



ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НА ОСНОВІ ЗАЛУЧЕННЯ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ

Данильченко Д.О.
Маслак М.В.
Івахнов А.В.
Бречко В.О.

Федорчук С.О.
Дривецький С.І.
Кулапін О.В.
Булгаков О.В.

Харків 2024

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

Д. О. Данильченко, С. О. Федорчук, М. В. Маслак, С. І. Дривецький,
А. В. Івахнов, О. В. Кулапін, В. О. Бречко, О. В. Булгаков

**ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НА
ОСНОВІ ЗАЛУЧЕННЯ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ**

МОНОГРАФІЯ

Харків, 2024

УДК 621.311

I-73

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 № 9 від 29.11.2024 р.*

I-73 **Інтелектуальні системи електропостачання на основі залучення активних споживачів** : монографія / Д. О. Данильченко, С. О. Федорчук, М. В. Маслак, С. І. Дривецький, А. В. Івахнов, О. В. Кулапін, В. О. Бречко, О. В. Булгаков. – Харків : НТУ «ХПІ», 2024. – 310 с.

ISBN 978-617-05-0531-6

У монографії розглянуто основні напрямки, що дозволяють поєднання активних споживачів з традиційними та відновлюваними джерелами енергії, а також системами накопичення енергії в єдину віртуальну електричну станцію, яка забезпечує підтримку балансу електричної енергії в межах локальної електроенергетичної системи. З цією метою було проведено економічний аналіз інноваційної діяльності в енергетиці загалом та можливості мотивації споживачів до переходу в стан просьюмерів, детально проаналізовано графіки навантаження побутових споживачів з визначенням характерних параметрів для них та потенційні джерела їх отримання, розроблено модель віртуальної електричної станції на основі попередніх досліджень проведено роботу по її доопрацюванню та переносу на мову програмування Python, а також розглянуто можливості використання нейронних мереж для прогнозування графіків навантаження.

УДК 631.311

ISBN 978-617-05-0531-6

© Данильченко Д. О., Федорчук С. О.,
Маслак М. В., Дривецький С. І.,
Івахнов А. В., Кулапін О. В.,
Бречко В. О., Булгаков О. В., 2024
© НТУ «ХПІ», 2024

ЗМІСТ

Вступ	8
1 Використання концепції прос'юмерів як засобу балансування в енергомережі	9
1.1 Концепція смартгрід в розвинених країнах	9
1.2 Поняття і концепція просьюмера та віртуальної електростанції, їх роль в енергосистемі	13
1.3 Графіки навантаження прос'юмерів	21
1.3.1 Методи моделювання графіків навантаження	21
1.3.2 Моделювання графіків навантаження просьюмерів	25
1.3.3 Побудова усереднених графіків навантаження просьюмерів	29
1.4 Дослідження потенціалу генерації просьюмерів	38
1.5 Системи накопичення електричної енергії	41
1.6 Розрахунок оптимальної ємності накопичувача для вирівнювання графіка навантаження або підтримки балансу активної потужності в енергосистемі	46
1.6.1 Модель просьюмера	46
1.6.2 Цільова функція задачі оптимізації участі просьюмерів в енергетичних операціях	51
1.6.3 Оптимізація	53
1.7 Адміністративні та навчальні будівлі у якості просьюмерів	56
Висновки до розділу 1	57
2 Напівпровідникові перетворювачі для систем з накопичувачами електричної енергії	58
2.1 Аналіз методів покращення якості електричної енергії шляхом застосування накопичувачів електричної енергії	59
2.1.1 Роль накопичувачів електричної енергії в	59

перспективних системах електро-живлення постійного струму	
2.1.2 Особливості використання накопичувачів електричної енергії в системах електроживлення	65
2.1.3 Проблеми, що виникають при експлуатації накопичувачів, що з'єднані за по-слідовною схемою	67
2.1.4 Шляхи розширення частотного діапазону БСНЕ	80
2.2 Активний балансир з адресною передачею заряду між акумуляторами стека	86
2.2.1 Аналіз ефективності буферних елементів в схемах активних балансирів	86
2.2.2 Аналіз електромагнітних процесів в трансформаторному балансири	92
2.2.3 Режими роботи схеми активного балансування	97
2.2.4 Метод прогнозного керування активним балансиrom	108
2.2.5 Реалізація прогнозного регулятора схеми активного балансування	111
2.2.6 Визначення вимог до індуктивності дросель-трансформатора	113
2.2.7 Визначення ефективності схем активного балансування	116
2.2.8 Оптимізація режиму роботи активного балансира	119
Висновки до розділу 2	133
3 Дослідження ефективності трансформації електричної енергії мережі 110кв в інтелектуальній системі електропостачання	134
3.1 Аналіз доцільності вдосконалення процесу трансформації електричної енергії мережі 110кв	135
3.1.1 Аналіз впровадження в електричні мережі	135

України сучасних інформаційних технологій.	
3.1.2 Дослідження питань покращення процесу трансформації електричної енергії відповідно концепції Smart Grid.	138
3.2 Вдосконалення і аналіз критеріальним методом техніко-економічної моделі трнасформації електричної енергії	140
3.2.1 Формування техніко – економічної моделі трансформації електричної енергії	142
3.2.2 Знаходження критеріїв подібності за допомогою показників ступеня апроксимуемого параметру.	148
3.2.3 Оцінювання достовірності отриманих критеріїв подібності	149
3.3 Обґрунтування ефективності процесу трансформації електричної енергії мережі 110кВ в інтелектуальній системі електропостачання	151
3.3.1 Визначення складових витрат на трансформацію електричної енергії з врахуванням навантаження підстанції	151
3.3.2 Знаходження економічно доцільної потужності силового трансформатора на основі експлуатаційних показників підстанції	155
3.3.3 Обґрунтування отриманих результатів	159
Висновки до розділу 3	160
4 Модель віртуальної електричної станції	161
4.1 Границі енерговузла	165
4.2 Параметри агентів	168
4.3 Взаємодія агентів, енерговузлів	169
4.4 Головні елементи моделі	170
4.4.1 Модель сонячної електростанції	172
4.4.2 Уточнена математична модель сонячної	174

електростанції	
4.4.2.1 Математична модель фотоелектричних модулів	178
4.4.2.2 Математична модель акумуляторної установки	179
4.4.2.3 Математична модель нагріву фотоелектричного модуля	181
4.4.2.4 Недоліки запропонованої моделі та їх усунення	182
4.4.2.5 Моделювання роботи сонячної електростанції в умовах експлуатації та порівняння з експериментальними даними.	186
4.4.2.6 Додаткові модулі	190
4.4.2.7 Використання моделі для внутрішньосистемного моделювання технічного стану обладнання	191
4.4.3 моделювання вітроелектростанції	204
4.4.4 Накопичувач енергії	208
4.5 Алгоритм керування накопичувачами енергії віртуальною електричною станцією	218
Висновки до розділу 4	226
5 Аналіз економічних перспектив задіяння активних споживачів об'єднаних в віртуальну електричну станцію	227
Висновки до розділу 5	248
6. Використання штучного інтелекту, для прогнозування генерації сонячних та вітроелектростанцій, та навантаження побутових споживачів	249
6.1 Основні тенденції розвитку штучного інтелекту в світі	249

6.2 Асоціативна пам'ять	259
6.3 Штучний нейрон	261
6.4 Штучні нейронні мережі	263
6.5 Навчання штучної нейронної мережі	265
6.5.1 Правило Хебба	266
6.5.2 Правило Хопфілда	266
6.5.3 Правило «дельта»	267
6.5.4 Правило градієнтного спуску	267
6.5.5 Навчання методом змагання	268
6.6 Задачі прогнозування	268
6.7 Прогнозування за допомогою нейронних мереж	269
6.8 Персептрон	272
Висновки до розділу 6	288
Висновки	290
Перелік джерел посилання	292

ВСТУП

Перехід енергетичних систем від традиційних для сучасності до smart grid відкриває значну кількість перспектив для вирішення сучасних проблем енергетичних мереж. Можливості двостороннього зв'язку між об'єктами, висока ступінь автоматизації, широке залучення систем на основі штучного інтелекту, збільшення частки розподіленої генерації в сукупному ефекті дозволять зробити енергетичну систему більш енергоефективною та надійною. Це дозволить в значній ступені компенсувати проблеми, що виникають з підтримкою балансу потужності в енергосистемі завдяки стохастичному характеру генерації відновлюваних джерел енергії та складно прогнозованому характеру навантаження побутових споживачів. Звіт присвячений перспективам використання активних споживачів об'єднаних в єдину віртуальну електричну станцію з традиційними генеруючими потужностями та накопичувачами електричної енергії для вирішення цієї задачі. На поточному етапі розвитку електроенергетичних систем бачення smart grid та активних споживачів дуже відрізняється в багатьох країнах, тому використання таких перспективних напрямків потребує максимально комплексного підходу, що враховуватиме не тільки технічні а й економічні та політичні чинники.

1 ВИКОРИСТАННЯ КОНЦЕПЦІЇ ПРОС'ЮМЕРІВ ЯК ЗАСОБУ БАЛАНСУВАННЯ В ЕНЕРГОМЕРЕЖІ

1.1 Концепція smart grid в розвинених країнах

Прос'юмери, як учасники процесів в електроенергетичних системах, здатні функціонувати і в сучасних традиційних електричних системах за умови отримання додаткових можливостей по здійсненню ринкових операцій, однак переваги Smart Grid в значній мірі підвищують їх ефективність. У даному розділі розглянуто зв'язок прос'юмерів та Smart Grid з урахуванням історичних чинників що їх сформували.

Значна кількість досліджень та проєктів пов'язаних з Smart Grid насамперед обумовлені комплексним впливом декількох факторів:

- значним збільшенням частки відновлюваної генерації;
- розвитком енергетичних ринків розвинених країн, що призвело до створення нових учасників та політик;
- розвитком інструментарію для оптимізації режимів роботи електричних мереж;

Саме синергетичний ефект від цих факторів на поточний момент формує бачення Smart Grid, однак для правильної оцінки їх впливу також необхідно проаналізуємо кожен з них і як окремий чинник.

Лібералізація енергетичного ринку ЄС в період між 1996 і 2009 стала одним з головних факторів, що забезпечив зростання уваги до розвитку Smart Grid. Головними наслідками цього процесу стали недискримінаційний і прозорий доступ до енергетичних мереж, юридичне розмежування діяльності з виробництва, розподілу та постачання енергії, а також поширення децентралізованої генерації шляхом надання прямого чи опосередкованого доступу до участі в ринкових операціях для активних споживачів – прос'юмерів [1].

Інший фактор, що визначає необхідність створення та розвитку Smart Grid в ЄС, – це активна підтримка розвитку відновлюваної енергетики. Вона закладена в

основу політики розвитку енергетики ЄС стратегією «Європа 2020» та довгостроковою всеосяжною «Дорожньою картою 2050 року» [2]. Ці стратегії та відповідна їм Директива RES (2009/28/EC) про сприяння використанню енергії з відновлюваних джерел [3], зокрема, встановлюють обов'язкову мету збільшити до 2030 р. частку відновлюваних джерел енергії в ЄС щонайменше до 27% та кількість цільових приєднань відновлюваних джерел енергії до електромереж щонайменше на 15%.

Нові виклики що постають перед системами керування насамперед обумовлюються частковою децентралізацією генеруючих потужностей за рахунок збільшення частки відновлюваної генерації, значним зростанням швидкості процесів, що відбуваються на енергетичному ринку, кількості його учасників та обсягів обміну інформацією. Все це з одночасним збільшенням якісного рівня систем захисту та керування призвело до збільшення кількості проектів з все більш самостійними системами керування. Це дозволяє створювати центри енергетичного менеджменту, що одночасно керують значною кількістю розподілених генеруючих потужностей та мають змогу додатково залучати накопичувачі енергії та активних споживачів.

В ЄС досі немає окремого юридичного визначення технічних вимог до самих Smart Grid, проте вони згадуються у інших нормативах та керівних документах. Так в преамбулі Директиви ІЕМ (2005/89/EC) про внутрішні енергетичні ринки [4] зазначається, що «держави-члени повинні заохочувати модернізацію розподільних мереж, наприклад, шляхом введення інтелектуальних мереж, які повинні бути побудовані таким чином, щоб залучати децентралізовану генерацію та енергоефективні системи». Організація Європейська технологічна платформа для Smart Grid (Smart Grid ETP) [5] просуває закріплення визначення поняття Smart Grid, запропонованого Канадською електричною асоціацією. Проте наразі, в ЄС до категорії Smart Grid відносяться будь-які модернізовані електричні мережі, в які були додано двосторонній цифровий зв'язок між постачальником і споживачем та інтелектуальні системи вимірювання й моніторингу. В той же час, в нормативних документах ЄС багато уваги

приділяється визначенню елементів та учасників енергетичного ринку, які будуть активно взаємодіяти в межах Smart Grid. Наприклад, переглянуті версії Директиви ІЕМ, [4] та Директиви RES [3], вводять наступні важливі поняття: активний споживач, відновлюваний самоспоживач, агрегатор, місцеве енергетичне співтовариство, спільнота відновлюваної енергії.

Завдання Smart Grid, згідно цим оновленим директивам, полягає в тому, щоб дозволити вказаним активним учасникам ринку самостійно споживати енергію без невиправданих обмежень і отримувати винагороду за електроенергію, яку вони передають в мережу. В США історія розвитку Smart grid має свої особливості як у визначенні термінів так і у пріоритетах.

Міністерство енергетики США (DOE) визначає Smart Grid [6] як автоматизовану, широко розподілену енергетичну мережу, яка характеризується двостороннім потоком електроенергії та інформації, здатна контролювати всі елементи енергосистеми: від електростанцій до клієнтів і окремих пристроїв, надає енергосистемі можливості розподілених обчислень і комунікації для обробки інформації в режимі реального часу, забезпечення майже постійного балансу попиту та пропозиції на рівні пристроїв.

Завдання створення Smart Grid енергомереж в США закріплене законом про енергетичну незалежність і безпеку (EISA-2007) [7]. Згідно з ним енергетична політика держави полягає в підтримці модернізації національної системи передачі і розподілу електроенергії, підтримці надійної і безпечної електроенергетичної інфраструктури, здатної відповідати майбутньому зростанню попиту. Метою політики є досягнення наступних параметрів, які разом характеризують оновлену електроенергетичну інфраструктуру як Smart Grid:

- широке використання цифрової інформації та технологій управління для підвищення надійності, безпеки та ефективності електричної мережі;
- динамічна оптимізація операцій і ресурсів енергосистеми, при повній кібербезпеці;
- розгортання і інтеграція розподіленої генерації, включаючи відновлювані ресурси;

- розробка й інтеграція в процес керування ресурсів зі сторони попиту і ресурсів енергоефективності;
- розгортання Smart-технологій (автоматизованих інтерактивних технологій оптимізації роботи мережевих та споживчих пристроїв у реальному часі) для вимірювання, передачі даних про роботу й стан мережі та автоматизації розподілу енергії;
- інтеграція Smart приладів і Smart споживчих пристроїв;
- розгортання і інтеграція технологій управління піковим навантаженням та зберіганням енергії, включаючи електричні транспортні засоби та системи кондиціонування з накопиченням тепла;
- надання споживачам своєчасної інформації і варіантів управління;
- виявлення та зниження необґрунтованих або непотрібних бар'єрів для впровадження технологій, практик і послуг Smart Grid.

Порівнюючи розвиток концепції Smart Grid в країнах ЄС та США можна відмітити, що офіційне визначення цього поняття за суттю не відрізняється. Так саме і з функціональної точки зору, в усіх країнах-лідерах за Smart Grid закріплюються завдання полегшення підтримання балансу виробництва і споживання на рівні споживачів, полегшення інтеграції до управління енергосистемою споживачів, систем зберігання енергії і ресурсів енергоефективності, забезпечення постійного обміну інформацією [8].

Але законодавчо закріплені пріоритети створення та розвитку Smart Grid мають свої особливості. Так в країнах ЄС розвиток технологій Smart Grid, в першу чергу, розглядається як шлях суттєвого збільшення частки відновлюваної генерації. В США серед цілей розвитку Smart Grid більший акцент робиться на створення надійної та безпечної (зокрема кібербезпечної) енергосистеми.

На сьогоднішній день існує декілька можливих сценаріїв та шаблонів для переходу від традиційних мереж до Smart Grid. Одним з таких варіантів є використання шаблону SGAM [9]. Загальний вигляд SGAM подано на рис. 1.1.

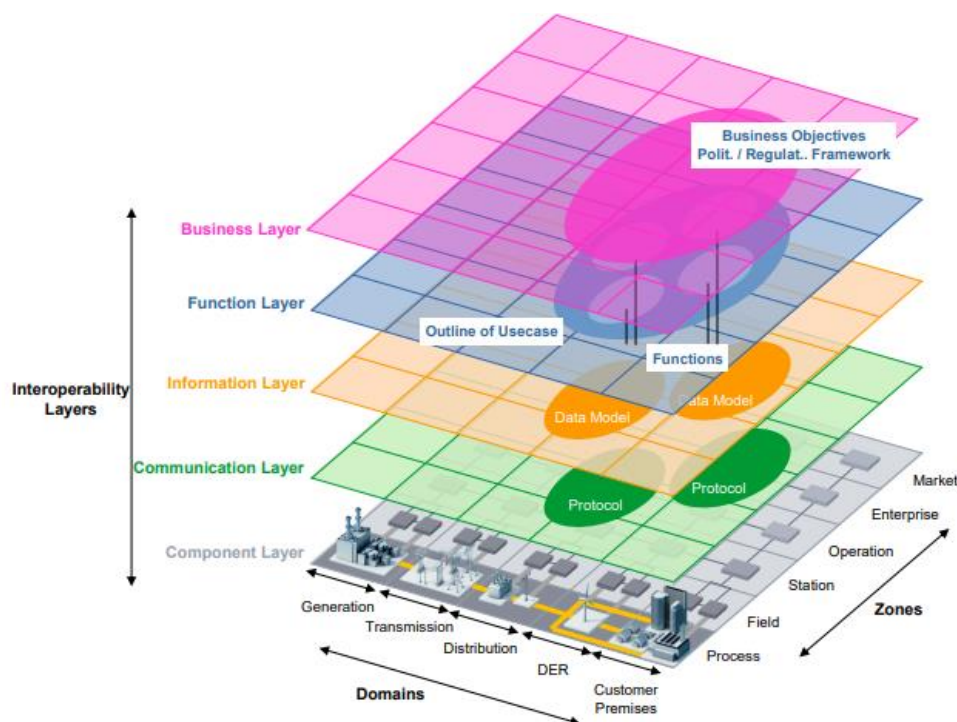


Рисунок 1.1 – Шаблон SGAM

Використання цього шаблону передбачає представлення Smart Grid в якості взаємопов'язаних шарів, зон та доменів. Що дозволяє виробити певну послідовність дії та вимоги для кожної сфери діяльності задля забезпечення відповідності нових мереж усім поставленим умовам та одночасно враховує інтереси широкого спектру учасників процесу від науковців до виробників енергоефективного обладнання та спільнот споживачів.

1.2 Поняття і концепція просьюмера та віртуальної електростанції, їх роль в енергосистемі

Розглянемо просьюмерів в якості елементу електроенергетичної системи та можливість їх інтеграції до віртуальних електричних станцій.

Неологізм «прос'юмер» походить від поєднання англійських слів «виробник» та «споживач», та широко застосовується в сучасній економічній теорії. В енергетиці просьюмери відрізняються від традиційних споживачів електроенергії тим, що не лише споживають з мережі, але й генерують, активно передають та зберігають енергію. Прос'юмери можуть продавати надлишкову

електроенергію не лише просто в мережу, а й адресно своїм власним споживачам [10].

До прос'юмерів відносяться, перш за все, власники систем відновлюваної генерації, зокрема фотоелектричних систем.

В ЄС Директива RES (2009/28/EC) [3] характеризує прос'юмера як активного «самоспоживача», який генерує енергію для самостійного споживання та, можливо, для продажу в електромережу. В нормативах США прос'юмером вважається споживач, який протягом певних годин доби виробляє більше енергії, ніж споживає (без уточнення факту продажу).

З точки зору енергосистеми прос'юмери здатні покращити ефективність роботи енергомережі, підтримати баланс місцевого попиту і пропозиції [11], зменшити коливання потужності та перетоки енергії в розподільних мережах за рахунок власних ресурсів керування споживанням побутових приладів та накопичення енергії [12]. Інформаційна та технічна підтримка діяльності такого типу споживачів вимагає наявності у енергомережі інтелектуальних властивостей. Тому згідно з визначенням в [13] прос'юмери також характеризуються використанням інтелектуальних вимірювальних приладів, здатних здійснювати облік та керування генерацією енергії, інтегруватися з системами управління побутовими електроприладами, накопичувачами енергії, електромобілями, підтримувати роботу з системами «мережа-мережа» в межах Smart Grid.

На даний момент існує багато країн світу, які субсидують та допомагають розвивати відновлювальну генерацію. Проте деякі розвинені країни вирішили припинити політику субсидування для впровадження нових програм розподіленої генерації через великий попит серед населення. Проблема полягає в тому, якщо більше країн або штатів почнуть припиняти стимули розвиток відновлюваної генерації це вплине на темпи розвитку мікромереж. Крім того, рентабельність інвестицій нинішніх і майбутніх власників систем відновлюваної енергії, ймовірно, зменшиться, що вплине на енергетичний ринок.

Необхідно створити локальні енергетичні ринки, де генерація відновлюваної енергії може торгуватися локально без потреби посередників, безпосередньо між споживачами.

Таким рішенням може виступати однорангова торгівля (P2P), яка є альтернативою для активної участі просьюмерів на енергетичному ринку. P2P дозволяє споживачам торгувати електричною енергією зі своїми сусідами. Крім того, P2P-торгівля енергією надає кінцевим користувачам більшу гнучкість, надаючи більше можливостей для споживання чистої енергії та допомагаючи переходу до низьковуглецевої енергетичної системи. Крім того, інші учасники ринку електроенергії можуть отримати переваги, такі як зниження пікового попиту на електроенергію, зниження витрат на технічне обслуговування та експлуатацію, а також підвищення надійності електричної системи.

Відповідно виникає необхідність створення структури для локальної торгівлі енергією. У якій просьюмери беруть участь у одноранговій торгівлі енергією та взаємодіють з оператором розподільчої мережі (DSO) через гнучкий ринок.

Де DSO виступає в ролі незалежного ринкового оператора, який керує інтегрованим місцевим ринком енергії, допоміжними послугами та розподілом енергії. Взаємодія DSO та споживачів на ринку гнучкості повинна відбуватись за допомогою аукціону, де DSO розраховує динамічну ціну на послуги просьюмерів. Основними умовами для такої системи є:

- торгова структура, яка дозволяє споживачам брати участь у ринку однорангової торгівлі та використовувати свої енергетичні активи, щоб допомогти DSO в управлінні мережевими обмеженнями;
- платформа продажу на основі спільноти просьюмерів, який дає змогу DSO забезпечувати безпечну роботу мережі, отримуючи послуги гнучкості від просьюмерів;
- цінова політика призначена для динамічного ціноутворення на електроенергію з інтервалом в одну годину або менше, що враховує ситуацію на енергетичному ринку.

Модель структури наведено на рис 1.2.

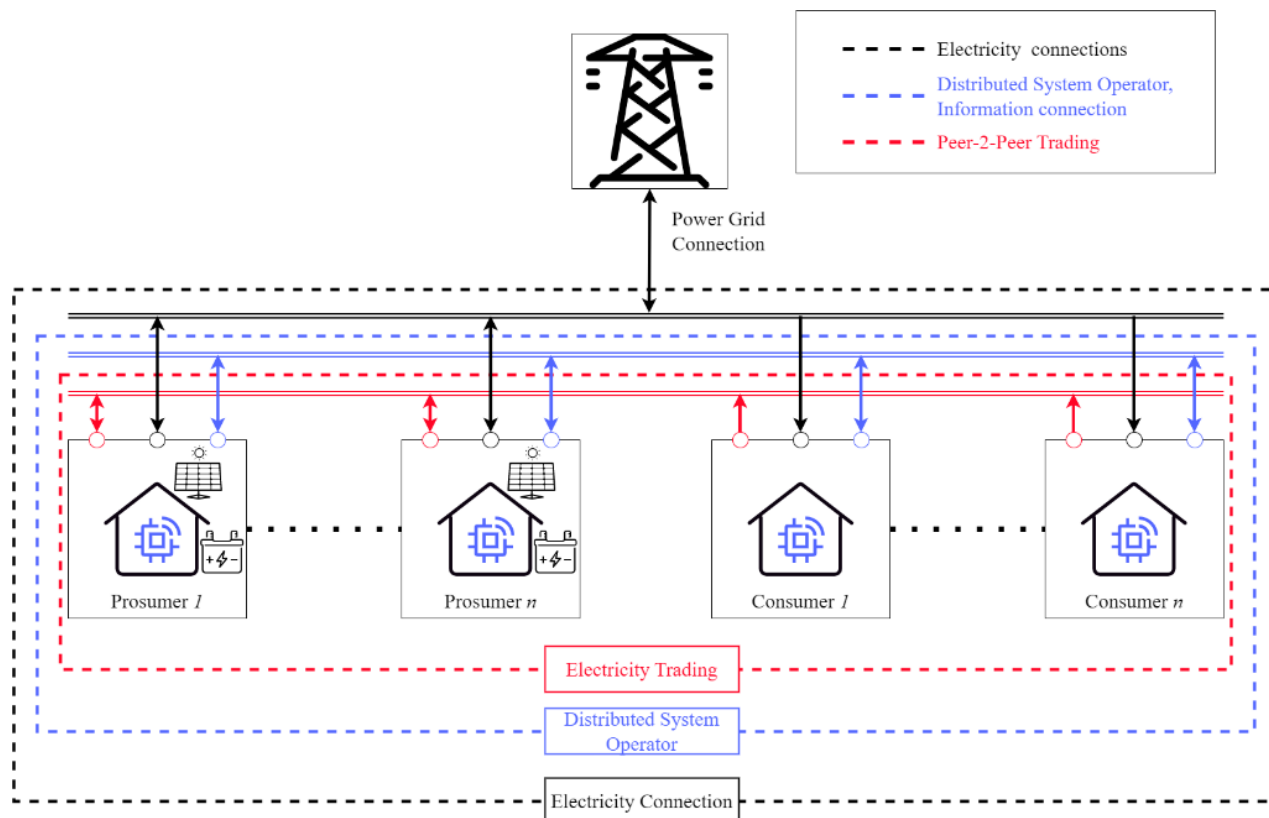


Рисунок 1.2 – Модель однорангової торгівлі енергією

Методику створення такої системи можливо описати наступною послідовністю кроків:

1. Оцінюються дані по споживанню електричної енергії, погодним умовам та ВДЕ на території громади. У випадку, якщо такі дані недоступні використовується спеціалізоване програмне забезпечення, бази даних та загальна статистична інформація.

