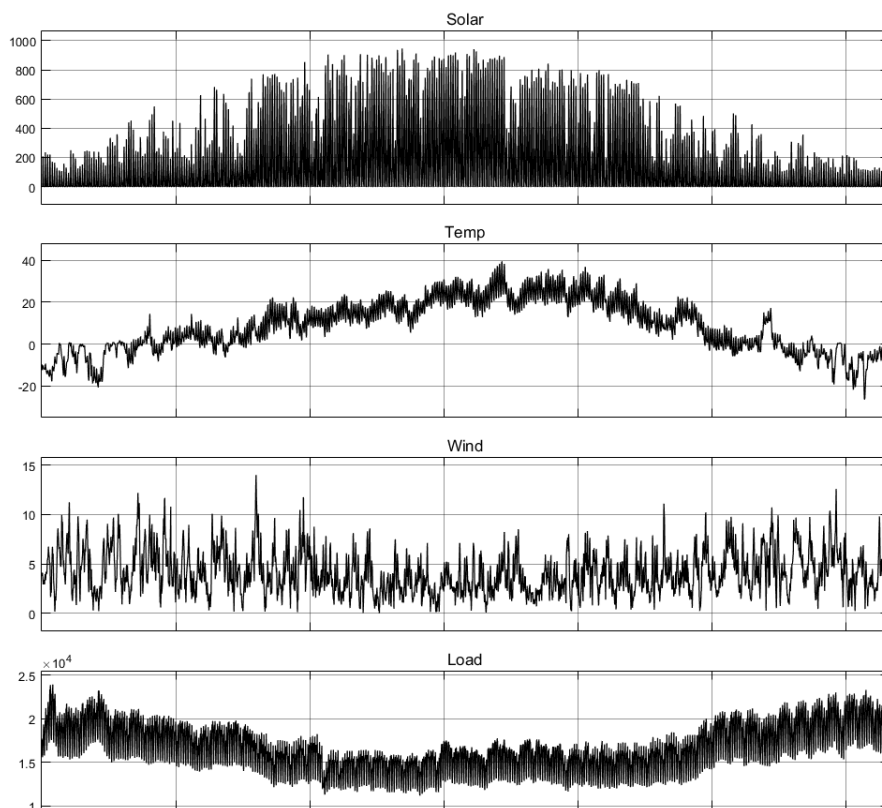


Рис. 3.5 – Вхідні дані до моделі

Для подальшого етапу необхідно чітко визначити мету використання систем генерації та накопичення енергії. Можлива конфігурація формується на базі двох крайніх варіантів, або середнім між них. Ці варіанти: автономна робота регіону за рахунок ВДЕ та резерву, або використання ВДЕ для часткового покриття навантаження при присутності системи в якості основного джерела енергії.

Забезпечення автономної роботи обраного регіону на основі відновлювальних джерел енергії, високоманеврових електричних станцій та систем акумуляції. В такому випадку допроектна оптимізація полягає в виборі співвідношення генеруючих потужностей та ємності для накопичувачів, що дозволять забезпечити надійне постачання енергії для споживача. Для цього у наведеній моделі проводиться розрахунок генерації електричної енергії від одного окремого джерела кожного типу.

У загальному вигляді спрощену математичну модель для оптимізації можливо виразити у наступному рівнянні.

$$\sum(X_{\text{CEC}} \cdot P_{\text{CEC}}) + \sum(X_{\text{BEC}} \cdot P_{\text{BEC}}) + \sum(X_{\text{CHE}} \cdot P_{\text{CHE}}) + X_{\text{мер}} \cdot P_{\text{мер}} = B + \sum b \quad (3.1)$$

де X – кількість одиниць генеруючого або акумулюючого обладнання, однакової потужності;

P – потужність, що може видати одиниця обладнання у конкретний момент часу згідно результатам попереднього моделювання;

B – споживання регіону у конкретний момент часу згідно результатам попереднього моделювання;

b – втрати в мережі;

CEC – параметри, що стосуються сонячних електричних станцій;

BEC – параметри, що стосуються вітряних електричних станцій;

CHE – параметри, що стосуються систем акумулювання енергії;

мер – зв'язок з мережею.

Рівняння, що задовільняє умови повної автономності.

$$\sum(X_{\text{CEC}} \cdot P_{\text{CEC}}) + \sum(X_{\text{BEC}} \cdot P_{\text{BEC}}) + \sum(X_{\text{CHE}} \cdot P_{\text{CHE}}) = B + \sum b \quad (3.2)$$

Задача цінової оптимізації зводиться до наступних варіантів:

- Мінімізація вартості електричної енергії для кінцевого споживача. Тоді рівняння прийме вигляд.

$$\sum X_i \cdot P_i \cdot c_i \rightarrow \min \quad (3.3)$$

де $X_{ij} \in N$;

$$\sum X_i \cdot P_{ij} = B_j;$$

i – тип джерела (СЕС, ВЕС або СНЕ);

j – інтервал дослідження;

c_i – вартість кВт·год електричної енергії від даного джерела;

- Мінімізація капіталовкладень. Тоді рівняння прийме вигляд.

$$\sum X_i \cdot C_i \rightarrow \min \quad (3.4)$$

де $X_{ij} \in N$;

У випадку використання ВДЕ для часткового покриття навантаження акумуляцію можливо використати для вирівнювання графіку навантаження, у випадку неможливості повноцінного енергопостачання для регіону або для компенсації небалансів, що виникають при використанні ВДЕ. Звичайно, що у реальних технічних умовах акумуляція використовується для декількох задач одночасно. Можливо виділити три випадку використання систем акумуляції у поєднанні з ВДЕ для часткового покриття навантаження.

У першому випадку комбінацію електростанцій на ВДЕ та систем акумуляцій використовують для створення наскільки можливо рівномірного споживання електричної енергії районом від мережі. СНЕ використовуються для двох задач: зміщення піків споживання до піків генерації, а також для компенсацій відхилення реальної генерації та споживання від прогнозних.

У другому випадку комбінація генерації від ВДЕ та СНЕ використовується для того, щоб споживачі отримали необхідну кількість енергії за умови

неможливості повного забезпечення від мережі. Тобто у кожен момент часу повинна забезпечуватись істинність рівняння.

$$\sum(X_{\text{CEC}} \cdot P_{\text{CEC}}) + \sum(X_{\text{BEC}} \cdot P_{\text{BEC}}) + \sum(X_{\text{CHE}} \cdot P_{\text{CHE}}) = B + \sum b - X_{\text{мер}} \cdot P_{\text{мер}} \quad (3.5)$$

У третьому випадку СНЕ використовується виключно з метою компенсації відхилення реальної генерації від прогнозованої та в якості резервуючого джерела енергії на випадок аварійної ситуації. Тоді ємність акумуляторів повинна забезпечити достовірність для кожного моменту часу рівняння.

$$\begin{aligned} & \sum(X_{\text{CEC}i} \cdot P_{\text{CEC}i}) + \sum(X_{\text{BEC}i} \cdot P_{\text{BEC}i}) \pm \sum(X_{\text{CHE}} \cdot P_{\text{CHE}}) \pm P_{\text{ac}} \pm P_{\text{ep}} = \\ & = \sum(X_{\text{CEC}i} \cdot P_{\text{CEC}zi}) + \sum(X_{\text{BEC}i} \cdot P_{\text{BEC}zi}) \end{aligned} \quad (3.6)$$

Тоді оптимізаційна умова для інтервалу часу.

$$\sum(X_{\text{CHE}i} \cdot P_{\text{CHE}i} \cdot t_i \cdot C_{\text{CHE}i}) \pm \sum(P_{\text{ac}} \cdot t_i \cdot C) \pm \sum(P_{\text{ep}} \cdot t_i \cdot C_i) \rightarrow \min \quad (3.7)$$

де X – кількість одиниць генеруючого або акумулюючого обладнання, однакової потужності;

P – потужність, що видає одиниця генеруючого або акумулюючого обладнання;

t – тривалість роботи балансуючого обладнання;

C – питома вартість роботи балансуючого обладнання;

CEC – параметри, що стосуються сонячних електричних станцій;

BEC – параметри, що стосуються вітряних електричних станцій;

CHE – параметри, що стосуються систем акумулювання енергії;

Обмеженнями у такому випадку виступають кількість накопиченої енергії та мінімальний рівень заряду в СНЕ, обмеження по зміні потужності активних споживачів, наявність об'єму енергії для покупки або продажу на енергоринку, максимальна пропускна здатність лінії, максимальний рівень потужності обладнання.

Отже в залежності від запланованого варіанту використання можливо обрати оптимальний об'єм накопичувача. Також дослідивши графіки навантаження та генерації можливо вибрати декілька типів СНЕ, що можуть бути використані у умовах регіону. Однак вибрати оптимальний об'єм акумуляції найчастіше буває недостатньо. У такому випадку також розглядається питання мінімізації вартості електричної енергії для споживача. В умовах, коли акумуляція планується до використання в рамках вже існуючої мережі, ми не маємо можливості змінити вартість електричної енергії від генеруючих електричних станцій, або від постачальників. Єдина можливість – це створити систему акумуляування, що забезпечить мінімізацію цінової частки на електричну енергію від використання акумуляції. Отже дуже гостро постають питання розрахунку реальної вартості електроенергії від СНЕ та алгоритму оптимального управління розподіленими СНЕ.

3.3 Розрахунок вартості електричної енергії для балансування

В загальному вигляді формула вартості придбання обладнання для акумуляції 1 кВт·год має наступний вигляд [61].

$$LCOE = \frac{Price}{Capacity \cdot Cycles \cdot Efficiency \cdot DoD} + Total\ ancillary\ cost \quad (3.8)$$

де $LCOE$ (Levelized Cost of Energy) – вартість енергії;

$Price$ – вартість обладнання;

$Capacity$ – ємність системи акумуляування;

$Cycles$ – кількість циклів;

$Efficiency$ – ефективність роботи системи з урахуванням перетворення постійного струму на перемінний та навпаки;

DoD – оптимальна глибина розряду;

$Total\ ancillary\ cost$ – сумарні додаткові витрати.

У найближчому приближенні така форма оцінювання при вартості системи акумуляції 2550\$, 3,4 кВт·год ємності, 80% глибини розряду, 10000 циклах, 98% ефективності та без додаткових витрат має наступний вигляд.

$$\frac{2550}{3.4 \cdot 10000 \cdot 0.98 \cdot 0.8} = 0.095 \text{ \$/кВт} \cdot \text{год}$$

Додаткові витрати формуються з наступних пунктів:

- Вартість оренди місця для встановлення обладнання;
- Одноразова вартість підключення до мережі;
- Вартість оплати за транспортування енергії;
- Вартість обслуговування;

Отже, дану формулу можливо розглядати та використовувати для розрахування питомої вартості для акумуляції енергії. Однак її також можливо додатково дослідити та модифікувати для забезпечення більш точних розрахунків та моделювання.

Lazard пропонує дещо інший варіант розрахунку вартості зберігання електричної енергії [2]. Вони досліджують річну вартість використання СНЕ. В їх баченні річні питомі витрати на акумуляцію можна відобразити наступною формулою.

$$Price = Capital\ cost + Augmentation\ cost + Operating\ cost + Other \quad (3.9)$$

де *Price* – вартість використання акумуляції, \$/кВт·год;

Capital costs – амортизація встановленого обладнання, формується з амортизаційних річних відрахувань систем постійного та змінного струму, а також відрахувань на будівництво (інжиніринг, закупівля та будівництво);

Augmentation costs – відображає додаткові витрати на підтримку функціонування СНЕ в рамках заданих параметрів;

Operating costs – відображає поточну вартість використання обладнання. Включає в себе вартість заряджання та обслуговування протягом року;

Other – всі інші витрати включаючи податки.

Графічне відображення формули можливо побачити на рис. 3.6.

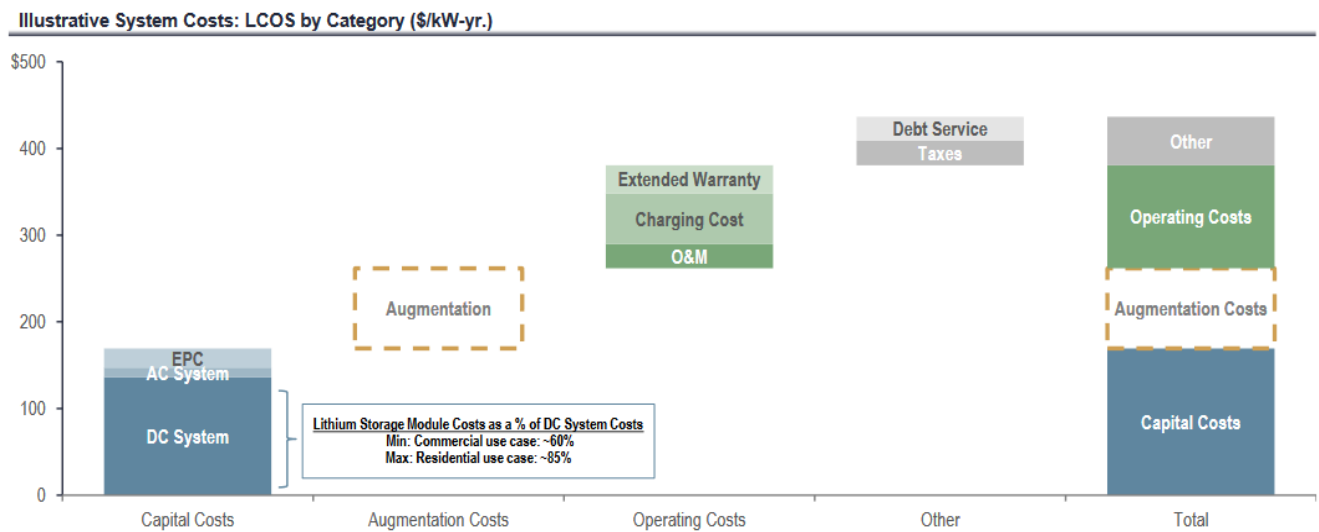


Рис. 3.6 – Складові, що формують річну питому вартість використання акумулюючої системи

Також звіт Lazard охоплює більшість можливих сценаріїв використання акумуляції та формує п'ять категорій систем в залежності від цього. Не дивлячись на те, що звіт зосереджено на хімічних акумуляторах, його можливо доповнити і іншими типами акумуляційних систем. Крім того звіт Lazard також можливо доповнити даними NREL та European Commission [62, 63]. Найбільш розповсюджені технології акумулювання енергії, що використовуються у рамках кожної категорії наведено у табл. 3.2.

Для формування методології вибору конфігурації систем акумуляції пропонується провести розрахунок економічних показників наступних позицій для кожного варіанту:

- 1) Визначення необхідної ємності для накопичувачів.
- 2) Визначення тарифу для роботи проектуємої електричної станції.
- 3) Розрахунок економічних аспектів використання системи акумуляції.
- 4) Розрахунок для перетворюючого обладнання.
- 5) Розрахунок передачі електричної енергії від СНЕ до споживачів.
- 6) Розрахунок для системи управління.
- 7) Вибір території розміщення.

Таблиця 3.2 – Орієнтовні параметри систем накопичення для основних випадків використання.

Категорія	Розрахунки тривалість використання, років	Орієнтовна тривалість використання на добу	Ємність, МВт·год	Щоденна кількість циклів	Тривалість роботи днів/рік	Види систем акумуляції
Заміщення пікової генерації	20	4-6 годин	1 - 1000	1	350	ГАЕС, системи на стиснутому повітрі, хімічні акумулятори, проточні редокс акумулятори
Резервування генеруючих потужностей	20	2-6 годин	Складає від 0,8 до 1 потужності генерації	1	350	ГАЕС, системи на стиснутому повітрі, хімічні акумулятори
Регулювання частоти	20	1-15 хвилин	Від 1 до 2000	3-40	350	ГАЕС, системи на стиснутому повітрі, хімічні акумулятори, супермаховики
Розподільчі мережі	20	2-4 години	1 - 1000	1	350	Хімічні акумулятори, супермаховики, суперконденсатори, проточні редокс акумулятори
Мікромережі	20	2-4 години	<4	2	350	Хімічні акумулятори
Комерційна акумуляція	10	2-4 години	0.25-2.5	1	250	Хімічні акумулятори, проточні редокс акумулятори, водень
Побутова акумуляція	10	до 2 годин	0.001-0.01	1	250	Хімічні акумулятори

8) Комп'ютерне моделювання для визначення оптимальної СНЕ з обраних варіантів.

9) Розробка алгоритму оптимального керування СНЕ.

Для визначення вартості накопичення, або видачі енергії до мережі від систем акумулювання енергії можливо розділити її складові за декількома факторами. Пропонується зосередитися на трьох категоріях для розподілу - залежність від засобу використання, обсягу передачі енергії та технології. Таким чином можливо сформулювати табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Основні фактори, що формують вартість накопичення енергії.

Фактор	Залежність від випадку використання	Залежність від обсягу енергії	Залежність від технології накопичення
Стандартизований тариф	+	-	+
Система акумуляції. Амортизація.	-	+	+
Система акумуляції. Обслуговування.	+	-	+
Система акумуляції. Втрати.	-	+	+
Система акумуляції. саморозряд.	-	+	+
Передача електричної енергії. Втрати.	+	+	-
Передача електричної енергії. Вартість.	+	+	-
Система перетворення енергії. Амортизація.	-	+	+
Система перетворення енергії. Втрати.	-	+	+
Система управління. Амортизація.	+	-	+
Система управління. Обслуговування.	+	-	+
Оренда земельної ділянки.	+	-	+
Надбавка	+	+	+

Розглянемо більш уважно кожен з етапів

3.4 Визначення необхідної ємності для накопичувачів.

Проводиться в залежності від потреб. Для цього беруться питомі характеристики згідно табл. 3.2, або ретельно досліджуються на базі територіальних умов та попередньо заданих параметрів умови в яких повинна буде працювати система акумулювання.

Прикладом такого дослідження може стати аналіз необхідного об'єму накопичення на основі статистичних відхилень при генерації на СЕС та ВЕС. В рамках цього аналізу згідно статистичним даним на кожні 15 хвилин по температурі, швидкості вітру та рівню сонячної радіації за період від 1 лютого 2004 року до 31 грудня 2014 року було промодельована робота однієї фотоелектричної панелі потужністю 250 Вт та одного вітряка номінальною потужністю 10 кВт. Детально про моделювання цих об'єктів інформація представлена у відповідному розділі. Після проведення моделювання генерації на СЕС були отримані дані, що віднесені на рис. 3.7 та 3.8.

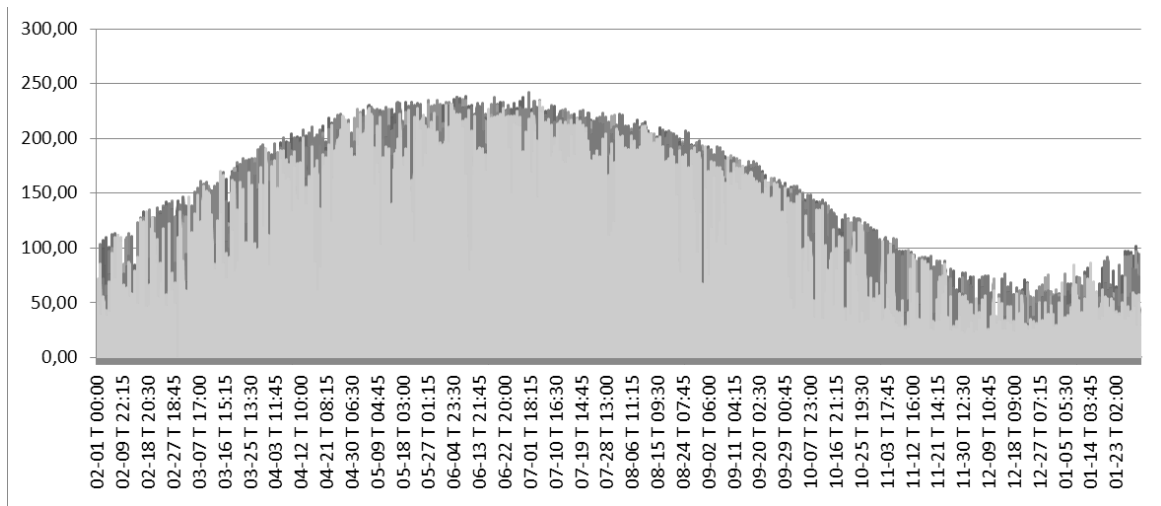


Рис. 3.7 – Графік генерації однією фотоелектричною панеллю за 14 років, Вт

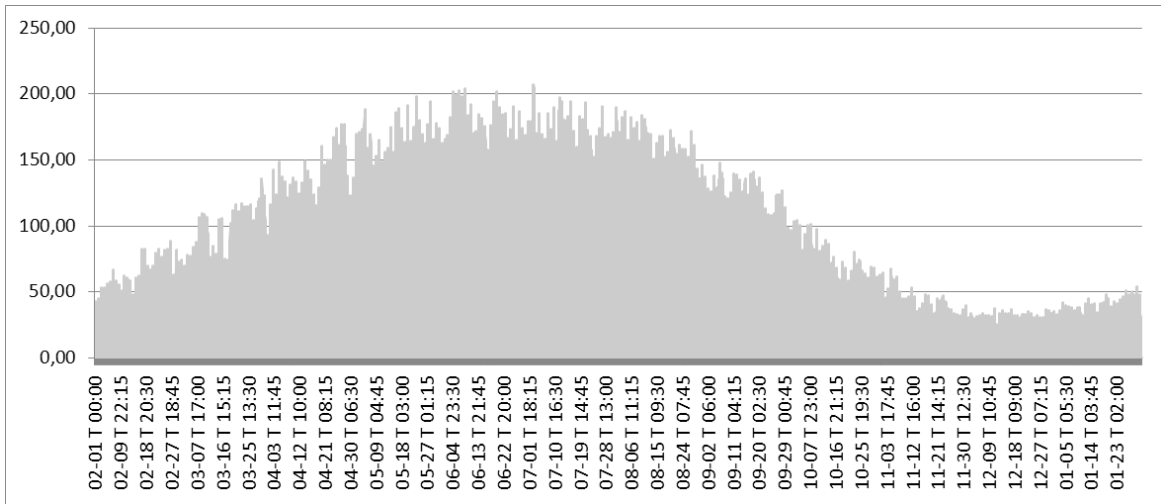


Рис. 3.8 – Середній за період дослідження графік генерації однією фотоелектричною панеллю, Вт

В результаті моделювання виявлена загальна кореляція між кожним роком та виведеним середнім значенням, яка складає близько 93%, що дозволяє використовувати середнє розрахункове значення для довгострокових прогнозів. Звичайно, в обраному регіоні найбільша генерація від фотоелектричних панелей відбувається з березня по вересень з піком у червні та липні. Результати моделювання, пов'язані з відхиленням 15 хвилинних значень кожного року від середнього розрахованого, занесено у табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Аналіз відхилення генерації однієї фотоелектричної панелі потужністю 250 Вт від середнього прогнозованого.

Параметр	Надлишкова потужність	Недостатня потужність
Максимальне значення, Вт	106,55	172,39
Максимальне значення, %	42	68,95
Середнє значення, Вт	15,76	21,03
Середнє значення, %	6,3	8,41
Кількість відхилень, %	74,72	25,27
Макс тривалість, годин	16	16
Необхідна кількість енергії для зарядки або розрядки у найтяжчий період, Вт·год	274,85	374,32

Згідно отриманим даним для СЕС у обраному регіоні вірогідність відхилення у більшу сторону значно більша ніж у меншу. Однак пікове та середнє значення відхилення у більшу сторону амплітудно нижчі за відхилення у меншу.

Результат моделювання роботи одиничного вітрогенератору з номінальною потужністю 10 кВт показує значно інший результат. На відміну від прогнозування для фотоелектричної панелі, результати для ВЕС показують кореляцію між кожним роком та середнім значенням на рівні 40%, що вказує на неможливість використання статистичного прогнозування виключно на основі середніх значень для аналізу роботи вітроустановок. Ще одна відмінність полягає в тому, що найбільша генерація для вітрогенераторів в обраному регіоні відбувається з жовтня по лютий. Саме на основі протилежності у піках річної генерації оптимальний варіант полягає в комбінуванні сонячних та вітроелектростанцій. На основі отриманих даних від моделювання сформовані рис. 3.9 та 3.10.

Результати моделювання, пов'язані з відхиленням 15 хвилинних значень кожного року від середнього розрахованого, занесено у табл. 3.5. Загальна картина аналізу також демонструє повну протилежність у порівнянні з ФЕП. Наприклад, надлишкова генерація менш ймовірна але має значно більше амплітудне значення. У пікові моменти відхилення можливі навіть варіанти, коли при відсутності генерації у середньому статистичному прогнозі для інтервалу, реальна генерація працює вище за номінальну потужність, що властиво на певному інтервалі швидкостей вітру для обраного вітряка.

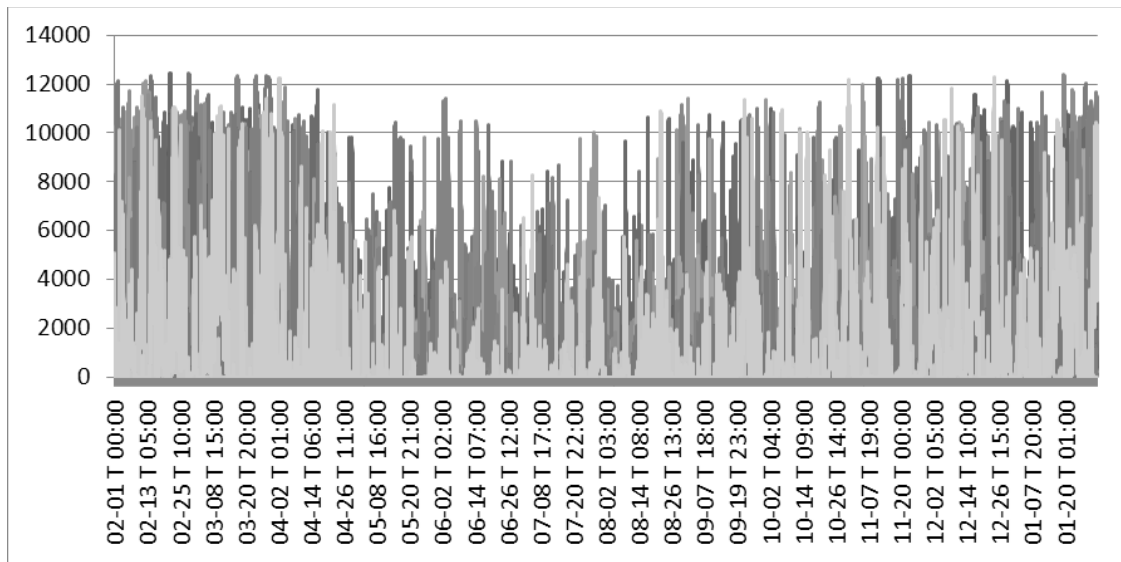


Рис. 3.9 – Графік генерації одним вітрогенератором, Вт

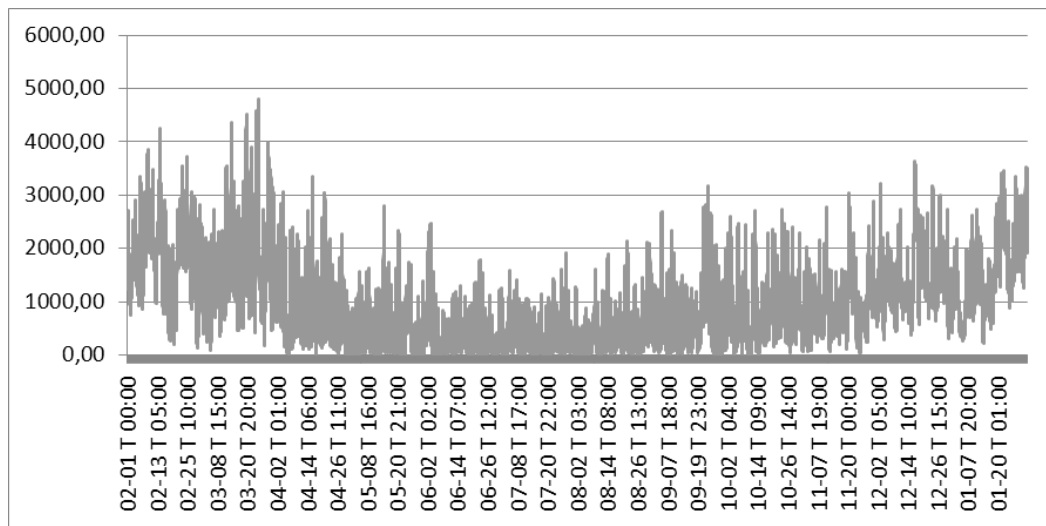


Рис. 3.10 – Середній за період дослідження графік генерації одним вітрогенератором, Вт

Таблиця 3.5 – Аналіз відхилення генерації вітрогенератору номінальною потужністю 10 кВт від середнього прогнозованого.