2. На основі отриманих даних визначаються потенційні небаланси, що можуть виникнути в результаті відхилень навантаження або генерації ВДЕ від заявлених значень. Визначається точність систем прогнозування на короткострокову та середньострокову перспективу для цих параметрів.

3. На основі отриманих даних визначаються потенційні небаланси на рівні громади. До пікового значення додається потужність, що дозволить забезпечити участь віртуальної електричної станції на ринку електричної енергії. В умовах України станом на кінець 2023 року це значення становить 1МВт.

Ємність визначається шляхом математичного моделювання роботи системи з отриманими параметрами з урахуванням тривалості потенційних відхилень як на рівні громади так і на рівні енергосистеми. Також враховується що базовий стан накопичувача є заряд на 60 відсотків, що дозволить компенсувати відхилення в обидва боки. Отже отримане значення повинно становити 40% від ємності накопичувача.

4. Розраховується потужність навантаження активних споживачів, потенціальна генерація встановлених у них ВДЕ, резервних джерел живлення та пропускна здатність електричних мереж. Отримані значення дозволять визначити потенційну потужність балансування активним споживачем. Якщо розділити отримані в попередніх пунктах необхідні параметри на параметри активних споживачів отримаємо їх мінімальну необхідну кількість.

5. У кожного зі споживачів та ВДЕ встановлюються лічильники з можливістю передачі даних в реальному часі, а в активних споживачів додатково встановлюються контролери для накопичувачів енергії та ВДЕ.

6. Врегульовуються юридичні та технічні аспекти взаємодії активних споживачів при одноранговій торгівлі та взаємодії з ринком електричної енергії.

Отримана інформація поступає в центр керування з мінімально можливим інтервалом часу де опрацьовується та зберігається. Якщо на перших етапах система прийняття рішень буде спиратись на синтетичні дані, то з часом накопичений обсяг інформації дозволить перейти на реальні, що значною мірою підвищить ефективність прогнозування.

Загальна генерована або спожита потужність просьюмером у кожному часовому інтервалі є сумою угод з усіма просьюмерами та мережею. Ціль ринкового врегулювання є централізованою проблемою, яку може вирішити центральний оператор, який має доступ до приватної інформації споживачів.

Координація торгівлі оператором мережі. DSO отримує профіль планування споживачів і вирішує проблему потоку навантаження на основі чистої запланованої потужності споживачів. В умовах коли обмеження розподільчої мережі не задоволене, через перенавантаження або інші аварійні ситуації, тоді

керування перетоками на себе бере оператор мережі. У запропонованому методі ми використовуємо ринок гнучкості на рівні низької напруги, на якому споживачі, підключені до одного фідера. Тим самим утворюють спільноту просьюмерів та беруть участь у ринку гнучкості. Обмеження споживачів на рівні низької напруги зменшує гнучкість але дозволяє підвищити ефективність обчислень. Крім того, просьюмери в точці підключення можуть конкурувати один з одним, щоб забезпечити агреговану гнучкість на рівні низької напруги. DSO забезпечує необхідну гнучкість одноранговому ринку, враховуючи обмеження напруги та перевантаження розподільної мережі.

Одноранговий ринок гнучкості є ринком на основі спільноти для кожного джерела розподільчої мережі. Грунтуючись на запиті гнучкості від DSO, споживачі можуть обмінюватися гнучкістю з іншими споживачами, які розташовані в тому самому фідері, щоб підтримувати обмеження безпеки мережі. Відповідно до запропонованої на основі спільноти гнучкості торгової системи, споживачі мають більше свободи для забезпечення необхідної гнучкості. Іншими словами, якщо деякі просьюмери, розташовані у фідері, не можуть забезпечити гнучкість, інші просьюмери в спільноті можуть це забезпечити. Крім того, така система гнучкої торгівлі на основі спільноти створює конкурентне середовище для виробників, які забезпечують гнучкість, що призводить до ціни гнучкості, прийнятної для всіх виробників.

Окрім розвитку технологій Smart Grid до чинників, що підтримують виникнення і поширення прос'юмерів, також належать урядові програми стимулювання і заохочення участі в роботі енергосистеми, та активні громадські кампанії щодо зменшення шкідливого впливу енергетики на навколишнє середовище [14].

Інтеграція прос'юмерів до електроенергетичної мережі надає наступні переваги:

- можливість підтримки балансу споживання електричної енергії на локальному рівні;

- залучення побутових споживачів до прямої або опосередкованої участі на ринку електричної енергії;
- зниження навантаження на розподільчі мережі середньої та низької напруги, що дозволяє не допустити їх перевантаженості та зменшити втрати на передачу енергії;
- зменшення викидів шкідливих речовин від традиційних електричних станцій за рахунок використання прос'юмерами відновлюваних джерел енергії.

Однак, з одного боку використання поодиноких прос'юмерів не здатне вплинути значною мірою на баланс в електроенергетичній системі цілої країни з причини низькою встановленої потужності обладнання, а з іншого процес одночасного керування значною кількістю прос'юмерів традиційними засобами для операторів ринку може бути занадто складним.

Подальшим розвитком концепції прос'юмерів є об'єднання в спільноти чи мережі прос'юмерів, які мають спільну мету і схожу поведінку (в сенсі режимів споживання та генерування енергії), задля спільної участі у конкурентному енергетичному ринку. При досягненні певного обсягу такі спільноти можуть виступати як єдина потужна віртуальна електростанція (ВіртЕС).

Концепція ВіртЕС була вперше запропонована в 2005 р. в рамках проекту FENIX [15] («Гнучка електрична мережа для інтеграції очікуваної еволюції енергії»). Тоді її головна мета визначалась, перш за все, як інтеграція ВЕР в роботу енергосистеми і операції на енергоринку. Велика кількість малопотужних розподілених відновлюваних джерел енергії мають бути об'єднані у єдину віртуальну електростанцію для спрощення керування енергосистемою, підтримання балансу споживання і генерації, забезпечення стійкості та надійності роботи мережі.

На сьогодні точні визначення поняття ВіртЕС варіюються від «комбінація розподіленої генерації, постійних і змінних навантажень, інтегрованих лініями зв'язку і методами управління в реальному часі» [16], до «система управління енергоспоживанням спільноти активних споживачів, що виглядає для

енергоринку, як реальна електростанція» [17]. На рис. 1.3 зображені типові компоненти ВіртЕС згідно [18].

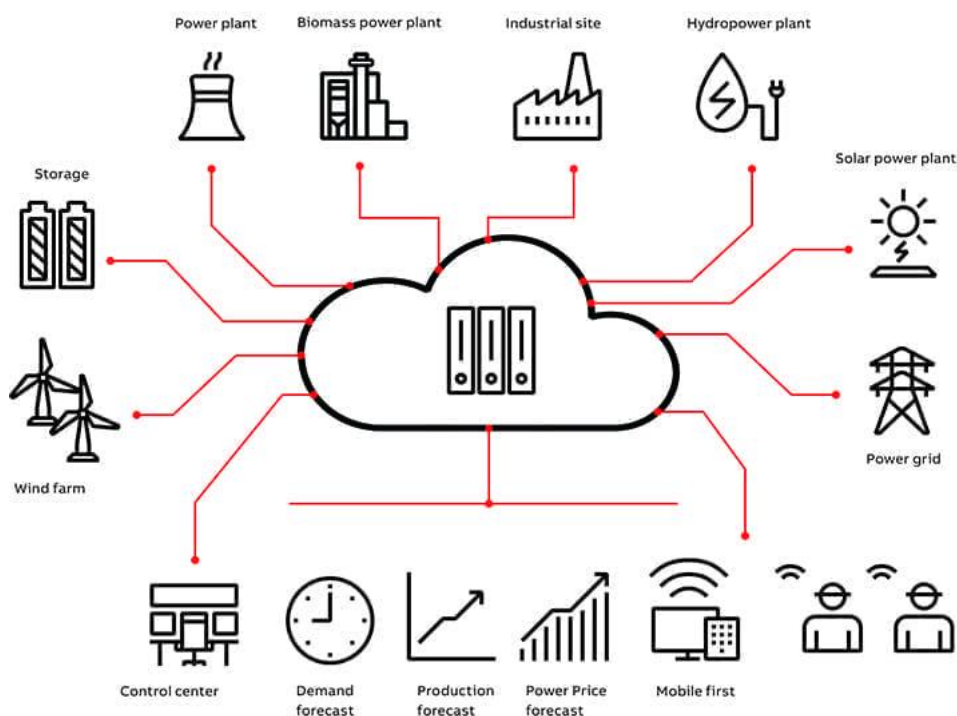


Рисунок 1.3 – Концептуальна схема ВіртЕС

Основою ВіртЕС є центр дистанційного управління, та Smart Grid мережа, що поєднує всіх учасників станції в межах енергосистеми. Програмне забезпечення центра дистанційного управління, ефективно координує і контролює роботу розподілених генераторів, систем зберігання енергії та регульованого навантаження, зокрема прос'юмерів.

Стохастичний характер генерації окремих відновлюваних джерел енергії компенсується в межах ВіртЕС великою кількістю генераторів, ресурсами управління споживанням та акумулюванням енергії. В результаті, для енергосистеми всі ці об'єкти виступають, як велика централізована електростанція зі звичайним, чи навіть більш високим рівнем керованості та маневреності.

З точки зору прос'юмерів метою створення ВіртЕС є мінімізація їх витрат на виробництво і максимізація прибутку від володіння обладнанням. Прос'юмери в «колективній» формі отримують можливість доступу до ринку електроенергії

включно з ринком системних послуг. Це дозволяє їм отримувати значний прибуток навіть без спеціальних «зелених» тарифів та далі збільшувати свою потужність без обмежень зі сторони енергосистеми [19].

Існують й інші концепції ВіртЕС [20], які передбачають не централізовану, а багаторівневу ієрархічну структуру системи управління станцією та запровадження оператора ВіртЕС. Оператором ВіртЕС може бути як незалежна компанія, так і оператор місцевої розподільної мережі. Він несе відповідальність за управління ВіртЕС, координацію роботи з оператором енергоринку і локальними постачальниками комунальних послуг. В ієрархічній ВіртЕС технічне управління здійснюється засобами інтелектуальних пристроїв, встановлених у споживачів та на локальному рівні, а загальні функції диспетчеризації станції здійснюються хмарним центром управління на верхньому рівні оператора. Варто відзначити, що, будь-яка архітектура ВіртЕС передбачає пріоритетність загальної стратегії оперативного управління станцією і певні обмеження рішень окремих учасників: споживачів, генераторів чи прос'юмерів. В той же час подальший розвиток ідеї енергетичного прос'юмеризму і залучення до об'єднаної енергосистеми мільйонів активних споживачів практично не можливий без координації їх роботи в межах віртуальних електростанцій.

1.3 Графіки навантаження прос'юмерів

1.3.1 Методи моделювання графіків навантаження

Оцінка потенційної ефективності використання прос'юмерів для вирішення задачі підтримки балансу активної потужності базується на дослідженні їх графіків навантаження та потенціалу генерації за допомогою відновлюваних джерел енергії, що можуть бути встановлені у них.

На відміну від промисловості, сільського господарства і електричного транспорту, побутове навантаження характеризується набагато більшою різноманітністю факторів впливу і внутрішніх особливостей. Крім погодних умов, характеристик житла і використовуваних електроприладів, на рівень споживання енергії рішуче впливає поведінка людини [21].

Традиційно для моделювання навантаження побутового споживача використовуються дані про встановлене в нього обладнання або історичну інформацію про його енергоспоживання. На основі цих даних можливо аналітично оцінити або спрогнозувати рівень енергоспоживання. Існуючі для цього методи мають різні сильні, слабкі сторони, а також вимоги для застосування, але всі вони вимагають великої кількості точних і детальних даних про споживача. У випадку з приватними домогосподарствами збір таких даних ускладнено обсягом даних та вимогами до конфіденційності. Поява нових видів навантаження, таких як електромобілі та приватні системи зберігання енергії, створює додаткові проблеми пов'язані з відсутністю досить глибокої передісторії даних.

У зв'язку з наведеними факторами в останній час все більш актуальною стає розробка методів моделювання навантаження побутових споживачів і прос'юмерів, здатних з високою точністю врахувати особливості графіків навантаження існуючих споживачів і спрогнозувати потенційне навантаження для нових.

Методи моделювання побутового енергоспоживання можливо розділити на дві категорії, умовно позначені: «зверху вниз» і «знизу вгору» [22].

При використанні методу «зверху вниз» виконується оцінка загального енергоспоживання в житловому секторі країни або регіону, яка за участю додаткових параметрів перетворюється в дані про енергоспоживання конкретним побутовим споживачем. Ці дані можуть враховувати зміни макроекономічних показників, таких як ціни на енергоносії та доходи домогосподарств, а також темпи розвитку технологій та зміни клімату. Моделі «знизу вгору», навпаки, описують енергоспоживання окремих споживачів або житлових будинків, а потім екстраполювати ці результати до рівня міста, регіону або країни [23]. Такі моделі спираються на фон споживання енергії.

Яскравим прикладом моделей «зверху вниз» є типові графіки електричного навантаження [24, 25]. Зазвичай вони будуються на даних режиму дня або на середніх даних репрезентативних споживачів. Цей тип моделей включає в себе

споживчо-прос'юмерну модель навантаження, приклад використання якої наведено [26], щоб змодельовати роботу розумної системи котеджного селища з даховими сонячними електростанціями. Однак такі моделі «зверху вниз» можуть бути більш складними. Наприклад, в США «Національна система енергетичного моделювання» для середньострокового прогнозування та аналізу енергетичної політики включає в себе економо-метричну модель споживання енергії житловим фондом [27]. Дана модель враховує парк побутової техніки, стан зовнішніх огорож будівель і розвиток розподіленої генерації. Складова парку побутової техніки оцінює термін служби і насиченість його [28]. Однак, незважаючи на те, що моделі «зверху вниз» добре описують вплив макро- змінних на загальну зміну споживання електроенергії, вони абстрагуються від деталей внутрішньо денних змін в графіку навантаження і описують їх дуже приблизно [29]. При використанні підходу «знизу вгору» об'єктом дослідження є кінцевий користувач, а основна увага приділяється побудові моделей споживання для кожного з його електричних приймачів [29,30].

Методи «знизу вгору» забезпечують високу точність моделювання щоденного графіка споживчого навантаження, але вимагають великого обсягу даних. Раніше це було серйозною перешкодою для їх застосування, але з розвитком АСКОВ енергетичних компаній і поширенням різноманітних інтелектуальних систем в домогосподарствах, кількість доступних даних про електричне навантаження кінцевих споживачів стрімко зростає [31].

В якості математичного апарату для моделювання навантаження «знизу вгору» широко використовуються методи регресійного аналізу. Так, в роботі [32] багаторазова лінійна регресія використовується для прогнозування споживання електроенергії і максимального навантаження домогосподарства в залежності від типу будівлі, кількості спалень і складу сім'ї.

А в [33] для прогнозування попиту на електроенергію пропонується функціональна векторна модель авторегресійного державного простору, що дає можливість агрегувати її до рівня регіональної або національної енергетичної

системи. Штучні нейронні мережі також широко використовуються для побудови регресійних моделей [30].

Проте при вивченні режимів споживання нового абонента без історії даних про його навантаження, як і в разі імітації роботи розумної мережі прос'юмерів в новому котеджному селищі [26], побудова звичайних регресійних моделей вкрай складна. Це множинна регресія, яка включає в себе поведінкові моделі використання електроприладів в повсякденному житті. У цій моделі кожен житель домогосподарств розглядається як самостійний агент, керований своїми бажаннями і звичними моделями поведінки.

Відповідно до психологічної моделі поведінки, запропонованої німецьким психологом Д. Дернером [34], в будь-який момент часу люди приймають рішення (в тому числі і використання електроприладів) виходячи зі своїх поточних бажань і вибирають оптимальну дію з доступних варіантів. У моделі поведінкового навантаження [35] використовуються спрощені моделі бажань побутового споживача електроенергії. Вибір доступних дій для людини як споживача енергії, що прагне задовольнити свої бажання, залежить від пристроїв, доступних в господарстві. Це може бути мікрохвильова піч, електро-чайник, лампи, водонагрівачі і т.і. Природно, моментом виникнення бажання і вибору способів його задоволення є випадкові змінні з певними законами розподілу ймовірностей. Як показали дослідження, підхід, використовуваний в моделі [35], добре підходить для формування реалістичних профілів навантаження різних домогосподарств, точно відображаючи особливості їх реальних графіків навантаження: розташування і форму максимумів і мінімумів навантаження, кількість і величину стрибків навантаження, коефіцієнти форми і заповнення графіків. На його основі створено і розробляється програмний комплекс з відкритим вихідним кодом «Генератор електричного навантаження комплексу LPG» [36]. Кожен згенерований LPG граф є випадковим, унікальним і може значно відрізнятися від інших реалізацій за формою. А саме величиною і часом вторинних максимумів і мінімумів навантаження (рис. 1.4). Такі відхилення можуть бути пов'язані, наприклад, з випадковим розподіленням рішень членів

сім'ї готувати їжу, прати білизну або виходити з дому. Вони є невід'ємною частиною поведінкової моделі.

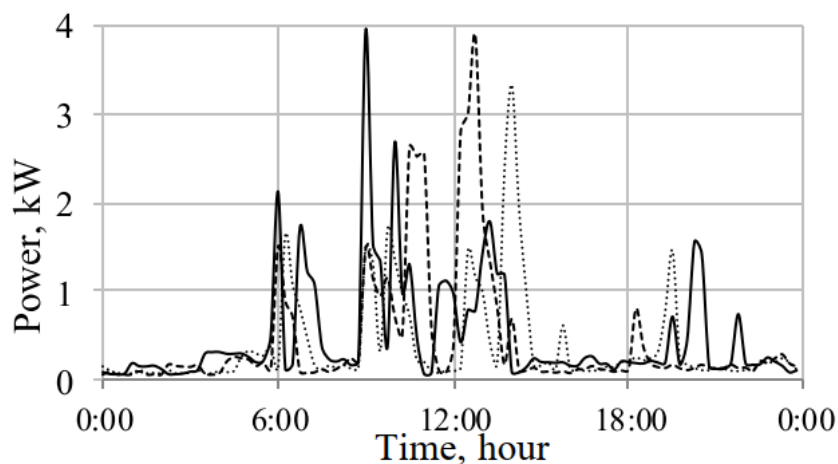


Рисунок 1.4 – Різні реалізації графіків випадкового навантаження на LPG [34]

1.3.2 Моделювання графіків навантаження просьюмерів

В ході даного дослідження, за допомогою програмного комплексу LPG, було вивчено та змодельовано графіки споживання електричної енергії. Перший тип сімейства включає в себе двоє працюючих дорослих.

Склад побутового обладнання сімей є досить обширним та налічує понад 50 пристроїв, попередньо налаштованих на основі досліджень ринку. Режим та графіки навантаження споживачів надзвичайно різноманітні. Вони не стабільні та значно змінюються в часі. Тому були змодельовані робочий день та вихідний день за трьома сезонами: зима, весна, літо.

Графіки електричних навантажень – одна з основних характеристик режимів роботи побутових споживачів електричної енергії та є вихідним матеріалом для розрахунків електричних мереж. Графіки електричних навантажень характеризують зміни величини електричного навантаження в часі. Графіки навантаження характеризуються наступним чином:

- середнє значення навантаження – показує середнє значення графіка навантаження, як показано в (1.1):

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^T P_i}{T}, \quad (1.1)$$

де P_i – значення навантаження в i – ту годину;

T кількість часових інтервалів.

- коефіцієнт максимуму графіка – пов’язує максимальне і середнє значення графіка навантаження, як показано в (1.2):

$$k_{\text{м}} = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{ср}}}, \quad (1.2)$$

де P_{max} – максимальна потужність на інтервалі;

$P_{\text{ср}}$ середня потужність на інтервалі.

- коефіцієнт заповнення графіка – показує наскільки щільно заповнений графік навантаження, як показано в (1.3):

$$k_{\text{з}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}} \quad (1.3)$$

- коефіцієнт форми графіка – характеризує нерівномірність графіка навантаження, як показано в (1.4):

$$k_{\text{ф}} = \frac{\sqrt{\sum P_i^2 / T}}{P_{\text{ср}}} \quad (1.4)$$

На рис. 1.5 і 1.6 показані згенеровані добові профілі навантаження сім'ї першого типу. Наведені графіки показують криву побутового навантаження. Та дуже детально відображають погодинне споживання енергії, зокрема, видно пікові навантаження, які виникли внаслідок включення потужних побутових приладів протягом 24 годин. В табл. 1.1 наведено характеристики графіків навантаження сім'ї першого типу за трьома порами року.

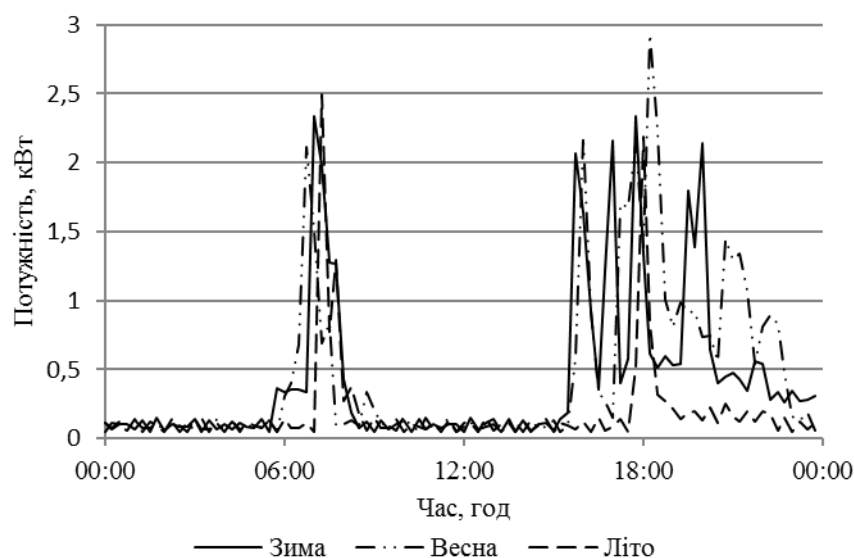


Рисунок 1.5 – Графік навантаження робочого дня сім'ї першого типу

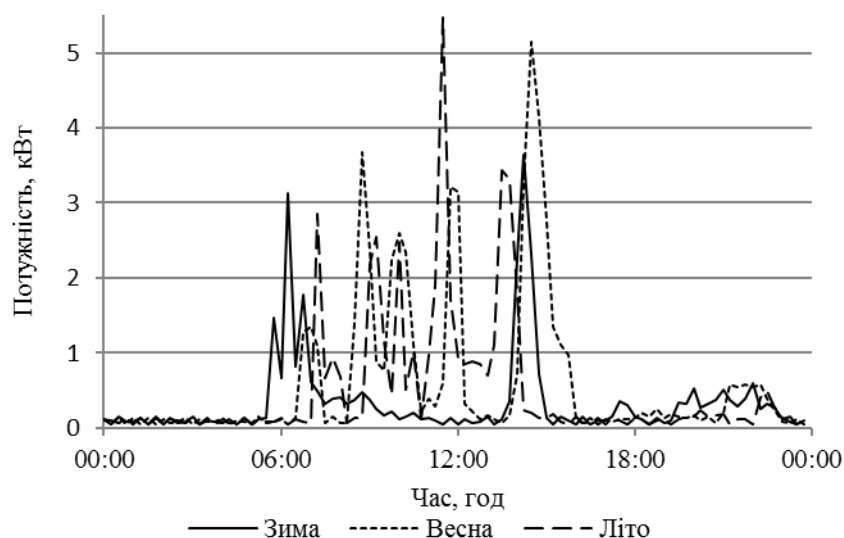


Рисунок 1.6 – Графік навантаження вихідного дня сім'ї першого типу

Таблиця 1.1 – Характеристики графіків навантаження сім'ї першого типу за трьома порами року

День	Робочій день	Вихідний день	Пора року
Середнє значення	0,42	0,34	Зима
	0,46	0,61	Весна
	0,19	0,49	Літо
Коефіцієнт максимуму	5,45	6,7	Зима
	6,3	8,35	Весна
	12,98	1,96	Літо
Коефіцієнт заповнення	0,05	0,09	Зима
	0,15	0,11	Весна
	0,07	0,09	Літо
Коефіцієнт форми	1,67	1,98	Зима
	1,65	0,19	Весна
	2,11	2,04	Літо

Детальний аналіз кривої навантаження робочого дня рис. 3.2 показує, що попит на навантаження починає зростати лише після 6:00 години ранку, коли члени сім'ї прокидаються та починають збиратися на роботу. Амплітуда потужності ранкового піку виникає через використання потужних електроприладів, таких як електрочайник або фен. Після того, як члени сім'ї поїхали на роботу навантаження падає до мінімального значення.

Графіки навантаження вихідного дня, що зображені на рис. 3.3 мають найбільше споживання в середині дня, адже члени сім'ї знаходяться вдома. В такий день найбільше споживання енергії відбувається з 12:00 до 18:00 години, опісля спадає.

Із наведених графіків споживання можна побачити, що в робочі та вихідні дні взимку споживання навантаження починається на декілька хвилин раніше, ніж весною, яке в свою чергу, починається раніше, ніж влітку. Це пояснюється тим, що взимку схід сонця відбувається пізніше, відповідно, при однаковому ритмі життя, люди починають раніше вмикати світло та інші побутові прилади, що зміщує піки навантаження.

Згенеровані графіки LPG є схожими на типові графіки навантаження побутових споживачів за часом використання, проте мають значно більшу

амплітуду потужності. У досліджуваних типів сімейств характер споживання є швидко виникаючим та має значне короткотривале навантаження. Натомість типовий графік має менше і більш тривале навантаження.

При цьому для налаштування алгоритму управління центру енергетичного менеджменту потребує узагальнений графік навантаження, що відображає особливості реального споживання, але позбавлений нетипових відхилень. Для отримання такого графіка пропонується сформувати типовий графік навантаження на основі профілів навантаження певних комбінацій вхідних даних, що генеруються LPG.

1.3.3 Побудова усереднених графіків навантаження просьюмерів

Для побудови моделі навантаження використовується кілька етапів розбивки даних на часові проміжки. На першому етапі весь рік розбивається на часові інтервали таким чином, щоб тривалість світлового дня не змінювалася більше ніж на 15 хвилин. Можна вважати, що в межах кожного інтервалу режими роботи освітлення не змінні. Для широти Харкова виділяється 24 таких інтервали тривалістю від 10 до 26 днів.

Далі в кожному інтервалі виділяються робочі та вихідні дні. Для побутових споживачів, що використовувалися авторами під час їх досліджень, характерною особливістю графіка навантаження вихідного дня є піки ранкового і післяобіднього навантаження, близькі за величиною до вечірнього максимального навантаження робочих днів. Для підтримання балансу між точністю та швидкістю проведення аналізу пропонується прийняти навантаження в суботи, неділі та свята однаковим.

Таким чином, графік навантаження на конкретний день року визначається як:

$$P_m(d, t_k) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_{c,i}(d_i, t_k), \quad (1.5)$$

де P_m – середня потужність навантаження;

d – номер поточного дня року;

t_k – номер поточного інтервалу дня;

n – кількість усереднених реалізацій сформованого графіка навантаження;

$P_{c,i}$ – вантажопідйомність відповідно до i -го виконання графіка навантаження, що генерується LPG;

d_i – число i -го дня року, яке відноситься до того ж інтервалу тривалості світового дня, що і d .

Елементи множини $\{d_i\}$, $i = \overline{1, n}$ випадковим чином вибираються серед чисел днів року, що стосуються того ж інтервалу тривалості СВД, що і d . При цьому допускається повторення значень d_i , так як відповідні реалізації графіків випадкового навантаження $P_{c,i}(d_i, t)$ будуть відрізнятися.

Кількість усереднених реалізацій згенерованого графіка навантаження n може змінюватися в залежності від бажаного ступеня згладжування усереднення графіка. Для цього завдання експериментально було обрано значення $n = 24$.

Як видно з (1) для побудови навантаження, день ділиться на часові проміжки з постійним кроком Δt :

$$t_k - t_{k-1} = \Delta t. \quad (1.6)$$

Відповідно до поставленого завдання і можливостей LPG величина Δt може обиратися в діапазоні от 1 до 60 хвилин.

На рис. 4 представлені графіки усередненого навантаження $P_m(t_k)$, побудовані при $\Delta t = 1$ хв, $\Delta t = 5$ хв і $\Delta t = 15$ хв. Як видно, чим менше значення Δt , тим більш нерівномірним є графік $P_m(t_k)$, тим більше коливань навантаження він має. При цьому графіки для $\Delta t = 1$ хв і $\Delta t = 5$ хв відрізняються більш сильно, ніж для $\Delta t = 5$ хв і $\Delta t = 15$ хв. Основна різниця, що проявляється при переході від $\Delta t = 5$ хв до $\Delta t = 1$ хв полягає в проявленні на графіку навантаження коливань, пов'язаних з ступеневим або релейним характером законів управління більшості потужних побутових електроприладів.

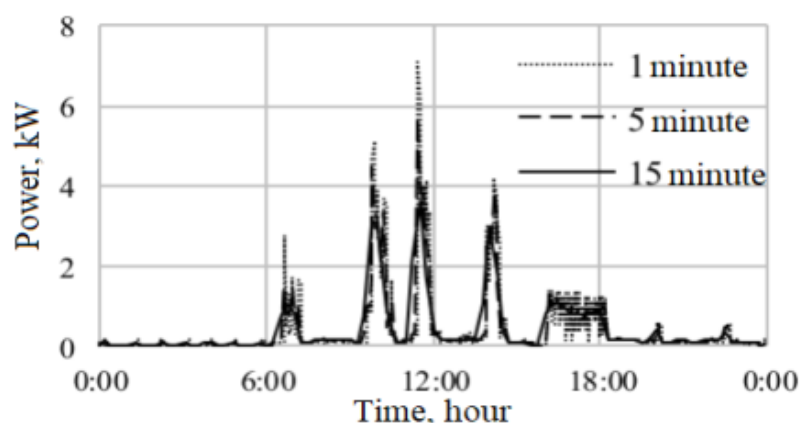


Рисунок 1.7 – Усереднені графіки навантаження з різним кроком розбиття доби Δt

Менший крок Δt детально передає стохастичний характер домашнього навантаження, але це також означає більшу кількість точок в моделі $P_m(t_k)$, більший обсяг даних для зберігання та обробки, а отже, більш повільне моделювання споживчих процесів. Крім того, управління вузлом розумної прос'юмерної системи повинно здійснюватися з обмеженням на кількість перемикання режимів заряду/розряду системи зберігання енергії, а також з урахуванням інтервалу роботи енергоринку. Тому для моделі навантаження $P_m(t_k)$ рекомендується обирати значення кроку $\Delta t = 15$ хвилин.

Прикладом дослідження з обраним кроком у 15 хвилин є графіки навантаження отримані для споживачів, що проживають у котеджному селищі Харківській області. Для дослідження було обрано два типи сімей. Перший складається з двох працюючих дорослих, інший з двох працюючих дорослих і двох дітей-підлітків. Склад і характеристики побутової техніки обох сімей відповідають сучасним уявленням про комфорт і розвиток побутової техніки. Додатково прийнято, що всі будинки в котеджному селищі обладнані системою газового опалення і гарячого водопостачання. На рис. 1.8 показаний графік добового навантаження сімейства першого типу (крива 1) за один сезон року, який використовувався в роботі [26]. Він побудований на типових графіках навантаження великої групи побутових споживачів. Його недоліком є занадто гладкий профіль, пов'язаний з високим рівнем усереднення при побудові методу «зверху вниз». Також на ньому відображені крива 2, що побудована на основі одиночної генерації даних за допомогою LPG. Ця крива має занадто індивідуальний та неповторний характер і значно змінюється в деталях при кожній генерації. Крива 3 побудована за допомогою запропонованої методики. Важливо зазначити, що добове споживання в усіх трьох варіантах однакове.

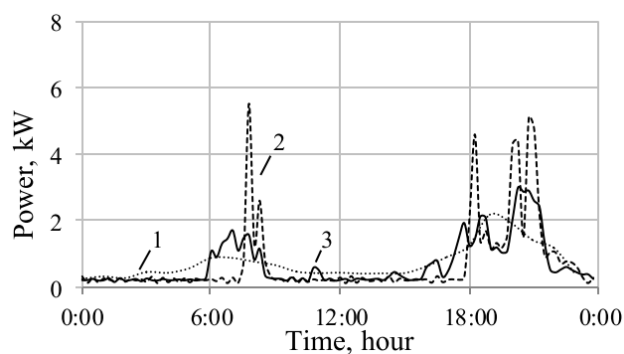


Рисунок 1.8 – Графіки моделей навантаження: 1 – типовий [7]; 2 – LPG [17];
3 – усереднений (1)

Як видно, крива 3 на рис. 1.8 займає проміжне положення між кривими 1 і 2. Середній графік містить багато вторинних піків, зосереджених в районі ранкових і вечірніх максимумів, а також піки в інші години дня, характерні для графіків навантаження домогосподарств. Ця характеристика моделі навантаження дуже

важлива, так як може бути використана для налаштування алгоритму управління індивідуальною системою зберігання енергії прос'юмера.

Однак у обраного методу є і певні обмеження. Крива 3 завдяки усередненню, має в 2-3 рази менший діапазон коливань потужності навантаження, ніж крива 2. Це означає, що він не передає піки навантаження, пов'язані з одночасним використанням потужної побутової техніки. Тим не менш, такий недолік запропонованої моделі прийнятний, так як такі різкі кидки навантаження компенсуються буферним накопичувачем енергії, підключеним паралельно з основною літій-іонною батареєю в системі зберігання енергії прос'юмера. Оскільки запропонована модель навантаження пропонується для використання з метою вибору алгоритму управління основними накопичувачами енергії, можна вважати, що вона точно передає всі особливості енергоспоживання прос'юмером в рамках поставленого завдання.

Запропонований метод моделювання навантаження побутових споживачів «знизу вгору» шляхом усереднення випадкових графіків, що генеруються поведінковою моделлю, дає можливість отримати графіки навантаження, які більш точно передають стохастичний характер побутового споживання, ніж типові графіки, побудовані методами зверху вниз. Обрані параметри для ділення інтервалів усереднення дозволяють отримати досить компактний набір даних моделі і при цьому зберегти особливості навантаження в різні дні року і години доби, необхідні для моделювання режимів роботи і алгоритмів управління системою генерації і зберігання енергії споживачів прос'юмерів.

Таким чином за допомогою запропонованих методів усереднення ми створюємо репрезентативні графіки навантаження, які надалі будуть використовуватись в та створенні ВіртЄС. Далі на рис. 1.9 - 1.14 приведено усереднений графік навантаження сім'ї першого типу в робочій та вихідний день в різні сезони.

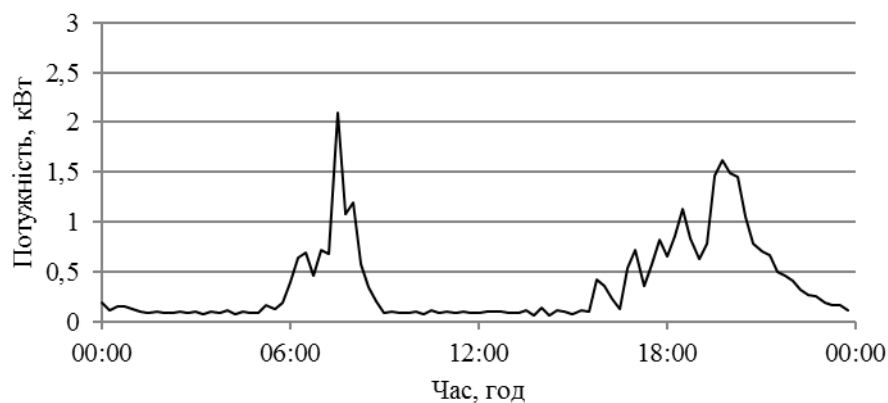


Рисунок 1.9 – Усереднений графік навантаження сім'ї першого типу взимку в робочій день

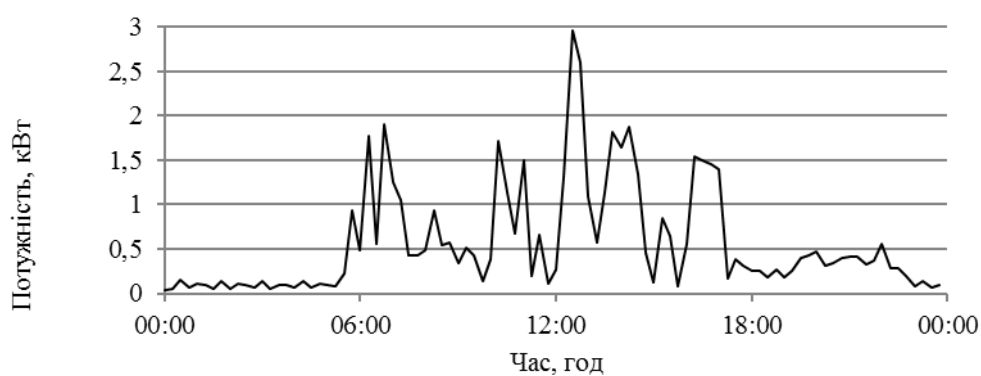


Рисунок 1.10 – Усереднений графік навантаження сім'ї першого типу взимку в вихідний день

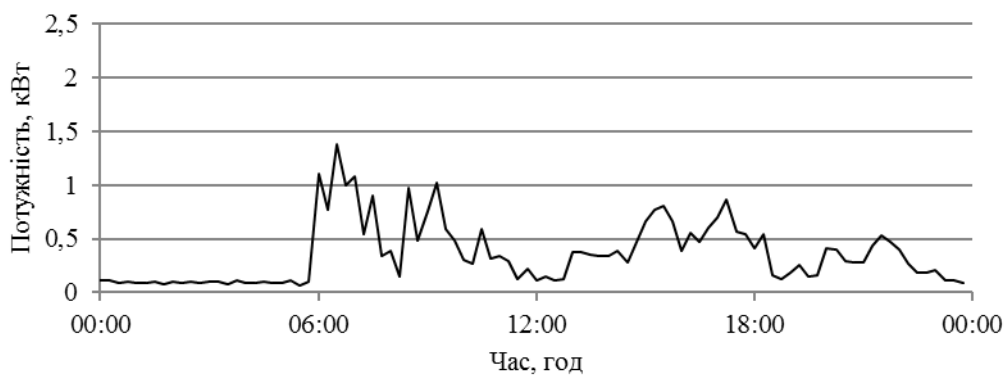


Рисунок 1.11 – Усереднений графік навантаження сім'ї першого типу восени в робочій день

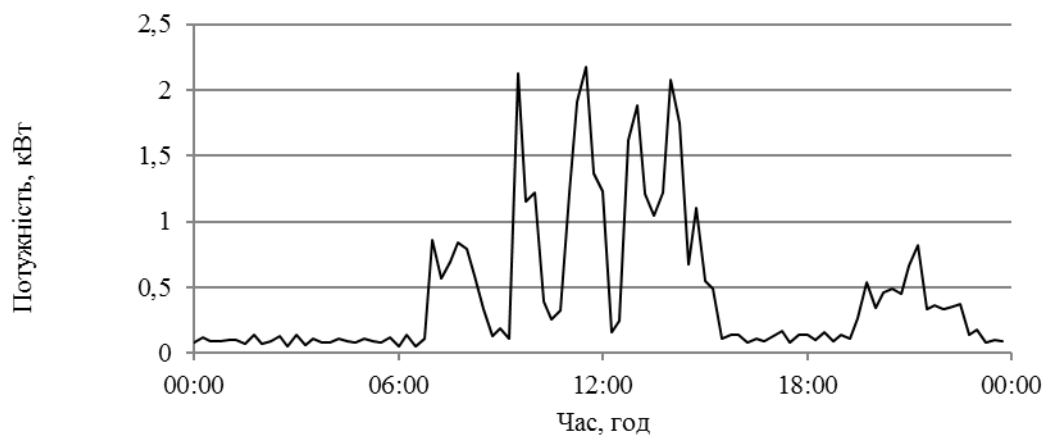


Рисунок 1.12 – Усереднений графік навантаження сім'ї першого типу восени в вихідний день

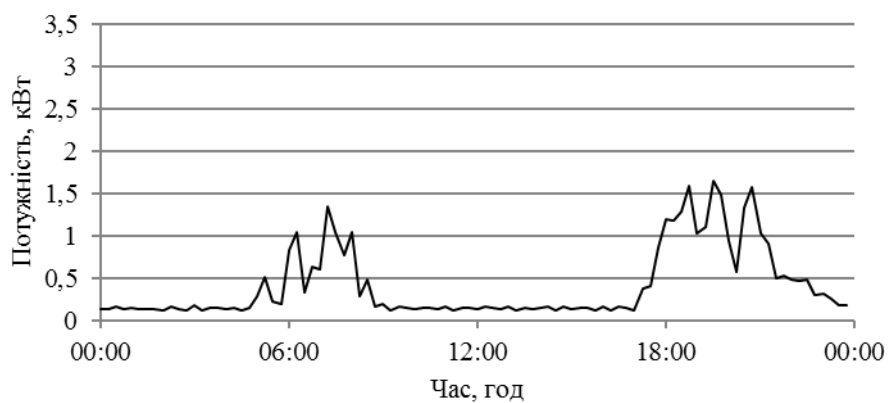


Рисунок 1.13 – Усереднений графік навантаження сім'ї першого типу влітку в робочій день

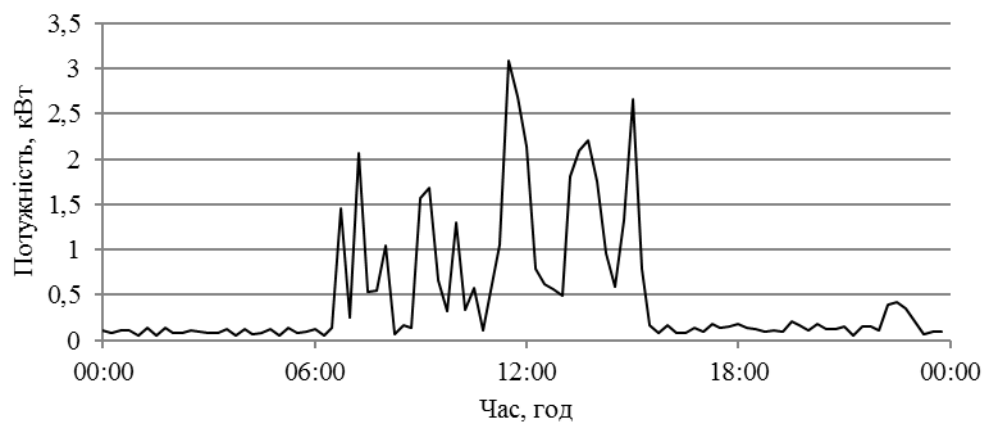


Рисунок 1.14 – Усереднений графік навантаження сім'ї першого типу влітку в вихідний день

Характеристики графіків навантаження сім'ї першого типу наведено в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Характеристики усереднених графіків навантаження сім'ї першого типу

День	Робочий день	Вихідний день
Тип споживання	Інтенсивний	Інтенсивний
Зима		
Середнє значення	0,36	0,56
Коефіцієнт максимуму	5,70	5,23
Коефіцієнт заповнення	0,24	0,19
Коефіцієнт форми	1,52	1,46
Осінь/Весна		
Середнє значення	0,34	0,45
Коефіцієнт максимуму	5,15	4,80
Коефіцієнт заповнення	0,19	0,20
Коефіцієнт форми	1,33	1,55
Літо		
Середнє значення	0,40	0,48
Коефіцієнт максимуму	4,02	6,33
Коефіцієнт заповнення	0,22	0,15
Коефіцієнт форми	1,47	1,73

Відповідно до отриманих результатів та проведеного аналізу можна стверджувати, що поведінка людини відіграє значну роль у енергоспоживанні. Так, за даними отриманими нами в ході дослідження, лише чверть енергоспоживання є автономним і не залежить від людини та її поведінки, решта 75% - результат її свідомої діяльності. У випадку приведеної сім'ї першого типу можна спостерігати значні ранкові та вечірні піки в робочі дні, що відповідає загальній концепції типового графіка споживання електроенергії.

В першу чергу, це пояснюється режимом роботи обраного типу споживача. В вихідні дні різниця в енергоспоживанні є менш явною, проте кількість різних варіантів енергоспоживання зростає. Є багато факторів, які суттєво впливають на графіки навантаження побутових споживачів, і їх обов'язково слід враховувати при моделюванні параметрів роботи енергосистеми.

В цілому, усереднені графіки споживання досить точно відображають характер споживання згенерованих випадковим чином графіків, особливо у

випадку приведеного типу споживача, де споживання є чітко вираженим за часом. Усереднені графіки є згладженими та не мають гострих піків, при цьому їх фронт є ширших за аналогічні згенеровані графіки. Проте є ряд особливостей:

- коефіцієнт максимуму усереднених графіків є меншим, адже дуже круті раптові піки на усереднених графіках згладжуються;
- коефіцієнт заповнення на усереднених графіках є вищим через більшу його щільність;
- коефіцієнт форми усереднених графіків є меншим, що викликано більш рівномірним характером споживання.

Таким чином можна зробити висновок що, в першу чергу для для моделювання та налаштування ВіртЕС потрібні усереднені графіки споживання. Також ці графіки можуть застосовуватися у системах керування розумними мережами.

Через умови військового часу аналіз графіків навантажень було здійснено за допомогою спеціалізованого програмного забезпечення UserGraph, що містить доступ до альбомів типових електричних навантажень.

В результаті аналізу наукових установ та закладів вищої освіти було отримано типові графіки навантаження для кожного місяця рис 1.15. Також було отримано дані максимальних навантажень та обсяги споживання енергії по місяцям. Ці дані можливо використати для моделювання навантаження лабораторій де проводиться лише експериментальна діяльність без навчальних занять. Саме цей тип навантажень найближчий до поточних умов реального об'єкту досліджень – кампусу НТУ «ХПІ». Це обумовлено тим, що через умови безпеки навчання на території університету зараз не проводиться і там ведеться лише адміністративна та наукова діяльність.

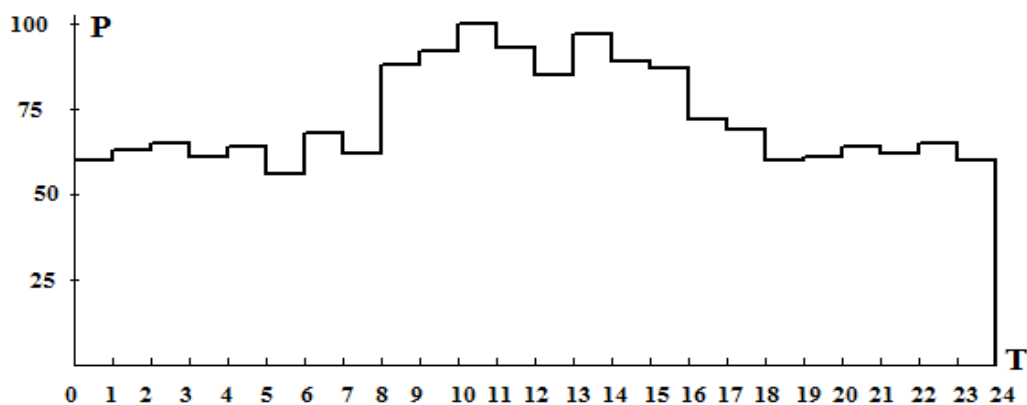


Рисунок 1.15 – Вихідний графік навантажень закладу де проводяться дослідження та експериментальні розробки у сфері природничих та інших наук за січень

Також було отримано та проаналізовано дані по закладам середньої та професійно-технічної освіти з отриманням аналогічних даних. Типовий графік навантажень для одного з місяців для професійно-технічної освіти представлений на рисунку 1.16.

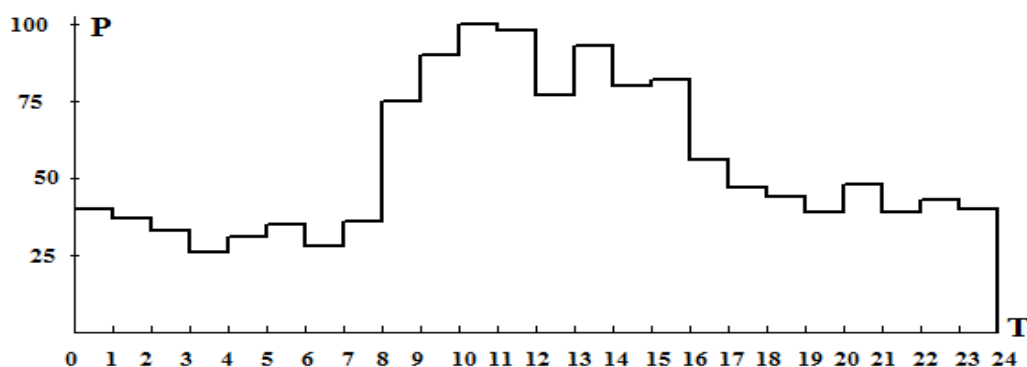


Рисунок 1.16 – Вихідний графік навантажень закладу професійно-технічної освіти за січень

Наведених типових графіків було недостатньо для проведення навчання нейронних мереж. В той же час отримані в результаті проведених досліджень на території університету дані неможливо вважати об'єктивними через відсутність навчального процесу та режим роботи більшості, навіть наукових співробітників. Саме тому дослідження можливості реалізації запропонованих ідей на території студмістечка НТУ «ХП» планується продовжити після повернення до очного навчання.