Параметр	Надлишкова потужність	Недостатня потужність
Максимальне значення, Вт	11072,46	4796,10
Максимальне значення, %	110	47,96
Середнє значення, Вт	4099,47	949,32
Середнє значення, %	40,99	9,49
Кількість відхилень, %	25,75	74,24
Макс тривалість, годин	181,25	411,75
Необхідна кількість енергії для зарядки або розрядки у найтяжчий період, Вт-год	744772	392081

З отриманих результатів можливо зробити ряд висновків:

- Оптимальним варіантом для обраного регіону є одночасне використання фотоелектричних панелей та вітрогенераторів, що дозволить забезпечити рівномірне, при правильній пропорції, електропостачання, та спростить їх резервування.
- Для прогнозу роботи ФЕП можливо використовувати статистичне прогнозування, для ВЕС воно має малу точність та потребує більш точних методів прогнозування.
- Базуючись виключно на компенсації небалансів у порівнянні з середнім прогнозним значенням необхідна кількість енергії у найтяжчий період складає від 100% у випадку ФЕП до 7400% у випадку ВЕС у порівнянні з їх годинною генерацією.
- Отримані результати аналізу можливо використати для створення алгоритму оптимального управління системами акумуляції.

Такі обсяги енергії потребують значних капіталовкладень і як наслідок значно підвищують вартість 1 кВт·год для споживача. Саме тому пропонується використання акумуляції не для компенсації небалансів від довгострокового прогнозування, а для середньострокового. Це дозволить значно скоротити кількість енергії, що необхідно буде компенсувати.

З причини того, що найбільші відхилення від середнього прогнозованого значення були отримані для вітрогенераторів, розглянемо світовий досвід у питаннях ефективності прогнозування генерації від ВЕС. В залежності від глибини прогнозування розрізняють внутрішньо-годинний, короткостроковий, середньостроковий та довгостроковий прогнози. Детальна інформація по кожному з них відображена у табл. 3.6.[72].

Згідно [73] досвід у використанні прогнозування для ВДЕ у Німеччині дозволив отримати точність середньострокового прогнозування для окремої установки на рівні 20%, для однієї вітроелектростанції 10-15%, 5-7% для регіону та 4-6% для країни в цілому.

Таблиця 3.6 – Аналіз існуючих методів енергетичного прогнозування.

Тип прогнозу	Глибина	Використання	Методи
Внутрішньо-годинний	5-60 хвилин	Регуляція, керування в режимі реального часу, операції на енергоринку	Статистичні, постійності
Короткостроковий	1-6 годин	Планування, регулювання навантаження та генерації.	Статистичні та NWP (чисельне погодні прогнозування)
Середньостроковий	Доба або декілька	Планування, підготовка резервів, операції в енергоринку на добу вперед.	NWP з додатковими коректуваннями
Довгостроковий	Тижні, сезони, роки	Ресурсне планування, планування технічного обслуговування	Кліматологічні прогнози та NWP

Пропонується в рамках використання ВДЕ для часткового покриття навантаження розраховувати необхідний обсяг накопичувача з урахуванням відхилення у обидві сторони від прогнозованої генерації за наступною формулою.

$$C = 2 \cdot \frac{\Delta W_{gen}}{DoD \cdot \eta} + \text{додаткові витрати} \quad (3.10)$$

де C – необхідний обсяг накопичувача кВт·год;

DoD – оптимальний обсяг розряду;

ΔW_{gen} – Величина добового небалансу;

додаткові втрати – втрати, що виникають у трансформаторному обладнанні та при транспортуванні;

Що для випадку максимального добового прогнозу 100% постійної генерації для вищезначених вітрогенератору та ФЕП відповідно складе:

$$C_{вЕС} = 2 \cdot \frac{0.2 \cdot 10 \cdot 24}{0.8 \cdot 0.98} = 122.449, \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$C_{сЕС} = 2 \cdot \frac{0.2 \cdot 0,25 \cdot 24}{0.8 \cdot 0.98} = 3.06, \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Цей результат значно нижчий за статистичний для вітрогенератору та більш точний для ФЕП, а отже його можливо обрати в якості критерію для вибору об'єму накопичувача за умов:

- Компенсації лише відхилення від прогнозованого значень;
- Можливості додаткової зарядки та розрядки СНЕ, або роботи з енергоринком;
- На початок доби акумулятори повинні бути заряджені на 60 відсотків, або повинні додатково взаємодіяти з енергоринком.
- Алгоритму контролю за СНЕ, що здатен оптимально оперувати декількома СНЕ.

Для регіональних та загальних по всій країні показників результат буде відповідно значно нижчий.

3.5 Визначення тарифу проектної електричної станції.

Вибір тарифу для роботи проектної електричної станції проводиться з наступних варіантів:

Вже існуюча або регламентована система акумуляції з стандартизованим тарифом. Прикладом такого варіанту може бути вже збудована в країні ГАЕС, що має сформований державою тариф. У цьому випадку цей тариф стає основою для вартості електричної енергії від СНЕ та на подальших етапах не розраховують амортизаційні та зарплатні відрахування пов'язані з СНЕ.

Створення системи акумуляції для якої ще не встановлено стандартний тариф. Тоді базою в ціноутворенні стає амортизаційне відрахування з або без урахування надбавки. Яскравим прикладом такої системи може бути використання хімічних акумуляторів в розподільчих мережах.

У випадку використання ГАЕС тариф на 2018 рік складає 288,85 копійок за 1 кВт·год[71].

3.6 Розрахунок економічних аспектів використання системи акумуляції.

Проводиться в залежності від типу використання, орієнтуючись на табл. 3.2. Включає в себе в залежності від пункту «вибір тарифу для роботи проектуємої електричної станції розрахунок наступних економічних показників:

- Амортизація акумуляуючого обладнання;

- Обслуговування або зарплата персоналу;
 - Вартість втрат електричної енергії при заряді та розряді;
 - Вартість електричної енергії, що втрачається з причини саморозряду;
- Загальна формула розрахунку економічного аспекту вибору типу акумуляції:

$$C_a = C_{aa} + C_{ao} + C_{av} + C_{ap} \quad (3.11)$$

Та її варіант для СНЕ, що працює по тарифу:

$$C_a = C_{av} + C_{ap} \quad (3.12)$$

де C_a – економічний внесок до питомої вартості акумуляції;
 C_{aa} – амортизація СНЕ, грн;
 C_{ao} – обслуговування СНЕ, грн;
 C_{av} – вартість втрат при заряді та розряді, грн;
 C_{ap} – вартість втрат від саморозряду, грн;

Розрахунок амортизації може виконуватися в різних варіантах в залежності від типу СНЕ. Для ГАЕС C_{aa} становить від 500 до 1000\$ за кВт встановленої потужності[66]. Для хімічних акумуляторів:

$$C_{aa} = \frac{\text{Вартість встановленого обладнання}}{\text{Допустима кількість циклів до втрати властивостей}} \quad (3.13)$$

Розрахунок обслуговування може формуватися на основі відомостей про зарплатний фонд та вартість додаткових матеріалів, або в разі їх відсутності на основі питомих значень. Загально прийнятими для СНЕ витратами на обслуговування є 1-6% від вартості на рік.

Вартість втрат залежить від коефіцієнту корисної дії СНЕ при заряді та розряді. Для ГАЕС при ККД у 80% вона становить:

$$C_{av} = 0.2 \cdot \text{Обсяг енергії} \cdot \text{Вартість енергії} \quad (3.14)$$

Для хімічних акумуляторів при ККД 99%:

$$C_{ав} = 0.02 \cdot \text{Обсяг енергії} \cdot \text{Вартість енергії} \quad (3.15)$$

Вартість втрат при саморозряді характерна для хімічних акумуляторів та залежить від характеристик батарей. Значення саморозряду для основних типів хімічних акумуляторів наведено у табл. 3.7. [74].

Таблиця 3.7 – Саморозряд основних типів хімічних акумуляторів.

Тип	Розряд.(%/міс.)
Лужно-кислотний	3 %-4 %
Лужний	<0.3
Ni-залізо	20 %-40 %
Ni-кадмій	20 %
NiMH	20 %
Li-іонний	5 %-10 %

Тоді формула для розрахунку витрат на саморозряд складатиме.

$$C_{ар} = \text{Саморозряд} \cdot \text{Термін} \cdot \text{Вартість енергії} \quad (3.16)$$

3.7 Розрахунок для перетворюючого обладнання.

Включає у себе в разі необхідності вибір трансформаторів, інверторів та DC-DC перетворювачів. Слід зазначити, що інвертор повинен бути гібридним та мати можливість роботи з електричною мережею. Після вибору обладнання проводиться розрахунок.

$$C_{п} = \sum C_{па} + \sum C_{пв} \quad (3.17)$$

де $C_{п}$ – вартість використання перетворюючого обладнання;
 $C_{па}$ – амортизація перетворюючого обладнання;
 $C_{пв}$ – втрати, що виникають у перетворюючому обладнанні;

Розрахунок амортизації у спрощеній формі стандартний для всіх типів перетворюючого обладнання.

$$C_{па} = \frac{\text{Вартість встановленого обладнання}}{\text{Термін використання обладнання}} \quad (3.18)$$

Слід зазначити, що нормативний термін роботи силового трансформатору складає 25-30 років, а для інвертору 5 років гарантії та 10-15 років термін роботи.

Втрати в перетворюючому обладнанні залежать від обсягу енергії та типу обладнання. Для розрахунку втрат в трансформаторі можливо використовувати нормалізовану формулу по методиці по визначенню втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач [75].

$$C_{\text{пв}} = (dP_{\text{xx}} \cdot T_{\text{п}} + k^2 \cdot dP_{\text{кз}} \cdot T_{\text{р}}) \cdot \text{Вартість енергії} \quad (3.19)$$

Для інверторів[69] та dc-dc перетворювачів при умові високого завантаження можливо використати середньозважений ККД тоді для інвертора з ККД 88,1% та dc-dc перетворювача відповідно з 89%:

$$C_{\text{пв}} = 0.119 \cdot \text{Обсяг енергії} \cdot \text{Вартість енергії} \quad (3.20)$$

$$C_{\text{пв}} = 0.11 \cdot \text{Обсяг енергії} \cdot \text{Вартість енергії} \quad (3.21)$$

Тоді загальна формула втрат у системі перетворення енергії приймає наступний вигляд:

$$C_{\text{пв}} = C_{\text{пв трансформатор}} + C_{\text{пв інвертор}} + C_{\text{пв dc-dc}} \quad (3.22)$$

3.7 Розрахунок передачі електричної енергії від СНЕ до споживачів.

Вибір варіанту для передачі електричної енергії від СНЕ до споживачів проводиться між використанням вже існуючих розподільчих мереж зі сплатою за їх використання та будівництвом нових ліній для передачі електричної енергії. У випадку використання вже існуючих ліній передачі визначається тариф на передачу електричної енергії в залежності від класу напруги для передачі електричної енергії. Якщо будується нова лінія виключно для СНЕ, то замість тарифу буде використовуватися амортизаційне відрахування. В обох випадках також слід враховувати втрати, що виникають при передачі енергії. В загальному вигляді розрахунок, пов'язаний з системою передачі, приймає наступний вигляд.

$$C_{\text{пе}} = C_{\text{пеаморт}} + C_{\text{пео}} + \sum C_{\text{певарт}} + C_{\text{пев}} \quad (3.23)$$

де $C_{\text{пеаморт}}$ – амортизаційні відрахування при використанні ЛЕП, у випадку передачі енергії за допомогою державних ЛЕП не враховується;

$C_{\text{пео}}$ – вартість обслуговування системи передачі електричної енергії, при використанні не власної – не враховується;

$C_{\text{певарт}}$ – вартість передачі електричної енергії обраними класами напруги, у випадку використання власних ЛЕП не враховується. В Україні при передачі магістральними мережами становить 6,846 коп/кВт·год [64], для регіону дослідження передачу здійснює ТОВ ЛЕО[65] з тарифами: перший клас напруги вище 27,5 кВ це 14,457 коп/кВт·год, другий клас напруги до 27,5 кВ: це 46,146 коп/кВт·год;

$C_{\text{пев}}$ – втрати електричної енергії при транспортуванні.

Розрахунок амортизації для системи передачі електричної енергії складається з амортизації усіх основних її елементів, але у спрощеній формі проводиться за формулою.

$$C_{\text{пеаморт}} = \frac{\text{Вартість } i - \text{елемента}}{\text{Термін експлуатації } i - \text{елемента}} \quad (3.24)$$

Розрахунок вартості обслуговування формується на основі нормативних галузевих документів та в спрощеному вигляді проводиться у наступному вигляді:

$$C_{\text{пео}} = \text{Протяжність лінії} \cdot \text{питомі втрати} \quad (3.25)$$

Вартість передачі електричної енергії розраховується сумарно для кожного класу напруги за формулою:

$$\sum C_{\text{певарт}} = \text{Вартість передачі для класу напруги} \cdot \text{Обсяг енергії} \quad (3.26)$$

Розрахунок втрат при передачі електричної енергії виконується на основі методики [70, 75], або спрощеної форми:

$$C_{\text{пew}} = \frac{(P^2 + Q^2) \cdot \text{Re} \cdot 10^{-3}}{U^2 \cdot T_{\text{п}}} \quad (3.27)$$

3.8 Розрахунок системи управління.

Вибір системи управління включає в себе обладнання для вимірювань основних параметрів, контролер та алгоритм його роботи. Після вибору проводиться наступний розрахунок:

$$C_y = C_{ya} + C_{yo} \quad (3.28)$$

де C_{ya} – амортизація системи управління;

C_{yo} – обслуговування системи управління;

Загальносвітові практики стверджують, що річна амортизація для системи управління акумуляцією становить від 80 до 120\$ за кВт встановленої потужності, а вартість обслуговування близько 2% від вартості системи управління.

3.9 Вибір території розміщення.

Якщо використання СНЕ не жорстко прив'язане до географічних умов, слід вибрати максимально близьке до центру споживання місце розташування. Необхідно враховувати виплати за оренду земельної ділянки. Вартість оренди одного гектару в Україні в середньому становить 727,6 грн., а в області дослідження 543,5 грн.

У такому випадку результуюче рівняння прийме вигляд:

$$\begin{aligned} \text{Вартість} = W \cdot (T_{\text{ар}} + \text{СНЕ}_k + \text{СНЕ}_b + \text{СПЕ}_b + \text{СТЕ}_b + \text{ПЕ}_{\text{варт}}) + \\ + \text{СНЕ}_o + \text{СТЕ}_o + \text{СУ}_a + \text{СУ}_o + \text{СТЕ}_a + \text{СНЕ}_{\text{ср}} \pm \text{СНЕ}_{\text{пп}} + \text{інше} \end{aligned} \quad (3.29)$$

$$W = \sum_{i=0}^{\text{Днів роботи на рік}} P_i \cdot T_i \quad (3.30)$$

де W – кількість енергії для балансування, кВт·год;

$T_{ар}$ – стандартизований тариф, грн/ кВт·год. За наявності можливо не враховувати частину складових, що вже в нього закладені;

CHE – система накопичення електроенергії;

CPE – система передачі електричної енергії. У випадку побудови власного окремого під'єднання замість вартості передачі електричної енергії необхідно використовувати амортизацію;

STE – система перетворення енергії. До неї входять трансформатори, гібридні інвертори тощо;

SU – система управління;

Інше – додаткові фактори такі як виплати за територію розташування, податки, надбавки.

Індекси:

- k – компенсація на заміну обладнання з причини втрат характеристик;
- v – втрати при заряді-розряді;
- o – річні виплати за обслуговування;
- cr – втрати від саморозряду;
- pp – продаж або покупка енергії між CHE та енергоринком;
- a – амортизація обладнання;

Розрахуємо на основі наведених формул реалізацію основних типів використання для ГАЕС, кислотних та літій-іонних акумуляторів базуючись на показниках з табл. 3.2. Для ГАЕС основними форматами використання виступають заміщення пікової генерації, резервування генеруючих потужностей та регулювання частоти. Розрахунок проводиться відповідно тарифів часового проміжку наявних даних у відкритому доступі.

Для випадку пікового заміщення повна вартість річного використання при транспортуванні електричної енергії на 300 км магістральними мережами напругою 330 кВ, 100 км мережами 110 кВ та 10 км мережами 10 кВ, з використанням 2 етапів перетворення з використанням трансформатору АТДЦТН 125000/330/110 та ТРДЦН-125000/110 становить 541115511 грн., а питома повна вартість 3,865 грн. за кВт·год. У аналогічних умовах повне резервування генерації

потужністю 100000 кВт передбачує повну вартість електричної енергії 535293119 грн., а питома повна вартість 3,82 грн. за кВт·год. Для регулювання частоти в мережі ці показники становлять 92120691 грн. та 6,58 грн. за кВт·год відповідно.

Результати наведених розрахунків показані в табл. 3.8 також там вказані частки від загальної вартості у відсотках для кожного розрахованого параметру. При розрахунку усі параметри були зведені до добових значень.

Таблиця 3.8 – Розрахунок вартості 1 кВт·год для основних випадків використання ГАЕС

Фактор	Заміщення пікової генерації	Резервування генеруючих потужностей	Регулювання частоти
Діб роботи на рік	350	350	350
Щоденна кількість ел. енергії, кВт·год	400000	400000	40000
Стандартизований тариф, коп за 1 кВт·год	288,85	288,85	288,85
	74,73%	75,55%	43,90%
Вартість втрат при заряді та розряді, грн	231080	231080	577
	14,95%	15,11%	0,22%
Втрати електричної енергії при транспортуванні, грн	6017	4011	32495
	0,39%	0,26%	12,35%
Вартість передачі електричної енергії, грн	107924	102527,8	86339,2
	6,98%	6,70%	32,80%
Амортизація перетворюючого обладнання на добу, грн	14	14	14
	0,00%	0,00%	0,01%
Втрати, що виникають у перетворюючому обладнанні, грн	11322	13518	7664
	0,73%	0,88%	2,91%
Амортизація системи управління на добу, грн	28571	19047	17142
	1,85%	1,25%	6,51%
Обслуговування системи управління на добу, грн	5714	3809	3428
	0,37%	0,25%	1,30%
Річна оплата	541115511	535293119	92120691
за кВт·год	3,86	3,82	6,58

Як ми бачимо з наведених результатів, найбільша частка від загальної вартості приходить на тариф для ГАЕС, також великий відсоток витрат формується на основі втрат в СНЕ.

Для хімічних акумуляторів немає необхідності у конкретних географічних та природних умовах, а отже ми можемо розташувати СНЕ у безпосередній

близькості до нашого споживача і використовувати лише розподільчі мережі, однак для більшої відповідності було задіяно всі три типи мереж. При розрахунку були взяті питома вартість свинцево-кислотних акумуляторів 131 \$/кВт·год встановленої потужності при 1000 циклах заряду-розряду, питома вартість літій-іонних акумуляторів 530 \$/кВт·год встановленої потужності при 6000 циклах заряду-розряду. Повна інформація по розрахунку з додатковими даними розташована у табл. 3.9, аналогічний розрахунок для літій-іонних акумуляторів наведено у табл. 3.10. Результуюче порівняння вартості систем акумуляції наведено в табл. 3.11.

На основі проведених розрахунків видно, що:

- На системному рівні конкуренцію гідроакумуючим електричним станціям можуть скласти літій-іонні акумулятори завдяки меншим втратам при заряді та розряді. Завдяки цьому хімічні акумулятори мають значно меншу вартість 1 кВт·год при регулюванні частоти в мережі;
- Завдяки відношенню кількості циклів до приросту вартості літій-іонні акумулятори забезпечують меншу вартість енергії у порівнянні з свинцево-кислотними;
- Замість передачі енергії на загальних умовах для рівня розподільчих мереж більш вигідним рішенням є будівництво власних ЛЕП;

Найбільша вартість виходить у комерційної та побутової акумуляції за рахунок великої частки постійних та вищих питомих витрат у порівнянні з більш потужними варіантами.

Таблиця 3.9 – Розрахунок вартості 1 кВт·год для основних випадків використання кислотних акумуляторів

	Пікове заміщенн я	Резервуванн я генерації	Регулюванн я частоти	Розподіль чі мережі	Мікромере жі	Комерц. Акумуляці я	Побут. Акумуляці я
Днів роботи на рік	350	350	350	350	350	250	250
Щоденна кількість ел енергії, кВт·год	400000,00	400000,00	40000,00	60000,00	8000,00	1000,00	10,00
Амортизація СНЕ	1535320,00	1535320,00	3838,30	230298	15353,20	3838,30	38,38
	70,95%	74,28%	4,31%	71,81%	59,08%	51,07%	56,31%
Обслуговування СНЕ	2,63	2,63	1,32	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Вартість втрат при заряді та розряді, грн	117860,38	117860,38	11786,04	17679,06	2357,21	294,65	2,95
	5,45%	5,70%	13,23%	5,51%	9,07%	3,92%	4,32%
Вартість втрат при саморозряді, грн	822,86	822,86	82,29	123,43	16,46	2,06	0,02
	0,04%	0,04%	0,09%	0,04%	0,06%	0,03%	0,03%
Втрати електричної енергії при транспортуванні, грн	7996,43	4801,82	11,74	176,16	0,72	0,05	0,00
	0,37%	0,23%	0,01%	0,05%	0,00%	0,00%	0,00%
Вартість передачі електричної енергії, грн	269796	184584	24241,20	36361,80	3691,68	461,46	0,00
	12,47%	8,93%	27,21%	11,34%	14,21%	6,14%	0,00%
Амортизація перетворюючого обладнання на добу, грн	142,57	99,71	91,14	26,00	2,84	0,65	0,37
	0,01%	0,00%	0,10%	0,01%	0,01%	0,01%	0,54%
Втрати, що виникають у перетворюючому обладнанні, грн	197749,22	200666,32	28454,60	30875,29	4222,13	651,74	4,57
	9,14%	9,71%	31,94%	9,63%	16,25%	8,67%	6,70%
Амортизація системи управління на добу, грн	28571,43	19047,62	17142,86	4285,71	285,71	100,00	2,00
	1,32%	0,92%	19,24%	1,34%	1,10%	1,33%	2,93%
Обслуговування системи управління на добу, грн	5714,29	3809,52	3428,57	857,14	57,14	20,00	0,40
	0,26%	0,18%	3,85%	0,27%	0,22%	0,27%	0,59%
Річна оплата	757391527	723455204	31177318	112238905	9095483	1879117	17040
за кВт·год	5,41	5,17	2,23	5,34	3,25	7,52	6,82

Таблиця 3.10 – Розрахунок вартості 1 кВт·год для основних випадків використання літій-іонних акумуляторів

	Пікове заміщенн я	Резервуванн я генерації	Регулюванн я частоти	Розподіль чі мережі	Мікромере жі	Комерц. Акумуляці я	Побут. Акумуляці я
Діб роботи на рік	350	350	350	350	350	250	250
Щоденна кількість ел енергії, кВт·год	400000,00	400000,00	40000,00	60000,00	8000,00	1000,00	10,00
Амортизація СНЕ, грн	1035267	1035267	2588	155290	10353	2588	25,88
	67,57%	72,13%	3,59%	68,76%	56,52%	49,37%	55,88%
Обслуговування СНЕ, грн	11	11	5	0	0	0	0
	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Вартість втрат при заряді та розряді, грн	53589	53589	5359	8038	1072	134	1,34
	3,50%	3,73%	7,43%	3,56%	5,85%	2,56%	2,89%
Вартість втрат при саморозряді, грн	411,43	411,43	41,14	61,71	8,23	1,03	0,01
	0,03%	0,03%	0,06%	0,03%	0,04%	0,02%	0,02%
Втрати електричної енергії при транспортуванні, грн	5392	3238	8	119	0,49	0,03	0,00
	0,35%	0,23%	0,01%	0,05%	0,00%	0,00%	0,00%
Вартість передачі електричної енергії, грн	269796	184584	24241	36362	3691,68	461,46	0,00
	17,61%	12,86%	33,63%	16,10%	20,15%	8,80%	0,00%
Амортизація перетворюючого обладнання на добу, грн	142,57	99,71	91,14	26,00	2,84	0,65	0,37
	0,01%	0,01%	0,13%	0,01%	0,02%	0,01%	0,80%
Втрати, що виникають у перетворюючому обладнанні, грн	133342	135309	19187	20819	2846,98	439,47	3,08
	8,70%	9,43%	26,61%	9,22%	15,54%	8,38%	6,65%
Амортизація системи управління на добу, грн	28571	19048	17143	4286	285,71	100,00	2,00
	1,86%	1,33%	23,78%	1,90%	1,56%	1,91%	4,32%
Обслуговування системи управління на добу, грн	5714	3810	3429	857	57,14	20,00	0,40
	0,37%	0,27%	4,76%	0,38%	0,31%	0,38%	0,86%
Річна оплата за кВт·год	536282678	502377988	25232253	79050544	6411132	1310672	11578
	3,83	3,59	1,80	3,76	2,29	5,24	4,63

Таблиця 3.11. Порівняння вартості у гривнях за 1кВт·год серед різних СНЕ для основних випадків використання.

Тип використання	ГАЕС	Кислотні акумулятори	Літій-іонні акумулятори
Заміщення пікової генерації	3,86	5,41	3,83
Резервування генеруючих потужностей	3,82	5,17	3,59
Регулювання частоти	6,58	2,23	1,8
Розподільчі мережі		5,34	3,76
Мікромережі		3,25	2,29
Комерційна акумуляція		7,52	5,24
Побутова акумуляція		6,82	4,63

3.11 Висновки до розділу 3

У розділі проведено аналіз існуючих методів оцінювання вартості електричної енергії від СНЕ та вибору їх компоновки. Ці методи були доповнені з урахуванням особливостей технологічного процесу та особливостей функціонування енергосистеми України, що дало змогу провести порівняння трьох типів систем акумуляування у однакових умовах для основних випадків використання, що наводяться у профільних аналітичних документах. Це порівняння дало змогу встановити, що літій-іонні СНЕ є найбільш сприйнятливими з точки зору вартості 1 кВт·год. Крім того, при застосування аналогічних методів вибору обладнання для СНЕ з мінімізацією вартості електричної енергії для балансування для конкретного регіону можливо буде уточнити данні по вартості електричної енергії для балансування. Детальний вибір компоновання та аналіз вартості для конкретних умов, що використовує розроблені методики, наведено у п'ятому розділі. Матеріали дослідження проведеного в розділі було опубліковано в [23, 104, 108], та представлено на конференціях [111, 109].

РОЗДІЛ 4. МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ВІРТУАЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ ТА РОЗРОБКА АЛГОРИТМУ ДЛЯ СТАБІЛІЗАЦІЇ ДОБОВИХ ГРАФІКІВ ГЕНЕРАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ НА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛАХ ЕНЕРГІЇ.

4.1 Математичне моделювання

Математичне моделювання в рамках питання відновлювальних джерел енергії має велику кількість застосувань. В загальному сенсі математичне моделювання є методом дослідження процесів або явищ шляхом створення їх математичних моделей і їх дослідження. У той же час, математична модель — система математичних співвідношень, які описують досліджуваний процес або явище. В якості основних задач ММ відносно ВДЕ можливо виділити наступні:

- Обробка і поточна конвертація вхідних параметрів для подальшого використання. Наприклад за допомогою математичного моделювання можливо провести перерахування інтенсивності світла в залежності від орієнтації, кута нахилу та їх змін у часі для фотоелектричної панелі.[76]
- Дослідження процесів генерації для електричних станцій на ВДЕ. Дозволяє на основі статистичних, прогнозних або синтезованих вхідних даних отримати значення вихідної потужності в залежності від зовнішніх та внутрішніх факторів. Наприклад можливо провести аналіз впливу температури зовнішнього середовища на роботу фотоелектричних панелей.[77]
- Розрахунок параметрів мережі під час перехідних процесів та в усталеному режимі. Дозволяє проводити аналіз стану системи для нормальних та аварійних режимів роботи.[78,79,80]
- Апробація роботи системи управління. Дає змогу провести ряд першочергових тестувань для встановлення відповідності роботи СУ відносно вхідних даних та очікуваних команд.[81,82]

Для проведення експериментів на основі математичного [83] та комп'ютерного моделювання [85], з урахуванням вже проведеного у попередніх розділах аналізу, необхідно провести наступні етапи дослідження:

- 1) Постановка задачі для проведення математичного моделювання.
- 2) Вибір середовища у якому буде проводитися ММ. Для вирішення цієї задачі біло обрано інструментарій Simulink від Matlab. Цей програмний комплекс дозволяє проводити широкий ряд необхідних розрахунків.
- 3) Вибір та підготовка вхідних даних. Проводиться визначення основних параметрів та часових серій, що будуть основою для проведення розрахунків, а також їх модифікація для відповідності реальним умовам.
- 4) Вибір конфігурації системи, що планується імітувати. На цьому етапі визначається на підставі поставлених задач склад елементів для моделювання та їх основні параметри.
- 5) Вибір або розробка елементів для системи. Проводиться на основі математичних рівнянь або з вже існуючих варіантів в залежності від поставлених задач.
- 6) Апробація елементів системи та їх удосконалення. Проводиться перевірка відповідності розроблених моделей до їх прототипів.
- 7) Проведення дослідження.

В якості основних задач для створеної моделі виступають:

- Визначення параметрів вихідної потужності для ВЕС та СЕС, що розташовані в районі міста Старобільськ луганської області.
- Можливість використання для визначення оптимального об'єму накопичувача електричної енергії та його конфігурації для резервування 1 МВт встановленої потужності ВЕС та 1 МВт СЕС окремо та сукупно.
- Апробація роботи розробленого алгоритму оптимального управління.

4.2 Визначення вхідних даних моделі.

В якості об'єкту дослідження обрано можливе будівництво СЕС та ВЕС потужністю по 1 МВт кожне з причини великої кількості побутових споживачів,

що планують працювати по зеленому тарифу [85]. Місто розташоване на $49^{\circ}16'00''$ пн. ш. $38^{\circ}55'00''$ сх. д. на території Луганської області та має близько 17 тисяч населення. Накопичувачі планується використовувати для компенсації відхилення генерації на ВДЕ від прогнозованих значень, що дозволить їм фактично вийти на гарантовані погодинні значення аналогічно традиційним електричним станціям.

Необхідні для створення моделі та проведення аналізу данні було взято з сайту[56], що надає інформацію по погодним умовам з великої кількості різноманітних джерел. На підставі відкритих даних мною було отримано інформацію про температуру оточуючого середовища, швидкість вітру та інтенсивності світла з кроком у 15 хвилин, який відповідає вкрай високій точності короткострокових прогнозів, для терміну у 14 років. Розглянемо більш детально кожен з вхідних параметрів для нашої моделі.

Температура є досить важливим вхідним параметром для розробленої моделі, так як вона впливає на генерацію від СЕС та ВЕС. Отримані часові серії температури не потребують додаткової обробки, так як при моделюванні однаково можливо використовувати як градуси Цельсія так і градуси Кельвіну. Загальний вигляд температурної характеристики обраного регіону відображено на рис. 4.1.

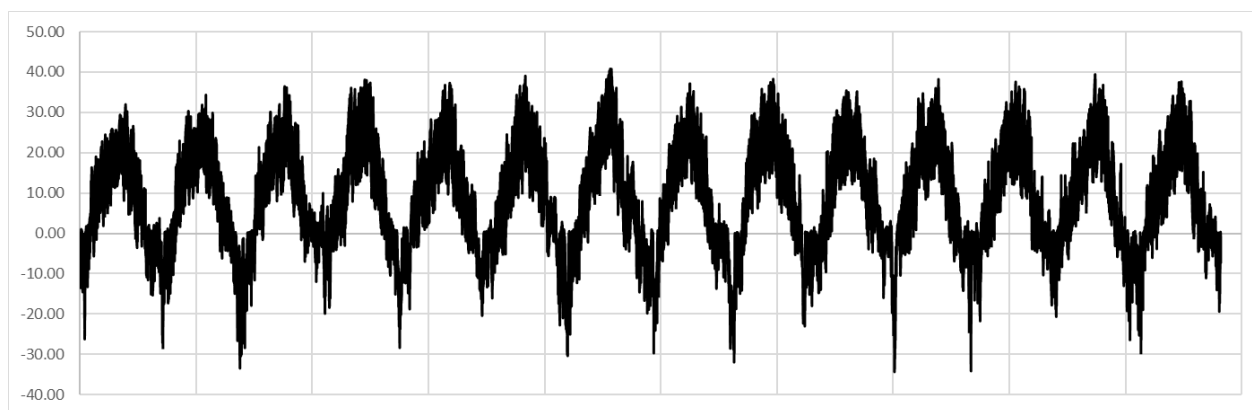


Рис. 4.1 – Температурна характеристика для міста Старобільськ

Аналіз кореляції між щорічними значеннями та середнім за обраний період показує співвідношення на рівні 94%. Такий рівень дає змогу встановити, що ми маємо можливість використовувати середні за обраний період значення для кожного інтервалу для проведення моделювання, однак для підвищення точності

кращім рішенням буде використати реальні данні. Так аналіз показав, що відхилення у більший бік має дещо більшу вірогідність, а саме 52,09% проти 47,91%. Графік вірогідності відхилення у той або більший бік відображено на рис. 4.2. Статистично відносно середнього синтезованого значення для кожного інтервалу середнє відхилення у більший бік складає 21,6%, а у менший – 15,12%. Усереднений температурний графік відображено на рис. 4.3.

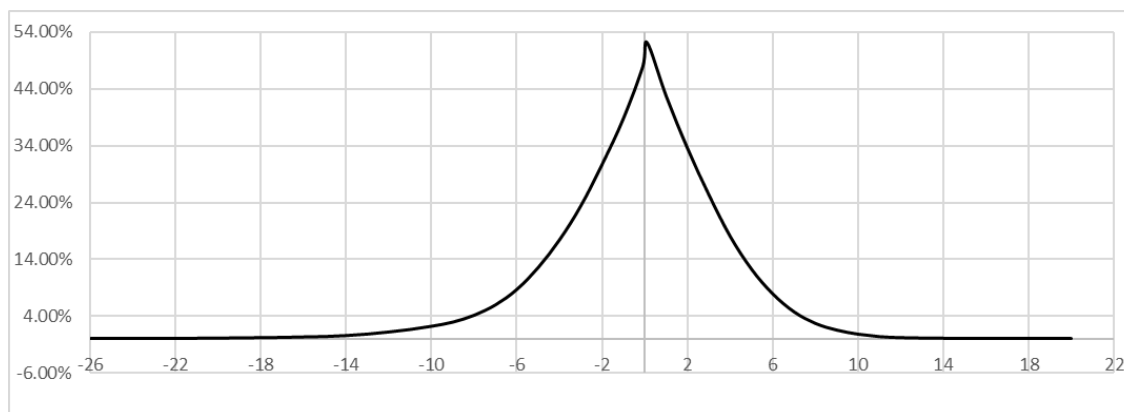


Рис. 4.2 – Розподіл вірогідності відхилення температури від середнього значення

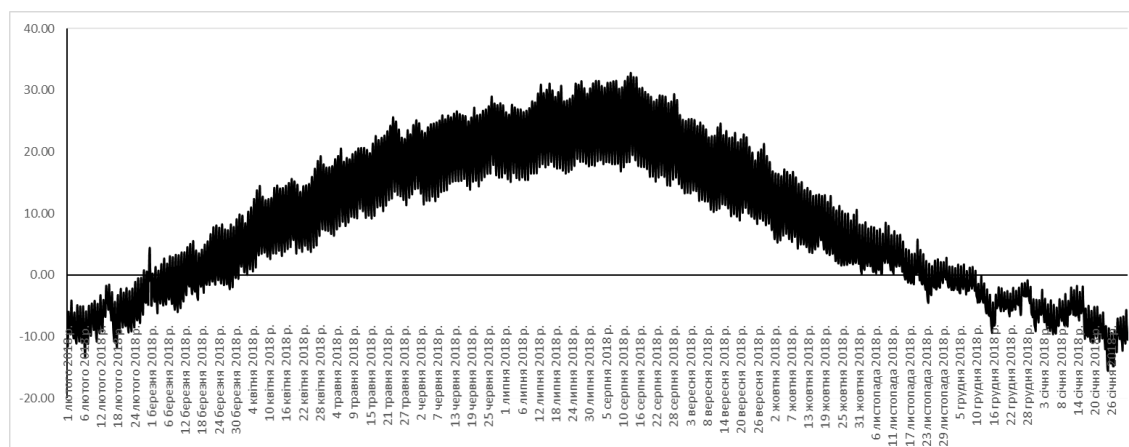


Рис. 4.3 – Середній температурний графік

Часові серії сонячної радіації можливо отримати для горизонтальної або фіксовано нахиленої поверхні. Саме тому було зроблено вибірку даних для фотоелектричної панелі північної орієнтації з кутом нахилу 60 градусів. Сумарний графік сонячної радіації у обраному регіоні за 14 років має вигляд наведений на рис. 4.4.

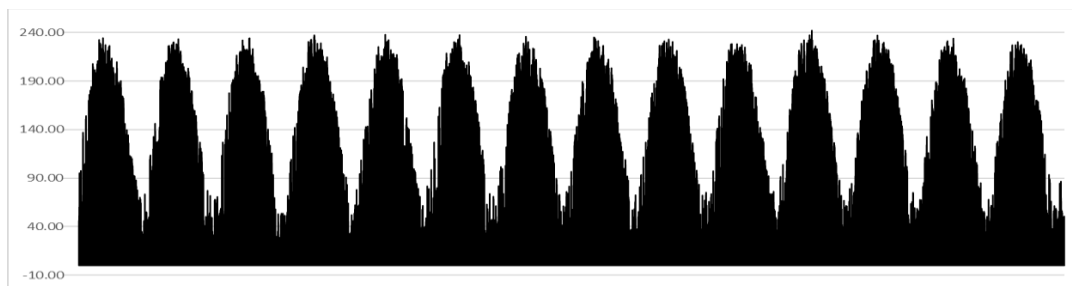


Рис. 4.4 – Графік сонячної радіації для ФЕП з фіксованим кутом нахилу

При проведенні дослідження виявлено кореляцію річних часових серій з середнім значенням на рівні 93%. Кількість відхилень у більшу сторону переважає та становить близько 75 %. Середнє відхилення у менший бік значно більше за абсолютним значенням та становить 21% проти 15,7%. Графік вірогідності відхилення відображено на рис. 4.5. Аналогічно температурним часовим серіям на основі кореляції можливо зробити висновок про допустимість використання середніх для інтервалу значень та перевагу над ними реальних даних. Синтезований графік сонячної радіації відображено на рис. 4.6.

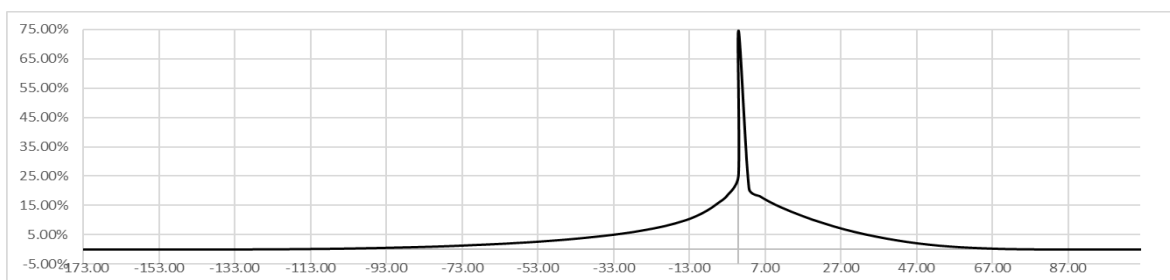


Рис. 4.5 – Розподіл вірогідності відхилення сонячної радіації від середнього значення

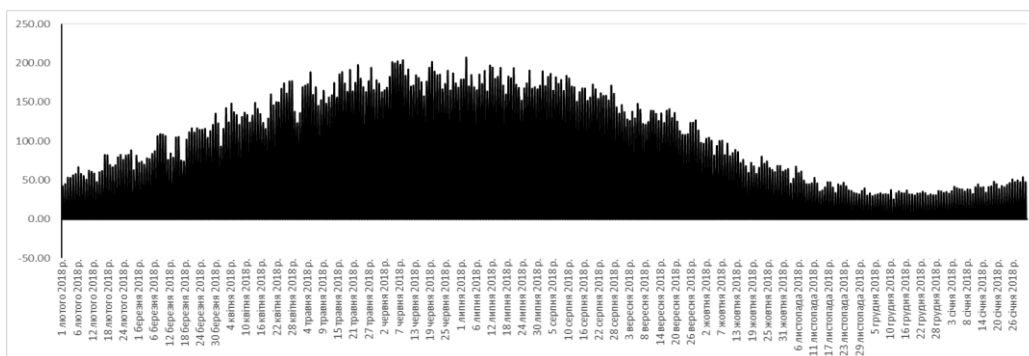


Рис. 4.6 – Синтезований графік сонячної радіації для ФЕП з фіксованим кутом нахилу у обраному регіоні

Часові серії швидкості вітру для обраного регіону також були отримані на метеорологічному сайті[87]. Однак на відміну від попередніх даних кореляція з середнім синтезованим значенням складає лише 44%, що ставить під сумнів можливість використання синтезованого значення.

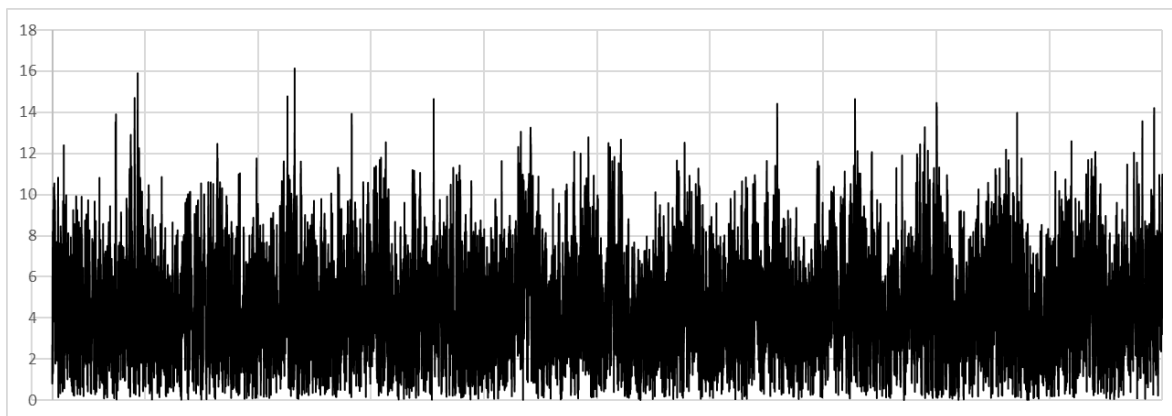


Рис. 4.7 – Сумарний графік швидкості вітру на 10 метрах висоти

У випадку, якщо висота башти вітряка буде відрізнятися від стандартної висоти метеорологічного вимірювання швидкості вітру 10 м, необхідно використати формулу 1 [88]. З причини складності розташування вітряків у міській межі в якості поправочного коефіцієнту пропонується використати відповідний для сільськогосподарських земель з групами будівель з класом шорсткості 2,5, що становить 0,335.

$$V_1 = V_0 \cdot \left(\frac{H_1}{H_0} \right)^k \quad (4.1)$$

де V_1 – швидкість вітра на заданій висоті;

V_0 – швидкість вітра на висоті метеорологічних досліджень;

H_1 – задана висота;

H_0 – висота метеорологічних досліджень;

k – поправочний коефіцієнт, що відповідає емпіричному показнику шорсткості для обраного регіону;

Ситуація, коли швидкість вітра є меншою за середню має вірогідність 53,9%. Однак середнє відхилення у більший бік складає 85,38% відсотка проти 65,65%.

Графік вірогідності відхилень відображено на рис. 4.8, а синтезованої середньої швидкості на рис. 4.9.

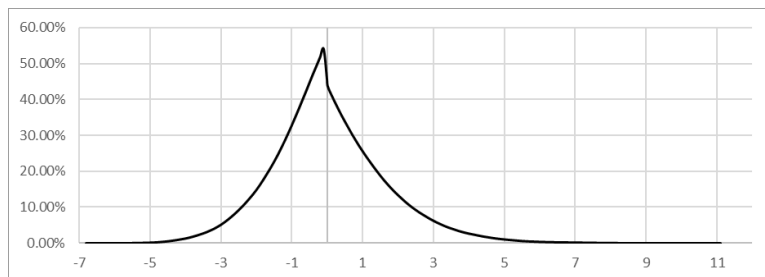


Рис. 4.8 – Розподіл вірогідності відхилення швидкості вітру від середнього значення

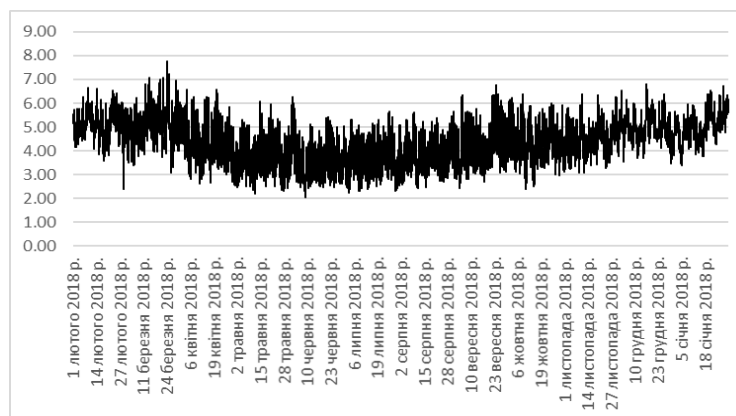


Рис. 4.9 – Графік швидкості вітру на висоті 10 м для обраного регіону

Також для перевірки роботи алгоритму, що буде залучати СНЕ для компенсації виникаючих відхилень від запланованих графіків генерації, необхідно буде створити штучні відхилення. Для вирішення цієї задачі необхідно буде синтезувати нові графіки генерації з урахуванням можливого добового відхилення на 20% від загальної кількості виробленої енергії. Тому після розробки моделей генеруючого обладнання необхідно буде обробити необхідні вихідні данні по генерації. Якщо для вирішення цієї задачі синтезувати графіки на основі лише погодних відхилень результати матимуть меншу точність. Саме тому необхідно розглянути енергетичне прогнозування на основі вихідних даних з моделями та залучити до цього наступні додаткові умови:

- добове відхилення по кількості виробленої енергії становить максимум 20% для одиничної установки на ВДЕ;

- припускається, що відхилення може бути між мінімальним та максимальним значенням окремо для кожного періоду;
- відхилення повинні підкорятися законам нормального розподілення або реально існуючим графікам вірогідного відхилення;

4.3 Вибір основних вимог до моделі.

Наступним кроком після вибору вхідних даних необхідно сформулювати основні особливості для математичної моделі що розроблюється. Для цього пропонується зупинитися на наступних особливостях:

Модель повинна включати в себе моделі СЕС та ВЕС, з можливістю їх додаткового налаштування та масштабування. Так як планується залучати акумуляцію та досліджувати питання балансу в системі, основною задачею цих моделей буде отримання вихідних значень потужності на основі вхідних часових серій. Додатковою перевагою буде можливість задавати графіки навантаження та активних споживачів, що дасть змогу проаналізувати більшу кількість вірогідних варіантів конфігурації мікро мережі.

Модель системи накопичення енергії повинна мати можливість для конфігурування типу акумуляції, ємності та відповідних до типу параметрів. У кожен момент часу модель повинна забезпечувати інформацію щодо стану заряду, можливої кількості енергії на заряд та розряд, а також питомої вартості енергії. Також необхідно мати можливість налаштувати всі додаткові параметри, що стосуються втрат при перетворенні енергії в трансформаторах, інверторах та dc-dc перетворювачах, а також при передачі енергії. В якості вхідних даних буде виступати кількість енергії яку необхідно збалансувати та її знак. Ці параметри будуть передаватися від системи управління.

Для імітації взаємодії з зовнішньою системою необхідно мати можливість налаштувати ліміт для передачі потужності, а також для коректності роботи алгоритму управління бажано сформулювати вартість і можливі об'єми для електричної енергії для придбання та продажу.

Для ефективної оцінки вірності вибору обладнання та його конфігурацій також необхідно мати змогу проведення дослідження з імітацією тривалого періоду, що складатиме рік або більше.

4.4 Вибір варіанту виконання моделі.

Так як за середовище моделювання було обрано пакет Simulink, що є частиною програмного комплексу MatLab, це дає можливість для використання моделей від постачальника програмного забезпечення. Такі моделі мають досить високу відповідність до своїх реальних прототипів. Крім того існує велика кількість заздалегідь створених прикладів для аналізу роботи мереж або окремих об'єктів генерації чи акумуляції.

Для перевірки можливості використання заздалегідь створених моделей на базі банку прикладів було розроблено модель віртуальної електричної станції з можливістю обміну енергією з зовнішньою енергетичною системою. Ця модель включає в себе:

- Фотоелектричні модулі SunPower SPR-343NX-WHT-D[89] поєднані у 88 паралельних рядів по 7 модулів послідовно. Для підключення до мікромережі та переходу від постійного до змінного струму використовується інвертор з можливістю контролю на базі точки максимальної ефективності та трансформатор.
- Один вітрогенератор на базі базової моделі з потужністю 85000 ВА. Має змогу додаткового зовнішнього контролю. Відповідно до характеристик турбіни оптимальна швидкість вітру при відсутності додаткового керування лопатями становить 6,5 м/с, що відповідає середній для обраного регіону.
- Навантаження задається на базі отриманого на основі вимірювань для контрольної доби на одній з підстанцій проведеної у грудні місяці. Аналогічно обраній даті відповідають погодні дані.
- Система акумуляції на базі літій іонних хімічних накопичувачів поєднаних для отримання 25 кВ напруги та ємності 54 А·год. Вона підключається до мережі за допомогою гібридного мережевого інвертору, що відображається в моделі в якості окремо інвертору та випрямляча.

– Система нескінченної потужності. Цей блок виступає в якості балансуєчого, що дозволяє визначити надлишок та нестачу енергії у кожний момент часу.

В загальному вигляді структуру моделі розроблену в Simulink відображено на рис. 4.10.

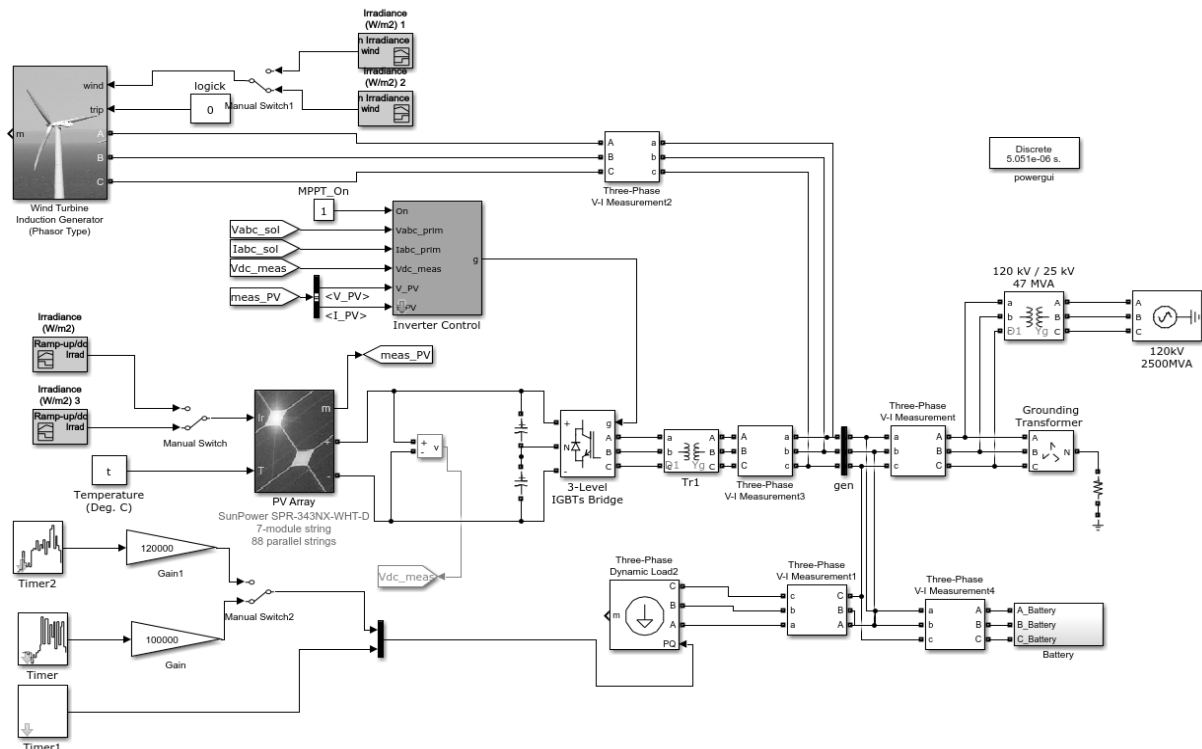


Рис. 4.10 – Первинний розроблений варіант моделі віртуальної електричної станції

Моделювання проходило у спрощеному форматі, але навіть, попри це, можливо отримати уяву про баланс потужностей у створеній системі. За 24 годинний цикл забезпечення споживача енергією потребує активного залучення системи нескінченної потужності, так як генерація з відновлювальних джерел носить непостійний характер та її піки та мінімуми не співпадають з піками та мінімумами споживання. Акумуляція зменшує перетоки енергії з системою нескінченної потужності, але її недостатньо для повного їх усунення. Детальний вигляд блоку акумуляції відображено на рис. 4.11. А вихідні данні детально відображено на рис. 4.12.