1.4 Дослідження потенціалу генерації просьюмерів

З метою визначення потенціалу для генерації відновлюваних джерел енергії, що можливо будуть використані прос'юмерами, можливо використовувати математичне моделювання на основі відкритих даних.

Джерелом таких даних можуть виступати уточнені дані зі супутників, інформація з найближчих метеостанцій, та найбільш точним варіантом є використання власних метеостанцій, що встановлені на території де планується задіяння прос'юмерів. Однак, такий варіант потребує значного періоду вимірювань для забезпечення достатньої точності та додаткових капіталовкладень. За неможливості використання такого підходу рекомендується використовувати перші два варіанти. При цьому можливо використовувати як дані за останні кілька років так і типовий метрологічний рік.

Отримавши вхідні дані можливо перейти до визначення потенціалу генерації прос'юмерами. В даній роботі не буде приділено уваги питанню моделювання дизельних генераторів, міні гідроелектростанцій та малопотужних газотурбінних установок з причини їх вже більш ніж достатньої кількості досліджень та низької вірогідності для застосування широким колом прос'юмерів. Саме тому пропонується зосередитися на моделюванні малопотужних сонячних та вітроелектростанцій.

Вхідними даними для такого моделювання є:

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

Ця інформація отримується з джерел наведених на початку розділу. Приклад візуалізації таких даних наведено на рис. 1.175.

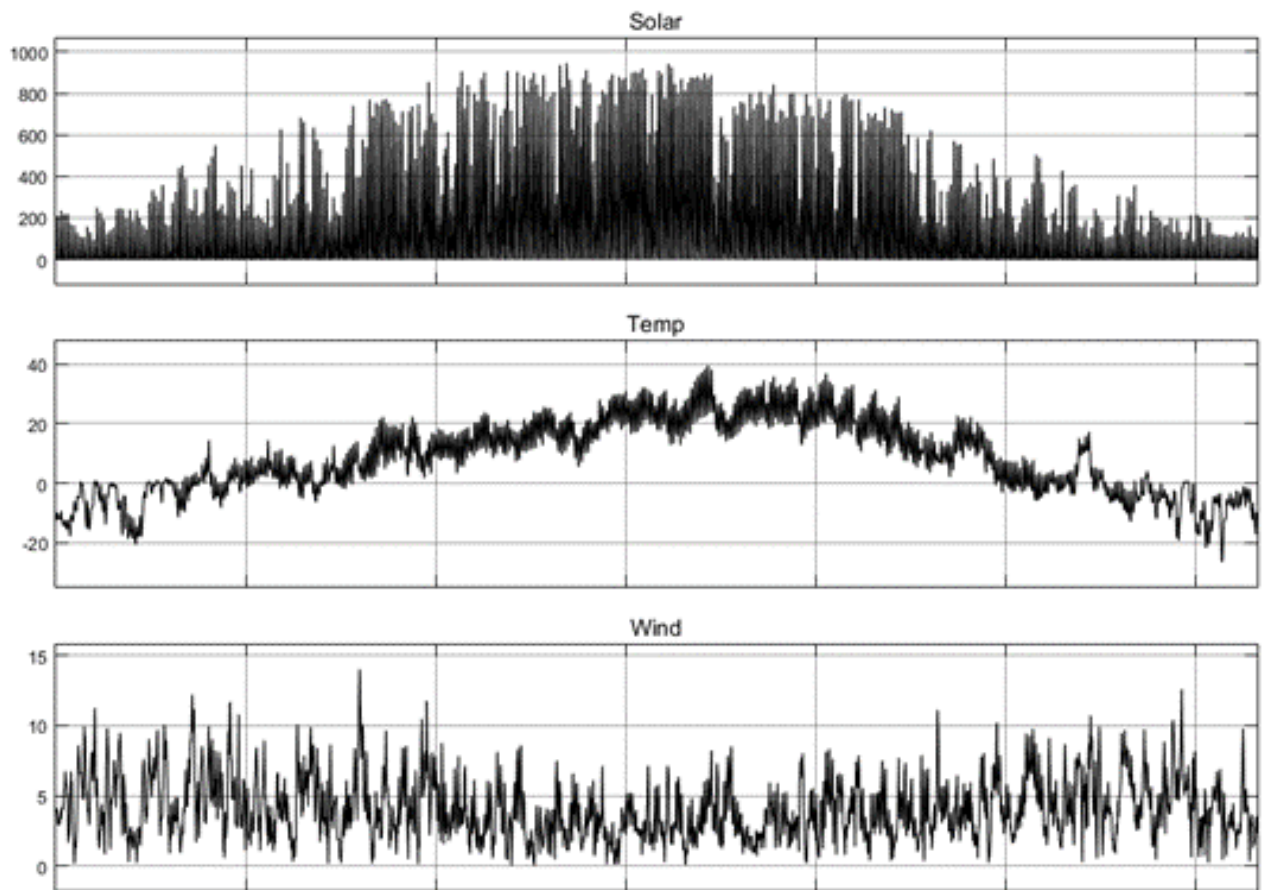


Рисунок 1.17 – Дані для дослідження потенціалу генерації прос'юмера [36]

Розрахунок потенціалу генерації однією або декількома фотоелектричними панелями підключеними до інвертору можливо здійснити за допомогою рівняння [36]:

$$P_{pv} = n \cdot f_{\theta} \cdot P_{stc} \cdot \frac{G}{G_{stc}} \cdot [1 + k_p \cdot (T_{emp} - T_{stc})], \quad (1.7)$$

де f_{θ} – 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;

Для моделювання роботи вітроелектростанції пропонується побудувати роботу на основі моделювання її в чотирьох режимах роботи:

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 вітрогенератора, він припиняє генерацію).

4) Швидкість вітру вища за мінімальну, але нижче номінальної. В цьому випадку вихідна потужність описується рівнянням [36]:

$$P_{wt} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot (\lambda, \beta) \cdot p(z) \cdot A \cdot V_w^3, \quad (1.8)$$

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 (1.10).

λ – коефіцієнт передачі швидкості, визначається за рівнянням (1.9);

β – коефіцієнт, що відображає кут повороту лопатей;

$p(z)$ – щільність повітря на висоті;

V_w – швидкість вітру;

A – площа охоплена лопатями;

n – кількість фотоелектричних панелей;

$$\lambda = \frac{2 \cdot \pi \cdot n_{rotor} \cdot Rad}{60 \cdot V_w}, \quad (1.9)$$

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

Rad – радіус площі охопленої лопатями;

$$C_p = 0,73 \cdot \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0,58 \cdot \beta - 0,002 \cdot \beta^{2,14} - 13,2 \right) \cdot \exp \left[\frac{-18,4}{\lambda_i} \right] \quad (1.10)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0,02\beta} - \frac{0,003}{\beta^2 + 1}} \quad (1.11)$$

Наведений варіант дозволяє з високою швидкістю та достатньо високою точністю визначити потенціал генерації. В якості альтернативи до нього можливо розглянути комерційні системи побудовані на власних моделях. Однак, такі системи потребують верифікації та інколи значних капіталовкладень. У той же час їх використання може бути значно легшим за рахунок зручного інтерфейсу та банку даних з параметрами значної кількості об'єктів.

1.5 Системи накопичення електричної енергії

На сучасному етапі існує велика кількість систем акумулювання, основними з яких, за принципом роботи та тривалістю зберігання, є:

- 1) Механічні накопичувачі
 - Гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС, PHS, довгострокове зберігання [36]);
 - Пневмоакумулятори (CAES, довгострокове зберігання [37]);
 - Супермаховики (Fly wheels, короткострокове зберігання [37]).
- 2) Електрохімічні накопичувачі

- Акумуляторні батареї або системні накопичувачі електроенергії (СНЕ, довгострокове зберігання [37]);
- Паливні комірки (fuel cells, довгострокове зберігання [37]);
- Проточні редокс-акумулятори (ПРА, Flow battery, довгострокове зберігання [37]);
- Суперконденсатори (super capacitors, короткострокове зберігання [37]).

3) Електромагнітні накопичувачі

- Індуктивні надпровідникові накопичувачі (SIES, довгострокове зберігання [37]).

Кожен з цих видів має свої особливості. На рис. 1.18 показано, як ці системи співвідносяться між собою за тривалістю розряду та потужністю, згідно даних компанії Siemens.

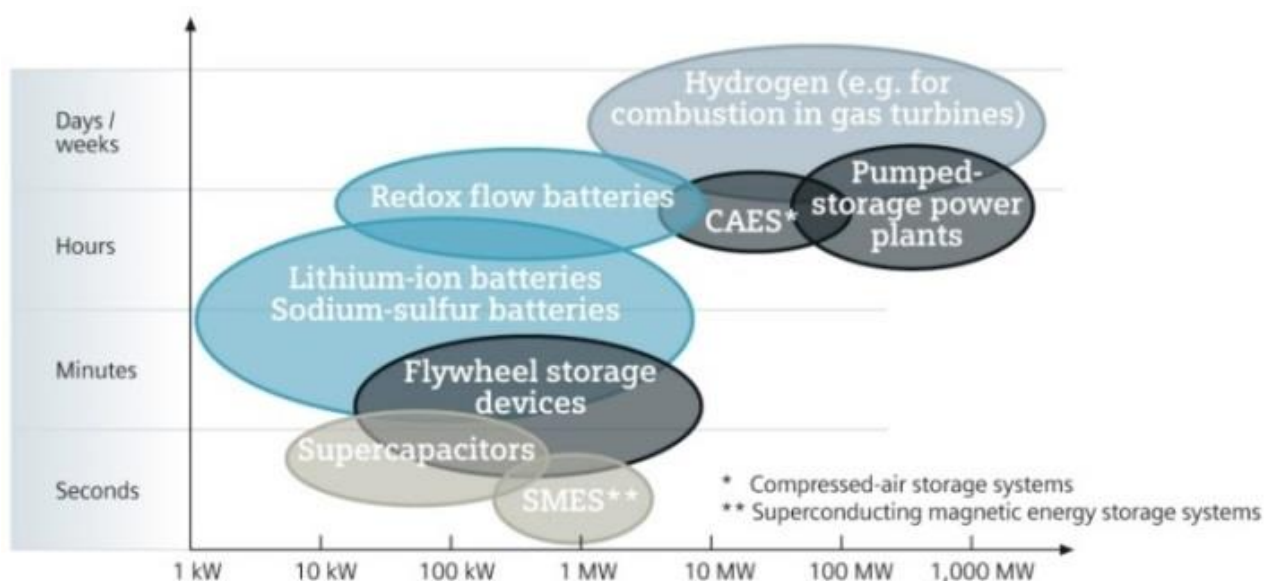


Рисунок 1.18 – Системи накопичення електроенергії за тривалістю енергопостачання та потужності [38]

Можливість застосування. Кожна з технологій має свої переваги та недоліки, через які технології можуть бути застосовані в тих чи інших вузлах, або навпаки не можуть. У табл. 1.3 наведено дані результатів дослідження американського департаменту енергетики (The US DOE) 2015 року, що показують

можливість застосування різних технологій акумулювання в певних вузлах енергосистеми.

Таблиця 1.3 – Коротка інформація про сучасні технології зберігання та придатності впровадження в різних вузлах [38]

Технологія в фокусі дослідників	Традицій на генерація	Відновлювальна генерація	Відновлювальні міні-мережі	В вузлах передачі	В вузлах розподілення	В вузлах навантаження
ГАЕС	Придатно	Розвивається	Непридатно	Придатно	Розвивається	Непридатно
Пневмоакумулятори	Придатно	Розвивається	Непридатно	Придатно	Розвивається	Непридатно
Електрохімічні	Розвивається	Розвивається	Розвивається	Придатно	Придатно	Придатно
Хімічні	Розвивається	Розвивається	Розвивається	Розвивається	Непридатно	Розвивається
Електромагнітні	Непридатно	Розвивається	Розвивається	Придатно	Придатно	Непридатно
Теплова (маневрування джерелом енергії)	Придатно	Розвивається	Розвивається	Розвивається	Розвивається	Придатно

Відповідно до цього в рамках прос'юмерів саме електрохімічні накопичувачі є придатними до застосування.

Системні накопичувачі електроенергії. В своєму простому вигляді це звичні для усіх видів споживачів акумулятори, що живлять мобільні телефони, ноутбуки та всі інші типи портативних електронних пристроїв. У відношенні до електроенергетики - 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 [38]. 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 проекту, компанія впоралася швидше запланованого терміну. Це вказує на те що перевагою накопичення електроенергії за допомогою хімічних пристроїв є:

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

Недоліки:

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

Проте необхідно зауважити що з розвитком інших технологій, в майбутньому, кращим рішенням буде використання гібридних форм накопичення електроенергії.

Гібридна СНЕ складається з двох або більше систем акумулювання, як показано на рис.1.19. В випадку з двома системами, одна відповідає за покриття потужних довготривалих просідань та піків, а друга відповідно за компенсацію короткострокових імпульсів та інших перехідних процесів системи. Логічним є що для цих систем різні вимоги, до першої це велика потужність та допустимість брати до уваги меншу кількість циклів заряду/розряду, а друга навпаки має витримувати велику кількість циклів заряду/розряду, швидкий час відклику та відповідно мати швидкодіючі комутуючі пристрої. Переваги гібридних систем [39]:

- 1) Менші інвестиції в будівництво, за рахунок розподілення енергії та потужності;
- 2) Збільшення ефективності системи, і як наслідок якості електричної енергії;
- 3) Збільшення терміну зберігання енергії та терміну роботи системи, за рахунок оптимізації роботи та зниження динамічного напруження.

Схематично гібридну форму можна зобразити як показано на рис. 1.19.

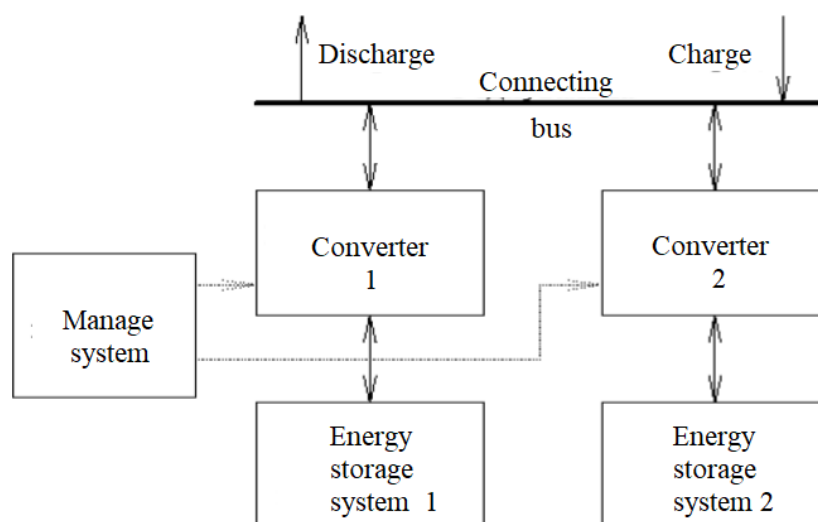


Рисунок 1.19 – Базова структура системи накопичення електроенергії [40]

Огляд літератури показує, що перспективність створення саме гібридних систем є дуже перспективним, такі системи показують відмінні результати в різних сферах застосування. В автономних micro-grid використовуються

поєднання індуктивний напівпровідниковий накопичувач/літій-іоні батареї [41] В такому сполученні акумулятори зрізують глибокі та довготривалі піки, так як мають обмежене число заряду/розряду але здатні тривалий час зберігати енергію, а індуктивні накопичувачі приймають на себе короточасні різкі піки завдяки необмеженому числу заряду/розряду та миттєвому відклику на зміни в мережі.

1.6 Розрахунок оптимальної ємності накопичувача для вирівнювання графіка навантаження або підтримки балансу активної потужності в енергосистемі

1.6.1 Модель просьюмера

Перехід до низьковуглецевої та децентралізованої енергетичної системи вимагає, щоб інтелектуальні мережі справлялися з мінливістю відновлюваної генерації [42], раптовими навантаженнями розподільчої мережі [43] та зростаючою потребою в пікові періоди [44]. З іншого боку, поширення розподілених енергетичних ресурсів (PER) у розподільчих мережах низької напруги поряд з досягненнями в галузі автоматизації на стороні попиту дає можливість розумно координувати гнучкість споживачів і вирішувати проблеми [45]. Гнучкість споживачів заснована на здатності PER реалізовувати альтернативні режими роботи шляхом модуляції їхньої активної або реактивної потужності на вході або виході в масштабі та/або в часі [46]. Зокрема, гнучкі PER, такі як системи накопичення енергії (СНЕ) можуть регулювати або змінювати попит на енергію, зберігаючи енергію, коли в мережі виникає надлишок. Ця операційна гнучкість може бути використана для індивідуальних або загальносистемних потреб у наданні основних мережевих послуг [47].

Однак успіх розкриття гнучкості PER залежить від широкої участі власників цих активів, просьюмерів (також званих активними енергетичними споживачами [48], [49]), на енергетичних ринках та послугах інтелектуальної мережі. У цьому контексті енергетичні спільноти (ринки) пропонуються як правова основа для заохочення надання просьюмерами послуг енергосистемі, тобто колективної участі громадянського суспільства в управлінні локальною енергетичною

системою з користю для всього суспільства [50]. Зокрема, гнучкість просьюмерів, сконцентрована в ємностях СНЕ, що може бути агрегована до програмних віртуальних електростанцій (VirEC). У цьому випадку цією гнучкістю можна керувати на користь просьюмера або спільноти, а також для підвищення стабільності мережі, отримання прибутку за надання послуг енергосистемі та підвищення безпеки енергосистеми [12]. Наприклад, надання послуг енергосистемі з сукупною гнучкістю просьюмера може забезпечити більш детальне резервування частоти (FCR) [52] та управління навантаженням мережі, ніж традиційні заходи, такі як будівництво та технічне обслуговування централізованих електростанцій, що працюють на викопному паливі. [53], оновлення та удосконалення енергосистеми [54]. Тим не менш, розширення рішень щодо оптимізації та координації інтелектуальних мереж з просьюмерами стикається із поєднанням взаємозалежних соціотехнічних проблем, пов'язаних із включенням «людей у рівняння» та визначення оптимальної ємності BBESS, яким досі приділялося мало уваги.

Модель просьюмера наведено на рис. 1.20. Вона включає навантаження, ВДЕ, СНЕ і комутаційне обладнання. Основним елементом роботи мікромережі є акумулятор. Таким чином, для просьюмерів конфігурація пропускної спроможності СНЕ є основним завданням. Залежить якість акумулятора не тільки від стратегій планування мікромережі, але й пов'язані з реакцією просьюмера попит і ціну ресурсів. BESS просьюмер може використовуватися як джерело або навантаження для двонаправленого обміну енергією з мікромережею.

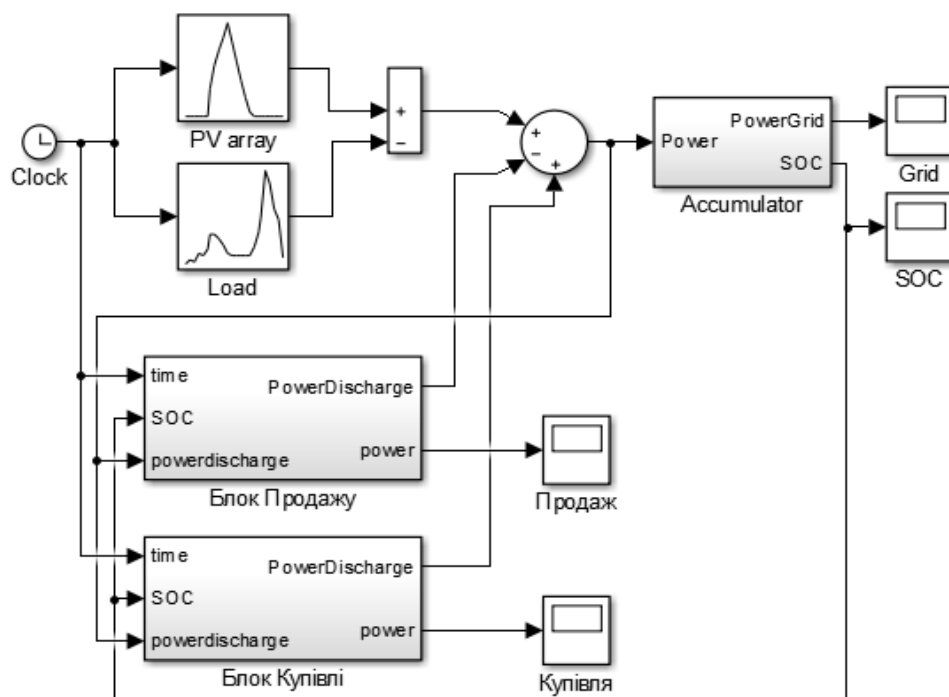


Рисунок 1.20 – Модель вузла просьюмера

Для моделювання акумуляторної системи зберігання енергії розроблено вказану на рис. 1.21 модель Li-Ion акумулятора на базі інтегратора з обмеженнями.

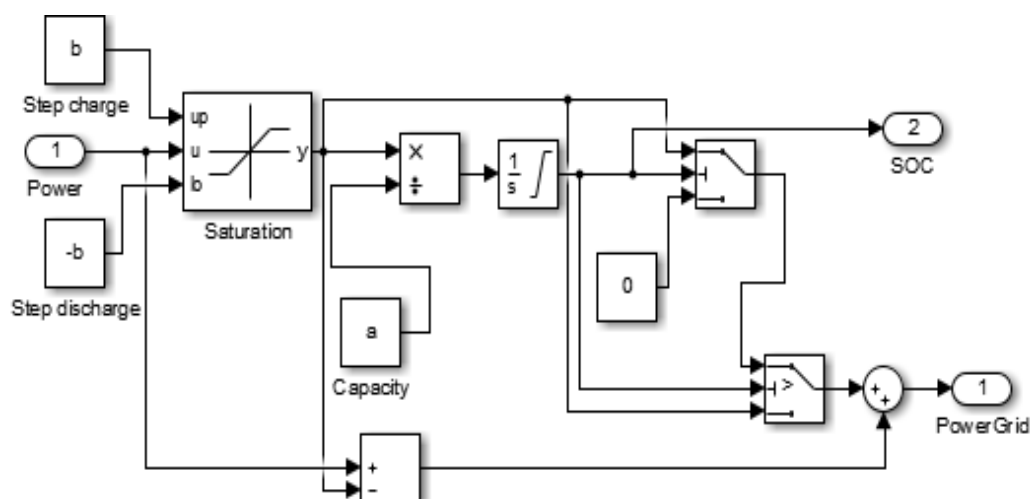


Рисунок 1.21 – Модель системи зберігання енергії

Моделювання здійснюється у нормованих параметрах, приведених до ємності акумулятора. На вхід моделі АС подається різниця між потужністю, генерованою ФЕС, та спожитою будинком. На виході моделі видається так звана

балансуюча потужність мережі P_M , тобто потужність, яка буде спожита з чи віддана до мережі енергопостачальної компанії поза запланованих операцій купівлі й продажу просьюмера. Фактично, величина P_M відображає залучення ОЕС для балансування генерації й споживання в СМ, яке має бути мінімізовано системою керування смарт мережі.

Величина P_M залежить як від потужності на вході АС, так і від стану заряду акумулятора:

$$P_M = f(P_{AC}, SOC), \quad (1.12)$$

де P_{AC} – потужність на вході АС; SOC – стан заряду акумулятора АС.

Потужність заряджання та розряджання акумулятора відповідають технічним обмеженням:

$$P_A = \begin{cases} b, & \text{при } P_{AC} > b; \\ P_{AC}, & \text{при } -b \leq P_{AC} \leq b; \\ -b, & \text{при } P_{AC} < -b, \end{cases} \quad (1.13)$$

де P_A – потужність заряджання або розряджання акумулятора; b – максимальна потужність заряджання чи розряджання акумулятора.

Коли акумулятор повністю заряджений, потужність заряджання дорівнює нулю, $P_A=0$.

Стан заряду акумулятора у поточний момент часу, визначається у відносних одиницях за формулою:

$$SOC = 1/C_{ном} \int P_A dt; \quad (1.14)$$

$$0,2 \leq SOC \leq 1,$$

де $C_{ном}$ – номінальна ємність акумулятора; обмеження знизу 0,2 відображає типову максимальну глибину розряджання Li-Ion акумулятора у 20%.

Системи зберігання допомагають просьюмеру реагувати на попит. Також СНЕ покращує активну взаємодію між просьюмером і мікромережею за рахунок оптимізації їх власної поведінки щодо споживання електроенергії та зниження витрат на електроенергію. На даний момент найпопулярнішими та найефективнішими системами зберігання енергії є літєві акумулятори. Через високу вартість однієї одиниці ємності для одного користувача складно нести витрати на встановлення СНЕ великої потужності. Таким чином, для налаштування конфігурації СНЕ необхідно розробити ефективну модель, яка враховуватиме інвестиційні витрати та вплив навантаження відповідно до різних вимог споживачів.

Конфігурація СНЕ для споживача є оптимізаційною задачею. Непостійність генерації ВДЕ та нерівномірність навантаження призводить до збільшення коливань навантаження в мікромережі, які можуть бути усунені за допомогою СНЕ. Також необхідно враховувати високу вартість установки одиниці ємності СНЕ. Таким чином, у цьому дослідженні як параметр цілей оптимізації процесу налаштування СНЕ для споживачів, обрана ємність для при різних встановлених потужності ФЕС.