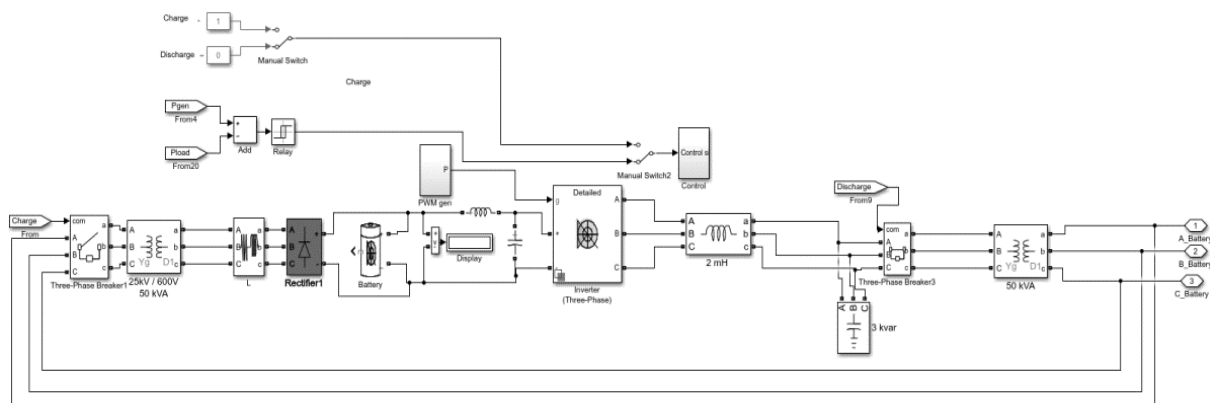


Рис. 4.11 – Блок накопичення енергії

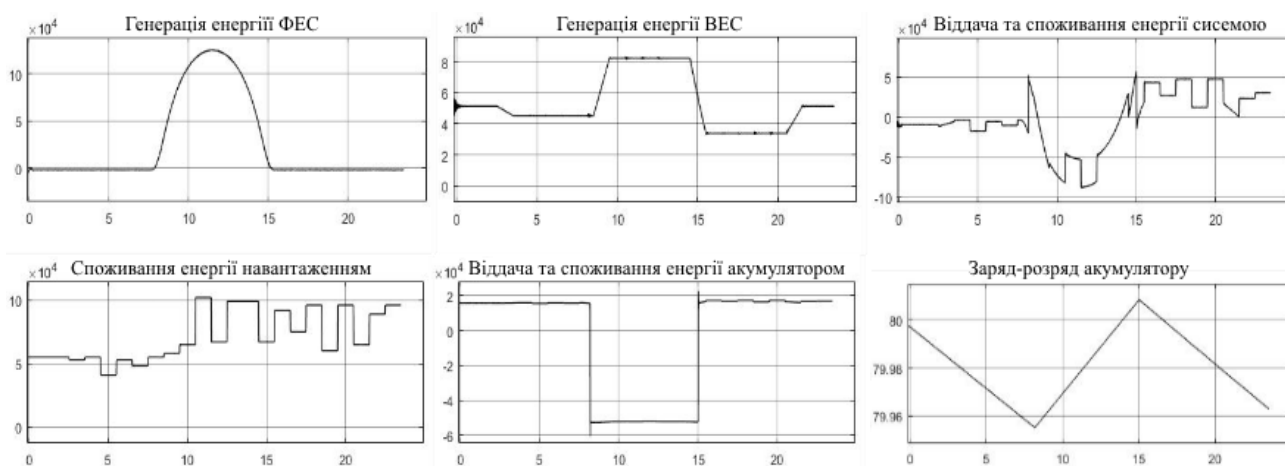


Рис. 4.12 – Результати роботи обраної моделі

Така модель забезпечує досить високу відповідність реальним мікромережам, а також дозволяє досліджувати енергетичні параметри для кожного моменту часу та кожної ділянки мережі. Однак комбінація в рамках однієї моделі постійного та змінного струму призводить до необхідності залучення обчислювальної машини значної потужності та значних витрат часу. Ця проблема виникає з причини складності моделювання інверторів та випрямлячів. Саме тому обрана модель може бути ефективно використана для короткострокового імітування, але не підходить для довгострокових завдань. Отже виникає необхідність створення альтернативної моделі, що дозволить з високою мірою відповідності імітувати обладнання для генерації та накопичення енергії з метою оцінки балансів потужності протягом довгого часу. Саме тому було розроблено

модель, що базується виключно на розрахунку значення потужності генерації на ВДЕ та буде задіяти накопичувачі енергії.

Для вирішення цієї задачі пропонується провести імітацію роботи фотоелектричної панелі та вітрогенератору. Для цього можливо використати вже існуючу основу [3], а також доповнити її для підвищення ефективності вирішення задачі.

Модель фотопанелі для швидкого розрахунку значення вихідної потужності базується на рівнянні.

$$P_{pv} = n \cdot f_v \cdot P_{stc} \cdot \frac{G}{G_{stc}} \cdot \left[1 + k_p \cdot (T_{emp} - T_{stc}) \right] \quad (4.2)$$

де f_v – коефіцієнт зношеності (близько 0.9), що відображає деякі втрати у системі, такі як затінення, старіння або втрати при передачі виробленої енергії;

P_{stc} – номінальна потужність при стандартних умовах;

G – поточний рівень сонячної іррадіації;

G_{stc} – рівень сонячної радіації при стандартних умовах;

k_p – температурний коефіцієнт;

T_{emp} – поточний рівень температури;

T_{stc} – рівень температури при стандартних умовах;

n – кількість фотоелектричних панелей;

Сама модель, виконана у середовищі Simulink має вигляд відображений на рис. 4.13, а її покращена версія на 4.14. Врахування ККД генеруючого обладнання та інверторів виконується за допомогою елементу 1-D lookup table, у якому розраховується значення ККД в залежності від вихідної потужності фотопанелі.

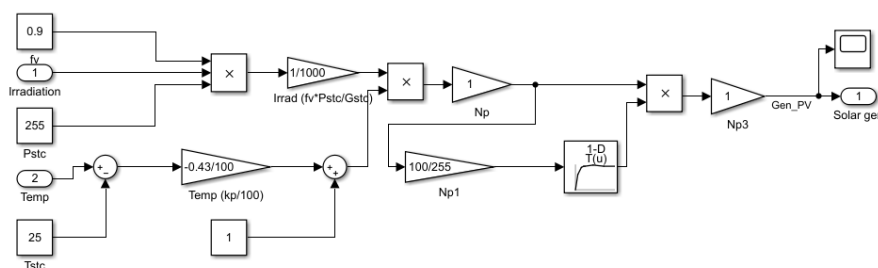


Рис. 4.13 – Модель сонячної електростанції

Однак такий спрощений розрахунок показує недостатньо високу відповідність до реальних характеристик, що надаються виробниками обладнання. Наприклад при зміні характеристик відповідно до 250 Wp SPV MODULE можливо побачити, що відповідність заявленим розробником даних становить 95,47%. Саме тому було розраховано коефіцієнт кореляції, що збільшує відповідність результатів до заявлених, яку використовують до врахування роботи інвертору. Для цього можливо використати наступне рівняння.

$$P_{pv} = 1.0739 \cdot P_{pv0} - 4.07 \quad (4.3)$$

З урахуванням внесення такої зміни до рівняння модель фотоелектричної панелі отримає вигляд відповідний до рис. 4.14. Співвідношення між отриманими характеристиками та реальними наданими виробником [89] показані в табл. 4.1.

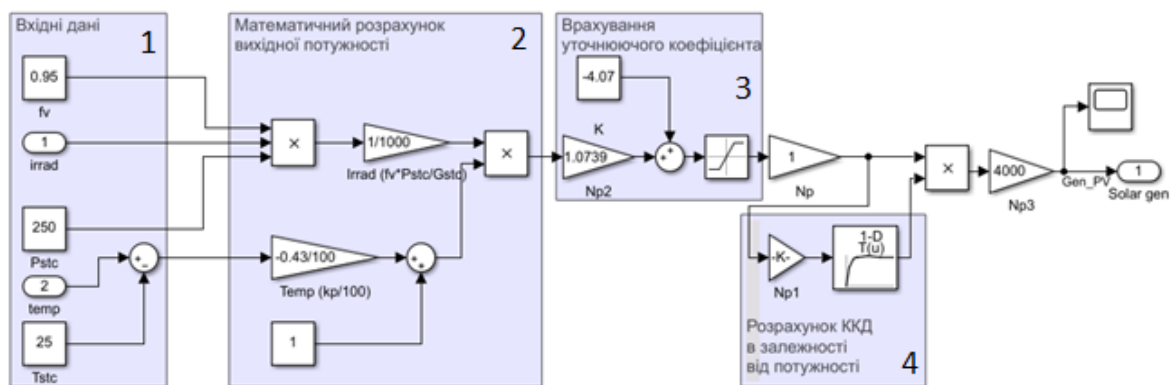


Рис. 4.14 – Модель сонячної електростанції. Оновлений варіант.

- де
- 1 вхідні дані;
 - 2 математичний розрахунок потужності на основі рівняння (3);
 - 3 врахування уточнюючого коефіцієнту згідно рівнянню (4);
 - 4 розрахунок впливу ККД інвертору в залежності від потужності.

Таблиця 4.1 – Відповідність вихідних даних моделі ФЕП до заявлених виробником.

Сонячна радіація, Вт/м ²	Оригінал	Перший варіант моделі	Другий варіант моделі
200	47,1	47,5	46,94
400	97,7	95	97,95
600	148,9	142,5	149
800	200,2	190	200
1000	250,9	237,5	251
відповідність		95,47%	99,99%

Іншим важливим елементом для розрахунків на етапі моделювання є вітрогенератори, що обумовлюється їх аналогічно залежним від погоди характером генерації. Modeling and Simulation of an Autonomous Hybrid Power System [3] пропонує для створення моделі задатися тим, що BEC SW-10kW може працювати у чотирьох режимах:

1) Швидкість вітру нижча за мінімально необхідну. В цьому випадку вихідна потужність буде дорівнювати нулю.

2) Швидкість вітру вища за номінальну, але нижча за максимальну. В цьому випадку вихідна потужність буде дорівнювати номінальній.

3) Швидкість вітру вища за максимально допустиму. В цьому випадку вихідна потужність буде дорівнювати нулю (в цьому випадку задля збереження вітрогенератору він припиняє генерацію).

4) Швидкість вітру вища за мінімальну, але нижче номінальної. В цьому випадку вихідна потужність описується рівнянням.

$$P_{wt} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot (\lambda, \beta) \cdot p(z) \cdot A \cdot V_w^3 \quad (4.4)$$

де P_{wt} – номінальна потужність вітряка;

C_p – аеродинамічний коефіцієнт, існує декілька методів розрахунку в реалізованій моделі використовуються заздалегідь розраховане значення для вхідних умов визначається за рівнянням 5. Підсистему, що використовується для обчислення цього коефіцієнту наведено на рис. 4.16.;

λ – коефіцієнт передачі швидкості, визначається за рівнянням 4;

β – коефіцієнт, що відображає кут повороту лопатей;

$\rho(z)$ – щільність повітря на висоті;

V_w – швидкість вітру;

A – площа охоплена лопатями;

n – кількість вітряків;

$$\lambda = \frac{2 \cdot \pi \cdot n_{rotor} \cdot R_{ad}}{60 \cdot V_w} \quad (4.5)$$

де n_{rotor} – кількість обертів ротору на хвилину ;

R_{ad} – радіус площі охопленої лопатями;

$$C_p = 0.73 \cdot \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0.58 \cdot \beta - 0.002 \cdot \beta^{2.14} - 13.2 \right) \cdot \exp \left[\frac{-18.4}{\lambda_i} \right] \quad (4.6)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0.02\beta} - \frac{0.003}{\beta^2 + 1}} \quad (4.7)$$

Аналогічно до моделі СЕС в рамках моделі ВЕС за допомогою 1-d lookup table враховуються і ККД, а саме механічний та електричний. Використання цього елемента обумовлено змінним характером ККД в залежності від швидкості вітру та механічної потужності. Загальний вигляд розробленої моделі відображено на рис. 4.15.

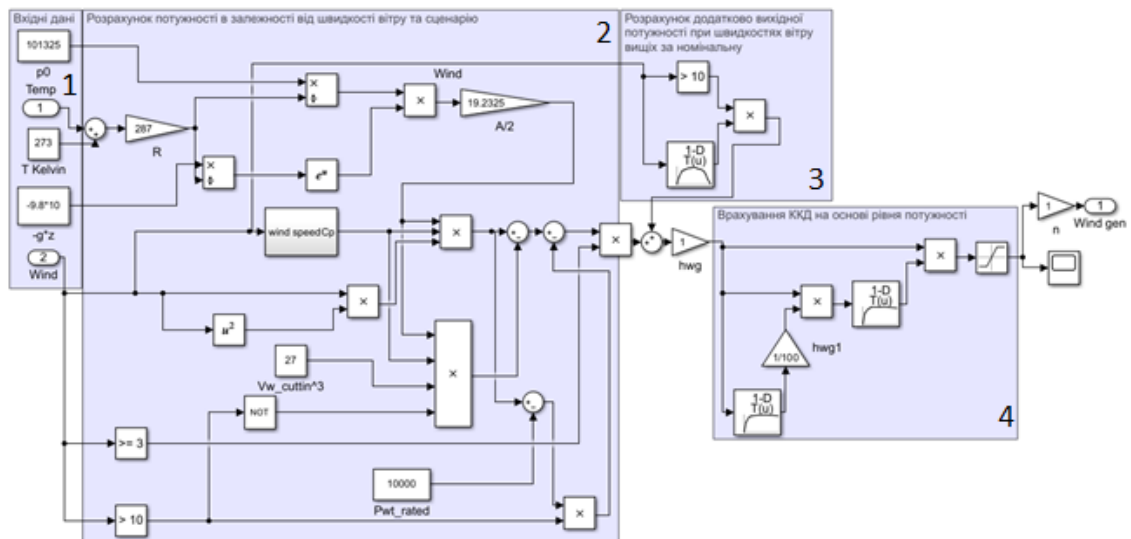


Рис. 4.15 – Модель вітроелектростанції.

- де
- 1 - вхідні дані;
 - 2 - розрахунок потужності в залежності від швидкості;
 - 3 - розроблена реалізація розрахунку потужності при швидкості вітру вище за номінальну;
 - 4 - розрахунок впливу механічного і електричного ККД в залежності від потужності.

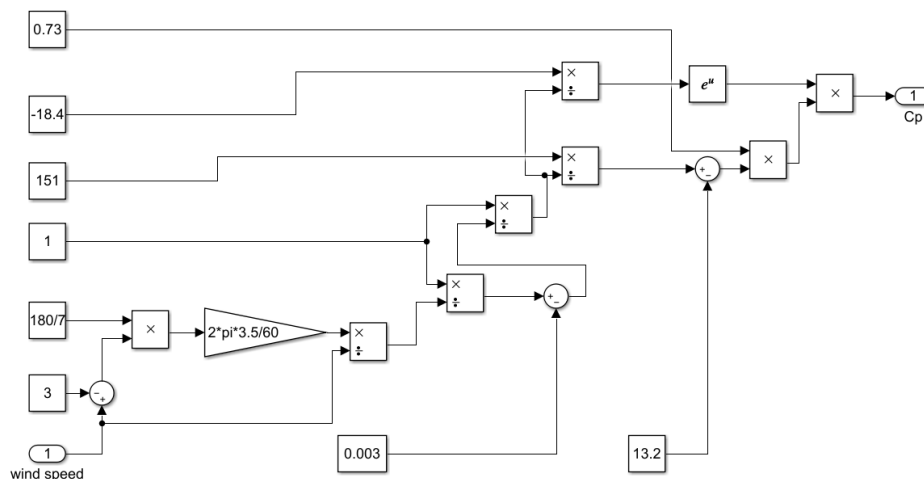


Рис. 4.16 – Розрахунок аеродинамічного коефіцієнту

Для перевірки відповідності реальним даним дослідим співвідношення залежності вихідної потужності від швидкості вітру. Для цього побудуємо

відповідний графік та проведемо порівняння з реальним прототипом на основі якого було побудовано модель [90], що відображено на рис. 4.17.

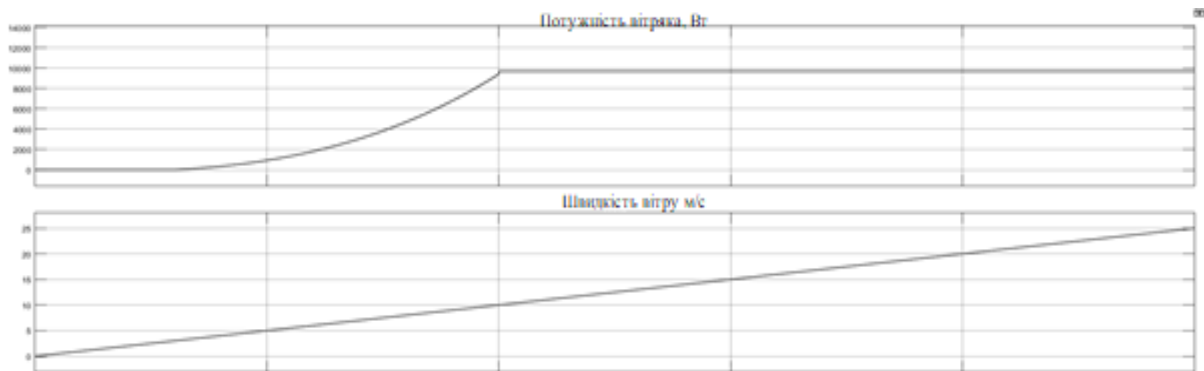


Рис. 4.17 – Результат дослідження вихідної потужності від швидкості вітру

При порівнянні результатів з реальними даними виявляється, що запропонована Modeling and Simulation of an Autonomous Hybrid Power System модель на швидкості вітру вищій за номінальну не відповідає своєму реальному прототипу. Причиною цього є жорстка фіксація на номінальній потужності при таких швидкостях вітру. Саме тому було додатково враховано можливість видавати потужність вище за номінальну відповідно до реальної характеристики, що дозволило отримати нові вихідні дані відповідні до реального прототипу. Це відображено у лівій половині рис. 4.18, а реальні дані, що стали базою для порівняння, показані у правій.

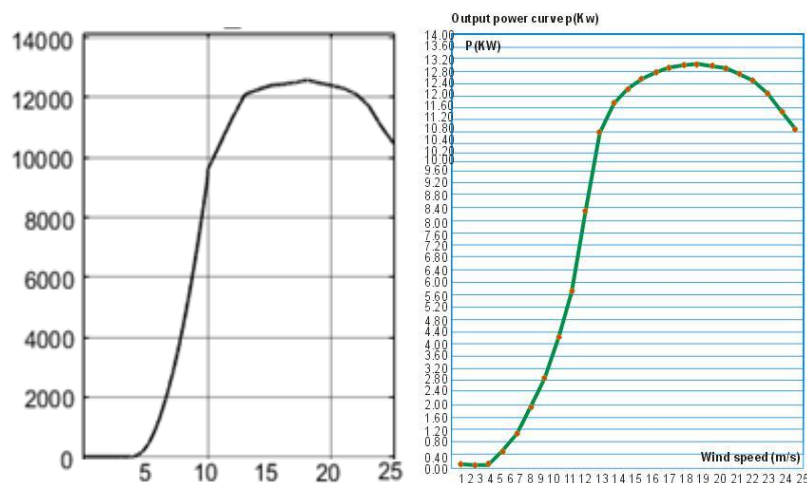


Рис. 4.18 – Вихідні дані фінального варіанту моделі ВЕС та оригінальні характеристики прототипу

Після розробки та перевірки на відповідність своїм прототипам моделей фотоелектричних панелей та вітрогенератору ми отримуємо можливість побудувати графіки генерації електричної енергії на основі погодних даних за 14 років. Такий значний обсяг дослідження дозволяє зробити обґрунтовані висновки про можливі обсяги генерації та необхідні об'єми накопичувачів енергії для балансування. Для цього змодельємо роботу за 14 років 4000 ФЕП та 100 вітряків у обраному регіоні. На основі цього моделювання визначимо максимальні відхилення в рамках однієї доби окремо та сумісно для обох імітованих електричних станцій.

Якщо розглядати генерацію від обох електричних станцій окремо, можливо знайти максимально можливе відхилення по кількості енергії та потужності для кожного з них. У такому випадку, для ФЕС відхилення складає 190 кВт та 1,731 МВт·год, а для ВЕС 251 кВт та 6,018 МВт·год. На основі цього можливо вибрати потужність трансформатору для приєднання системи накопичення енергії, що складе 630 кВА і відповідним прикладом для такого трансформатору буде ТСЗ-630/10. З урахуванням оптимального рівня заряду та можливих відхилень у обидва боки необхідна кількість енергії в СНЕ становитиме 19,37 МВт·год. У випадку сукупної компенсації необхідна потужність трансформуючого та транспортуючого обладнання складе 420 кВт, а обсяг енергії для компенсації 6,625 МВт·год. Відповідно необхідна кількість енергії для СНЕ становитиме 16,56 МВт·год. Як можливо побачити, при майже незмінній потужності, сукупне балансування дозволяє зменшити необхідну ємність майже на 2,81 МВт·год. Також можливо буде обрати відповідну ємність накопичення базуючись на наступних умовах:

- Мінімальна ємність до якої можлива розрядка 20%;
- вихід на стан заряду 60%, що дозволить компенсувати відхилення в обидві можливі сторони, на початок кожного дня;
- СНЕ повинна повністю компенсувати виникаючі небаланси;

У відповідності до наданих вимог оптимальною сумарною ємністю для вирішення задачі буде 16,56 МВт·год.

Загальний вигляд розробленої системи відображено на рис. 4.19, а результати її моделювання на рис. 4.20.

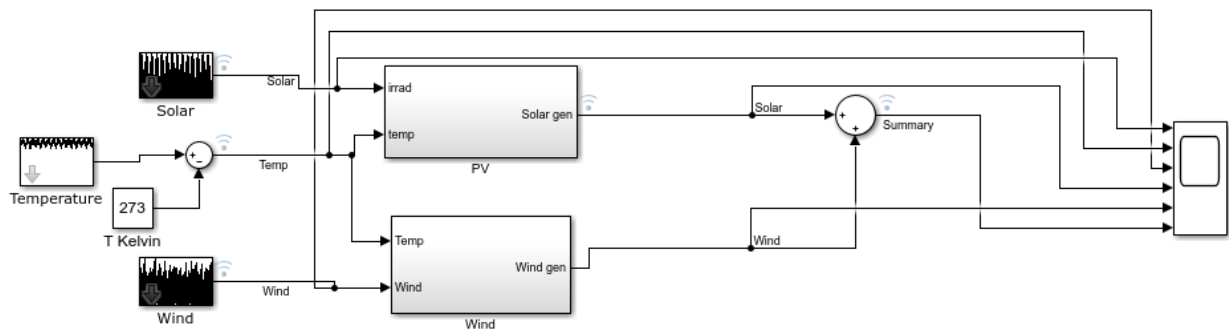


Рис. 4.19 – Модель для розрахунку одночасної генерації від СЕС та ВЕС за 14 років

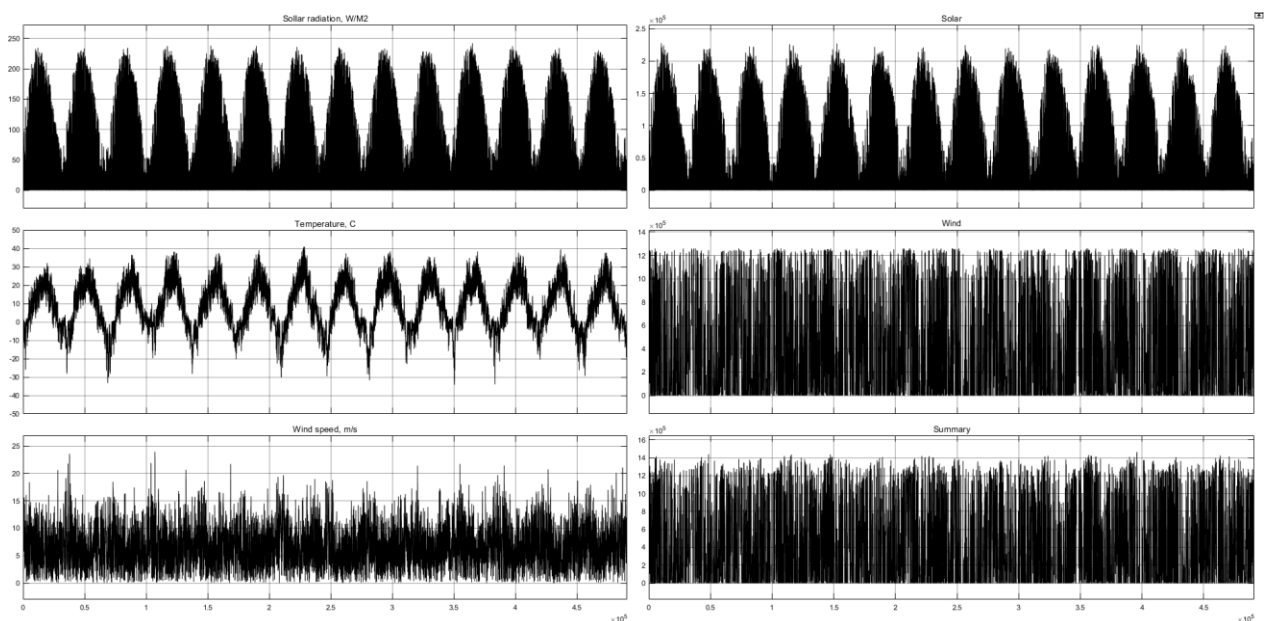


Рис. 4.20 – Вхідні данні до моделі та результати роботи СЕС та ВЕС

На основі розрахованого оптимального значення ємності для накопичення енергії та необхідної пікової потужності можливо створити модель необхідної системи накопичення. Базою для створення такої моделі може стати блок battery з бібліотеки SimScape. Цей блок дозволяє враховувати вплив температури, саморозряд, старіння та інші характеристики в залежності від обраного типу хімічного накопичувача енергії. В стандартному виконанні блок включає в себе характеристики, що відповідають кислотним, літій-іонним, нікель-кадмієвим та

нікель-метало-гібридним накопичувачам. Для вирішення задачі моделювання накопичувача для ліквідації небалансів від ВДЕ пропонується використати модель літій-іонного накопичувача. Таке рішення обумовлено досить високим співвідношенням кількості зарядів до вартості, а також широким розповсюдженням.

Для визначення необхідної кількості блоків та їх характеристик проведемо випробування в рамках моделювання одного блоку з конфігурацією за замовченням. Отже його характеристиками будуть:

- Тип – Lithium-Ion;
- Номінальна напруга 7,2 В;
- Ємність 5,4 А·год;
- Початковий стан заряду 100%;

Розрядка визначається базуючись на параметрах конфігурації;

Сама модель прийме вигляд відповідно до рис. 4.21. В якості навантаження для дослідження буде використано контрольоване джерело струму на яке за умови стану заряду більше 20% подається значення -5,4 А, що відповідає номінальному струму розряду.

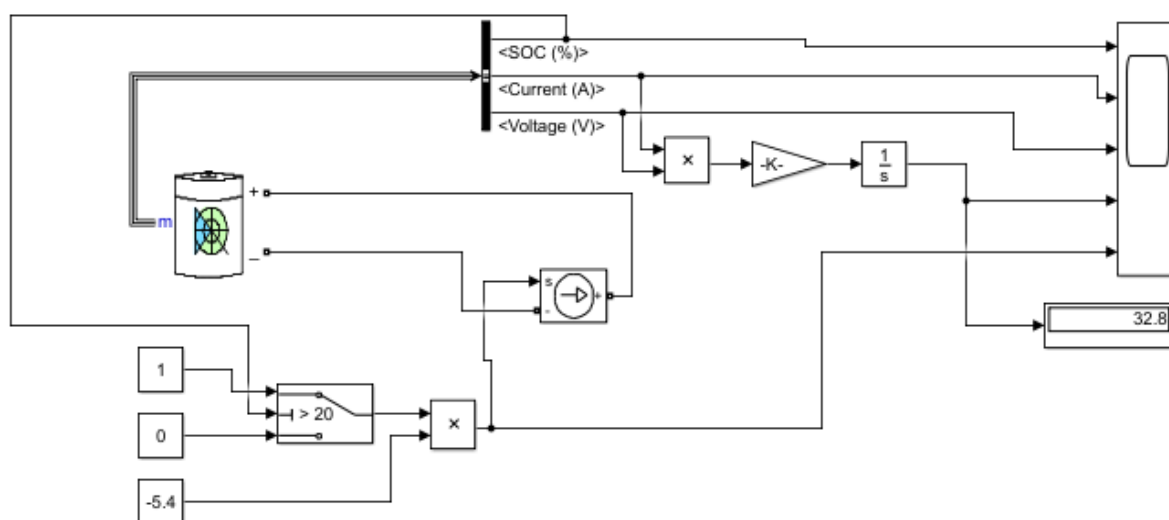


Рис. 4.21 – Модель для дослідження характеристик блоку хімічних акумуляторів з параметрами за замовченням

Проведення дослідження показало, що при розряді з повної ємності до 20% при номінальному струму розряду 5,4 А, або 1 с-rate з накопичувача можливо добути 32,8 Вт·год. Більш детально результати дослідження відображені на рис. 4.22.

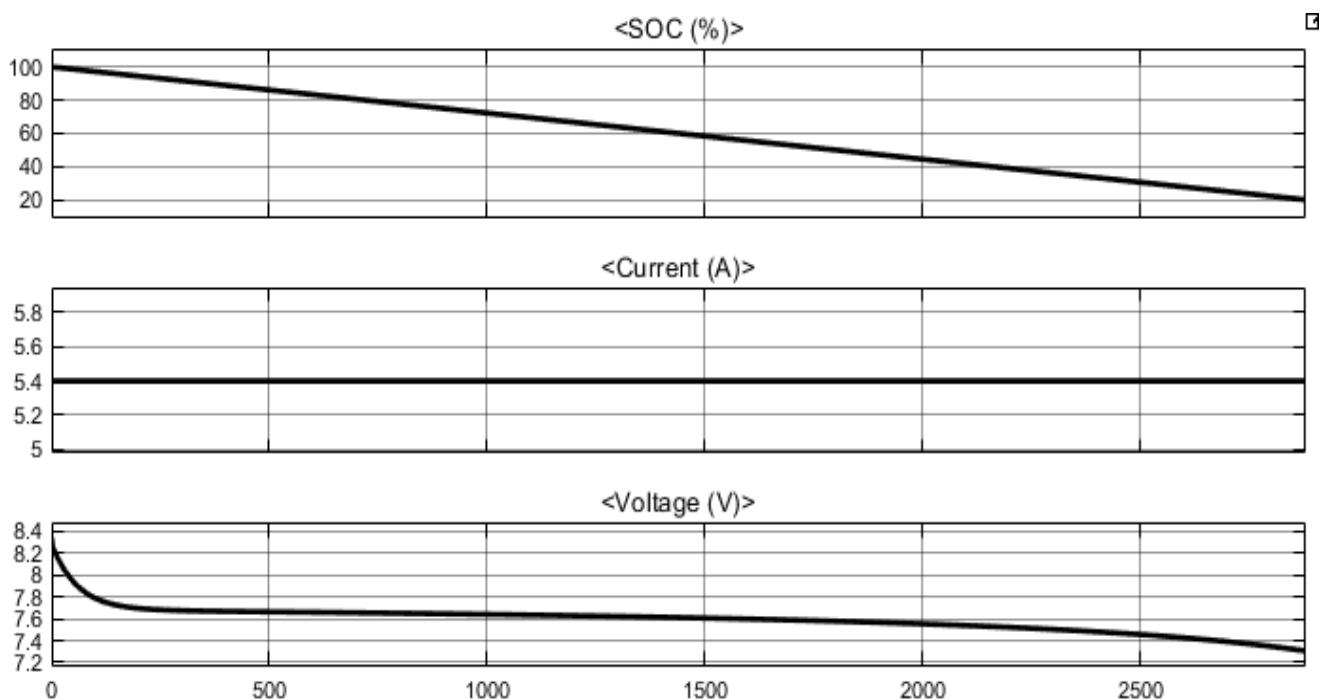


Рис. 4.22 – Результати моделювання блоку хімічних акумуляторів з параметрами за замовченням

У випадку розрядки номінальним струмом з рівня заряду 60% до 20%, що передбачається в рамках раніше наведеного аналізу, можливо отримати 16,22 Вт·год. При проведенні заряду від 60% до 100% необхідно витратити близько 17,52 Вт·год. Різниця обсягів енергії обумовлена малою симетричністю характеристики потужності до рівня заряду відносно 60%. саме тому було побудовано характеристику потужності та напруги відносно рівню заряду. Ці характеристики у майбутньому дозволять передавати інформацію до алгоритму управління в рамках параметру кількості енергії для балансування. Характеристики наведено на рис. 4.23.

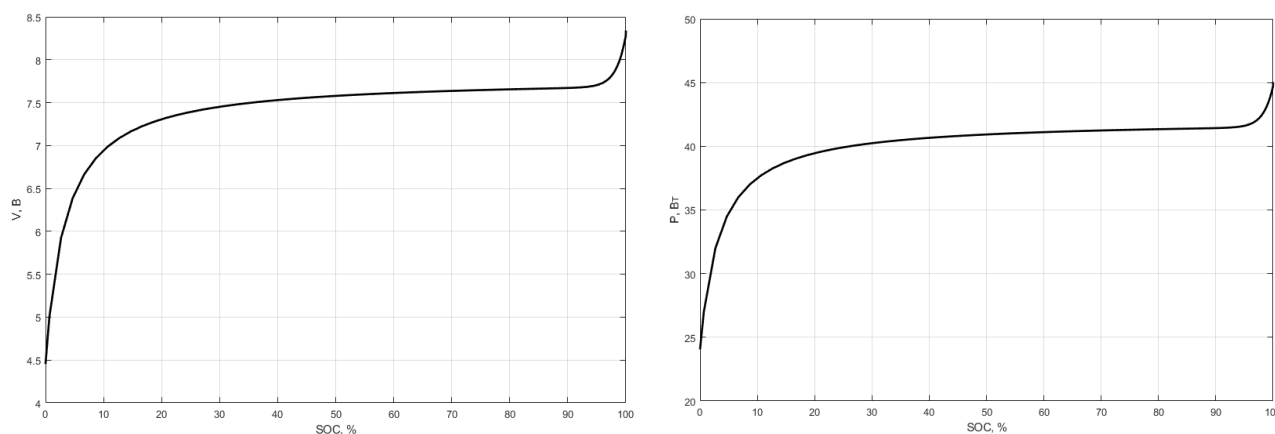


Рис. 4.23 – Залежність рівня напруги та вихідної потужності від рівня заряду

Однак для сучасної енергетичної системи недостатньо лише балансування за допомогою накопичувачів енергії з розрядкою або зарядкою на номінальному струмі. Саме тому сьогодні комбінація інвертору та dc-dc перетворювача дозволяє регулювати видачу потужності[91]. На основі цього модель була модифікована за допомогою додаткових блоків, що на основі залежності напруги від стану заряду визначають необхідний для балансування рівень струму. Це дозволить провести імітацію підключеної до розробленої раніше моделі системи накопичення енергії. В такому разі після отримання від системи управління завдання на балансування потужності вона буде впливати на баланс в мікромережі. Також можливо провести базуючись на потоках енергії від неї на основі приведених у третьому розділі формул розраховувати вартість енергії. Розроблена модель відображена на рис. 4.24.

Таким чином з урахуванням несиметричної відносно 60% характеристики залежності потужності від стану заряду можливо розрахувати необхідну характеристику ємності для накопичувача в моделі. По пропорційному рівнянню з урахуванням несиметричності, можливо отримати значення у 2181402 А·год.

$$\frac{32,8 \text{ Вт} \cdot \text{год}}{5,4 \text{ А} \cdot \text{год}} = \frac{26,25 \text{ МВт} \cdot \text{год}}{2181402 \text{ А} \cdot \text{год}}$$

Остаточний варіант моделі віртуальної електричної станції відображено на рис. 4.25.

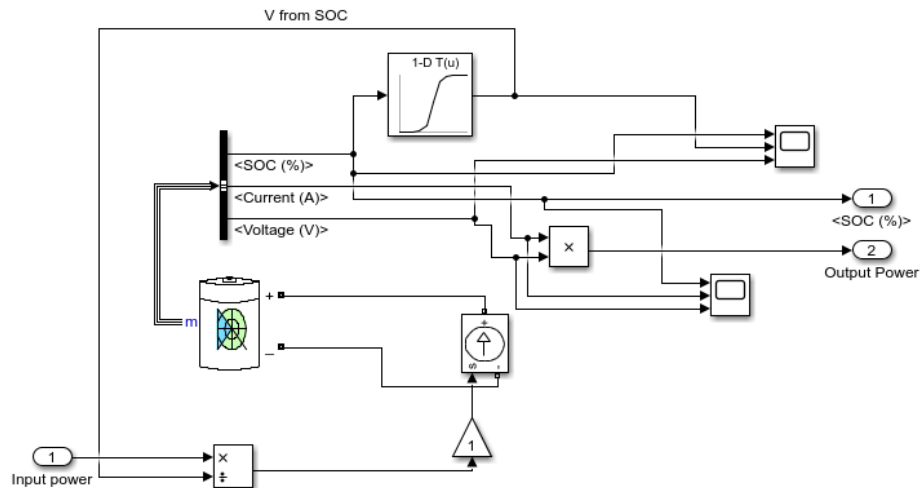


Рис. 4.24 – Модель системи акумуляції з гнучким регулюванням потужності

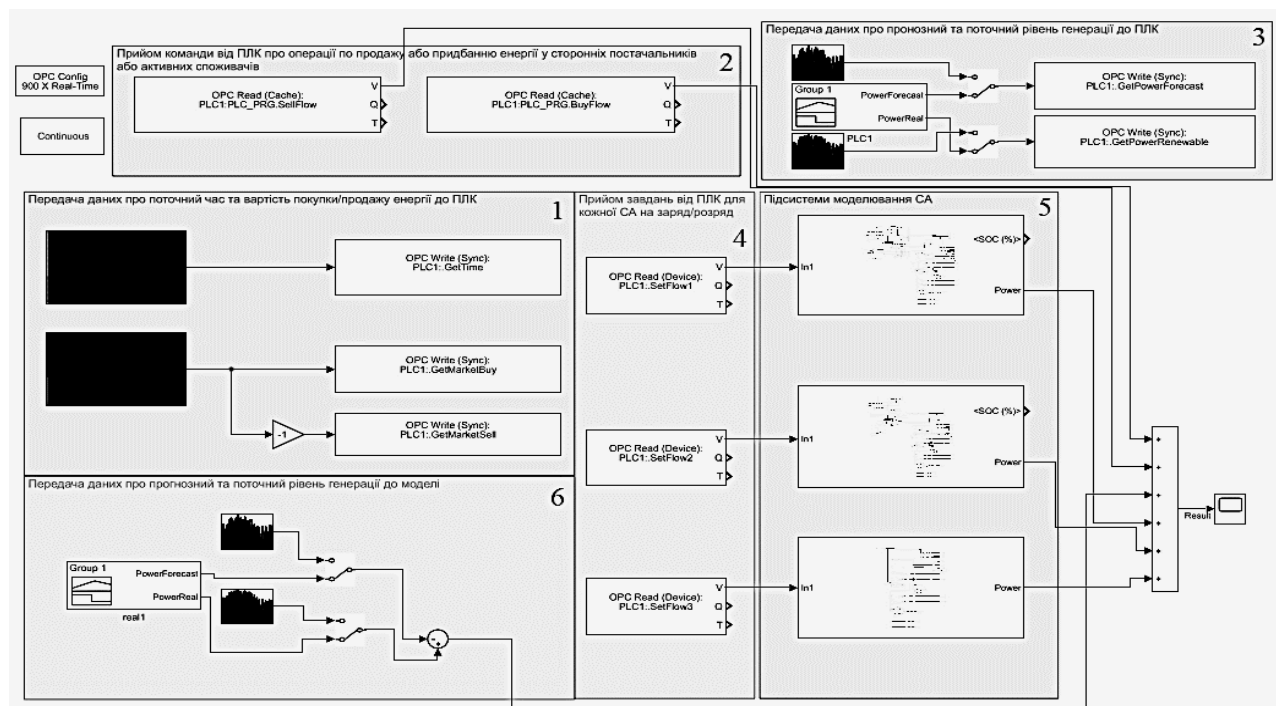


Рис. 4.25 – Розроблена модель віртуальної електричної станції

- де
- 1 - Передача даних до ПЛК про час та вартість енергії на енергоринку,
 - 2 - отримання команд від ПЛК для додаткової покупки або продажу енергії,
 - 3 - передача даних про поточний та прогнозний стан генерації розрахований відповідно до рівнянь (1, 3) до ПЛК,
 - 4 - отримання команд від ПЛК для кожної системи акумулювання,

5 - блоки систем акумуляції з розрахунком вартості енергії відповідно до формули 29 розділу 3,

6 - передача даних про поточний та прогнозний стан генерації до моделі.

Ця модель відображає віртуальну електричну станцію з можливістю підключення до реального ПЛК та проведення апаратно-програмного моделювання. Запропонована модель може використовувати удосконалені моделі СЕС та ВЕС, однак для підвищення швидкості розрахунку їх результати моделювання були використані в якості вхідних даних. Запропонована модель відображає реалізацію рівняння 6 третього розділу.

4.5 Розробка алгоритму управління

Стабілізація добових графіків генерації електричних станцій на ВДЕ потребує не тільки правильного вибору об'єму та компоновки СНЕ, а і розробки системи управління, що дозволить використовувати наявні ресурси для стабілізації найбільш раціонально. Розглянемо один з варіантів алгоритмів управління, що враховує існуючі розробки в області віртуальних електричних станцій та особливості енергосистеми України.

З урахуванням конструкції інтелектуальних мереж розглянутої у попередніх розділах, їх інфраструктура включає в себе: розподілену систему контролю, телеметричне управління, двосторонні канали зв'язку, інтелектуальні прилади обліку активної, реактивної енергії та інших параметрів та центр управління. Така система не вимагає побудови абсолютно нової мережевої інфраструктури, а може базуватися на вже існуючій[92].

При розгортанні подібної системи кожен елемент генерую велику кількість інформації. Вона включає в себе інформацію про: стан приладу обліку, підсистеми та інформацію про події. З ростом кількості подібних елементів зростає також і навантаження на діючі системи управління. Крім того виникають також ситуації в яких діючі системи управління отримують інформацію яку не мають можливості обробляти. Саме тому необхідно створювати energy management center, або центри управління енергією. Такі центри не тільки матимуть можливості збору та обробки

даних, але і в автоматичному режимі здатні будуть реалізовувати процеси управління. Ключовим питанням на рівні елементної бази являється алгоритмічна складова контролюючої системи.

Однак по перше визначимо, що саме представляє собою енергетичний менеджмент в рамках систем управління. Згідно [93] енергетичний менеджмент – це сукупність стратегій та функцій направлених на оптимізацію використання енергії, що підіймає рівень енергетичної ефективності та координує енергетичні джерела. В той же час він являється процесом спостереження, контролю та заощадження енергії в рамках будинку, району тощо, а також оптимізує вартість енергії та мінімізує ризики недопостачання та регенерації.

Така система енергетичного менеджменту для ефективної роботи потребує двох складових: управління попитом та систем акумуляції. Перша складова дозволяє залучати споживачів до енергетичного ринку тим самим зміщувати піки графіку добового споживання та згладжувати графіки навантаження. Друга складова вже була розглянута у попередніх розділах, однак слід зазначити, що в рамках центру енергетичного менеджменту необхідно враховувати наступні характеристики систем накопичення:

- максимальна ємність;
- обмеження по заряду та розряду по потужності;
- ККД;
- Саморозряд;
- залежність стану накопичувача від температури;
- можлива глибина розряду;
- стан накопичувача, включаючи старіння та інше;

Всі ці параметри в рамках роботи з системою управління умовно можливо поділити на дві групи: попереднього налаштування та періодичного опитування. До перших відносяться незмінні в рамках одного або декількох циклів параметри, що можливо додатково налаштувати після певного проміжку часу. До них можливо віднести ККД, залежність стану накопичувача від температури, глибина розряду, максимальна ємність. До других відносять змінні параметри, які необхідно

перевіряти на початку кожного циклу роботи системи управління, а саме стан заряду, обмеження по заряду та розряду на даному циклі, температура обладнання та оточуючої середи, стан накопичувача.

Керування процесами виробництва, перетворення, транспортування, розподілу та споживання енергії здійснюється шляхом реалізації множини функцій збору, перетворення й передачі первинної інформації, прогнозування станів енергетичних об'єктів (ЕО), вироблення управлінських рішень, формування й передачі керуючих впливів на об'єкт керування, що утворюють контури керування. [94] Розглянемо більш уважно ці напрямки та їх реалізацію в рамках системи управління для оптимізації режимів роботи ВДЕ за допомогою акумуляції.

Збір, перетворення і передачу первинної інформації а також управлінських команд пропонується проводити на базі стандартизованих для інтелектуальних мереж архітектурних рішень. Такі рішення передбачають використання smart вимірювальних пристроїв на об'єктах, що передають інформацію за стандартизованими протоколами до концентраторів, які за допомогою GSM GPRS або інтернет трафіку передають її до датацентрів [95, 96]. Стандартами для реалізації можуть виступати [97] IEC 61850 [98] та IEEE 1588 v2 [99]. Для коректної роботи алгоритму планується зосередитися на отриманні інформації щодо наступних параметрів:

- Реальний рівень споживання активної потужності звичайними споживачами;
- Можлива зміна рівня споживання та характеру активних споживачів;
- Реальний рівень генерації від кожної ВДЕ;
- Прогнозний або заявлений рівень генерації від кожної ВДЕ для поточного циклу;
- Поточний рівень заряду систем акумуляції;
- Об'єм енергії на який можливо зарядити або розрядити накопичувачі енергії;
- Вартість покупки та продажу 1 кВт·год для енергетичного ринку на годину вперед;

– Інформація про стан та конфігурацію основних об'єктів: режим роботи обладнання, конфігурація систем перетворення та передачі енергії.

Поеднуючи інформацію з цих параметрів з розробленої в третьому розділі методикою для розрахунку вартості 1 кВт·год для кінцевого споживача можливо буде ліквідувати небаланси потужності з оптимальними витратами за допомогою системи управління.

Питання прогнозування станів енергетичних об'єктів було розглянуто в третьому розділі дослідження. Резюмуючи, прогнозування можливо здійснити на базі статистичних механізмів або нейронних мереж, що дозволяє звести похибку прогнозування генерації від ВДЕ від 20% на окрему установку до 5-6% на сукупність установок окремого регіону. Прогнозування об'єктів генерації ВДЕ включає в себе погодні прогнози, крім того враховує значну кількість додаткових технічних особливостей.

Вироблення управлінських рішень базується на сучасних мікропроцесорних системах та може бути реалізовано на технічному рівні за допомогою персональних комп'ютерів, програмованих логічних контролерів або окремих мікропроцесорних систем. Також в останній час широке розповсюдження отримали хмарні та серверні технології розрахунку для подібних задач. Питання алгоритмічної бази розглянемо окремо.

Для визначення основних задач, що ставляться перед алгоритмами контролю за системами акумуляції у мережах з розподіленими джерелами енергії необхідно сформулювати умови в яких вони будуть діяти. Для цього розглянемо ситуації, що виникають у процесі експлуатації електричних станцій на ВДЕ та накопичувачів:

– відхилення генерації від заявлених або прогнозних значень. У випадку непередбаченого відхилення погодних умов від визначеного середньостроковим прогнозом значення виникає відповідне відхилення видаваної потужності від заявлених на добу вперед значень. В такому випадку СНЕ повинна компенсувати відхилення за допомогою проведення операції заряду або розряду;

– можливість використати одночасно декілька СНЕ. Розподілена генерація передбачає також і використання декількох СНЕ в рамках однієї

розподіленої мережі. В такому випадку виникає необхідність вибору стратегії оптимального управління базуючись на критеріях оптимальності. Пропонується використовувати критерії мінімізації вартості, а саме виконувати операції над системами в порядку зростання вартості енергії від них;

- аварійна ситуація на одній з СНЕ. Можливо виділити декілька уточнюючих варіантів, а саме повний вихід СНЕ з ладу, пошкодження лінії приєднання з можливістю переключення на іншу або без неї. В цьому випадку необхідно передати інформацію до системи управління, яка повинна змінити дані по конфігурації або навіть частково припинити взаємодію;

- перевантаження ЛЕП та кабельні лінії, що йдуть від СНЕ до розподільчої мережі або точки генерації. Алгоритм управління повинен враховувати поточне та максимальне навантаження на систему передачі енергії та здійснювати залучення СНЕ з їх урахуванням;

- наявність на балансуєчому ринку вигідних комерційних пропозицій тобто дешевого продажу або дорогого придбання енергії. Реакцією на такі пропозиції можуть стати: вивід СНЕ на оптимальний рівень з мінімальними витратами на зарядку або максимальним прибутком від розрядки та заміщення використання СНЕ при небалансі;

- проведення поточних та капітальних ремонтних робіт. З точки зору системи управління така ситуація досить близька до аварійної ситуації та вимагає отримання інформації щодо нової конфігурації СНЕ та можливості продовження діяльності під час проведення ремонтних робіт та після них.

Пропонується реалізувати алгоритм управління системами акумуляції базуючись на розробленій в третьому розділі формулі дійсної вартості 1 кВт·год отриманої від СНЕ для кінцевого споживача з урахуванням можливості взаємодії з енергетичним ринком. Для цього пропонується поєднати в рамках цього алгоритму наступні структурні елементи:

- «заряд СНЕ», що буде проводити зарядку, до обґрунтованої раніше позначки 60% або до компенсації небалансу від ВДЕ, діючих систем накопичення з урахуванням характеристики накопичувача та у порядку зростання питомої

вартості енергії від нього. Можливо розділити на роботу в режимах компенсації небалансу та підготовки до наступного циклу;

- «розряд СНЕ», що буде проводити розряд, також до обґрунтованої раніше позначки 60% або до компенсації небалансу від ВДЕ, діючих систем накопичення з урахуванням характеристики накопичувача та у порядку зростання питомої вартості енергії від нього. Можливо розділити на роботу в режимах компенсації небалансу та підготовки до наступного циклу;

- «рекомендації по взаємодії з активними споживачами та електричними станціями на ВДЕ» інтегровані до блоків заряду та розряду СНЕ, що дозволяють у випадку неможливості компенсації небалансів за рахунок СНЕ або балансуючого енергетичного ринку відправити запит по зміні режиму роботи генерації та споживачів;

- «рекомендації по роботі з енергетичним ринком», які на основі діючого рівня заряду усіх наявних СНЕ та рівня вартості електричної енергії від балансуючого ринку електричної енергії будуть пропонувати рішення по придбанню або продажу на ньому електричної енергії для виведення СНЕ у початок доби з рівнем заряду у 60 відсотків, або заміщення взаємодії з СНЕ для ліквідації небалансів на покупку та продаж електричної енергії;

- «аналіз конфігурації СНЕ», що при запуску системи або зміні її параметрів буде отримувати основні данні для вибору оптимальної, з точки зору мінімізації питомої вартості електричної енергії, послідовності взаємодії з СНЕ.

Загальний вигляд блок схеми алгоритму відображено на рис. 4.24.

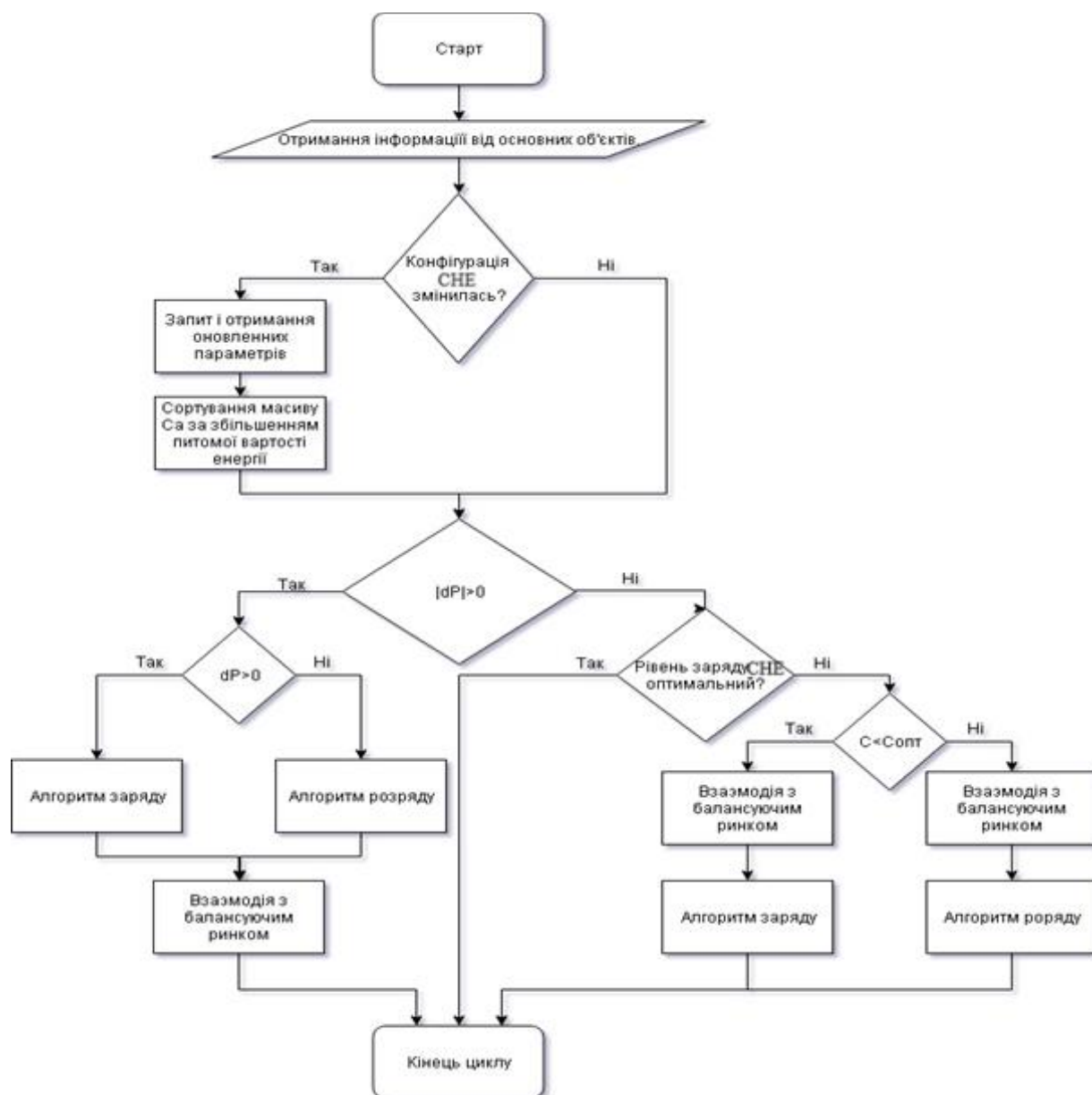


Рис. 4.26 – Базовий вигляд алгоритму системи управління СНЕ

Уточнюючи позначення на рис. 4.26 необхідно відмітити, що dP представляє собою відхилення поточного значення генерації ВДЕ від прогнозного для даного періоду, C позначає діючий рівень заряду кожної СНЕ, а $C_{опт}$ - його оптимальне значення.