Відповідно до рівня генерації та навантаження, що видається мікромережею, інвестиційними витратами системи зберігання енергії у споживача, встановлюється цільова функція перетікань потужності для оптимізації ємності СНЕ. Слід зазначити, що стратегія споживання електроенергії спрямовано максимальну автономність просьюмера. Основна ідея полягає в наступному:

1) в ранкові години СНЕ розряджається для покриття власного навантаження просьюмера, а дефіцит навантаження потужності, що залишився, компенсується за рахунок купівлі електроенергії з мережі.

2) Вранці, якщо вихідна потужність ФЕС перевищує навантаження, залишкова вихідна потужність ФЕС використовується для зарядки СНЕ. В іншому випадку, після споживання всієї згенерованої енергії, нестача навантаження, що залишилася, покривається з мережі.

3) У другій половині дня, потреба у навантаженні забезпечується за рахунок генерації. Дефіцит навантаження, що залишився, компенсується за рахунок купівлі електроенергії з мережі, надлишок використовується для заряду СНЕ.

4) У періоди коли генерація від ФЕС знижується до нуля, СНЕ покривають потреби навантаження доти, доки значення SOC не впаде до мінімуму. Потім дефіцит навантаження, що залишився, компенсується за рахунок купівлі потужності з мережі.

Споживачі мають максимально простий патерн роботи, СНЕ заряджається лише від генерації ФЕС (з'єднання з мережею йде через акумулятор), споживачі прагнуть максимальної автономності.

Слід зазначити, що в порівнянні з жорстким навантаженням гнучке навантаження має сильну здатність реагування на попит, тому вона може реагувати на зміни ціни на електроенергію, змінюючи свій графік споживання своє власне навантаження.

1.6.2 Цільова функція задачі оптимізації участі просьюмерів в енергетичних операціях

Об'єднані у спільноту просьюмери за допомогою керуючих компаній-агрегаторів можуть не лише здійснювати двонаправлені перетоки енергії між своїми домогосподарствами і енергосистемою, але й торгувати енергією з сусідніми домогосподарствами. Така торгівля між просьюмерами в межах певного географічного місцеположення може призвести до створення локальних енергетичних ринків, які включатимуть місцеву генерацію, зберігання енергії і діяльність з регулювання потужності за рахунок управління попитом (demand response) на додаток до взаємодії з об'єднаною енергосистемою. Це відкриває новий напрям розвитку енергетики, який сприятиме подальшому збільшенню долі ВДЕ в загальному виробленні енергії.

Автоматизоване управління роботою таких об'єднань просьюмерів і кожного окремого їх члена при участі в енергетичних операціях потребує вирішення задачі оптимізації. Зазвичай, її мета задається як мінімізація витрат

просьюмера на електроенергію на деякому проміжку часу, тобто різниці між витратами на купівлю енергії з мережі та продаж до неї.

В нашому дослідженні пропонується вдосконалена цільова функція, яка враховує різні підходи до тарифікації енергії в мережі та на ВДЕ, в енергосистемі та у сусідніх просьюмерів, а також плату за послуги з управління попитом:

$$F = \sum_w \sum_i [(\lambda_{pur,L}(t_i) \cdot P_{pur,L}(w, t_i) + \lambda_{pur,G}(t_i) \cdot P_{pur,G}(w, t_i)) \cdot \Delta T - (\lambda_{vend,L}(t_i) \cdot P_{vend,L}(w, t_i) + \lambda_{vend,G}(t_i) \cdot P_{vend,G}(w, t_i)) \cdot \Delta T + C_{rew,DR}(t_i) \cdot x_{rew,DR}(t_i) - C_{pen,DR}(t_i) \cdot x_{pen,DR}(t_i)], \quad (1.15)$$

де $w = \overline{1, N}$ – номер просьюмера; $t_i = i \cdot \Delta T$ – часовий період; ΔT – тривалість часового періоду, год; $\lambda_{pur,L}(t)$ – тариф купівлі енергії у сусіда-просьюмера в період t_i , гр.од./кВтгод; $P_{pur,L}(w, t)$ – потужність, отримана від сусіда-просьюмера в період t_i , кВт; $\lambda_{pur,G}(t)$ – тариф купівлі енергії з мережі в період t_i , гр.од./кВтгод; $P_{pur,G}(w, t)$ – потужність, отримана з мережі в період t , кВт; $\lambda_{vend,L}(t)$ – тариф продажу енергії сусіду-просьюмеру в період t , гр.од./кВтгод; $P_{vend,L}(w, t)$ – потужність, продана сусіду-просьюмеру в період t , кВт; $\lambda_{vend,G}(t)$ – тариф продажу енергії в мережу в період t , гр.од./кВтгод; $P_{vend,G}(w, t)$ – потужність, продана в мережу в період t , кВт; $C_{rew,DR}(t)$ – разова виплата просьюмеру за надання енергомережі послуг зі зменшення чи збільшення навантаження, гр.од.; $x_{rew,DR}(t)$ – двійкова змінна, рівна 1, якщо просьюмер надав послуги з управління попитом в період t , в іншому випадку – 0; $C_{pen,DR}(t)$ – штрафна виплата просьюмера за порушення при наданні енергомережі послуги з управління попитом в період t , гр.од.; $x_{pen,DR}(t)$ – двійкова змінна, рівна 1, якщо

просьюмер порушив правила надання послуги управління попитом в період t , в іншому випадку – 0. Тут гр.од. – грошова одиниця.

На даному етапі досліджень головною метою оптимізації є знаходження мінімального значення ємності СНЕ, що забезпечує мінімум наступної функції різних значень заданої потужності ФЭС.

$$\min f = \sum_t [(P_G(t) - P_L(t) + P_{pur,Grid}(t) - P_{vend,Grid}(t)) \cdot \Delta T], \quad (1.16)$$

де $t_i = i \cdot \Delta T$ – період часу; $P_G(t)$ – потужність навантаження за період t_i ; $P_{pur,L}(t)$ – потужність навантаження за період t_i , кВт; $P_{pur,G}(t)$ – потужність отримана з мережі споживачем за період t , кВт; $P_{vend,G}(t)$ – потужність віддана споживачем у мережу за період t , кВт;

Умови обмежень. Конфігурація BESS повинна відповідати обмеженням на граничну потужність заряду/розряду, граничним значенням стану заряду та іншим умовам, а саме:

$$0 \leq P_{chr} \leq P_{ESS}$$

$$0 \leq P_{dischr} \leq P_{ESS}$$

$$0 \leq P_{pur,G} \leq P_{chr}$$

$$0 \leq P_{vend,G} \leq P_{dischr}$$

$$0.2 \leq SOC \leq 1$$

де, $P_{ESS}(t)$ – потужність системи зберігання; $P_{chr}(t)$ – потужність заряду акумулятора; $P_{dischr}(t)$ – потужність розряду акумулятора; SOC – значення заряду системи зберігання.

1.6.3 Оптимізація

Прикладом для моделювання є просьюмер з графіками навантаження, розроблений нами у дослідженні. На рис. 1.22 наведено графіки навантаження просьюмера у літній та зимовий період які використовувались для моделювання. Графіки сонячної інсоляції показано на рис. 1.23. Моделювання проводиться для одного типу просьюмера за різної номінальної потужності дахової фотоелектричної системи. Номінальна потужність варіюється від 1 до 100 кВт. Операційні дані моделювання вибираються в типові літній та зимові дні для цілей моделювання. Для моделювання процесу оптимізації використовувалася програмне забезпечення MATLAB.

Для вирішення оптимізаційної моделі використовується вирішувач «patternsearch». У табл. 1.4 наведено оптимальні значення ємностей акумуляторів, знайдених за допомогою вирішувача «patternsearch». Результати ємностей акумуляторів наведені для одного і того ж просьюмера з різними значеннями потужності дахової ФЕС. З тією умовою, що стратегія споживання електроенергії спрямована на максимальну автономію просьюмера, а надлишки продаються в мережу.

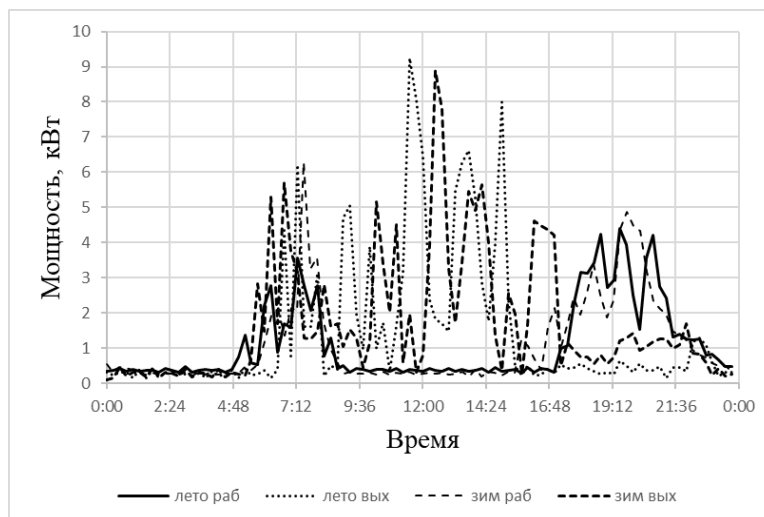


Рисунок 1.22 – Навантаження просьюмера у літній та зимовий сезони

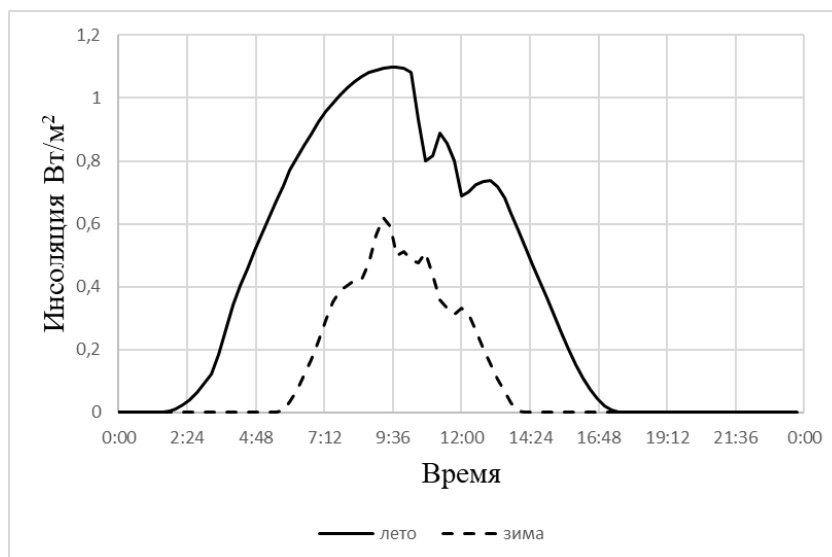


Рисунок 1.23 – Сонячна інсоляція у літній та зимовий сезони

Таблиця 1.4 - Оптимальні значення ємності акумулятора в зимовий та літній періоди

Потужність дахової ФЕС, кВт	Літо		Зима	
	Робочій день. Ємність, кВттгод	Робочій день. Ємність, кВттгод	Робочій день. Ємність, кВттгод	Робочій день. Ємність, кВттгод
0	0	0	0	0
1	6,801	2,031	0,351	0,02
2	16,382	5,952	1,612	0,28
3	27,803	13,963	3,023	0,403
4	28,404	18,204	3,734	0,474
5	22,705	26,405	5,205	0,965
7	20,706	16,806	8,306	2,076
10	19,407	13,167	13,107	5,087
13	19,408	9,458	20,308	13,158
16	19,409	7,709	20,409	16,399
21	19,41	6,5	23,38	21,44
25	19,411	5,851	23,001	29,661
50	19,412	4,552	22,662	25,412
75	19,413	4,503	22,563	23,473
100	19,414	4,504	22,514	23,474

На рис. 1.24 та 1.25 представлені графіки залежності оптимальної ємності BESS від потужності ФЕС просьюмера. Як свідчить рис. 1.18 максимальна ємність BESS досягає 28,4 кВтгод при встановленій потужності ФЕС 4 кВт. Це

зв'язано з тим що, потужності встановленої ФЕС мало для покриття навантаження просьюмера. З подальшим збільшенням потужності ФЕС оптимальна ємність СНЕ знижується. При встановленій потужності ФЕС понад 12 кВт необхідна ємність СНЕ майже не змінюється і дорівнює 19,5 кВтгод. Результати зміни ємності пов'язані з інвестиційними витратами, відбитими у обмеженнях, які ми встановили при вирішенні задачі оптимізації.

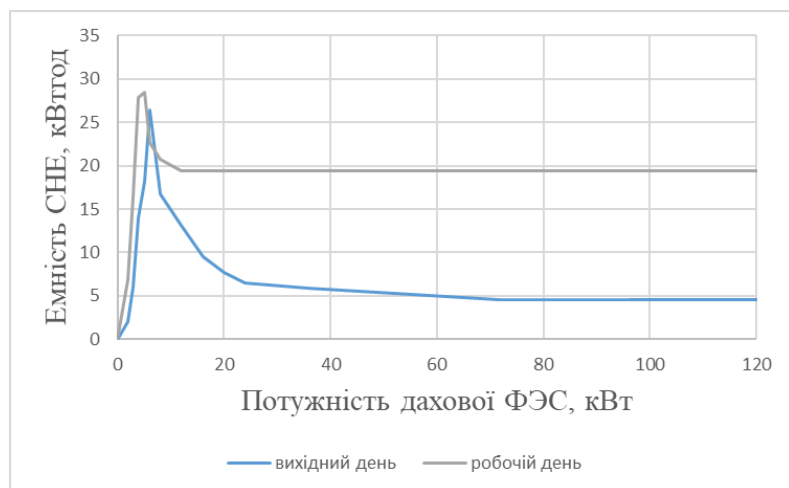


Рисунок 1.24 – Графіки залежності ємності СНЕ від потужності ФЕС у літній період

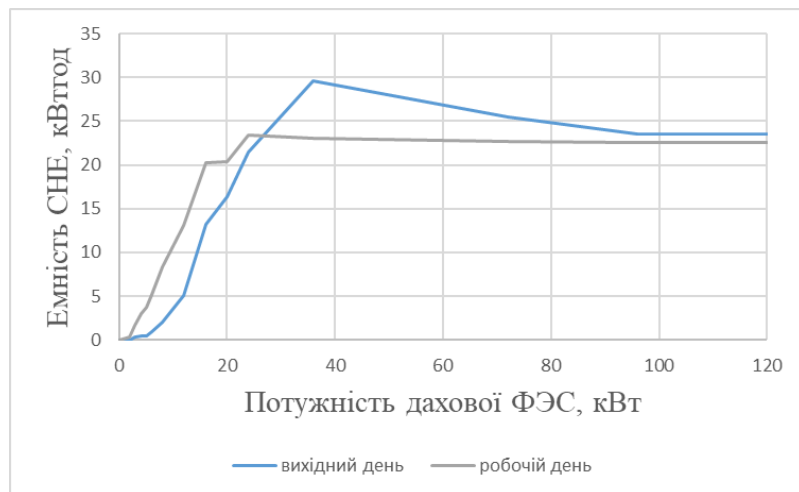


Рисунок 1.25 – Графіки залежності ємності СНЕ від потужності ФЕС у зимовий період

Аналогічно розраховані оптимальні значення ємності СНЕ у зимовий період дорівнюють 22,6 кВтгод для робочого дня та 23,47 кВтгод для вихідного дня відповідно.

1.7 Адміністративні та навчальні будівлі у якості просьюмерів

Досягнення цілей сталого розвитку потребує масового впровадження розподілених поновлюваних джерел енергії. Оскільки деякі форми відновлюваної енергії економічно скорочуються, має сенс розгортати їх у приміщеннях споживача, наприклад, адміністративні та навчальні будівлі можуть встановити систему ВДЕ малої потужності для власних потреб та надання послуг енергомережі. Ця тонка зміна перетворює традиційного споживача на нову сутність, яка може виробляти електроенергію.

Концепція адміністративного просьюмера представляє інфраструктуру електропостачання як мережу інтелектуальних агентів і припускає парадигму управління, засновану на мережевій теорії управління. Адміністративні просьюмери можуть стати спеціалізованими абонентами для енергомережі.

В свою чергу адміністративний просьюмер в основному фокусується на участі, метою якої є реалізація агрегації та управління розподіленою генерацією, пристроями накопичення енергії та регульованими навантаженнями. Вони підключається до мережі за відкритим протоколом, тому мають можливість брати участь у роботі енергосистеми та оптовому ринку електроенергії. Крім того, ВЕС також необхідно підвищувати надійність та керованість, що має забезпечувати частотне регулювання, пікове згладжування, аварійне реагування та інші допоміжні послуги до енергомережі.

Ми можемо зробити висновки, що з розвитком галузі відновлюваної енергетики кількість розосереджених ВДЕ збільшуються швидкими темпами. Енергосистеми по всьому світу трансформуються у бік мініатюризації та децентралізації. Як одна інтелектуальна диспетчерська одиниця в роботі енергосистеми, а також одна гнучка торгова одиниця на оптових ринках електроенергії, просьюмер має агрегувати, оптимізувати, координувати та

контролювати ВДЕ, які охоплюють розподілену генерацію, систему зберігання енергії та кероване навантаження. Просьюмери об'єднані в ВіртЕС можуть повністю використовувати ресурси на стороні генерації та на стороні користувача, щоб реалізувати взаємодію між енергосистемою та користувачами, вирівняти графік навантаження мережі та знизити інвестиційні витрати.

У той же час наступним етапом нашого дослідження є ВіртЕС, які інтегрують та оптимізують технологію координованого управління, гнучку технологію передачі електроенергії, технологію інтелектуального вимірювання, інформаційні та комунікаційні технології, щоб підвищити ефективність використання ресурсів у енергомережі та покращити загальні економічні та соціальні вигоди.

Висновки до розділу 1

В розділі розглянуто концепції smart grid та активних споживачів, як основи для проведення дослідження. Для активних споживачів було проведено детальний аналіз їх графіків навантаження та шляхів їх отримання. Основна частина дослідження проведена завдяки отриманих від використання програмного комплексу LPG графіків навантаження з урахуванням соціально-економічних особливостей України. Обробка цих даних дозволила створити модель активного споживача та сформувані усереднені графіки навантаження для проведення подальших досліджень. Спроектувати систему енергопостачання з залученням активних споживачів, що мають буферні накопичувачі, оптимальну з точки зору мінімізації капіталовкладень та собівартості електричної енергії. Через умови військового часу аналіз графіків навантажень було здійснено за допомогою спеціалізованого програмного забезпечення UserGraph. Проаналізовано наукових установи та заклади вищої освіти, отримано типові графіки навантаження для кожного місяця. Також було розглянуто можливість використання адміністративних будівель в якості активних споживачів.

2 НАПІВПРОВІДНИКОВІ ПЕРЕТВОРЮВАЧІ ДЛЯ СИСТЕМ З НАКОПИЧУВАЧАМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Останнім часом, розробники пристроїв перетворювальної техніки приділяють підвищену увагу структурам перспективних систем електрозабезпечення, що мають в своєму складі електрохімічні накопичувачі електричної енергії (НЕЕ). Наукові роботи в області використання напівпровідникових перетворювачів електричної енергії відзначають доцільність вирішення питання щодо вибору та обґрунтування топології спеціалізованих перетворювачів електричної енергії, що забезпечують оптимальні режими роботи НЕЕ та їх зв'язок із системою електроживлення.

Стрімкий розвиток перетворювальної техніки дає передумови для відновлення інтересу до передачі електричної енергії на постійному струмі (ПС), оскільки в таких системах відсутні негативні фактори, які є характерними для систем змінного струму: синхронізації джерел енергії в єдиній енергосистемі; наявність реактивної енергії (зсуву) та ін. Зрозуміло, що передача електричної енергії в системах живлення ПС також породжує ряд технічних задач, шляхи вирішення яких мають бути визначені ще до моменту їх остаточного впровадження: розробка енергоефективних узгоджуючих перетворювачів для широкого класу навантажень та ін. Моделлю перспективної системи електроживлення ПС може бути представлена мережа електропостачання залізниці, однією із проблем якої є просадка напруги в контактній мережі нижче припустимого рівня під час пікового споживання електричної енергії. Для компенсації пульсацій потужності в мережі електропостачання залізниці пропонується використання батарейних систем накопичення електричної енергії (БСНЕ) в структурі підсилюючого пункту розподіленої системи електроживлення. Їх застосування дозволяє зменшити нестационарність навантаження (зменшити пульсації струму); поліпшити якість електричної енергії і знизити витрати на її виробництво шляхом згладжування режиму завантаження генеруючих потужностей; збільшити ресурс обладнання енергосистеми зменшуючи пікове

навантаження на підстанції; утилізувати енергію рекуперації; інтегрувати в існуючу систему електропостачання сонячні і вітрові генератори електричної енергії; збільшити надійність енергосистеми в цілому.

Застосування БСНЕ в системах електроживлення вимагає використання спеціалізованих енергоефективних перетворювачів електричної енергії: узгоджуючих – що забезпечують зв'язок між БСНЕ та мережею; сервісних – що забезпечують безпечний режим роботи накопичувачів (вирівнювання рівнів напруги на послідовно з'єднаних акумуляторах, контроль за дотриманням граничних значень рівнів напруги на кожному з акумуляторів БСНЕ).

Сучасні акумуляторні батареї для систем електричного живлення використовуються у вигляді стеків, що складаються з послідовно-паралельного з'єднання одиничних НЕЕ. Під час їх експлуатації виникає проблема нерівномірного розряду або заряду, для компенсації якої необхідно виконувати балансування рівнів напруги в акумуляторах стеку. Використання засобів сучасної електронної техніки та впровадження нових алгоритмів роботи перетворювачів даного класу дозволяють підвищити ефективність роботи систем балансування. Тенденція до підвищення частоти перетворення в DC/DC конверторах, в тому числі, для використання в системах з НЕЕ, вимагає вирішення проблеми мінімізації комутаційних втрат в силових ключах перетворювача. Конвертори, що реалізують алгоритм розділеної комутації, дозволяють суттєво зменшити комутаційні втрати в силових ключах. На сьогоднішній день даний клас перетворювачів знаходиться в процесі розвитку, тому специфіка їх роботи в системах з НЕЕ потребує детальних досліджень.

2.1 Аналіз методів покращення якості електричної енергії шляхом застосування накопичувачів електричної енергії

2.1.1 Роль накопичувачів електричної енергії в перспективних системах електроживлення постійного струму

Сьогодні, в умовах переходу України на інноваційний шлях розвитку, задачею спеціалістів електроенергетичної промисловості є вирішення кола задач з підвищення якості електричної енергії. Якість електричної енергії з точки зору електромагнітної сумісності споживачів, належить до найважливіших проблем сучасної електроенергетики. Від її вирішення багато в чому залежить підвищення ефективності використання електроенергії, а також безпека електроенергетичної системи і надійність енергозабезпечення споживачів [55, 56].

Одним із перспективних напрямків вирішення проблем покращення якості електричної енергії є повний або частковий перехід до системи електроживлення постійного струму [57] з інтеграцією джерел відновлювальної енергії [58 – 61].

Відновлення інтересу до систем електроживлення постійного струму (ПС) пояснюється стрімким розвитком перетворювальної техніки, що дозволило вирішити проблеми масштабування та передачі електричної енергії підвищеної напруги. Передача електричної енергії в системах ПС також має ряд технічних задач, коло яких має бути окреслене ще до моменту остаточного впровадження систем ПС. Орієнтуючись на проблеми, що виникають в мережі електропостачання залізниці, як моделі перспективної системи електрозабезпечення постійного струму, можна визначити задачі, які повстануть при впровадженні і використанні систем ПС: просадка напруги в мережі під час пікового споживання електричної енергії нижче припустимого рівня, пульсації потужності споживання, що призводять до додаткових втрат.

Форма струму, що споживається електровозом, має явно виражений пульсуючий характер і містить широкий частотний спектр з значними амплітудами вищих відносно нульової гармонік (рис. 2.1). Це викликає просадку напруги в контактній мережі за припустимі межі [62 – 64], призводить до

збільшення потужності втрат, нагрівання проводів контактної мережі, що в свою чергу призводить до втрати їх механічної міцності.

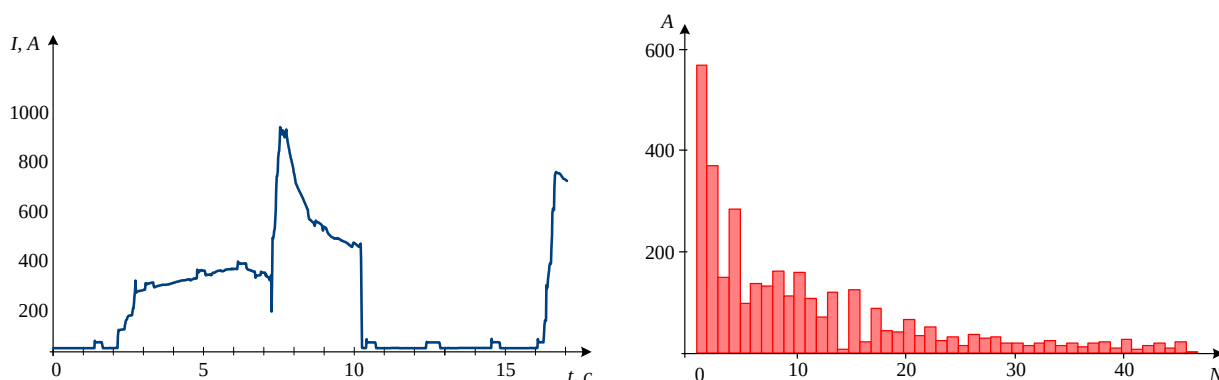


Рисунок 2.1 – Споживання струму з контактної мережі на струмоприймачі електровоза (експериментальні дані)

У відповідності з [65], рівень напруги в контактній мережі 3,3 кВ має бути не нижчим за 2,7 кВ (2,9 кВ для швидкісного руху). На рис. 2.2 наведено осцилограми напруги на пантографі електровоза впродовж всього інтервалу руху. Експериментальні дані вимірів [66] свідчать про вихід за припустимі межі на протязі 18% часу руху.