Однак, враховуючі складність виконання умови відсутності небалансів було прийнято рішення по удосконаленню наведеного алгоритму. Його нова версія відображена на рис. 4.27.

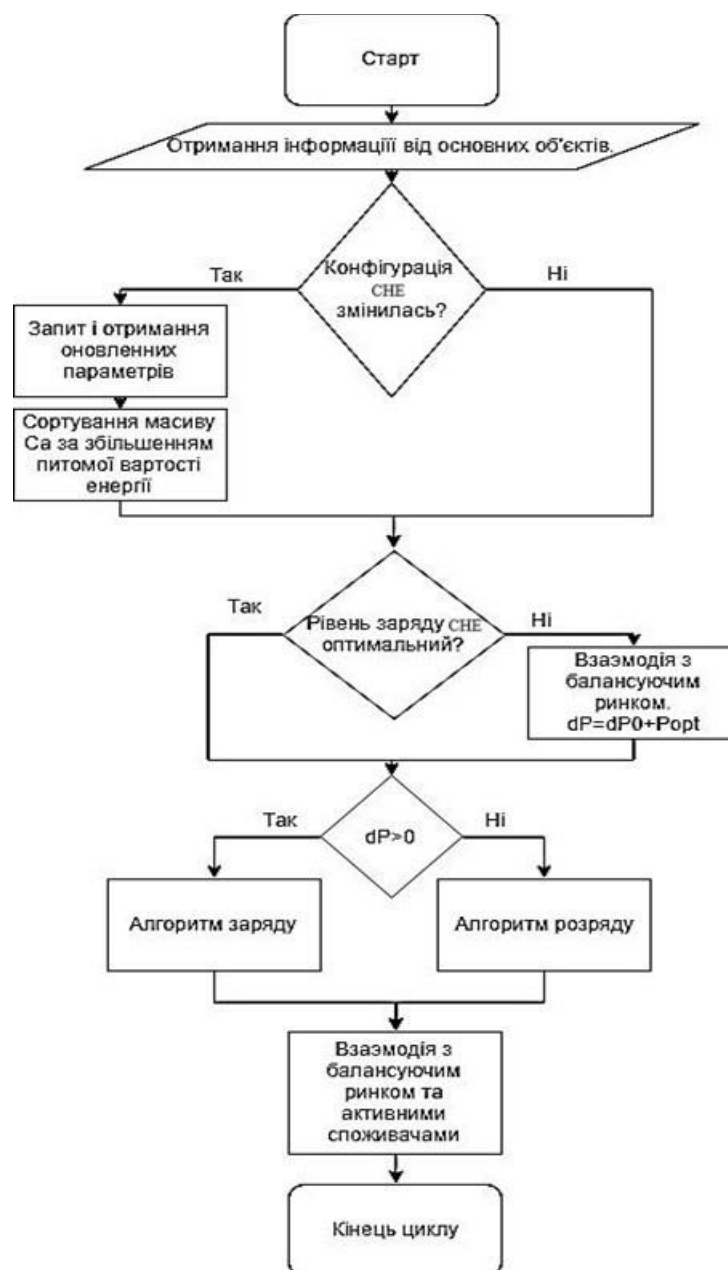


Рис. 4.27 – Удосконалений алгоритм системи управління СНЕ

Подібний алгоритм виступає в якості рішення проблеми відхилення значення генерації ВДЕ від прогнозних значень і завдяки цьому такі типи електричних станцій виступатимуть для енергетичної системи в ролі традиційних об'єктів генерації електричної енергії. Розглянемо більш детально його роботу.

На початку циклу роботи системи управління вона отримує інформацію стосовно: дійсної та прогнозної генерації від кожної електричної станції на ВДЕ, стану заряду кожної наявної СНЕ, діючих пропозицій на енергетичному ринку та можливої зміни режиму роботи активних споживачів. У випадку, якщо було

отримано сигнал щодо зміни конфігурації трансформуючого або транспортуючого устаткування СНЕ система повинна здійснити запит щодо отримання нової конфігурації. Після отримання інформації проводиться сортування СНЕ за питомою вартістю енергії від них. У разі відсутності зміни конфігурації запит не реалізується, що дозволяє збільшити швидкість роботи алгоритму, а відразу реалізується оцінка відхилень діючого значення генерації на ВДЕ від прогнозованої. У випадку наявності відхилення, проводиться задіяння СНЕ у послідовності зростання питомої вартості енергії. Іншими словами спочатку заряджаються або розряджаються накопичувачі з найменшою з незадіяних систем вартістю енергії. Після цього у разі неможливості перекрити небаланс повністю відбувається взаємодія з енергетичним ринком з метою покупки або продажу необхідної кількості енергії. Останнім засобом компенсації небалансу є зміна режиму роботи активних споживачів або електричних станцій на ВДЕ.

При відсутності небалансу проводиться перевірка на відповідність рівня заряду оптимальному значенню і здійснення операції виводу стану заряду на оптимальний за допомогою операцій на енергетичному ринку або закупки енергії по нічному тарифу.

Розглянемо більш детально алгоритм заряду. Для роботи цього елементу необхідно подати в якості вхідних даних наступну інформацію:

- кількість енергії, яку необхідно запасти системі акумуляції;
- список СНЕ, що можливо задіяти та їх характеристики заряду з урахуванням швидкості процесу відображені у табл. 4.2[100];
- об'єм енергії на який можливо змінити графік навантаження активних споживачів.

Таблиця 4.2 – Характеристики зарядних пристроїв для систем акумуляції.

Тип заряду	Тривалість процесу	Швидкість зарядки
Повільний	14-16 годин	0.1 С
Швидкий	3-6 годин	0.3 С
Найшвидший	1 година	1 С

Таким чином модуль отримує на вхід інформацію стосовно кількості надлишкової енергії базуючись на відхиленні реальної генерації від заявленої та розраховує оптимальний рівень задіяння систем акумуляції базуючись на питомій вартості енергії від них, що розраховується на основі інформації про їх конфігурацію, та можливому обсягу накопичення за заданий проміжок часу. На відміну від модулю розряду тут використовується саме питома характеристика, що базується на формульному розрахунку. У розгорнутому вигляді ознайомитись з алгоритмічною структурою модулю зарядки можливо на рис. 4.28.

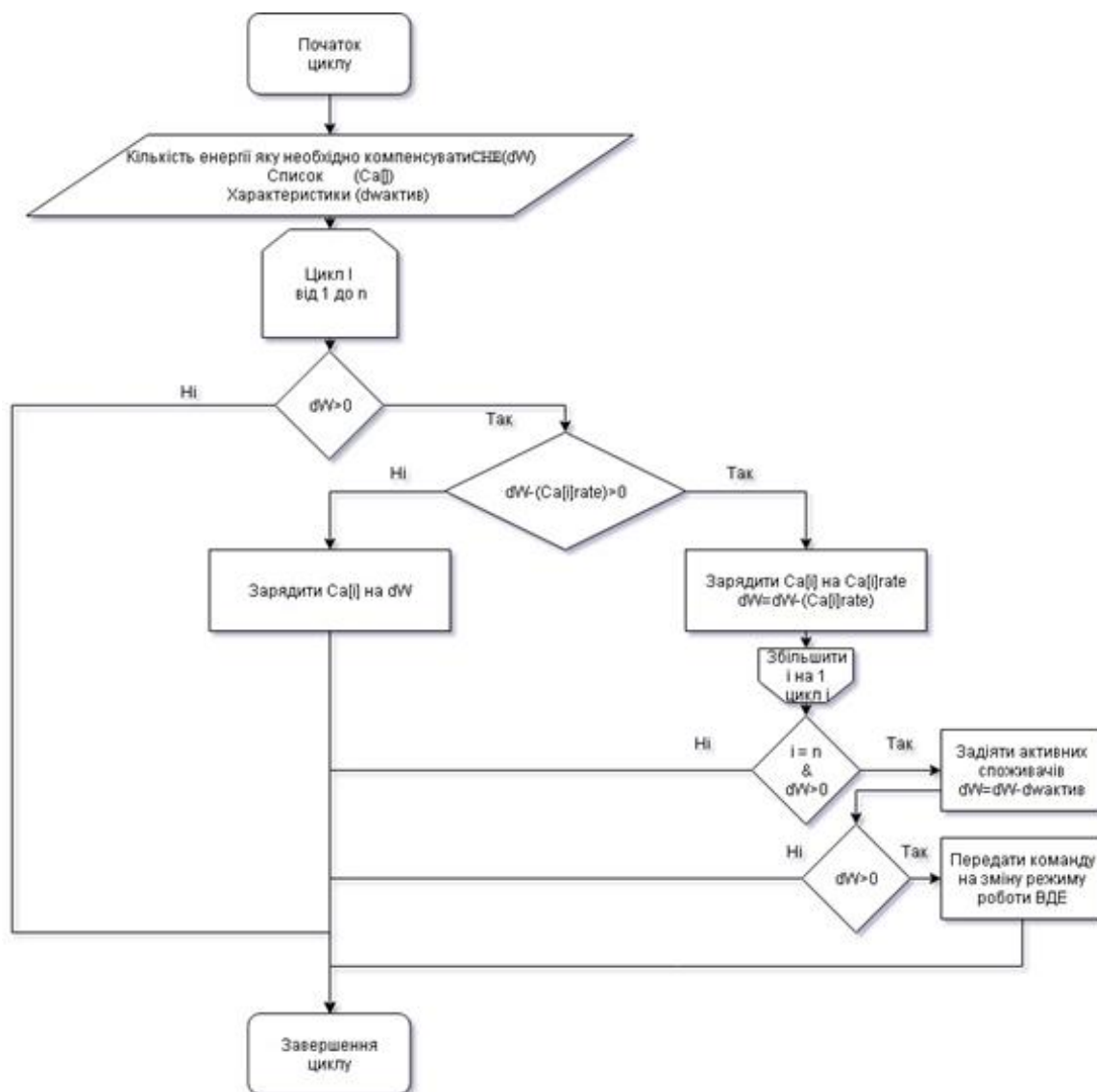


Рис. 4.28 – Алгоритм заряду системи акумуляції.

де dW – кількість енергії яку необхідно компенсувати за час одного циклу;

$d_{\text{актив}}$ – кількість енергії яку можуть компенсувати активні споживачі за час одного циклу;

$Ca[]$ – масив даних по системам акумуляції;

$Ca[]rate$ – характеристика заряду i елементу масиву СНЕ;

Другим модулем загального управління СНЕ є алгоритм розряду. Для роботи цього елемента необхідно подати в якості вхідних даних наступну інформацію:

- кількість енергії, яку необхідно віддати системі акумуляції;
- список СНЕ, що можливо задіяти та їх характеристики розряду з урахуванням швидкості процесу відображені у табл. 1.1 [23];
- об'єм енергії на який можливо змінити графік навантаження активних споживачів.

Алгоритм роботи модулю розряду відображено на рис. 4.29. Модуль отримує в якості вхідних даних інформацію стосовно дефіциту енергії від електричних станцій на ВДЕ, а саме відхилення від прогнозного або заявленого значення вихідної потужності, на основі цього він віддає команду на видачу потрібної кількості енергії від СНЕ з урахуванням їх характеристик. Ця команда поступає до СНЕ у порядку збільшення вартості видачі електричної енергії від них. Для цього проводиться розрахунок вартості енергії від СНЕ для заданої кількості енергії базуючись на переданих від них характеристиках.

При взаємодії з енергетичним ринком можливо за наявності вигідних комерційних пропозицій, а саме дешевого продажу надлишків енергії від постачальників або дорогого придбання споживачами, можливо доповнити можливості СНЕ по балансуванню або підтримувати їх оптимальний рівень заряду. Алгоритм роботи модулю відображено на рис. 4.30. Для ефективної роботи модулю необхідно проводити запит стосовно наступної інформації:

- обсяги електричної енергії для продажу та покупки та відповідні вартості;
- допустимі обсяги електричної енергії, що можливо передати від енергетичної системи до локальної мережі або навпаки.

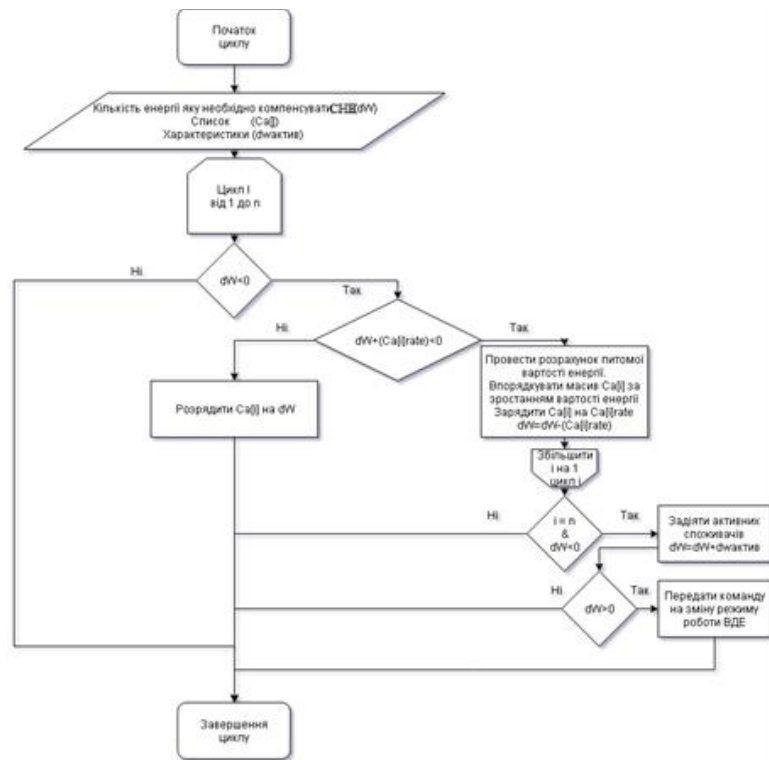


Рис. 4.29 – Алгоритм роботи модулю розряду системи акумуляції

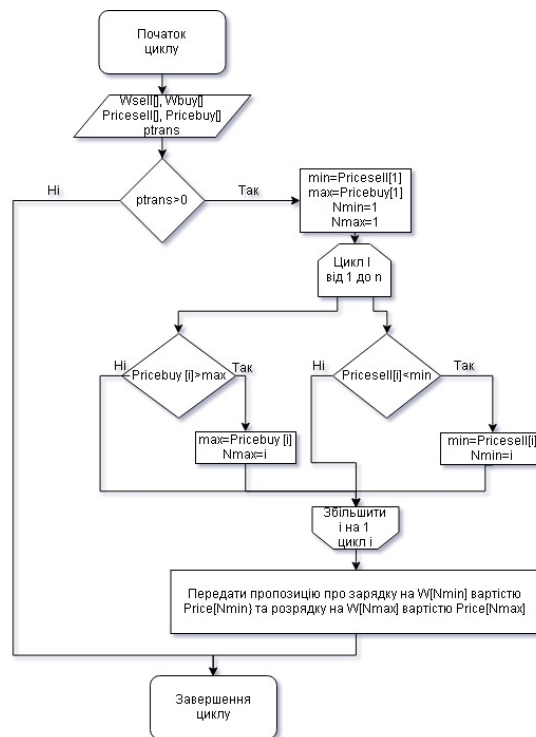


Рис. 4.30 – Алгоритм роботи модулю взаємодії з балансуєчим енергетичним ринком

де $W_{sell}[], W_{buy}[]$ – масив інформації по запропонованим обсягам енергії для продажу або придбання;

$P_{ricesell}[], P_{ricebuy}[]$ – масив інформації по відповідним ціновим пропозиціям;

p_{trans} – допустима пропускна здатність приєднання до енергосистеми;

min – мінімальна цінова пропозиція;

max – максимальна цінова пропозиція;

N_{min}, N_{max} – порядковий номер мінімальної та максимальної цінових пропозицій.

Пропонується провести перевірку роботи наведеного алгоритму за допомогою його реалізації на мові CFC (Continuous Function Chart) середовища Controller Development System та апробації на створений в пакеті simulink програмного комплексу matlab моделі енергосистеми за декількома типами відновлювальних джерел та СНЕ.

4.6 Висновки до розділу 4.

У розділі наведено існуючі комп'ютерні та математичні моделі літій-іонних акумуляторів СЕС та ВЕС, а також розроблені для них уточнення, що дозволяють отримати результати наближені до наведених розробниками технічних характеристик. Це дозволило сформувати результуючу модель віртуальної електричної станції, що буде наведена у п'ятому розділі. Також на основі проведення досліджень на розроблених моделях було отримано параметри необхідні для моделювання віртуальної електричної станції для обраного регіону. У другій частині розділу наведено розроблений алгоритм управління віртуальною електричною станцією, що дозволяє стабілізувати графіки добової генерації електричних станцій на ВДЕ. В основі алгоритму лежить задіяння для стабілізації графіків систем акумуляції з пріоритетом для найбільш дешевих з точки зору вартості балансування, а також, у випадку недостатності балансуєчих потужностей СНЕ, проведення операцій з енергоринком або активними споживачами. Також алгоритм передбачає вивід стану заряду СНЕ на базовий рівень, який було прийнято за 60% з урахуванням можливості балансування надлишку та недопостачання. Матеріали дослідження проведеного в розділі було опубліковано в [108].

РОЗДІЛ 5. АПРОБАЦІЯ ЗАПРОПОНОВАНИХ МЕТОДІВ ТА АЛГОРИТМУ УПРАВЛІННЯ.

5.1 Вибір та розробка параметрів для апробації роботи алгоритму.

Для перевірки роботи розробленої у четвертому розділі програми проведено тестування на базі поєднання програмного коду, що виконувався на емуляторі ПЛК типу PLCwinnt 2.4, та математичної моделі віртуальної електричної станції, реалізованої у системі simulnk. Зв'язок між ними було реалізовано за допомогою OPC сервера, що дозволило одночасно підключити до віртуального контролера середовище розробки codesys та модель у simulnk.

Для перевірки роботи алгоритму було сформульовано математичну модель комплексу віртуальної електричної станції, що складається з трьох різноманітних систем акумуляції, а також СЕС та ВЕС сукупною потужністю 2 МВт. На вхід до моделі подаються усі необхідні характеристики для розрахунку вартості електричної енергії від СНЕ згідно розробленої методики оцінки вартості енергії від СНЕ, значення заявленої та реальної потужності від СЕС та ВЕС для кожного моменту часу, наявність резерву по маневруванню активних споживачів та обсяги і вартості для короткострокової закупівлі або продажу на енергетичному ринку. Всі ці данні за допомогою OPC сервера передаються до відповідних змінних у контролері. При реальній експлуатації частина цих даних, наприклад поточні значення напруги або потужності відповідних елементів, подавалася би на реальні вводи контролеру, а інша частина пов'язана з параметрами, як наприклад вартість, подавалася би за допомогою протоколів зв'язку. Контролер передає до моделі рекомендації по заряджанню або розряджанню для кожної СНЕ, зміні режиму споживання активних споживачів та покупки або продажу енергії на енергетичному ринку. Розглянемо основні дані та конфігурацію обладнання.

Для моделювання систем накопичення енергії, в якості допущення, було прийнято рішення по використанню трьох типів СНЕ: на базі літій іонних накопичувачів розташованих безпосередньо у точці генерації, аналогічних накопичувачів розташованих на відстані 10 кілометрів від точки генерації з

передачею енергії за допомогою оренди електричних мереж та ГАЕС. Загальна ємність та потужність літій іонних СНЕ була обрана відповідно до наведених у третьому розділі розрахунків на рівні 420 кВт та 6,625 МВт·год. В якості третьої СНЕ можливо було взяти Канівську ГАЕС, як найближчу до точки генерації, однак її побудова не закінчена та вірогідність передачі декількох сотень кіловат на відстань 730 км не є доцільною. Саме тому для цього було взято умовну ГАЕС потужністю 250 кВт з розташуванням у 30 км від точки генерації. Параметри СНЕ наведено у табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Параметри СНЕ для апробації роботи алгоритму.

Параметр	Літій іонна СНЕ у безпосередній близькості до точки генерації	Літій іонна СНЕ на відстані 10 км від точки генерації	ГАЕС
Тариф, грн/кВт·год			2,8885
Система акумуляції. Ємність. МВт·год	3,625	3	-
Система акумуляції. Вартість \$/кВт·год, на основі[101].	470	470	-
Система акумуляції. Вартість грн.	49 408 750	40 890 000	-
Система акумуляції. Обслуговування. 6% вартості на рік	2 964 525	2 453 400	-
Система акумуляції. Втрати. %	2	2	20
Система акумуляції. Саморозряд. % на місяць	10	10	0
Передача електричної енергії. Відстань, км.		10	30
Передача електричної енергії. Клас напруги. кВ		10	10
Передача електричної енергії. Опір. Ом/км		0,38	0,38
Передача електричної енергії. Вартість. Грн/кВт·год		0,46146	0,46146
Система перетворення енергії. Амортизація сумарно. Грн/рік. (Трансформатор [102], інвертор 250 кВт вартістю 65000\$.)	0	135 343	9677
Система перетворення енергії. Втрати. Р _{хх} . кВт.	1	1	1
Система перетворення енергії. Втрати. Р _{кз} . кВт.	3,8	3,8	3,8
Система перетворення енергії. Втрати. Інвертор. %	0,119	0,119	-
Система управління. Амортизація.	87 000	87 000	-
Система управління. Обслуговування.	17400	17400	-

Для підвищення швидкості моделювання було прийнято рішення попередньо змодельовати значення вихідної потужності від СЕС з 4000 шт. 250 Вт панелями та ВЕС зі 100 шт. 10 кВт вітряками, які подаються в якості прогнозованих значень. Також згідно умовам наведеним у розділі присвяченому моделюванню було синтезовано графік з максимально 20% відхиленнями, який подається в якості реального значення генерації. Графіки генерації СЕС, ВЕС та сукупної роботи наведено на рис. 5.1.

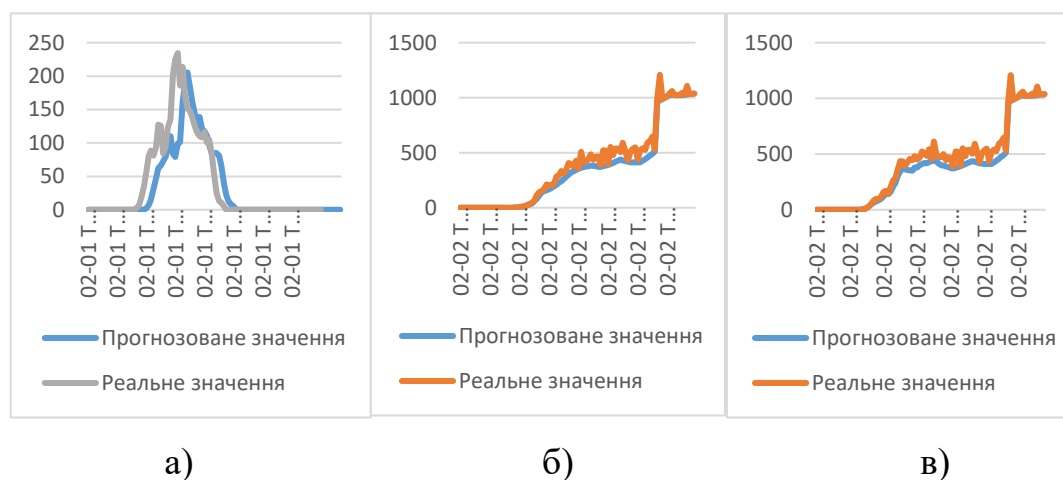


Рис. 5.1 – Вхідні дані по генерації для СЕС 02.01 (а), ВЕС 02.02 (б) та комбінований 02.02 (в).

Також в якості вхідних даних було задіяно взаємодію з енергетичним ринком. Була припущена можливість здійснювати операції по покупці або продажу потужності обсягом у 500 кВт за цінами відповідними до тризонного тарифу. В якості базової вартості електричної енергії було обрано 201,399 коп. для «Промислові та прирівнені до них споживачі з приєднаною потужністю менше 750 кВт другого класу напруги». Відповідні часові зони та їх вартості відображено у табл. 5.2.[103]

Таблиця 5.2 – Цінові параметри тризонного тарифу.

Зона	Часова зона	Коефіцієнт	Вартість, грн
Пікова зона	8.00 - 10.00; 17.00 – 21.00;	1,8	3,625
Напівпікова зона	6.00 - 8.00; 10.00 – 17.00; 21.00 – 23.00;	1,02	2,054
Нічна зона	23.00 - 6.00.	0,25	0,5035

5.2 Сценарії тестування алгоритму управління.

Для перевірки реалізації алгоритму заплановано використання декількох сценаріїв:

1) Для компенсації небалансів достатньо потужності від тільки однієї СНЕ. Для наочності використані лише відхилення в сторону недостатньої генерації. В ході сценарію можливо перевірити коректність вибору СНЕ за критерієм мінімальної питомої вартості електричної енергії від СНЕ, функції додаткового заряджання або розряджання, розрахунок вартості електроенергії від СНЕ.

2) Моделювання декількох днів поспіль. Для наочності використані лише відхилення в сторону недостатньої генерації. Дозволяє оцінити роботи алгоритму управління при різних обставинах.

3) Перевірка роботи алгоритму при компенсації небалансу спрямованого в сторону надлишкової генерації з урахуванням додаткового розряджання СНЕ у години піку.

4) Для компенсації небалансів необхідно задіяння декількох СНЕ. Перевіряється розподіл потужності між наявними СНЕ, ефективність частини алгоритму, що відповідає за вивід СНЕ на оптимальний рівень заряду.

5.3 Результати апробації алгоритму управління.

Для перевірки першого сценарію було обрано погодні дані відповідно до 2 лютого 2004 року. В обраній місцевості швидкість вітру на цю добу була незначною тому потужності ВЕС майже не були задіяні, а отже основну частину небалансу сформувало відхилення від потужності СЕС. Прогнозний та реальний графіки для генерації на ВДЕ відображено на рис. 5.2.

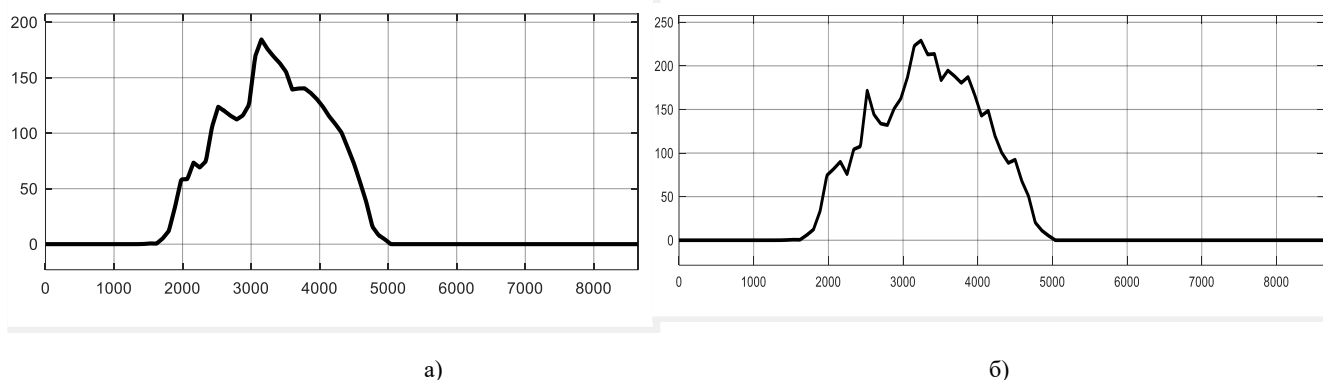


Рис. 5.2 – Реальний (а) та прогнозний (б) графіки генерації згідно даним 2.02.2014

Як ми бачимо, в ході симуляції було отримано значну кількість невеликих відхилень від прогнозованого значення. саме для компенсації цих відхилень і було задіяно СНЕ, що встановлена безпосередньо в місці генерації, як систему з найменшою вартістю енергії. Також було вирішено розпочати експеримент зі станом заряду першої СНЕ на рівні 30%, що дозволило перевірити можливості виводу СНЕ на оптимальний рівень заряду. Результат моделювання зміни у відсотках стану рівня заряду найдешевшої СНЕ відображено на рис. 5.3, а її вихідної потужності у кВт на рис. 5.4.

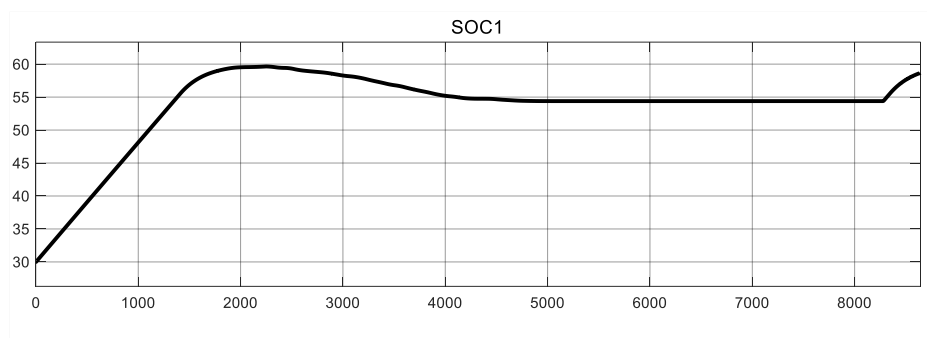


Рис. 5.3 – рівень заряду (%) першої СНЕ

З рис. номер 5.3 можливо побачити вивід системи на оптимальний рівень за допомогою додаткового заряду у періоди ночі з 0:00 до 7:00 та з 23:00 до 24:00, що відповідає діапазонам на шкалі x 0-2520 та 8280-8640. Це дозволило вивести стан заряду акумуляторів до рівня 60%. Така операція, згідно результатам моделювання, потребувала 693,6 кВт·год, з вартістю відповідною нічному тризонному тарифу.

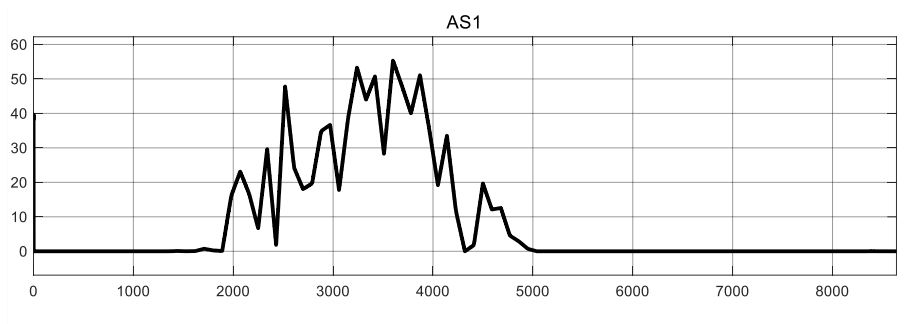


Рис. 5.4 – потужність (кВт) на виході з першої СНЕ

Згідно умовам першого сценарію для компенсації небалансів було достатньо лише однієї СНЕ. Рис. 5.4 показує потужність, що згідно команд контролеру видавала перша система акумуляції. До цього графіку не включено пов'язану з додатковими зарядами або розрядами потужність, що дозволяє на основі декомпозиції розглянути лише внесок потужності в компенсацію небалансів. Результат моделювання показав, що задіяння СНЕ1 до задачі балансування дозволила зменшити небаланс енергії з 214,5 кВт·год до 0.8 кВт·год. Наявно інформацію про значення балансу в точці генерації до і після компенсації відображено на рис. 5.5.

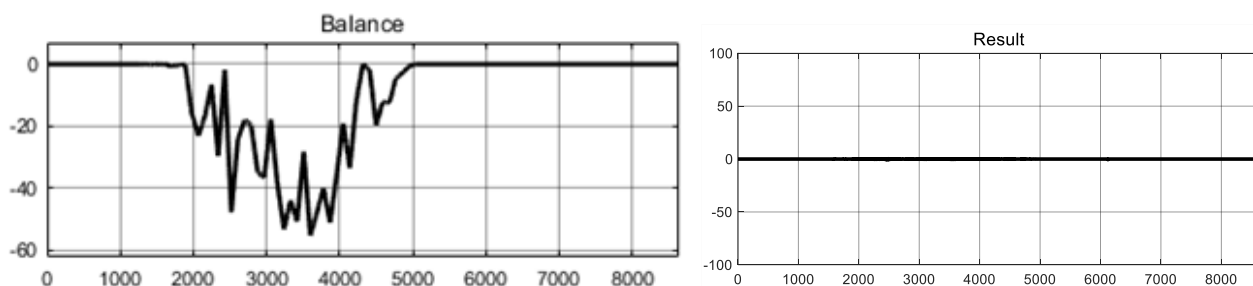


Рис. 5.5 – Значення балансу в точці генерації до (balance) та після компенсації (Result)

Згідно результатам моделювання, розрахунок економічних показників дозволив сформувати табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Фінансові показники використання СНЕ1.

Показник	Значення	Примітка
Кількість енергії	214,5 кВт·год	
Амортизація акумуляторів	271,885 грн.	Питома дорівнює 1,36 грн/кВт·год
Втрати на інверторі	32,28 грн.	23.7 кВт·год
Втрати на dc-dc перетворювачі	29,84 грн.	21,9 кВт·год
Втрати у трансформаторі	33,31 грн.	24,4 кВт·год
Амортизаційні на обладнання	0	Використовується обладнання встановлене на електричній станції
Обслуговування	0 при обслуговуванні персоналом станції	2699 грн при 2% ставці.
Питома вартість енергії	1,841 грн/кВт·год	15,36 грн/кВт·год з урахуванням обслуговування.

На основі проведеного моделювання можливо зробити ряд висновків:

- в якості СНЕ для балансування було обрано найдешевший варіант з наявних, а саме СНЕ встановлену безпосередньо у точці генерації;
- використання СНЕ на літій-іонних акумуляторах є фінансово конкурентоспроможним у порівнянні з тарифом ГАЕС 2,885 грн/кВт·год;
- функція алгоритму для додаткового заряду або розряду СНЕ працює та дозволяє вирівняти нічні провали споживання, що видно з рис. 5.3.

Другий сценарій передбачає моделювання декількох днів поспіль. Для цього було обрано три дні з 2 лютого 2004 по 5 лютого 2004 року. На відміну від першого сценарію, генерація ВЕС у періоді дослідження вносить значно більший вклад в формування балансу на другий та третій день. Необхідно відмітити, що перша доба відображена на точках 0 – 8640, друга 8641 – 17280, третя 17281 – 25920. Саме тому можливо побачити як СНЕ1 працює на максимумі потужності. В ході сценарію всі відхилення були спрямовані на недостатню, у порівнянні з прогнозою, генерацію. Графіки реальної та прогнозованої генерації відображено на рис. 5.6.

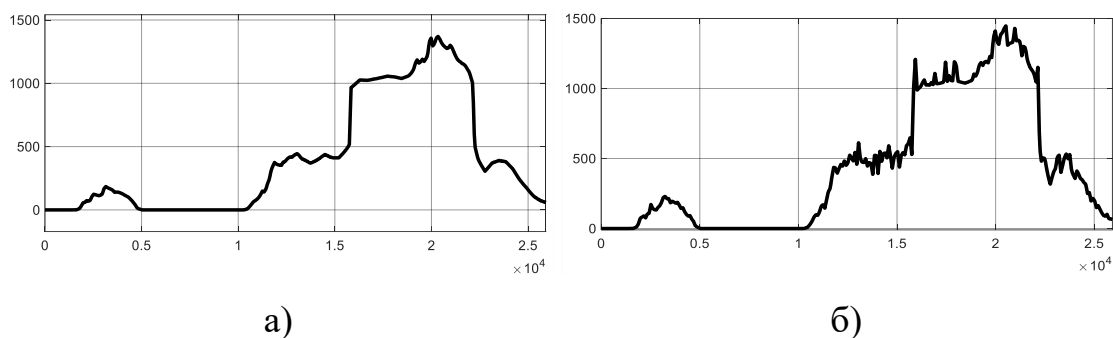


Рис. 5.6 – Графіки реальної (а) та прогнозованої (б) генерації на період з 2.02.2004 по 5.02.2004

Згідно результатам моделювання небаланс за наданий період склав 2501 кВт·год електричної енергії. Завдяки застосування СНЕ1 було досягнуто рівню небалансу 8,059 кВт·год. Для цього було достатньо використання тільки однієї СНЕ за умови додаткового заряджання у години нічного провалу. Графік стану заряду в процентах відображено на рис. 5.7.

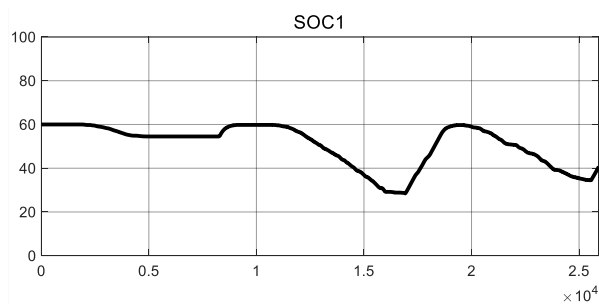


Рис. 5.7 – Графік стану заряду СНЕ1 в відсотках

Графік видачі потужності першою системою акумулювання відображено на рис. 5.8.

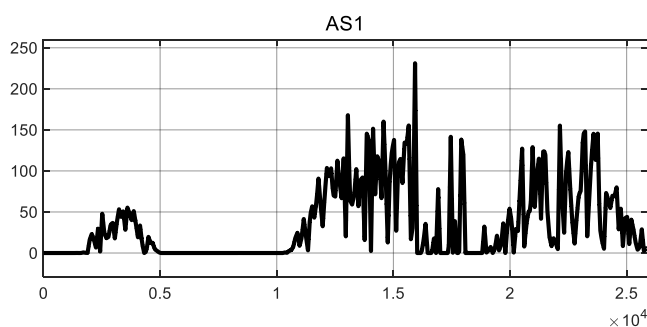


Рис. 5.8 – Графік видачі потужності СНЕ1 в кВт

Можливо побачити, що протягом всіх трьох днів жодного разу потужність не перевищувала максимально допустиму для СНЕ1. Додаткове заряджання дозволило за умови постійного компенсування, постійно виводити ємність СНЕ на рівень 60%. Завдяки цьому для компенсації було достатньо запасу ємності однієї СНЕ. Графіки небалансу до і після компенсації відображені на рис. 5.9.

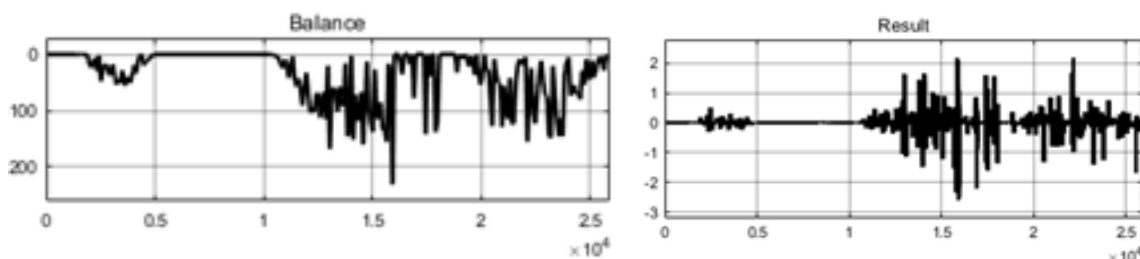


Рис. 5.9 – Значення балансу в точці генерації до (balance) та після компенсації (Result)

Згідно результатам моделювання, розрахунок економічних показників дозволив сформулювати табл. 5.4.

Таблиця 5.4 – Фінансові показники використання СНЕ1.

Показник	Значення	Примітка
Кількість енергії	2501 кВт·год	
Амортизація акумуляторів	3191,75 грн.	Питома дорівнює 1,36 грн/кВт·год
Втрати на інверторі	379,8 грн.	279,26 кВт·год
Втрати на dc-dc перетворювачі	351,1 грн.	258,161 кВт·год
Втрати трансформаторі у	115,9 грн.	85 кВт·год
Амортизаційні на обладнання	0	Використовується обладнання встановлене на електричній станції
Обслуговування	0 при обслуговуванні персоналом станції	8100 грн при 2% ставці.
Питома вартість енергії	1,614 грн/кВт·год	4,852 грн/кВт·год з урахуванням обслуговування.

На основі проведеного моделювання можливо зробити ряд висновків:

– в якості СНЕ для балансування було обрано найдешевший варіант з наявних, а саме СНЕ встановлену безпосередньо у точці генерації;

- використання СНЕ на літій-іонних акумуляторах є фінансово конкурентоспроможним у порівнянні з ГАЕС, (табл. 5.2 та 5.3) за умови встановлення акумуляторів, що не обслуговуються;
- функція алгоритму для додаткового заряду або розряду СНЕ працює та дозволяє вирівняти нічні провали споживання, що наглядно видно при довгостроковому моделюванні;
- довгострокове моделювання показує зниження впливу постійних амортизаційних витрат на поточну вартість енергії;
- вартість електричної енергії від СНЕ за умови більшого завантаження знижується за рахунок зменшення втрат пов'язаних з низьким завантаженням обладнання.

В рамках ще одного експерименту було перевірено, як поведе себе алгоритм в комбінованих умовах. Для цього було проведено випробування з наступними умовами:

- Дані по прогнозній та реальній генерації відповідають рис. 5.2, однак поміняні між собою, отже в системі присутній надлишок потужності;
- моделюється одна доба, а саме 2 лютого 2004;
- початковий стан заряду СНЕ становить 40%, завдяки чому можливо одночасно спостерігати додаткові заряджання та розряджання у часи нічного провалу та пікові години;

Результати дослідження відображено на рис. 5.10.

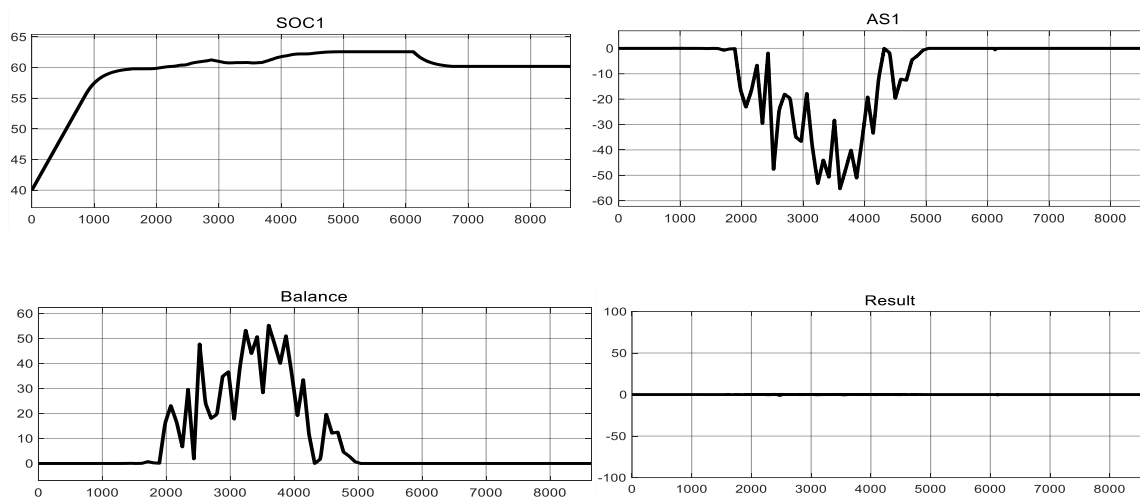


Рис. 5.10 – Результати моделювання сценарію з комбінованими умовами, що відображають стан заряду SOC1, графік видачі потужності AS1, значення балансу до компенсації Balance, та після неї Result

Для виводу СНЕ на оптимальний рівень знадобилося здійснити продаж 322 кВт·год та покупку 382,8 кВт·год електричної енергії. При цьому продаж відбувався у пікові години, а покупка у години нічного провалу, що дозволило серед іншого позитивно вплинути на вирівнювання графіку навантаження обраного регіону.

В рамках перевірки четвертого сценарію було обрано 22 люте 2004 року. Згідно результатам попереднього моделювання у цю добу значення небалансу по потужності перевищила максимальну заплановану потужність однієї СНЕ і потребувала задіяння додаткової потужності. Значення реальної та прогнозованої генерації відображені на рис. 5.11.

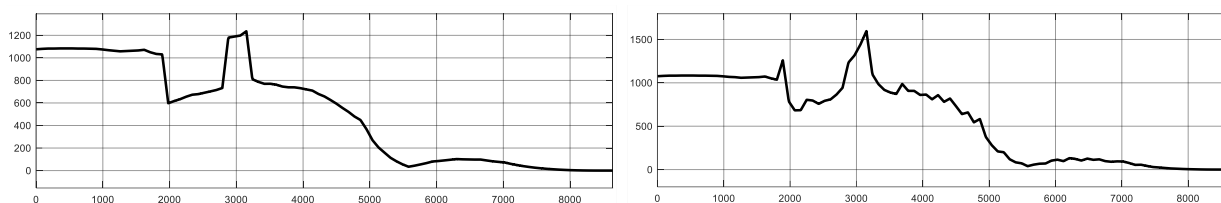


Рис. 5.11 – Графіки реальної та прогнозованої генерації 22 лютого 2004

Згідно результатам моделювання початковий небаланс становив 1382 кВт·год, а після застосування СНЕ для компенсації – 2,674 кВт·год. Також за

продаж надлишків енергії згідно піковому тарифу було отримано 2317 грн, що відповідає 639,1 кВт·год. Результуючі графіки балансу відображено на рис. 5.12.

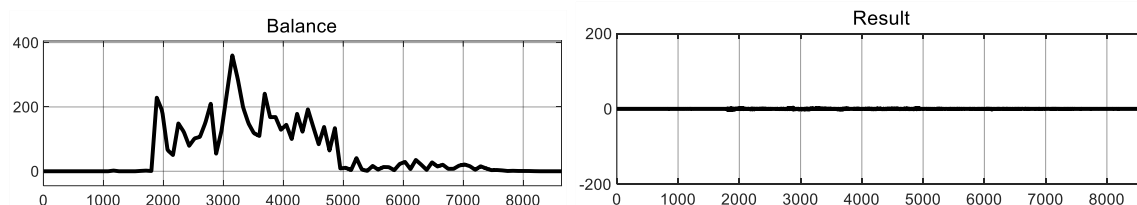


Рис. 5.12 – Графік балансу потужності без урахування компенСНЕції (Balance), та з урахуванням (Result)

Як видно з графіків, на короткому інтервалі часу небаланс потужності перевищив максимальну можливість компенсування для найдешевшої СНЕ. Саме тому короткостроково було задіяно додаткову СНЕ, що має другу за зростанням вартість енергії. Наявно задіяння першої та другої СНЕ відображено на рис. 5.13.

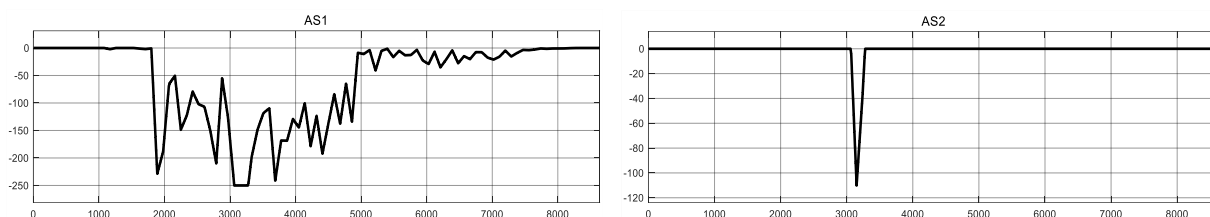


Рис. 5.13 – Графік видачі потужності від СНЕ, згідно командам системи управління

З наведених графіків видно, що перша СНЕ працювала на ліміті своєї потужності в інтервалі між 3000 та 3300 точками моделювання. Для компенсації залишків небалансу по потужності було задіяно другу СНЕ. Так як вартість енергії СНЕ2 вища за СНЕ1, як тільки небаланс потужності став менший за 250 кВт, СНЕ2 припинила участь у вирішенні задачі балансування. Надлишки потужності, що були отримані в якості заряду для СНЕ під час компенсування небалансів, було продано на енергетичному ринку у пікові години. Відображення процесу балансування та розрядки у пікові години показано у вигляді графіків стану заряду СНЕ на рис. 5.14.

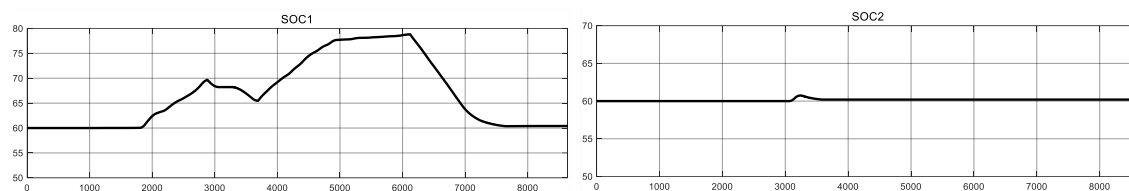


Рис. 5.14 – Графік стану заряду для СНЕ1 та СНЕ2

Згідно результатам моделювання четвертого сценарію можливо зробити ряд висновків:

- Контролер з розробленою реалізацією запропонованого алгоритму обирає СНЕ згідно зростанню вартості їх енергії;
- у випадку задіяння декількох СНЕ, навантаження між ними розподіляється не рівномірно, а згідно умови повного завантаження найдешевшого устаткування;
- контролер правильно видає команди на вивід СНЕ до зазначеного в налаштуванні рівня 60%.
- На основі проведеної серії експериментів, можливо зробити висновок про основні можливості реалізації алгоритму:
- Розподіл навантаження між СНЕ на основі першочергового завантаження устаткування з мінімальною питомою вартістю;
- можливість виводу СНЕ на встановлений рівень заряду, що реалізована у вигляді процесів купівлі або продажу за тризонним тарифом;
- врахування обмежень для обладнання при розподілі навантаження;
- мінімізація різниці в реальній та прогнозній потужності електричних станцій на ВДЕ.

Цей перелік можливостей дозволяє стабілізувати графіки генерації електричної енергії на основі ВДЕ з урахуванням критерію мінімізації вартості балансування. При розгляді одного року роботи моделі віртуальної електричної станції, були отримані результати наведені на рис. 5.15.

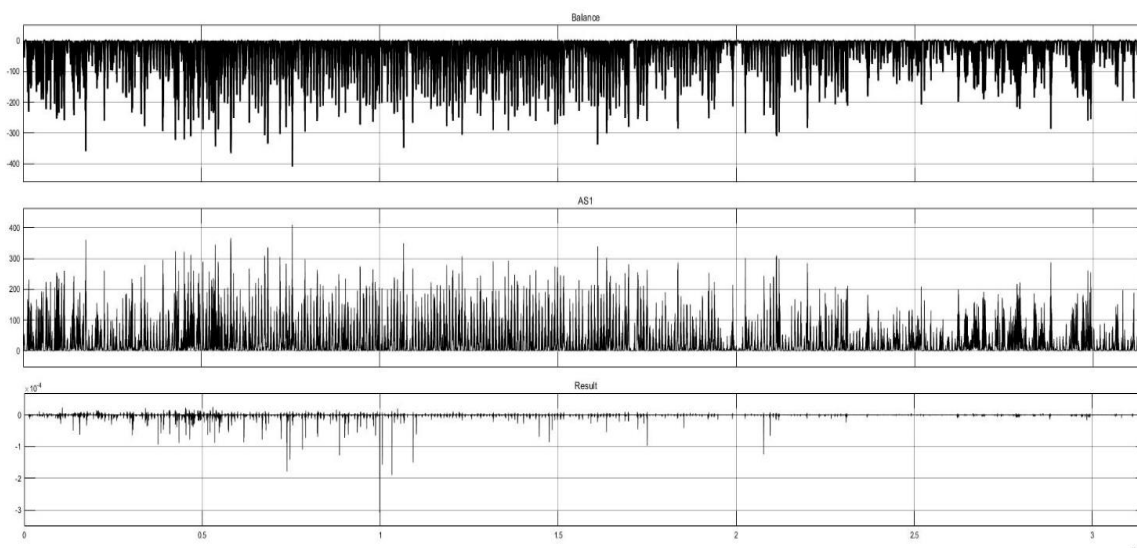


Рис. 5.15 – Результати моделювання 1 року роботи віртуальної електричної станції

Згідно наведеному результату моделювання річна стабілізація графіків генерації проведена успішно так як замість 254254 кВт·год небалансу у результаті роботи СНЕ було отримано лише порядку 605 кВт·год. Середня вартість 1 кВт·год для балансування, згідно наведеним раніше методам розрахунку, становила 2,1408 грн. без врахування вартості додаткового продажу або купівлі енергії. Слід зазначити, що рішення про неврахування цих аспектів вартості обумовлено умовами синтезу графіків небалансу з переважно недостатньою генерацією. Це моделювання було проведено для СНЕ, що встановлена безпосередньо на території об'єкту генерації. Саме тому можливо вважати, що така ціна буде найнижчою для стабілізації графіків генерації при обраному складу генеруючих потужностей у обраному регіоні.

Таким чином сукупність отриманих у цьому та попередніх розділах результатів дозволяють зробити висновок, що концепцію віртуальних електричних станцій можливо використати для стабілізації добових графіків генерації електричних станцій на відновлюваних джерелах енергії. Також це рішення можливо побудувати з урахуванням обмежень законодавчої бази в Україні. Базою для такого обґрунтування є:

- доведена можливість створити необхідну інфраструктуру на основі шаблону SGAM;
- проаналізована можливість застосування для віртуальної електричної станції систем акумуляції, енергетичного ринку та активних споживачів;
- доведена можливість і ефективність застосування концепції віртуальних електричних станцій на основі розроблених математичних моделей та алгоритму управління;

5.4 Висновки до розділу 5.

Проведені в розділі дослідження дозволяють підтвердити ефективність розробленого алгоритму управління на основі моделі віртуальної електричної станції. Запропонований алгоритм дійсно проводить задіяння СНЕ у порядку збільшення вартості їх використання, проводить вивід стану їх заряду до базового рівня у найбільш сприйнятливий економічно для цього час, а також має змогу для додаткової взаємодії з енергетичним ринком та активними споживачами. Використання запропонованого алгоритму на розробленій моделі показало суттєве зниження небалансу генерації електричних станцій на відновлюваних джерелах енергії. Крім того розроблена модель такої станції дозволяє розрахувати вартість балансування для широкого спектру конфігурацій обладнання для балансування та параметрів електричних мереж. Такий розрахунок дозволяє виявити найбільш доцільні для застосування СНЕ. Матеріали дослідження проведеного в розділі було опубліковано в [106,113].