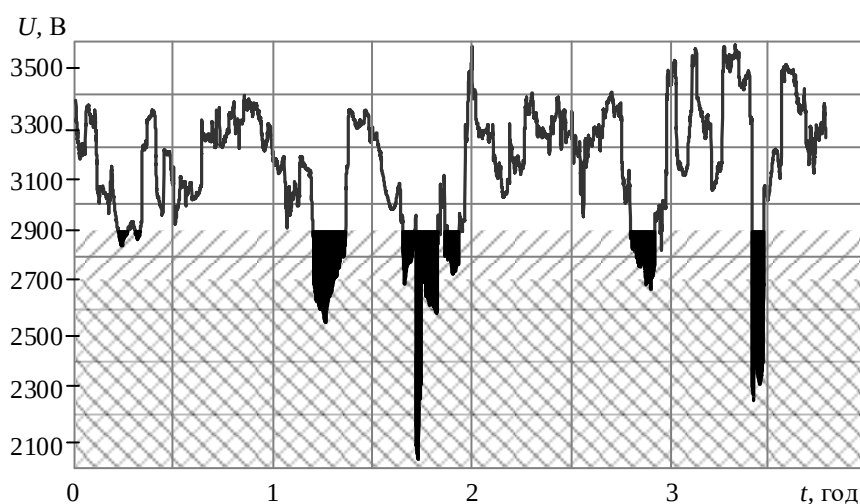


Рисунок 2.2 – Осцилограма напруги на пантографі електровозу

Причиною пульсацій напруги є пульсуючий характер потужності споживання. Як показано в [67 – 70], пульсації потужності призводять до

додаткових активних втрат і вимагають компенсації. Зниження активних втрат може бути досягнуто шляхом збільшення площі поперечного перерізу дротів контактної мережі (використанням додаткових підсилюючих дротів) або шляхом розміщення додаткових підсилюючих пунктів в місцях максимальної просадки напруги [71].

Перспективним з точки зору енергоефективності шляхом вирішення зазначених проблем є використання акумуляторних підсилюючих пунктів. Структура такої системи може бути різною для різних регіонів України, в залежності від наявності основного джерела енергії – газ, вугілля, наявність сонця, вітру та ін. [72], проте, основною її частиною мають бути батарейні системи накопичення електричної енергії (БСНЕ):

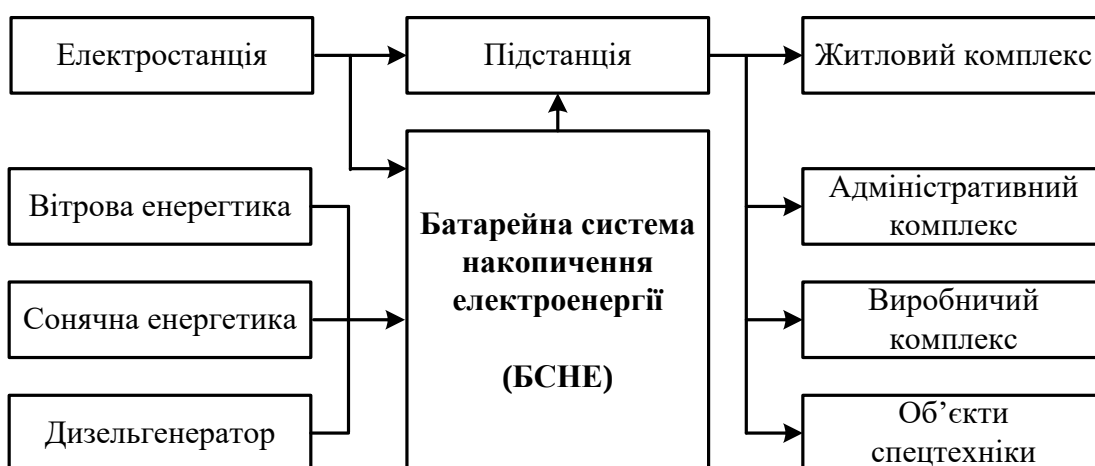


Рисунок 2.3 – Структура перспективних систем електропостачання

Застосування БСНЕ дозволяють здійснити:

Покриття пікових навантажень (“згладжування” профілю завантажень мережі); Використання БСНЕ в безпосередній близькості до споживача, або, безпосередньо на підстанціях з метою покриття перевантажень в пікові години споживання електричної енергії. встановлена потужність даних БСНЕ визначається об'ємом споживання і може коливатися в діапазоні від 1,5 до 50 МВт з тривалістю споживання від 3 до 5 годин за добу;

Підвищення якості електричної енергії і надійності роботи енергосистеми, використання БСНЕ на підстанціях інфраструктури мережі з метою покращення якості енергії і надійності системи. БСНЕ дозволяє впливати на наступні фактори: низька напруга, низький коефіцієнт потужності та низька стійкість (стабільність) при короткочасних порушеннях в енергосистемі. Встановлена потужність БСНЕ має відповідати потужності підстанції і коливається в діапазоні від 1,5 до 50 МВт з тривалістю роботи до 2 годин на добу;

Регулювання частоти в енергосистемі (підтримка диспетчерського графіка навантажень). Встановлена потужність даних БСНЕ має складати 20 – 40 МВт з тривалістю роботи від 1 хвилини (регулювання частоти) до 1 години (підтримка диспетчерського графіка навантаження) і до 2 годин (послуги з заміщення резерву, що обертається);

Резервне енергозбереження відповідальних споживачів і підтримка енергозабезпечення при його перебоях. Забезпечення постійного резервного джерела аварійного енергозабезпечення для важливих об'єктів, а також забезпечення пересувного резервного джерела енергозабезпечення у випадку запланованих (або стихійних) відключень. встановлена потужність даних БСНЕ може бути близько 1 МВт з тривалістю роботи від 3 до 12 годин на добу;

Накопичення енергії під час її низької вартості та видача її в зворотньому напрямку під час її високої вартості. Накопичення енергії під час низької вартості (по за пікових періодів) і передача її у пікові періоди, що вигідно як для постачальника, так і для кінцевого споживача. встановлена потужність таких БСНЕ визначається об'ємом споживання і коливається від 1,5 до 50 МВт з тривалістю роботи від 6 до 12 годин;

Інтеграція з енергообладнанням відновлювальної енергетики. БСНЕ використовується для вирівнювання коливань генеруючої потужності і покращення інтеграції вітрових і сонячних енергоустановок з розподіленими мережами. Встановлена потужність даних БСНЕ має відповідати потужності обладнання і може коливатися в діапазоні від 500 КВт до 20 МВт з тривалістю роботи від 1 до 12 годин на добу.

Сьогодні глобальний ринок систем накопичення електричної енергії знаходиться в одному кроці від стрибкоподібного зростання - за 10 років його об'єм може зрости в 100 разів. Уже зараз помітно тренд на зниження вартості виготовлення систем накопичення енергії і вдосконалення технічних рішень до рівня, попит на які значно зросте до 2020 року. Провідними світовими кампаніями в галузі розробки і виготовлення систем накопичення електричної енергії є:

AEG Power Solutions BV - холдінгова компанія, що зареєстрована в Нідерландах. Світовий постачальник силових електронних систем і компонентів систем для накопичення електричної енергії для відновлювальної енергетики та інтелектуальних мереж Smart Grid & Energy Storage [73];

A123 System - дочірня компанія китайської Wanxiang Group, є розробником і виробником літієвих залізофосфатних батарей і систем зберігання енергії. [74]

ABB EssPro Grid Layout - підрозділ компанії ABB Power Electronics - шведсько-швейцарська компанія [75];

AES Energy Storage (США) - компанія, що спеціалізується на виготовленні акумуляторних батарей і систем накопичення електричної енергії [76];

Eaton Corporation (штат Огайо, США) і AES Energy Storage створили системи акумулювання електричної енергії з найвищою в світі потужністю - два пристрою потужністю по 116 МВт і енергоемністю 3 ГВт*год [77];

Mitsubishi Electric (Японія) - створила одну з найпотужніших в світі БСНЕ, що виконана на основі натрієво-сірчаних акумуляторних батарей (50 МВт , 300 МВт·год) [78];

Narada Energy Storage Solution (КНР) - одна з найкрупніших компаній, що спеціалізуються в галузі виготовлення акумуляторних батарей і систем накопичення електричної енергії [79];

Delta Electronics Inc. (Китай) - світовий постачальник компонентів БСНЕ. Є розробником нової системи BESS (battery Energy Storage Solution) [80];

Younicos (Германія) - провідна в Європі компанія, що займається виготовленням і розробкою БСНЕ модульного типу для енергоблоків великої

потужності. В даний час займається розробкою БСНЕ потужністю 2 ГВт для електроенергетики Германії [81].

2.1.2 Особливості використання накопичувачів електричної енергії в системах електроживлення

Всі існуючі накопичувачі енергії можуть бути згруповані за способом зберігання енергії: механічні (гідроелектричні, стиснене повітря, маховики), електричні (конденсатори, надпровідникові акумулятори), хімічні (паливні елементи, природний газ), електрохімічні (акумуляторні батарейні накопичувачі), термальні (розплави, термальні сховища). В даній роботі основна увага буде приділена електричним та електрохімічним накопичувачам електричної енергії, що отримали найбільше розповсюдження.

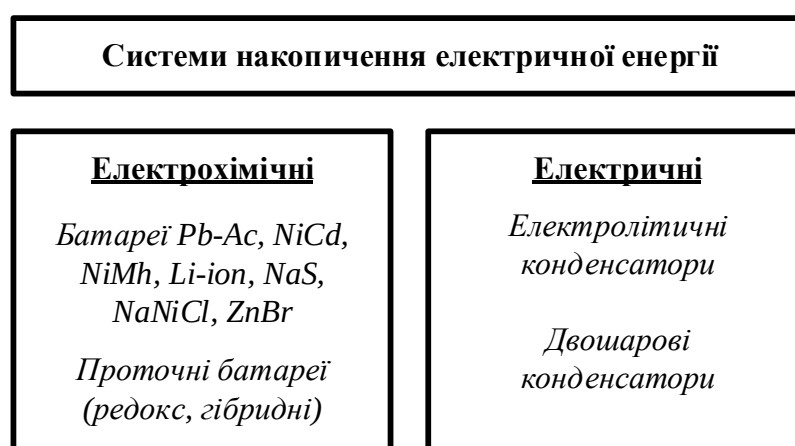


Рисунок 2.4 – Класифікація накопичувачів електричної енергії

Незважаючи на широку номенклатуру накопичувачів електричної енергії, специфіка використання їх в енергетиці накладає досить серйозні обмеження на вибір конкретного типу, до числа яких відносять енергетичні, масогабаритні та економічні показники: енергоємність; термін служби; відсутність «ефекту пам'яті»; допустимість режимів швидкого заряду; здатність працювати в режимі великих струмових перевантажень; безпека використання; низька вартість.

Аналіз особливостей різних типів акумуляторних накопичувачів електричної енергії [82] показує, що кожен із існуючих типів накопичувачів має

переваги та недоліки, які мають бути враховані при проектуванні БСНЕ: не дивлячись на велику поширеність, Lead-acid батареї хоча і дозволяють використовувати їх в режимі великих струмових перевантажень, є досить дешевими, але не допускають швидкісних режимів заряду/розряду, мають низьку енергоємність, є екологічно небезпечними, і вимагають спеціально обладнаних приміщень.

NiCad і NiMH батареї допускають роботу при великих струмових перевантаженнях, швидкісний режим заряду/розряду, але мають ефект пам'яті (особливо, NiCad) і мають досить великий струм саморозряду.

LiCoO₂ і LiMn₂O₄ батареї, що мають високі енергетичні показники, великий термін служби, низький рівень саморозряду, повністю позбавлені ефекту пам'яті, допускають великі струмові перевантаження і швидкісні режими заряду/розряду, є екологічно безпечними, мають досить великий термін служби, але мають високу вартість і є вибухонебезпечними при неправильному режимі експлуатації.

LiFePO₄ батареї мають всі позитивні якості літєвих батарей (висока енергоємність, наявність режимів швидкого заряду/розряду, відсутність ефекту пам'яті, не вимагають періодичного обслуговування), та на відміну від літій-іонних є вибухобезпечними, і мають набагато більший термін життя – мають більшу вагу та вартість.

Найпоширеніші на сьогоднішній день типи накопичувачів електричної енергії наведено в табл. 2.1. Як, видно, максимальні значення напруги на одиничному елементі будь-якого електрохімічного накопичувача електричної енергії є досить малими, тому, при використанні їх в потужних енергетичних підстанціях одиничні накопичувачі з'єднують в послідовні стеки для збільшення рівня напруги, а їх паралельне включення дозволяє збільшити енергоємність накопичувача.

Таблиця 2.1 - Характеристики основних типів накопичувачів

Характеристика накопичувача	Тип акумулятора							
	Ni – MH	Ni – Zn	Ag – Zn	Ni – H	Pb – кисл	Ni – Cd	Li – ion	LiFePO4
Номінальна напруга, В	1,2	1,6	1,5	1,25	2	1,2	2,5- 3,7	2
Питома енергія, Вт·г/кг	40-70	50- 70	90- 100	50-95	20- 50	20-45	80- 270	90-250
Потужність розряду максимальна, Вт/кг	500	500	1500	150	400	400	2000	2000
Струм заряду максимальний, С	0,3-1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,5	1-6	3
Саморозряд, %/міс	30	20	20	30	10- 20	10-15	1-5	2-4
ККД циклу заряд/розряд, %	70	70	80	60	60- 70	60-70	92-98	95
Ресурс при 80% ємності, циклів	1000	50- 300	6-50	1500	300	1000	2500	3500

При послідовному включенні накопичувачів, процес заряду (розряду) відбувається однаковим значенням струму. Через неминучі відмінності в хімічній структурі накопичувачів, це призводить до значного розкиду значень напруги на кожному з послідовно з'єднаних елементів. Відомо, що правильна експлуатація акумуляторних батарей на основі літію дозволяє збільшити їх ресурс від 2 до 7 тис. зарядо-розрядних циклів [83]. Одним з факторів, що знижують час життя накопичувачів є періодичний вихід за припустимі межі напруги. Таким чином, послідовне включення акумуляторних батарей вимагає використання спеціалізованих сервісних перетворювачів, задачею яких є балансування рівнів напруги на послідовно включених акумуляторах, відстеження рівнів напруги для запобігання виходу за гранично припустимий діапазон.

2.1.3 Проблеми, що виникають при експлуатації накопичувачів, що з'єднані за послідовною схемою

Задача вирівнювання рівнів напруги на послідовно з'єднаних акумуляторах, контроль за припустимими значеннями рівнів напруги на кожному з акумуляторів

стеку є однією з основних проблем використання накопичувачів електричної енергії в енергетичних системах. Існують два методи балансування батарей - активний і пасивний. Останній іноді називають «резисторним балансуванням» [84 – 86]. Такий метод переважно використовують в недорогих додатках. Практично вся надлишкова енергія від батарей з надмірним зарядом розсіюється у вигляді тепла, що, безумовно, є основним недоліком пасивного методу. В активному методі балансування [87 – 95] для передачі енергії від батарей з надлишковим зарядом до менш заряджених батарей використовуються індуктивності або ємності, втрати енергії в яких незначні. Тому активний метод істотно більш ефективний, ніж пасивний. Додатково існуючі реалізації систем балансування можуть бути згруповані за типом буферного елементу, як показано на (рис 2.5).



Рисунок 2.5 – Існуючі топології балансірів

В табл. 2.2 наведено переваги та недоліки кожної з існуючих топологій балансірів:

Таблиця 2.2 - Порівняльна характеристика основних топологій

Топологія	Переваги	Недоліки
Пасивне балансування		
Резистивна	Дешевизна, простота реалізації, малі розміри	Низький ККД, низька швидкість балансування при великому розбалансуванні
Активне балансування (ємнісне)		
З ємностями, що перемикаються	Просте керування, можливість балансування в режимі заряду, розряду.	Низька швидкість балансування, велика кількість комутаційних ключів, низький ККД, значні пульсації струму в акумуляторах під час балансування
З буферною ємністю	Просте керування, можливість балансування в режимі заряду, розряду. Необхідність лише одного конденсатора.	Для швидкої балансування необхідне інтелектуальне керування. Значне зниження ККД при невеликому значенні розбалансування акумуляторів. Значні пульсації струму в акумуляторах під час балансування
Активне балансування (індуктивне)		
Індуктивна	Висока швидкість балансування, проста в масштабуванні (при модульній реалізації системи)	Висока вартість, необхідне інтелектуальне керування. Необхідність індивідуальних датчиків напруги, струму для кожного акумулятора.
Активне балансування (трансформаторне)		
Трансформаторна	Проста в реалізації для великої кількості акумуляторів, висока швидкість балансування, підходить для модульної системи. Можливість використання одного датчика напруги.	Необхідне інтелектуальне керування

Пасивне балансування рівнів напруги на послідовно з'єднаних акумуляторах. В портативних пристроях, що використовують акумуляторні батареї малої ємності, широко розповсюджена схема пасивного (резистивного) балансування. Спрощена схема такого резистивного балансира наведена на рис. 2.6, а.

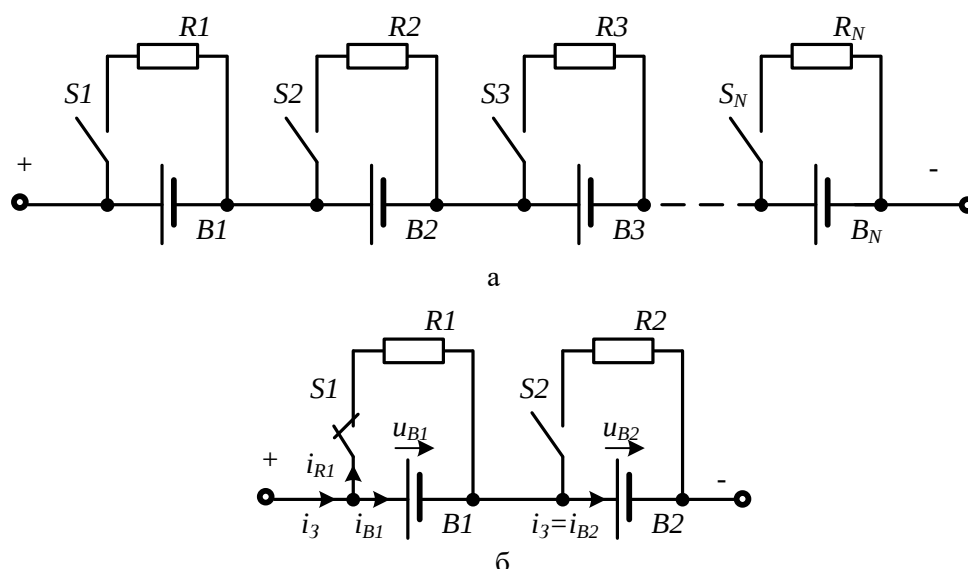


Рисунок 2.6 – Принцип пасивного балансування акумуляторних батарей, що включені з послідовною схемою

Принцип роботи балансира полягає в наступному: у випадку розбалансування рівнів напруги на акумуляторних батареях, акумулятор з надлишковим зарядом шунтується за допомогою ключа S резистором відносно невеликого опору (рис. 2.6, б). Опір шунтуючого резистора, як правило, обирається таким, щоб струм балансування i_{R1} складав близько 10% номінального зарядного струму i_3 [96]. Таким чином, швидкість заряду акумулятора з надлишковим зарядом зменшується за рахунок зменшення зарядного струму до величини i_{B1} . Інші акумулятори стеку, що не зашунтовані балансуєчим резистором, продовжують заряджатися номінальним зарядним струмом i_3 .

Основними недоліками резистивних балансірів є їх низька енергоефективність та низька швидкість балансування. Це зумовлено тим, що при балансуванні перетворювачами такого типу, надлишковий заряд акумуляторів розсіюється в баластних резисторах у вигляді тепла. Збільшення швидкості балансування може бути досягнуто шляхом збільшення струму балансування i_R , проте, це призведе до збільшення потужності втрат у резисторі. Застосування пасивних балансірів викликає необхідність відведення зайвого тепла, що негативно позначається на характеристиках акумуляторних батарей.

Сукупність всіх перелічених вище недоліків накладає суттєві обмеження на галузь застосування пасивних схем балансування: вони використовуються у бюджетних малопотужних пристроях і не знаходять свого місця в потужному енергетичному обладнанні.

Вільними від недоліків, що притаманні резистивним балансирам є схемні рішення активних балансирів. Балансування напруги в останніх, здійснюється шляхом передачі енергії від акумуляторів з надлишковим зарядом (донорів) до акумуляторів з недостатнім зарядом (акцепторів).

Існує велика кількість схемних рішень активних балансирів, проте, всі вони можуть бути розділені на три типи за типом буферного елемента, який використовується для передачі енергії між акумуляторами: ємнісні, індуктивні, трансформаторні (по суті, є окремим випадком індуктивного елемента).

Активний балансір з ємностями, що перемикаються. Принцип роботи балансира пояснюється рис. 2.7, а, б. Для передачі енергії між акумуляторами В1 і В2, буферний конденсатор С1 спочатку підключається за допомогою ключів до акумулятора В1, за час Δt_1 заряджається до значення напруги на акумуляторі В1, на наступному такті роботи схеми, заряджений до величини u_{B1} конденсатор підключається за допомогою ключів S1, S2 до акумулятора В2, що має менший в порівнянні з акумулятором В1 рівень заряду. Кожен з ключів може бути виконаний на двох транзисторах, як показано на рис. 2.7, в.

Слід зазначити, що алгоритм переключення конденсатора при протилежному значенні зарядів акумуляторів (акумулятор В2 має надлишковий заряд, а акумулятор В2 - недостатній) не змінюється, а це означає що немає необхідності чіткого визначення який з пари акумуляторів має більший рівень напруги.

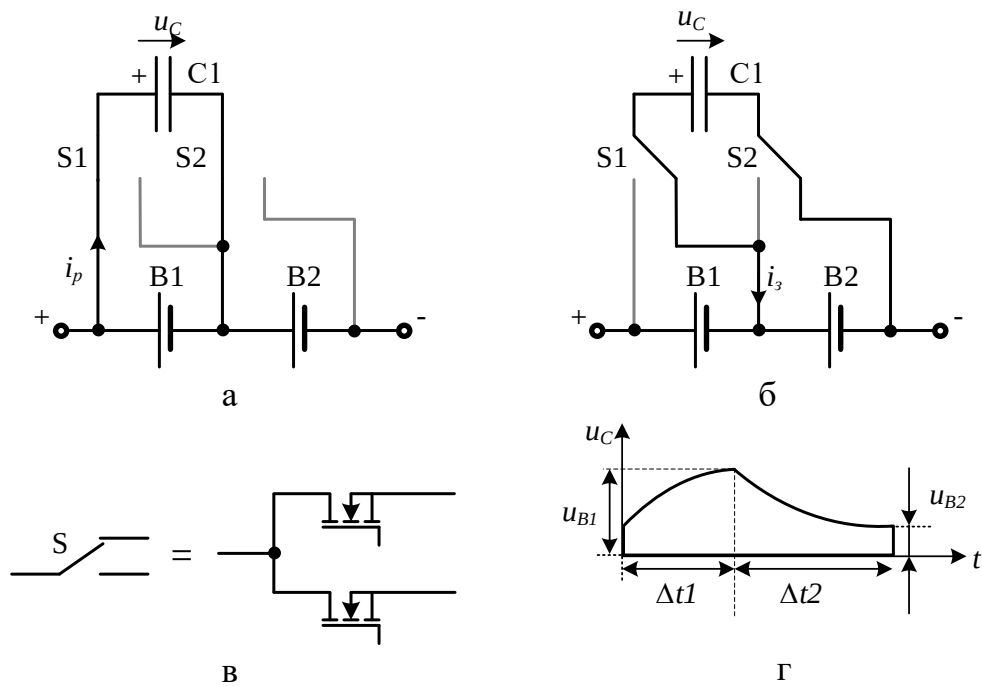


Рисунок 1.7 – Реалізація активного балансира на основі ємностей, що перемикаються

Модифікована схема балансира із одним конденсатором, що перемикається (рис. 1.8) для контролю за напругою на кожному з акумуляторів стеку має лише один датчик напруги, який вимірює напругу на конденсаторі. За допомогою двох ключів балансуєчий конденсатор C може бути підключено до будь-якого акумулятора стеку. Вимірюючи в цей час напругу на конденсаторі, система керування може визначити значення поточного розбалансування в стеку.

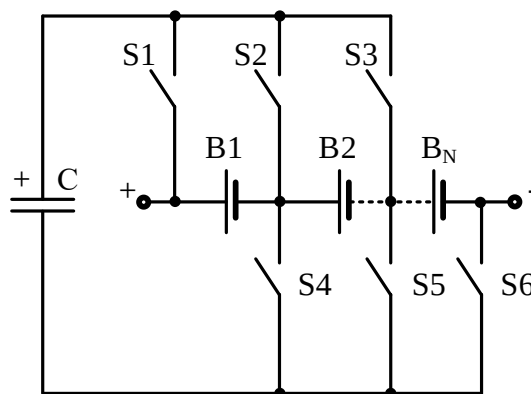


Рисунок 2.8 – Модифікований варіант активного балансира з одним буферним конденсатором

В схемі (рис. 2.8) вирішено проблему передачі енергії між двома акумуляторами, що знаходяться на протилежних кінцях стеку, оскільки перетворювач має можливість «адресної» передачі енергії минаючи включені між донором і акцептором акумулятори. Використання лише одного конденсатора, що перемикається, спрощує процес вимірювання напруги на акумуляторах та зменшує кількість датчиків напруги до одного.