ВИСНОВКИ

На підставі отриманих результатів проведених досліджень було вирішено актуальну науково-прикладну задачу забезпечення добових графіків генерації електричних станцій на відновлюваних джерелах енергії на основі концепції віртуальних електричних станцій в результаті чого отримано наступні науково-практичні результати і висновки:

- На основі дослідження літературних джерел виконано аналіз основних методів та засобів забезпечення графіків видачі потужності електричних станцій на відновлювальних джерелах енергії в Україні та світі і фактори, що впливають на них,;
- уточнено математичну модель для дослідження режимів роботи електричних станцій гібридної генерації на основі сонячної та вітроелектростанції та провести перевірку адекватності розробленої математичної моделі;
- уточнено методику розрахунку вартості електричної енергії від систем акумулювання у вузлі генерації з урахуванням втрат при передачі та перетворенні енергії;
- вдосконалено методику оптимізації конфігурації систем акумулювання для балансування генерації СЕС та ВЕС за умови мінімізації питомої вартості електричної енергії;
- проведено комп'ютерне моделювання роботи електричних станцій на відновлювальних джерелах енергії на основі погодних даних обраного адміністративного району України з метою визначення необхідної конфігурації системи акумулювання на основі розробленої методики;
- розроблено комп'ютерну модель віртуальної електричної станції, що поєднує в собі удосконалені математичні моделі генерації активної потужності СЕС і ВЕС, комп'ютерні моделі систем накопичення енергії, імітацію активних споживачів і енергетичного ринку, а також елементи апаратно-комп'ютерного моделювання.

- розроблено алгоритм роботи інформаційно-керуючої системи віртуальної електричної станції, на основі уточненого методу розрахунку вартості електричної енергії та провести його апробацію на комп'ютерній моделі віртуальної електричної станції.

- обґрунтовано можливість застосування концепції віртуальних електричних станцій для забезпечення добових графіків генерації з урахуванням вимог Гарантованого покупця.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Michiorri A. Storage sizing for grid connected hybrid wind and storage power plants taking into account forecast errors autocorrelation / A. Michiorri, J. Lugaro, N. Siebert // Renewable Energy / A. Michiorri, J. Lugaro, N. Siebert., 2018. – (Elsevier). – С. 380–392.
2. 2024 Levelized Cost of Energy+ [Electronic resource] // <https://www.lazard.com>. – Mode of access: <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus>.
3. Fikari S. G. Modeling and simulation of an autonomous hybrid power system / Stamatia Gkiala Fikari. – Uppsala, 2015. – 95 с.
4. Smart Grid Reference Architecture [Електронний ресурс] // CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group. – 2012. – Режим доступу до ресурсу: http://gridscientific.com/images/Smart_Grid_Reference_Artichitecture.pdf.
5. A Review of Virtual power plant Definitions, Components, Framework and Optimization [Електронний ресурс] // IEE journal. – 2015. – Режим доступу до ресурсу: <https://pdfs.semanticscholar.org/edfb/>.
6. Лежнюк П. Д. Оптимізація функціонування розосереджених джерел енергії в локальних енергетичних системах / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, Ю. В. Малогулко. // Вісник НТУ «ХПІ». – 2014. – №60. – С. 68–77.
7. Renewable Capacity Statistics 2024 [Електроннийресурс] // IRENA. – 2024. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.irena.org/Publications/2024/Mar/Renewable-capacity-statistics-2024>.
8. Electricity – Renewables 2024 – Analysis [Електронний ресурс] // IEA. – 2024. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.iea.org/reports/renewables-2024/electricity>.
9. 2030 EnergyStrategy [Електронний ресурс] // EuropeanCommission. – 20114. – Режим доступу до ресурсу: ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2030-energy-strategy.

10. Renewable energy statistics [Електронний ресурс] // Eurostat. – 2024. – Режим доступу до ресурсу: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics.
11. Технічно-досяжний потенціал вироблення енергоносіїв з відновлюваних джерел енергії та альтернативних видів палива [Електронний ресурс] // Державне агенство з енергоефективності та енергозбереження України. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: saee.gov.ua/uk/activity/vidnovlyuvana-enerhetyka/potentsial.
12. Cost-competitive renewable power generation: Potential across South East Europe [Електронний ресурс] // IRENA. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/IRENA_Cost-competitive_power_potential_SEE_2017.pdf.
13. Механізми функціонування нової моделі ринку електричної енергії України [Електронний ресурс] // Енергореформа. – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <http://reform.energy/media/116/910dcc41916ac055e22a098d68543ee8.pdf>.
14. Гарантований покупець [Електронний ресурс] // ДП Енергоринок. – 2021. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.gp.er.gov.ua/>.
15. Закон України «Про ринок електричної енергії» [Електронний ресурс] // Верховна Рада України. – 2024. – Режим доступу до ресурсу: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#n1472>.
16. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей [Електронний ресурс] // Укренерго. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2017/10/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchykh-potuzhnostej.pdf>.
17. 2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment / M. Kendall et al. Pacific Northwest National Laboratory, 2020. 117 p. URL: <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/Final%20-%20ESGC%20Cost%20Performance%20Report%2012-11-2020.pdf>.

18. World's Largest Fuel Cell Plant Opens in South Korea [Електронний ресурс] // Power. – 2014. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.powermag.com/worlds-largest-fuel-cell-plant-opens-in-south-korea/>
19. A Hybrid Approach to Energy Storage [Електронний ресурс] // Electronic Design. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.electronicdesign.com/power/hybrid-approach-energy-storage>
20. Bath County Pumped Storage Station [Електронний ресурс] // Retrieved. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: www.virginiaplaces.org.
21. Creating renewable energy storage out of hot air [Електронний ресурс] // New atlas. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <https://newatlas.com/ricas-2020-aa-compressed-air-energy-storage/48661/>
22. Fact Sheet: The Department of Energy's Loan Programs [Електронний ресурс] // U.S. Department of Energy. – 2010. – Режим доступу до ресурсу: <https://web.archive.org/web/20100527034110/http://www.energy.gov/8719.htm>.
23. Styslo, B., Danylchenko, D., Fedorchuk, S., Ivakhnov, A., Dryvetskyi, S. (2024). Analysis of Methods for Improving the Quality of Electrical Energy Through the Use of Energy Storage Systems. In: Babak, V., Zaporozhets, A. (eds) Systems, Decision and Control in Energy VI. Studies in Systems, Decision and Control, vol 552. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-67091-6_3
24. Всеукраїнський онлайн-форум «Енергонезалежні регіони України: як замінити газ, знайти інвестиції та стимулювати бізнес» [Електронний ресурс] // Держенергоефективності. – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <https://saee.gov.ua/uk/events/forum>.
25. Лежнюк П. Д. Малі гідроелектростанції з асинхронними генераторами / П. Д. Лежнюк, О. В. Нікіторович, В. В. Кулік. – Вінниця: ВНТУ, 2011. – 142 с.
26. Bogaraj T. Development of MATLAB/SIMULINK Models for PV and Wind Systems and Review on Control Strategies for Hybrid Energy Systems / Thirumalaisamy Bogaraj. // International Review on Modelling and Simulations. – 2012. – №5. – С. 1701–1709.

27. PV Array [Електронний ресурс] // Matlab. – 2015. – Режим доступу до ресурсу:
https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/pvarray.html?s_tid=srchtitle.
28. Wind Turbine Induction Generator [Електронний ресурс] // Matlab. – 2006. – Режим доступу до ресурсу:
https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/windturbineinductiongeneratorphasortype.html?s_tid=doc_ta.
29. Recommendations to Improve the Strength and Resilience of the Empire State's Infrastructure [Електронний ресурс]. – 2012. – Режим доступу до ресурсу:
<https://www.governor.ny.gov/sites/governor.ny.gov/files/archive/assets/documents/NYS2100.pdf>.
30. Електромережі стають інтелектуальними Технології АББ для розумної мереж [Електронний ресурс] // АББ. – 2012. – Режим доступу до ресурсу:
http://new.abb.com/docs/librariesprovider25/brochures/smart_grids_ua.pdf?sfvrsn=2.
31. Centralized and Distributed Generated Power Systems - A Comparison Approach [Електронний ресурс] // PSERC. – 2012. – Режим доступу до ресурсу:
https://pserc.wisc.edu/documents/publications/papers/fgwhitepapers/Momoh_Future_Grid_White_Paper_Gen_Analysis_June_2012.pdf.
32. Othman M. M. A Review of Virtual powerplant Definitions, Components, Framework and Optimization / M. M. Othman, Y. G. Hegazy, A. Y. Abdelaziz. // International Electrical Engineering Journal. – 2015. – №6. – С. 2010–2024.
33. Baitie H. E. Review of smart grid systems' requirements / Hania El-Kanj Baitie. // Ecological Vehicles and Renewable Energies. – 2015.
34. Distributed vs. centralized electricity generation: are we witnessing a change of paradigm? [Електронний ресурс] // Vernimmen. – 2009. – Режим доступу до ресурсу: http://www.vernimmen.be/ftp/An_introduction_to_distributed_generation.pdf.
35. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах : монографія / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, О. В. Нікіторович, В. В. Кулик. – Вінниця : Вінниця : ВНТУ, 2014. — 204 с. ISBN 978-966-641-577-9.

36. Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electrical Energy Storage [Електронний ресурс] // IEC. – 2012. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-gridintegrationlargecapacity-LR-en.pdf>.

37. Manzar A. Integration of Renewable Energy Resources in Microgrid [Електронний ресурс] / Ahmed Manzar // SciRes. – 2015. – Режим доступу до ресурсу: https://file.scirp.org/pdf/EPE_2015012915185063.pdf.

38. Немировський І. А. Використання концепції інтелектуальних мереж у енергосистемі України / І. А. Немировський, С. О. Федорчук // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. - 2016. - Вип. 176. - С. 28-30.

39. Smart Grid Projects Outlook [Електронний ресурс] // JRC. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <http://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-grids-observatory>.

40. European SmartGrids Technology Platform [Електронний ресурс]. – 2006. – Режим доступу до ресурсу: http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids_en.pdf

41. SmartGrid:концептуальные положения [Електронний ресурс] // Энергорынок. – 2010. – Режим доступу до ресурсу: <https://ipcrem.hse.ru/data/2010/04/29/1218067362/volkova-kobec.pdf>.

42. Fedorchuk, S., Kulapin, O., Ivakhnov, A., Danylchenko, D., Dryvetskyi, S. (2023). Using the Concept of Prosumers as a Staff for Balancing at the Power Grid. In: Zaporozhets, A. (eds) Systems, Decision and Control in Energy V. Studies in Systems, Decision and Control, vol 481. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-35088-7_13.

43. Smart Grid Reference Architecture [Електронний ресурс] // CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group. – 2012. – Режим доступу до ресурсу: http://gridscientific.com/images/Smart_Grid_Reference_Artitecture.pdf.

44. GridWise Interoperability ContextSetting Framework [Електронний ресурс] // GridWise. – 2008. – Режим доступу до ресурсу: https://www.gridwiseac.org/pdfs/interopframework_v1_1.pdf.

45. A Reference Model For Computer Integrated Manufacturing (CIM) [Електронний ресурс] // CIM REFERENCE MODEL COMMITTEE, PURDUE UNIVERSITY. – 1989. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/09511928908944389?journalCode=tcim20>.
46. Anwendungshilfe SGAM: Smart Grid Use Cases modellieren - FfE [Електронний ресурс] / Sebastian Faller [та ін.] // FfE. – Режим доступу: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/anwendungshilfe-sgam-smart-grid-use-cases-modellieren/>.
47. H. Morais, P. Kadar, M. Cardoso, Z. Vale, and H. Khodr, “VPP operating in the isolated grid”, IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pittsburgh (PA), pp.1-6. Jul 2008.
48. F. Bignucolo, R. Caldon, and V. Prandoni, “The Voltage Control on MV Distribution Networks with Aggregated DG Units (VPP), Proceedings of the 41st International, vol 1, pp. 187-192, Sep 2006.
49. A Review of Virtual power plant Definitions, Components, Framework and Optimization [Електронний ресурс] // IEE journal. – 2015. – Режим доступу до ресурсу: <https://pdfs.semanticscholar.org/edfb/8d4a51fe37ba1970872635f423a209d44fd8.pdf>.
50. Innovation Outlook: Renewable mini-grids [Електронний ресурс] // IRENA. – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.irena.org/publications/2016/Sep/Innovation-Outlook-Renewable-mini-grids>.
51. Innovation Outlook Minigrids 2016 [Електронний ресурс] // IRENA. – 2016. – Режим доступу до ресурсу: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Innovation_Outlook_Minigrids_Summary_2016.pdf.
52. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 174 с. ISBN 978-966-641-353-9.

53. El-Khattam, W. Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market [Text] / W. El-Khattam, K. Bhattacharya, Y. Hegazy, M. M. A. Salama // IEEE Trans. Power Syst. – 2004. - Vol. 19. - P. 1674-1684.
54. Rau, N. S. Optimum location of resources in distributed planning [Text] / N. S. Rau, Y.-H. Wan // IEEE Trans. Power Syst. – 1994. - Vol. 9 - P. 2014-2020.
55. Caisheng, W., M. An Analytical Method for DG Placements Considering Reliability Improvements [Text] / W. Caisheng, M. Hashem Nehrir // IEEE Trans. Power Syst. – 2004. - Vol. 19. - P. 2068-2076.
56. Falaghi, H. ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems [Text] / H. Falaghi, M. Haghifam // PowerThech. – 2007. - P. 555-560.
57. Hossein, Nabavi S.M. Placement and Sizing of Distributed Generation Units for Congestion Management and Improvement of Voltage Profile using Particle Swarm Optimization [Text] // S.M. Hossein Nabavi, S. Hajforoosh, M.A. Masoum, IEEE, 2011. - (електронний ресурс). Режим доступу: <http://www.researchgate.net/publication/265966164>
Placement_and_sizing_of_distributed_generation_units_for_congestion_ management_and_improvement_of_voltage_profile_using_particle_swarm_optimization.
58. Бурикін, О.Б. Оптимізація режиму локальних електричних систем з відновлювальними джерелами енергії [Текст] / О.Б.Бурикін, Ю.В. Малогулко // Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика». – 2013. - №2(15). – С. 42-46.
59. Alinejad-Beromi, Y. A Particle Swarm Optimization for Sitting and Sizing of Distributed Generation in Distribution Network to Improve Voltage Profile and Reduce THD and Losses [Text] / Alinejad-Beromi Y., Sedighizadeh M., Sadighi M. //Universities Power Engineering Conference. - 2008. – P. 1-5.
60. Liu, Zifa Optimal Configuration for Capacity of Distributed Generation Interconnected to Distribution Network Based on Improved [Text] / Liu Zifa, Wu Ziping, Xue Xiaoqiang, Zhang Jianhua // Sustainable Power Generation and Supply. - 2009. - P. 1-5.

61. Calculating the true cost of energy storage [Електронний ресурс] // Solar power world. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.solarpowerworldonline.com/2016/12/calculating-true-cost-energy-storage/>.
62. European Commission: Directorate-General for Energy, Hoogland, O., Fluri, V., Kost, C., Klobasa, M. et al., Study on energy storage, Publications Office of the European Union, 2023, <https://data.europa.eu/doi/10.2833/333409>.
63. Utility-Scale Battery Storage | Electricity | 2024 | ATB | NREL [Electronic resource] // ATB | NREL. – Mode of access: https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_battery_storage. – Title from screen.
64. Тарифи на передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами [Електронний ресурс] // НКРЕКП. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.nerc.gov.ua/?id=23764>.
65. Тарифи на розподіл електричної енергії, що діють з 1 квітня 2018 року [Електронний ресурс] // НКРЕКП. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.nerc.gov.ua/?id=16027>.
66. RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES – Abu Dhabi: Irena, 2012. – 44 с.
67. BU-104a: Comparing the Battery with Other Power Sources [Електронний ресурс] // Battery university. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: https://batteryuniversity.com/index.php/learn/article/comparing_the_battery_with_other_power_sources.
68. Levine J. G. Pumped hydroelectric energy storage and spatial diversity of wind resources as methods of improving utilization of renewable energy sources / Levine. – Michigan, 2003. – 100 с. – (Michigan Technological University).
69. Ефективність (ККД) однофазного інвертора фотоелектричної станції та гармонічні спотворення при різних рівнях навантаження [Електронний ресурс] // Кафедра ВДЕ КПІ ім. Ігоря Сікорського. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <http://vde.kpi.ua/index.php/129-pv/220-2018-01-25-10-37-38>.
70. Методика по визначенню втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач [Електронний ресурс] // Закони України інформаційно

правовий портал. – 2007. – Режим доступу до ресурсу:
<http://www.uazakon.com/big/text957/pg2.htm>.

71. Тарифи на відпуск електричної енергії для ГЕС та ГАЕС на 2018 рік [Електронний ресурс] // НКРЕКП. – 2018. – Режим доступу до ресурсу:
http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/elektro/taryfy_na_vidpusk-elektro.pdf.

72. Forecasting wind and solar generation: improving system operations [Електронний ресурс] // Greening the Grid. – 2016. – Режим доступу до ресурсу:
<https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65728.pdf>.

73. Richts C. Report on Forecasting, Concept of Renewable Energy Management Centres and Grid Balancing / C. Richts, P. Strauß, D. Heinemann. – New Delhi, 2015. – 89 с. – (Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH).

74. Електричний_акумулятор [Електронний ресурс] // wikipedia. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: https://uk.wikipedia.org/wiki/Електричний_акумулятор.

75. МЕТОДИКА по визначенню втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач [Електронний ресурс] // МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ. – 1998. – Режим доступу до ресурсу:
<http://inel.stu.cn.ua/~asr/forstudent/files/MetodLost.htm>.

76. Pukhrem S. A PHOTOVOLTAIC PANEL MODEL IN MATLAB/SIMULINK [Електронний ресурс] / Shivananda Pukhrem // Wroclaw University of Technology. – 2013. – Режим доступу до ресурсу:
https://www.researchgate.net/publication/255721161_A_PHOTOVOLTAIC_PANEL_MODEL_IN_MATLABSIMULINK/citations.

77. Amelia A. R. Investigation of the Effect Temperature on Photovoltaic (PV) Panel Output Performance / A. R. Amelia, Y. M. Irwan, W. Z. Leow. // International Journal on Advanced Science Engineering Information Technology. – 2016. – Vol 6 №5. – С. 682–688.

78. Oulope P. Modeling and simulation of hybrid distributed generation and its impact on transient stability of power system [Електронний ресурс] / P. Oulope, K. Folly, G. Venayagamoorthy // ICIT. – 2013. – Режим доступу до ресурсу:

https://www.researchgate.net/publication/261245233_Modeling_and_simulation_of_hybrid_distributed_generation_and_its_impact_on_transient_stability_of_power_system.

79. Xyngi I. Transient Stability Analysis of a Distribution Network With Distributed Generators / I. Xyngi, A. Ischenko, M. Popov. // IEEE Transactions on Power Systems. – 2009. – №24. – С. 1102–1104.

80. Katiraei K. Transients of a Micro-Grid System with Multiple Distributed Energy Resources [Електронний ресурс] / Katiraei // IEEE. – 2005. – Режим доступу до ресурсу: http://ipstconf.org/papers/Proc_IPST2005/05IPST080.pdf.

81. Maniatopoulos M. Combined Control and Power Hardware-in-the-Loop simulation for testing Smart grid control algorithms / M. Maniatopoulos, D. Lagos, P. Kotsampopoulos. // IET Generation Transmission & Distribution. – 2017. – №11. – С. 3009–3018.

82. Kotsampopoulos P. A Benchmark System for Hardware-in-the-Loop Testing of Distributed Energy Resources / P. Kotsampopoulos, D. Lagos, N. Nikos Hatzargyriou. // IEEE Power and Energy Technology Systems Journal. – 2018. – №5. – С. 94–103.

83. Математичне моделювання технологічних процесів – Кіровоград: Кіровоградський національний технічний університет, 2015. – 65 с. – (Кафедра “Технології машинобудування”).

84. Комп’ютерне моделювання систем та процесів. Методи обчислень. Частина 1 : навчальний посібник / Кветний Р. Н., Богач І. В., Бойко О. Р., Софіна О. Ю., Шушура О.М.; за заг. ред. Р.Н. Кветного. – Вінниця: ВНТУ, 2012. – 193 с.

85. Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії [Електронний ресурс] // Законодавство України. – 2015. – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/514-19>.

86. Spectral irradiation from HelioClim-3 [Електронний ресурс] // SoDa pro. – 2019. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.soda-pro.com/web-services/radiation/spectral-from-helioclim-3>

87. MERRA NASSA [Електронний ресурс] // SoDa pro. – 2019. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.soda-pro.com/web-services/meteo-data/merra>

88. Літвицька О. І. Взаємодія вітрових потоків з огорожувальними конструкціями висотних будівель / О. І. Літвицька. // Вісник Національного університету "Львівська політехніка". – 2013. – №755. – С. 232–236.
89. PV Module SPR-343NX-WHT-D [Електронний ресурс] // Solar Hub. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.solarhub.com/product-catalog/>.
90. SW-10KW WIND TURBINE [Електронний ресурс] // Wind Power. – 2015. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.windpowercn.com/products/18.html>.
91. ADVANCED INVERTER FUNCTIONS TO SUPPORT HIGH LEVELS OF DISTRIBUTED SOLAR [Електронний ресурс] // NREL. – 2014. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/62612.pdf>.
92. Pietrowicz S. Smart Grid Operations and Control Center Design – Vision vs. Reality / S. Pietrowicz, T. Mazzone, A. Mayer. // GridWise. – 2011. – №11. – С. 7.
93. Klaimi J. Energy management algorithms in smart grids: state of the art and emerging trends / J. Klaimi, R. Rahim-Amoud, L. Merghem-Boulahia. // International Journal of Artificial Intelligence and Applications. – 2016. – №7. – С. 25–45.
94. Сінчук О. М. СИСТЕМА АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВ ГІРНИЧОВИДОБУВНОГО КОМПЛЕКСУ НА БАЗІ ВІТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ КОМПЛЕКСІВ / О. М. Сінчук, С. М. Бойко, Д. А. Михайличенко. // Енергетика: економіка, технології, екологія.. – 2015. – №4. – С. 30–34.
95. Communication Technologies and Networks for Smart Grid and Smart Metering [Електронний ресурс] // 450 connect. – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.450connect.de/assets/2016/>.
96. Baimel D. Smart Grid Communication Technologies / D. Baimel, S. Taruchi, N. Baimel. // Journal of Power and Energy Engineering. – 2016. – №4. – С. 1–8.
97. The Role of Communications in the Smart Grid [Електронний ресурс] // Electric Light and Power. – 2012. – Режим доступу до ресурсу: https://www.elp.com/articles/powergrid_international/print/volume-17/issue-11/features/the-role-communications-smart-grid.html.

98. IEC 61850 Communication Protocol Manual [Електронний ресурс] // ABB. – 2011. – Режим доступу до ресурсу: https://www.naic.edu/~phil/hardware/sitePower/evd4/1MRK511242-UEN_en_Communication_protocol_manual_IEC_61850_650_series_IEC.pdf.
99. Garner G. M. IEEE 1588 Version 2 [Електронний ресурс] / Garner // IEEE. – 2008. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.ieee802.org/1/files/public/docs2008/as-garner-1588v2-summary-0908.pdf>.
100. Battery Chargers and Charging Methods [Електронний ресурс] // Electropaedia. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.mpoweruk.com/chargers.htm>.
101. Tesla Energy Reveals Powerpack Pricing, Starting From 200 kWh Of Storage [Електронний ресурс] // Insiseevs. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://insideevs.com/tesla-energy-reveals-powerpack-pricing/>.
102. Трансформатор сухой ТСЗ-250/10/0,4 У1 [Електронний ресурс]. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://yuzhenergo-group.prom.ua/p668390069-transformator-suhoj-tsz.html>.
103. Тарифи на електроенергію на січень 2018 року. [Електронний ресурс] // АК “ХАРКІВОБЛЕНЕРГО”. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.oblenergo.kharkov.ua/consumers/tarifs/taryfy-na-elektroenergiyu-na-sichen-2018-roku>.
104. Федорчук С. О. Оцінка можливості використання гідропотенціалу очисних споруд для генерації електричної енергії / С. О. Федорчук, А. М. Терещенко, О. С. Головешко. // Вісник НТУ "ХПІ" серія: Енергетика надійність та енергоефективність. – 2018. – №10. – С. 14–18.
105. Федорчук С.О. Використання систем акумуляції для балансування електричних станцій на ВДЕ/ Федорчук С.О., Немировський І.А., Івахнов А.В. // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства "Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження". – 2018. - №196 – С. 21-23
106. Федорчук С.О. Моделювання системи накопичення електроенергії як високоманевреної потужності з застосуванням в різних вузлах енергосистеми/

Федорчук С.О., Лазуренко О.П., Івахнов А.В. // Вісник Харківського державного технічного університету сільського господарства. Технічні науки. – Харків: ХДТУСГ, 2018. . – Вип. 195, Тем. вип.: Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України. с.40-43

107. Федорчук С.О. Системи акумулювання електроенергії, аналіз можливостей та їх поєднання для застосування в енергосистемі // Федорчук С.О., Лазуренко О.П., Івахнов А.В. / Вісник НТУ „ХПІ”. – Харків: НТУ”ХПІ”– № 10(1286) 2018. – Серія: Енергетика: Надійність та енергоефективність, с.53-60

108. Федорчук С.О. Моделювання гібридної системи генерації на відновлювальних джерелах енергії для аналізу енергопостачання споживачів / С.О. Федорчук, І.А. Немировський // Вісник ХНТУСГ ім. Петра Василенка Випуск 187, 2017, С. 48-50.

109. Федорчук С.О. Моделювання розподілених енергетичних систем на базі відновлюваних джерел енергії. Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку. Збірник наукових праць IV Міжнародної науково-технічної та навчально-методичної конференції у місті Києві 25-27 квітня 2017 р. – Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017 – С 136-138 – 140 с.

110. Федорчук С. О. Використання концепції Smart grid для оптимізації режимів роботи електричних станцій / С. О. Федорчук, І. А. Немировський // Тези доповідей XXIV міжнародної науково-практичної конференції «Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я», – Ч. 2, 2016, с. 184.

111. Fedorchuk S. The Optimization of a Complete Set of Accumulating Devices Based on The Criterion of The Minimum Cost of Electricity With RES / Danylchenko D., Fedorchuk S., Ivakhnov A., Bulhakov O. // 2018 IEEE Ukraine Student, Young Professional and Women in Engineering Congress (UKRSYW) – 1 - 6 pp.

112. Бурикін Б. Optimization of the functioning of the renewable energy sources in the local electrical systems: монографія / Б. Бурикін, П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко. – Вінниця: Вінницький національний технічний університет, 2018. – 123 с. – (ІРВЦ ВНТУ).

Наукове видання

ФЕДОРЧУК Станіслав Олегович
ДАНИЛЬЧЕНКО Дмитро Олексійович,
ІВАХНОВ Андрій Віталійович

***ВИКОРИСТАННЯ ВІРТУАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ
ДЛЯ ПІДТРИМКИ ЗАЯВЛЕНИХ ГРАФІКІВ ГЕНЕРАЦІЇ ВДЕ***

Відповідальний за випуск доц. Данильченко Д.О.

В авторській редакції

Видавничий центр НТУ «ХП». 61002, Харків, вул. Кирпичова, 2
Свідоцтво про державну реєстрацію ДК № 5478 від 21.08.2017 р.

Електронне видання