Незважаючи на всі переваги, що притаманні модифікованій схемі із одним балансуєчим конденсатором – підвищений к.к.д. відносно резистивного балансира, необхідність лише одного датчика напруги, можливість адресної передачі енергії між акумуляторами, двом розглянутим вище схемам балансирів, як і всім існуючим схемам балансирів на основі ємнісного буферного елемента притаманний суттєвий недолік: заряд конденсатора при відборі від акумулятора-донора надлишкової енергії та його розряд під час передачі енергії до акумулятора-акцептора відбувається неконтрольованим струмом, що, фактично, обмежений лише внутрішніми опорами елементів. Таким чином, основним недоліком балансирів з ємнісним буферним елементом є неможливість роботи балансира в оптимальному для акумуляторів режимі – джерела струму.

Активний балансир з індуктивністю, що перемикається. Дуальною по відношенню до розглянутих вище активних балансирів є схема, де в якості буферного елемента використовується індуктивність [91 – 95]. Робота схеми (рис. 2.9) схожа за принципом на схему (рис. 1.8). Схема балансування для N батарей, що наведено на рис. 2.9, складається з $N-1$ дроселів, що використовуються в якості буферного елемента під час обміну енергією між акумуляторами, та $2(N-2)+2$ ключів.

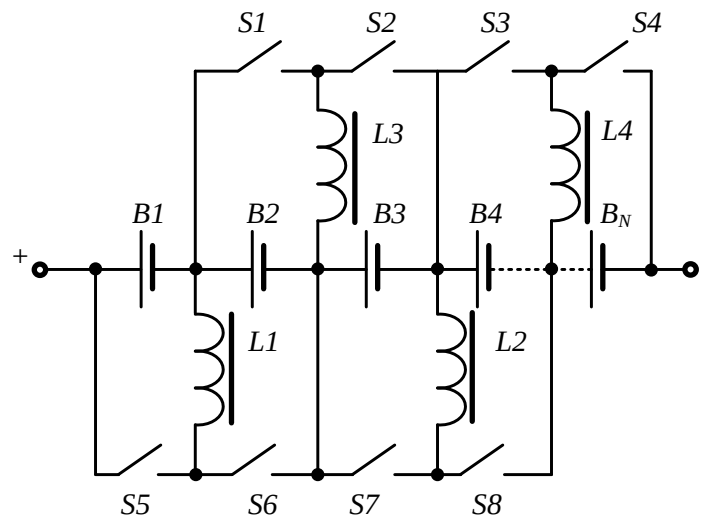


Рисунок 2.9 – Схема активного балансира з індуктивностями,
що перемикаються

В якості ключів можуть бути використані MOSFET-транзистори, як показано на рис. 2.10, а. В цьому випадку на другому півперіоді роботи схеми (інтервал Δt_2) можна не здійснювати керування ключем S2, оскільки напрямок протікання струму i_2 є прямим по відношенню до діода, що входить до внутрішньої структури транзистора.

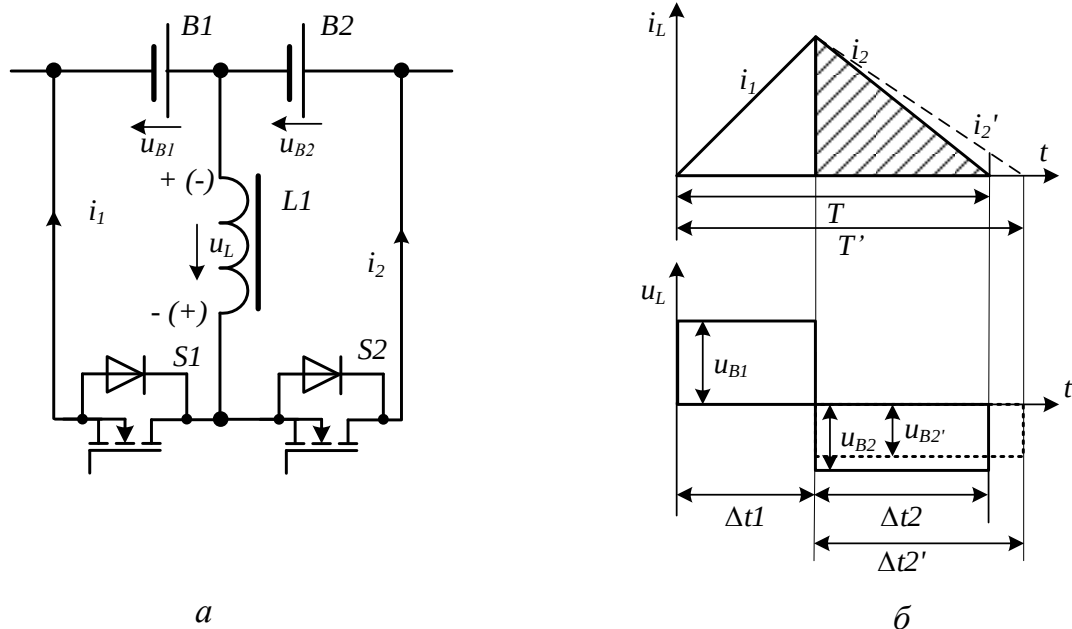


Рисунок 2.10 – Принцип роботи перетворювача (а) і діаграми струм та напруги на обмотці індуктивного буферного елемента (б)

Як зазначалось вище, робота балансира нагадує роботу широтно-імпульсного перетворювача, тому, балансир може працювати в двох режимах: переривчастий і безперервний. В першому режимі вся енергія, що була накоплена на протязі першого напівперіоду передається до акумулятора-акцептора за час другого напівперіоду, і струм i_2 встигає зменшитись до нуля. В другому режимі за час Δt_2 до акумулятора-акцептора передається лише частина енергії, що була накопичена на протязі першого півперіоду. Другий режим дозволяє зменшити пульсації струму, проте, викликає збільшення енергії комутації в ключах, оскільки комутація відбувається при ненульовому значенні струму, призводить до суттєвого збільшення потужності втрат в транзисторі [67, 97]. З огляду на цей факт, перевагу слід надати переривчастому режиму роботи. Для забезпечення роботи схеми в переривчастому (або гранично переривчастому) режимі необхідно контролювати величину струму i_2 , і виконувати комутацію в момент часу, коли $i_2 = 0$. В такому випадку частота комутації є змінною. Іншим шляхом забезпечення роботи переривчастого режиму схеми є завдання такої величини інтервалу Δt_1 , щоб накопичена на ньому енергія встигла повністю передатися під час другого напівперіоду роботи схеми. Тобто, здійснювати регулювання тривалості інтервалу Δt_1 для забезпечення рівності $\Delta t_1 + \Delta t_2 = T = \text{const}$. Величина інтервалу накопичення енергії може бути визначена при відомих значеннях u_{B1} , u_{B2} , L_1 .

Активний балансир з поверненням надлишкової енергії до стека. Окремим класом активних балансирів виділяють схеми, де в якості буферного елемента для передачі енергії між акумуляторами використовується багатообмоточний трансформатор або декілька трансформаторів.

Такі схемні рішення дозволяють сумістити в собі функції балансування та системи енергоменеджменту батареї. В ряді робіт [44 – 46] пропонується топологія (рис. 2.11). В інших модифікаціях схеми пропонується замість декількох окремих трансформаторів використання одного багатообмоточного трансформатора [47, 48]. В цьому випадку достатньо лише однієї вторинної обмотки w_2 і одного діода VD_1 . Схема перетворювача виконана на базі оберненоходової топології. Принцип балансування розглянемо на прикладі: нехай

акумулятор $B1$ має надлишковий заряд в порівнянні з іншими акумуляторами стека $B1-BN$. На першому такті роботи схеми замикається ключ $S1$. В первинній обмотці трансформатора (інтервал $t_0 - t_1$ рис. 2.12) починає лінійно зростати струм від нульового значення до значення i_{1MAX} в цей час відбувається накопичення енергії в осерді трансформатора $TV1$, і, відповідно, зменшення її у акумуляторі $B1$. В цей час на обмотках трансформатора $TV1$ (всіх обмотках у випадку багатообмоточного трансформатора) прикладена напруга з полярністю, що вказана на рис. 2.11 без дужок. До діодів $VD1-VDN$ прикладено зворотну напругу і струм у вторинних обмотках в цей час не протікає.

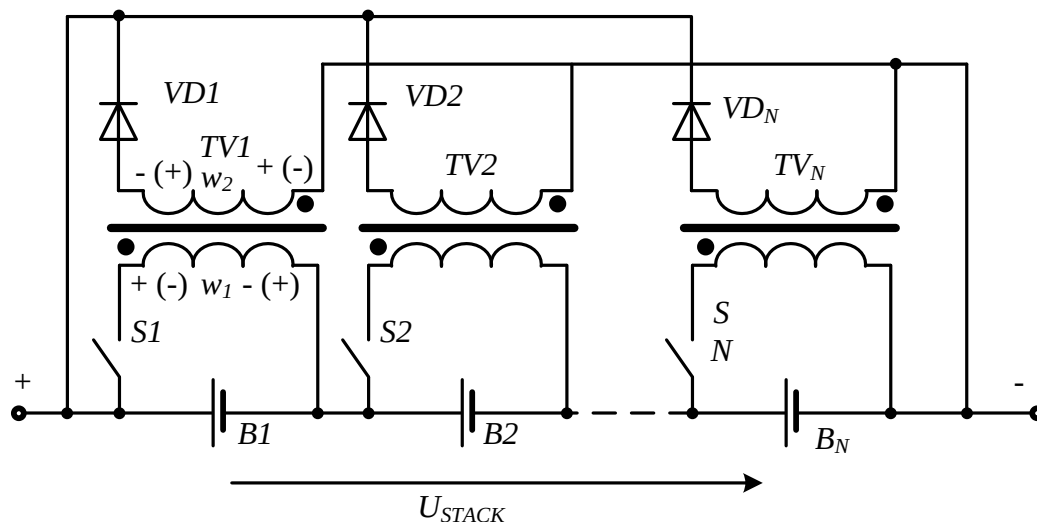


Рисунок 2.11 – Активний балансер на основі оберненоходової топології з поверненням надлишкової енергії до стеку

В момент часу t_1 виконується вимкнення ключа $S1$, внаслідок чого напруга на обмотках трансформатора змінює знак на протилежний (вказана в дужках). На другому такті роботи (інтервал часу $t_1 - t_2$ рис. 2.12) починається інтервал повернення накопиченої енергії до стека $B1-BN$.

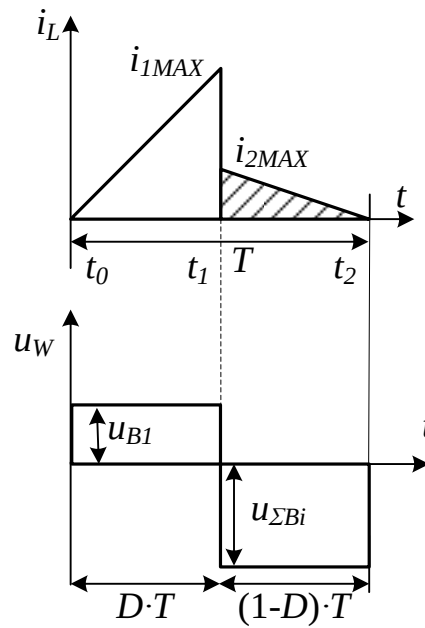


Рисунок 2.12 – Діагарми струму та напруги на обмотках трансформатора

Середнє значення струму i_{1AV} , що характеризує швидкість розряду акумулятора-донора на першому інтервалі роботи схеми і середнє значення струму i_{2AV} , що характеризує швидкість заряду акумуляторів стека становить, відповідно

$$i_{1AV} = \frac{i_{1MAX}}{K_{\phi}} = \frac{i_{1MAX}}{\sqrt{3}}; \quad (2.1)$$

$$i_{2AV} = \frac{i_{1MAX}}{N \cdot K_{\phi}} = \frac{i_{1MAX}}{N \cdot \sqrt{3}}, \quad (2.2)$$

де K_{ϕ} – коефіцієнт форми сигналу, що становить для пілкоподібного струму величину $\sqrt{3}$.

З аналізу відношень (2.1, 2.2) видно, що швидкість розряду акумулятора-донора в N разів швидше ніж швидкість заряду будь-якого акумулятора стека. Це накладає обмеження на ефективну роботу схеми при розряді акумуляторів, коли існує проблема запобігання зменшення рівня напруги на акумуляторі стека за нижню границю припустимого діапазону.

Оскільки на інтервалі часу $t_1 - t_2$ (рис. 2.12) відбувається заряд всіх акумуляторів середнім струмом величиною i_{2AV} , в тому числі, і акумулятора-

донора що розряджався на попередньому такті роботи схеми, значення еквівалентного середнього значення розрядного струму має бути скорегованим на величину зарядного струму

$$i_{1AV}^* = \frac{i_{1MAX}}{\sqrt{3}} - i_{2AV} = \frac{i_{1MAX}}{\sqrt{3}} - \frac{i_{1MAX}}{N \cdot \sqrt{3}} = \frac{i_{1MAX} \cdot (N-1)}{N \cdot \sqrt{3}}. \quad (2.3)$$

Активний балансир з відбором надлишкової енергії зі стека. Дана схема є дуальною по відношенню до розглянутої вище схеми [99 – 102]. Схема перетворювача виконана також на базі оберненоходової топології, і єдиною відмінністю є зміна місцями напівпровідникових ключів S та VD . Трансформатори в даній схемі також можуть бути замінені одним багатообмоточним. В цьому випадку достатньо лише однієї вторинної обмотки w_2 і одного ключа $S1$. Принцип балансування є протилежним по відношенню до раніше розглянутої схеми (рис. 2.11) і, головним чином, полягає в зарядженні акумуляторів з недостатнім рівнем заряду енергією стека.

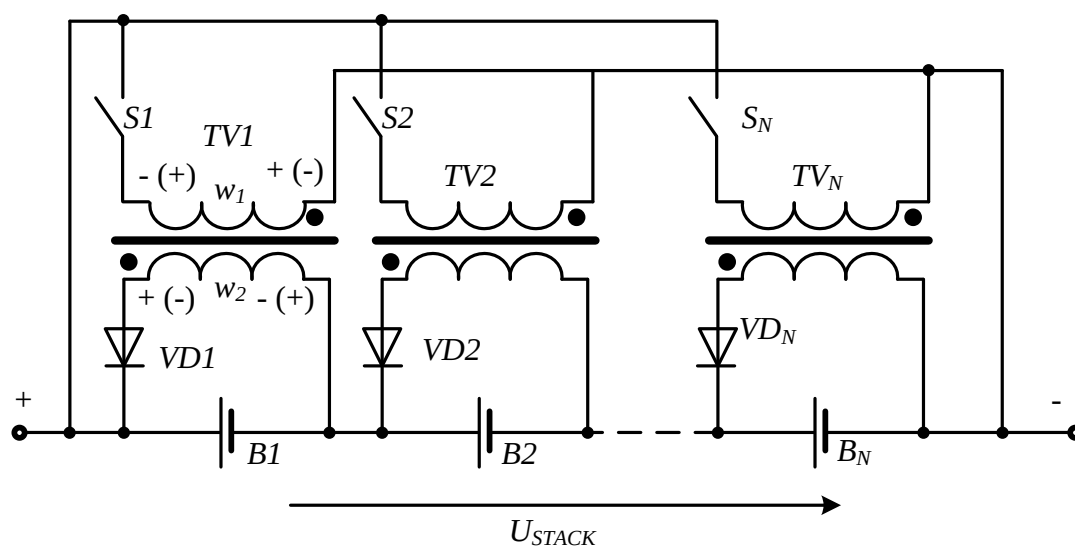


Рисунок 2.13 – Активний балансир на основі оберненоходової топології з відбором надлишкової енергії зі стеку

Як і в попередній схемі, на цьому інтервалі часу до обмоток трансформатора $TV1$ (всіх обмотках у випадку багатообмоточного

трансформатора) прикладена напруга з полярністю, що вказана на рис. 2.13 без дужок. До діодів VD1-VDN прикладено зворотну напругу і струм у вторинних обмотках в цей час не протікає. В момент часу t_1 виконується вимкнення ключа S1, внаслідок чого напруга на обмотках трансформатора змінює знак на протилежний (вказана в дужках). На другому такті роботи (інтервал часу $t_1 - t_2$ рис. 2.12) починається інтервал повернення накопиченої енергії до акумулятора-акцептора B1. Як і в попередньому випадку, коефіцієнт трансформації обирають $N:1$. Амплітудне значення розрядного струму i_{1MAX} , що протікає через всі акумулятори стека на першому інтервалі роботи схеми становить

$$i_{1MAX} = \frac{i_{2MAX}}{N}, \quad (2.4)$$

де N – коефіцієнт трансформації.

Середнє значення струму i_{1AV} , що характеризує швидкість розряду акумуляторів стека на першому інтервалі роботи схеми і середнє значення струму i_{2AV} , що характеризує швидкість заряду акумулятора-акцептора становить, відповідно:

$$i_{1AV} = \frac{i_{2max}}{N \cdot K_\phi} = \frac{i_{2max}}{N \cdot \sqrt{3}}; \quad (2.5)$$

$$i_{2AV} = \frac{i_{2max}}{K_\phi} = \frac{i_{2max}}{\sqrt{3}}. \quad (2.6)$$

З аналізу відношень (2.5, 2.6) видно, що швидкість розряду акумуляторів стека в N разів нижче ніж швидкість заряду акумулятора-акцептора. Це накладає обмеження на ефективну роботу схеми при заряді акумуляторів, коли існує проблема запобігання перезаряду окремих акумуляторів стека.

2.1.4 Шляхи розширення частотного діапазону БСНЕ

Завданням БСНЕ є компенсація втрат в лінії постійного струму і мінімізація амплітуди змінної складової потужності за рахунок раніше збереженої енергії в електрохімічних накопичувачах електричної енергії. Згідно (рис. 2.14), і експериментальним дослідженням [107, 108], для розширення частотного діапазону ефективної роботи БСНЕ в її структуру доцільно включати електрохімічні накопичувачі різних типів, з різними часовими характеристиками зарядно-розрядного циклу. Для збільшення діапазону ефективної роботи гібридного накопичувача доцільно використовувати двошарові конденсатори (період зарядно-розрядних процесів до десятків секунд) і LiFePO_4 акумулятори, які мають поліпшені енергетичні характеристики в порівнянні з традиційними Li-Ion акумуляторами – період зарядно-розрядних процесів складає десятки хвилин-одиниці годин [108 – 111].

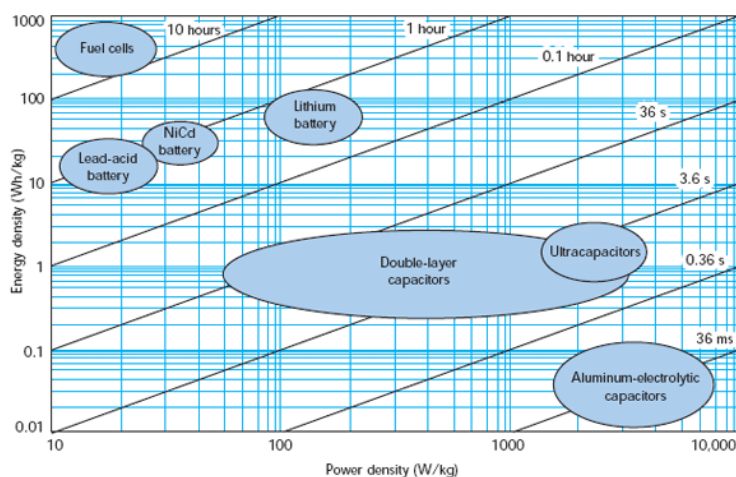


Рисунок 2.14 – Графік Рагоні – ілюстрація енергетичних та часових параметрів накопичувачів електричної енергії різного типу

Для узгодження енергетичних характеристик БСНЕ з мережею електроживлення (рівень напруги, рівень зарядного або розрядного струму) в структурі підсилюючого пункту застосовується узгоджуючий перетворювач. Для ефективного пригнічення пульсацій в широкому частотному спектрі, АПП доцільно виконувати за схемою рис. 2.15. Наявні в системі узгоджуючі

перетворювачі в англomовній літературі носять назву «кооперативних» [112 – 114], для них характерна наявність спільної системи керування декількома окремими перетворювачами, що працюють на спільне навантаження.

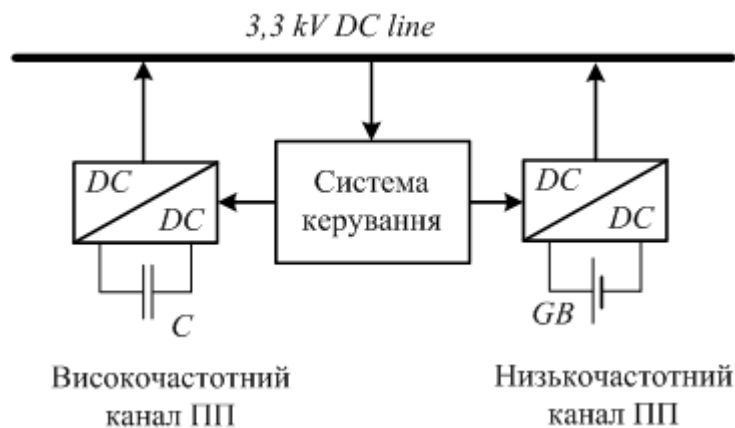


Рисунок 2.15 – Структурна схема двоканального підсилюючого пункту

Хоча сучасні літєві акумуляторні батареї мають достатньо високі частотні характеристики [107, 74], кількість їх зарядно-розрядних циклів є лімітованою. Для подовження часу життя накопичувачів підсилюючого пункту доцільно розподілити задачі підсилюючого пункту на два структурно пов'язані канали – низькочастотний (НЧК) та високочастотний (ВЧК). На рис. 2.16 наведено спектрограму струму, що споживається електровозом з контактної мережі, на якій позначено інтервали частот Δf_1 та Δf_2 – відповідно, зони дії НЧК та ВЧК підсилюючого пункту.

Задачею НЧК є пригнічення всіх високочастотних пульсації струму в мережі. В якості енергообмінного накопичувача в даному каналі доцільно використовувати двошарові конденсатори з огляду на їх високі енергетичні показники [109, 110] у порівнянні зі звичайними електролітичними конденсаторами.

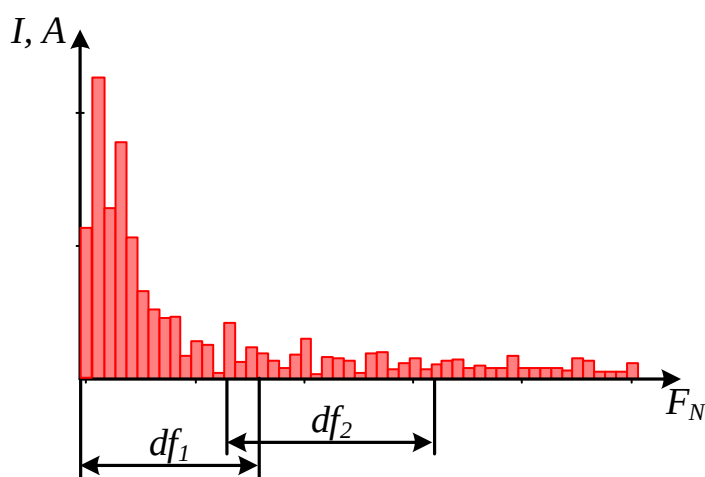


Рисунок 2.16 – До пояснення зони дій НЧК та ВЧК підсилюючого пункту

В якості енергообмінного накопичувача НЧК перевагу слід віддати LiFePO_4 акумуляторам, які мають поліпшені енергетичні характеристики в порівнянні з традиційними Li-Ion акумуляторами.

Специфікою режимів роботи узгоджуючих перетворювачів (УП) є підвищений рівень напруги на стороні контактної мережі. Це накладає суттєві обмеження на топологію схеми. Очевидно, УП повинен мати властивість оборотності потоку енергії – від КМ до БСНЕ та навпаки. УП відноситься до оборотних дволанкових перетворювачів постійної напруги з трансформаторної розв'язкою (isolated bidirectional DC/DC converters – IBDC) [117].

В якості СНК перетворювача для високовольтих застосувань використовують біполярні транзистори з ізольованим затвором (IGBT). Широко розповсюдженим алгоритмом керування ключами інвертора в таких випадках є алгоритм широтно-імпульсної модуляції (ШІМ), що дозволяє за рахунок зміни відносної тривалості ввімкненого стану СНК змінювати середнє значення вихідної напруги (струму). Проте, при використанні таких схемних рішень відбувається примусова комутація керованих СНК первинної ланки, що супроводжується виділенням значної потужності динамічних втрат цих СНК, особливо при підвищених частотах ШІМ. Оскільки примусова комутація призводить до додаткового тепловиділення в ключах, при проектуванні

перетворювачів більше 100 Вт використовують спеціальні засоби, спрямовані на зниження комутаційних втрат.

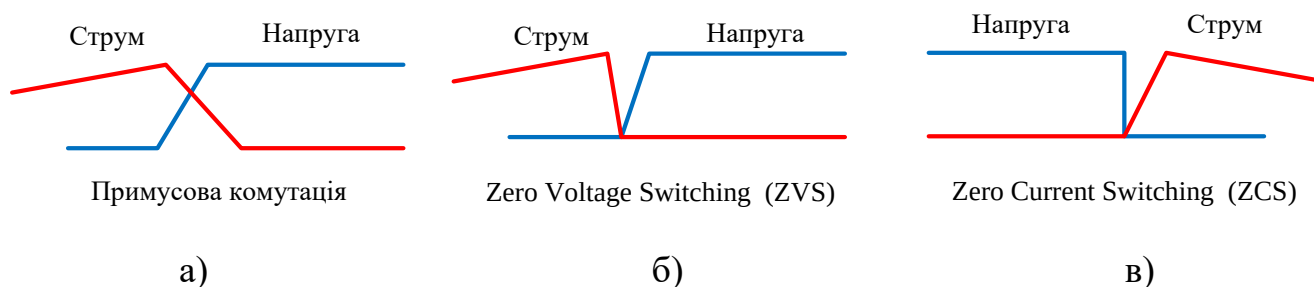


Рисунок 2.17 – Види комутації: жорстка, примусова (а), комутація в нулі напруги (Zero Voltage Switching) (б), комутація в нулі струму (Zero Current Switching) (в)

Одним з технічних рішень обмеження комутаційних втрат є застосування пристроїв комутаційного захисту – снаберів. Їх дія заснована на тому, що провідність реактивних елементів (конденсатор, індуктивність) змінюється не раптово, і за час комутації СНК, напруга на включеному паралельно конденсаторі рис. 2.18 (а) або струм через включену послідовно індуктивність рис. 2.18 (б) не може суттєво змінитися за час комутації ключа. Фактично, процес комутації з силового ключа переноситься на реактивний елемент, при цьому енергія комутації не виділяється у вигляді тепла, а повертається до джерела живлення або навантаження.

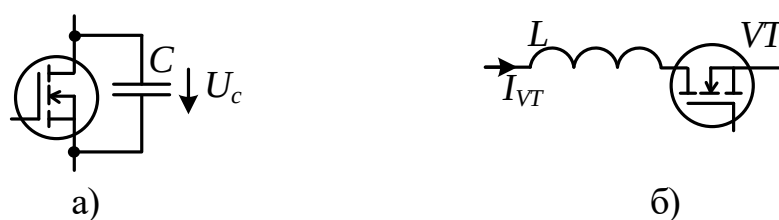


Рисунок 2.18 – обмеження комутаційних втрат за допомогою снаберних елементів

При застосуванні в високовольтних схемах IGBT ключів, існує проблема «хвоста струму», що має місце при вимиканні СНК (рис. 2.19, а). Це зумовлено специфікою внутрішньої структури елемента [118]. Дослідження ефективності

застосування ємнісного снабера для мінімізації енергії вимикання в IGBT транзисторі (рис. 2.19, б) показують що при застосуванні снаберів навіть достатньо великої ємності, енергія втрат може бути зменшена не більш ніж на 50% відносно жорсткої комутації [119].

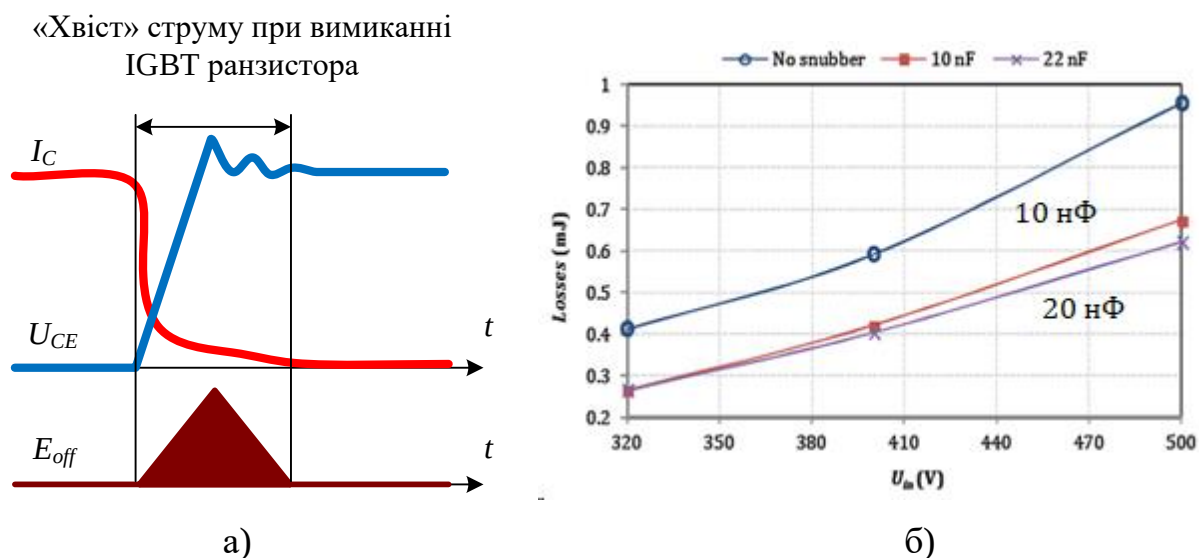


Рисунок 2.19 – Ілюстрація «хвоста струму» в IGBT транзисторі та результати експериментальних досліджень щодо обмеження комутаційних втрат за допомогою снаберних конденсаторів

Типовою структурою IBDC є дволанковий перетворювач, кожна з двох ланок якого виконана за схемою інвертора напруги [120]. В складі силового комутатора обох ланок, виконаних за напівмостовою, нульовою або мостовою схемами [117], присутні керовані двоквadrантні ключі без зворотньої блокуючої здатності (польові – MOSFET або біполярні транзистори з ізольованим затвором – IGBT зі зворотним діодом), вхідні і вихідні фільтри – ємнісні. Такі IBDC з двома мостовими комутаторами (dual active bridge - DAB) мають ряд переваг [121, 122].

Відомо безліч алгоритмів керування ключами таких перетворювачів [117], при цьому для низьковольтних додатків (1 - 2 кВ) перевага віддається алгоритмам, що забезпечують режими включення силових ключів в нулях напруги – zero voltage switching (ZVS) при яких комутаційні втрати включення відсутні. Обмеження комутаційних втрат виключення досягається використанням

снабберних конденсаторів, шунтуючих керований ключ. Це дозволяє підвищити частоту перетворення і, отже, зменшити габарити розділового трансформатора.

Істотне зниження комутаційних втрат в ключах може бути також досягнуто застосуванням резонансних схем, наприклад, з використанням послідовного LC коливального контуру. Комутація СНК в таких перетворювачах відбувається природньо (в нулях струму чи напруги), а отже, втрати енергії на комутацію в СНК значно знижені [123, 124]. Однак, наявність в схемі резонансного коливального контуру здорожує її та ускладнює керування таким перетворювачем. Крім того, наявність резонансного контуру спричиняє появу додаткових статичних втрат.

Особливістю перетворювачів з DAB в порівнянні з необоротними дволанковими резонансними перетворювачами може бути те, що при узгодженому керуванні ключами первинної та вторинної ланок для ключів одного з ланок може бути реалізований режим перемикання ZVS, а для ключів іншого – режим вимкнення в нулях струму – zero current switching (ZCS) [125, 126]. Зниження комутаційних втрат дозволяє підвищити частоту перетворення і, отже, зменшити габарити, масу і вартість трансформатора.

Таким чином, специфіка використання узгоджуючих перетворювачів для високовольтних застосувань полягає в потребі розробки модифікованих схем та алгоритмів, що забезпечують м'яку комутацію СНК. Можливість реалізації для включення ключів одного з ланок режиму ZVS, а для ключів іншої ланки - режиму вимкнення ZCS, без використання коливального контуру може бути реалізована в перетворювачах з розділеною комутацією.

2.2 Активний балансир з адресною передачею заряду між акумуляторами стека

2.2.1 Аналіз ефективності буферних елементів в схемах активних балансирів

Як зазначалося вище, передача енергії між акумуляторами стеку за умови активного балансування, виконується за допомогою індуктивного або ємнісного

буферного елемента. Розглянемо більш детально процеси, що протікають в ланцюгах передачі енергії для двох типів буферних елементів.

На рис. 2.20 наведено спрощені схеми ланцюгів балансування (а, б) і їх операторні схеми заміщення на етапах накопичення енергії (г, е) і передачі (в, д) відповідно. На всіх схемах виконується умова $U_{B2} > U_{B1}$.

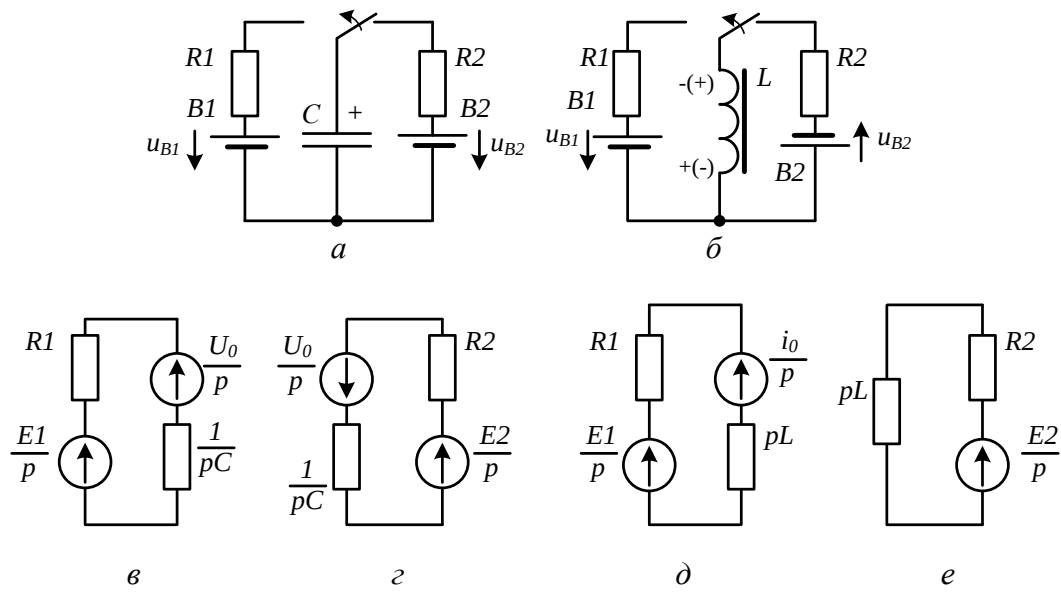


Рисунок 2.20 – До визначення ефективності типу буферного елемента

Для схеми з ємнісним буферним елементом в сталому режимі на інтервалі накопичення енергії початкове значення напруги на буферному елементі становить U_{B1} (Рис. 2.20, в). Тоді, операторні рівняння, що описують процеси заряду ємності описуються наступним чином

$$I_{C_ch} = \frac{\frac{E2}{p} - \frac{E1}{p}}{R2 + \frac{1}{pC}}; \quad (2.7)$$

$$U_{C_ch} = \frac{\left(\frac{\frac{E2}{p} - \frac{E1}{p}}{R2 + \frac{1}{pC}} \right)}{pC}. \quad (2.8)$$

Після виконання зворотного перетворення Лапласа, отримаємо їхні оригінали

$$I_{C_ch} = \frac{e^{-\frac{t}{C \cdot R2}} \cdot (E2 - E1)}{R2}; \quad (2.9)$$

$$U_{C_ch} = -\left(e^{-\frac{t}{C \cdot R2}} - 1\right) \cdot (E2 - E1) + E2. \quad (2.10)$$

На інтервалі передачі енергії операторні рівняння, що описують процеси розряду ємності описуються наступним чином:

$$I_{C_disch} = \frac{\frac{E1}{p} - \frac{E2}{p}}{R1 + \frac{1}{pC}}; \quad (2.11)$$

$$U_{C_disch} = \frac{\left(\frac{\frac{E1}{p} - \frac{E2}{p}}{R1 + \frac{1}{pC}}\right)}{pC}. \quad (2.12)$$

Після виконання зворотного перетворення Лапласа, отримаємо їхні оригінали:

$$I_{C_disch} = \frac{e^{-\frac{t}{C \cdot R1}} \cdot (E1 - E2)}{R1}; \quad (2.13)$$

$$U_{C_disch} = E1 - \left(e^{-\frac{t}{C \cdot R1}} - 1\right) \cdot (E2 - E1). \quad (2.14)$$

Для схеми з індуктивним буферним елементом на інтервалі накопичення енергії початкове значення струму в буферному елементі відсутнє (рис. 2.20, е). Операторні рівняння, що описують процес накопичення енергії в індуктивному буферному елементі (процес зростання струму) описуються наступним чином

$$I_{L_ch} = \frac{\frac{E2}{p}}{R2 + pL}. \quad (2.15)$$

Після виконання зворотного перетворення Лапласа, отримаємо оригінали струму:

$$I_{L_ch} = -\frac{E2 \cdot \left(e^{\frac{t \cdot R2}{L}} - 1 \right)}{R2}. \quad (2.16)$$

На інтервалі передачі енергії операторне рівняння, що описує процес спадання струму індуктивності описується наступним чином:

$$I_{L_disch} = \frac{\left(Li_0 - \frac{E1}{p} \right)}{R1 + pL}. \quad (2.17)$$

Після виконання зворотного перетворення Лапласа, отримаємо оригінал струму індуктивного буферного елемента:

$$I_{L_disch} = \frac{E1 \cdot e^{\frac{-R1 \cdot t}{L}} - E1 + R1 \cdot i_0 \cdot e^{\frac{-R1 \cdot t}{L}}}{R1}. \quad (2.18)$$

Таким чином, струм в буферних елементі змінюється за законом:

$$I_C(t) = \begin{cases} \frac{e^{\frac{t}{C \cdot R2}} \cdot (E2 - E1)}{R2}, & \text{при } t \leq T/2 \\ \frac{e^{\frac{t}{C \cdot R1}} \cdot (E1 - E2)}{R1}, & \text{при } t > T/2 \end{cases}; \quad (2.19)$$

$$I_L(t) = \begin{cases} \frac{E_2 \cdot \left(e^{\frac{t \cdot R_2}{L}} - 1 \right)}{R_2}, & \text{при } t \leq T/2 \\ \frac{E_1 \cdot e^{\frac{-R_1 t}{L}} - E_1 + R_1 \cdot i_0 \cdot e^{\frac{-R_1 t}{L}}}{R_1}, & \text{при } t > T/2 \end{cases}. \quad (2.20)$$

Виконаємо розрахунок ефективності застосування різних типів буферних елементів шляхом порівняння енергії, що передається за один період перетворення за умови рівності діючих значень струмів I_L , I_C .

Нехай, відбувається балансування двох LiFePO_4 акумуляторів з гранично припустимим рівнем розбалансування (в цьому випадку буде досягнуто максимальної ефективності ємнісного балансира). Завдамося ємністю буферного конденсатора $C = 100$ мкФ та напругою на акумуляторах: $E_1 = 2,0$ В; $E_2 = 3,65$ В.

Величина енергії, що буде передаватися за один такт роботи схеми складає

$$W_C = \frac{C \cdot (E_2 - E_1)^2}{2} = \frac{100 \cdot 10^{-6} \cdot (3,6 - 2,0)^2}{2} = 1,36 \cdot 10^{-4} \text{ Дж}. \quad (2.21)$$

Визначимо діюче значення струму I_C

$$I_{C \text{ RMS}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I_C^2 dt} = 9,5 \text{ А}. \quad (2.22)$$

Визначимо параметри індуктивного буферного елементу, що забезпечить те саме значення діючого струму на тій самій частоті перетворення: $I_{C \text{ RMS}} = I_{L \text{ RMS}}$;

Амплітудне значення струму в індуктивності складає

$$I_m = I_{C \text{ RMS}} \cdot \sqrt{3} = 9,5 \cdot \sqrt{3} \approx 16,5 \text{ А}. \quad (2.23)$$

За умови рівнів напруги на акумуляторних батареях $E1 = 2,0 \text{ В}$; $E2 = 3,65 \text{ В}$, для роботи схеми в режимі гранично переривчастого магнітного потоку тривалість накопичення енергії в індуктивності складає

$$t_u = \frac{E1}{E1 + E2} \cdot T \text{ (с)}, \quad (2.24)$$

де $E1$, $E2$ – значення напруги на акумуляторі-донорі та акумуляторі-акцепторі відповідно; T – період перетворення, для даного прикладу становить 60 мкс .

$$t_u = \frac{2}{2 + 3,65} \cdot 60 \cdot 10^{-6} = 21 \cdot 10^{-6} \text{ (с)}. \quad (2.25)$$

Визначимо значення буферної індуктивності L , струм в якій зростає до значення I_m за час t_u при підключенні її до джерела напруги $E2$

$$L = \frac{E2 \cdot t_u}{I_m} \text{ (Гн)}. \quad (2.26)$$

$$L = \frac{3,65 \cdot 21 \cdot 10^{-6}}{16,5} = 6,6 \cdot 10^{-6} \text{ (Гн)} \quad (2.27)$$

Визначимо величину енергії, що передається за один такт роботи індуктивного балансира в розглянутому вище прикладі

$$W_L = \frac{L \cdot I_m^2}{2} = \frac{6,6 \cdot 10^{-6} \cdot 16,5^2}{2} = 9 \cdot 10^{-4} \text{ Дж}. \quad (2.28)$$

За умови прийнятого вище припущення про рівність діючих значень струму балансування та частоти перетворення, можна дати оцінку ефективності

ємнісного та індуктивного буферного елемента схеми активного балансира порівнявши значення енергій W_L і W_C

$$\frac{W_L}{W_C} = \frac{9 \cdot 10^{-4}}{1,36 \cdot 10^{-4}} \approx 7. \quad (2.29)$$

Отримане значення характеризує ефективність застосування в схемах активного балансування індуктивного буферного елемента в порівнянні з ємнісним. При зменшенні величини розбалансування акумуляторів B_1 , B_2 відношення (2.23) значно збільшується, і досягає свого максимального значення (близько 1000) за умови $U_{B1} \approx U_{B2} \approx (U_{MAX} = 3,65 \text{ В})$. Окрім зазначеного вище критерію, слід звернути увагу і на форми зарядного і розрядного струмів при використанні ємнісного та індуктивного буферних елементів:

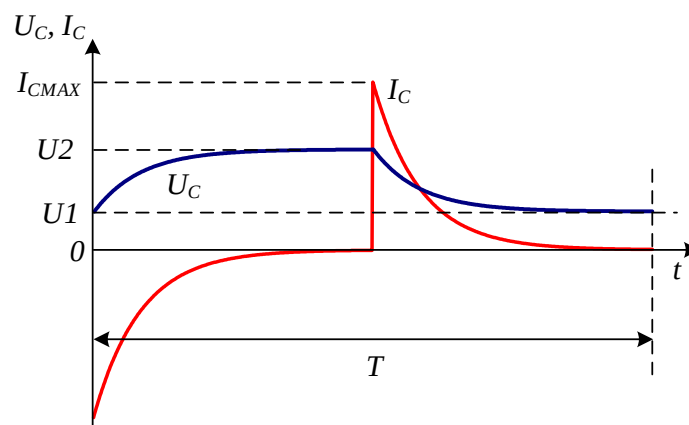


Рисунок 2.21 – Машинограми форми струму та напруги буферного конденсатора

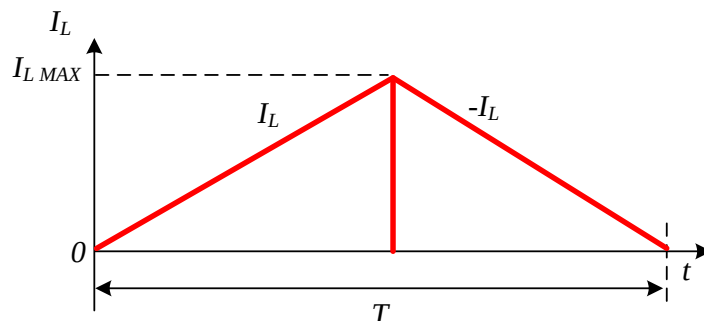


Рисунок 2.22 – Машинограми форми струму буферної індуктивності

Амплітудне значення струму у схем з ємнісним буферним елементом (рис. 2.2) обмежене лише внутрішніми паразитними опорами елементів схеми, тому, при відносно великому значенні розбалансування, в елементах схеми (в тому числі акумуляторних батареях) виділяється значна величина енергії втрат у вигляді теплової енергії, що негативно позначається на параметрах акумуляторної батареї. Імплітудне значення струму в схемі на основі індуктивних буферних елементів (рис. 2.22) обмежене величиною індуктивності.

2.2.2 Аналіз електромагнітних процесів в трансформаторному балансирі

Схема трансформаторного балансира [73] виконана на основі зворотноходового перетворювача (рис. 2.23). Детального аналізу потребує другий такт періоду роботи перетворювача (інтервал часу $t_1 - t_2$). На ньому здійснюється повернення енергії, що була накопичена в осерді трансформатора на інтервалі $(t_0 - t_1)$. Наявність випрямних діодів (VD2, VD3) у зарядних ланцюгах схеми в ідеальному випадку має забезпечити передачу всієї накопиченої енергії акумулятору, що має найменше значення напруги (рис. 2.23, б). В реальних акумуляторах наявність внутрішніх опорів (R_2 , R_3 на рис. 2.23) призводить до одночасного протікання зарядних струмів в декількох акумуляторах (рис. 2,23, в). Величина зарядного струму в кожному з акумуляторів визначається співвідношенням напруги на акумуляторах і їх внутрішніх опорів.

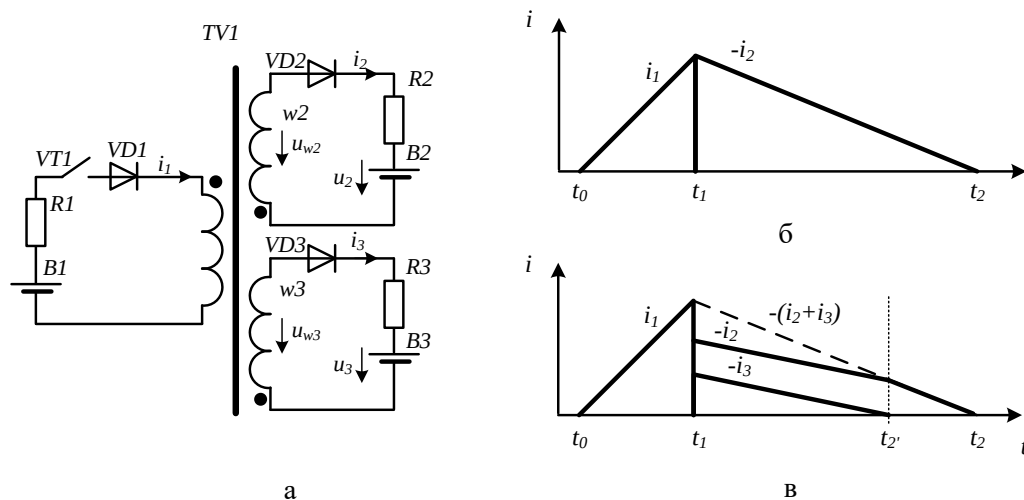


Рисунок 2.23 – Процеси, що протікають в схемі трансформаторного балансира на інтервалі повернення енергії

Розглянемо більш детально інтервал часу ($t_1 - t_2'$). Під дією струму i_2 виникає падіння напруги на внутрішньому опорі акумулятора В2. В цей інтервал часу до вторинних обмоток трансформатора прикладена напруга $u_2 + i_2 \cdot R_2$. Якщо значення напруги на акумуляторі В3 перевищує цю величину, виникає умова відкриття випрямного діода VD3, що викликає протікання зарядного струму i_3 . Процес одночасного заряду обох акумуляторів протікає до моменту часу t_2' . В цей момент падіння напруги на внутрішньому опорі акумулятора В2 зменшується внаслідок зменшення зарядного струму. Зрозуміло, що подібний процес відбувається у будь-якій кількості акумуляторів стека одночасно, для яких виконується умова відкриття відповідного випрямного діода.

Визначимо умову одночасного протікання двох струмів для прикладу рис. 2.23. На інтервалі передачі енергії схема може бути замінена еквівалентною схемою:

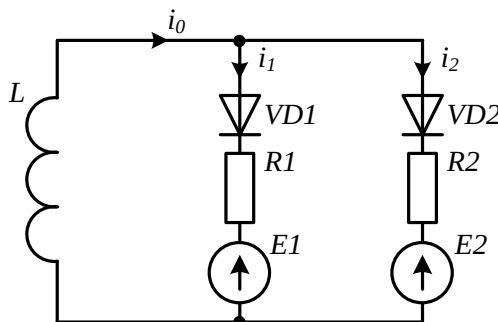


Рисунок 2.24 – Еквівалентна схема на етапі передачі енергії до акумуляторів

В еквівалентній схемі (рис. 2.24) враховано ненульове початкове значення струму i_0 , $E_2 > E_1$.

У випадку невиконання умови для відкриття випрямного діода VD2 в схемі наявне лише один контур, струми $i_0 = i_1$; $i_2 = 0$.

Струм $i_0 = i_1$ змінюється за законом

$$\frac{di_0}{dt} = -\frac{E_1 - R_1 \cdot i_0 - U_{VD}}{L} \text{ А.} \quad (2.30)$$

У випадку виконання умови відкриття випрямного діода VD2 схема має два контури, для яких можна записати рівність

$$(E1 - i_1 \cdot R1 - U_{VD}) - (E2 - i_2 \cdot R2 - U_{VD}) = 0. \quad (2.31)$$

Прийнявши $i_2 = i_0 - i_1$, визначимо значення струмів i_1, i_2

$$i_1 = \frac{E2 - E1 + R2 \cdot i_0}{R1 + R2}; \quad (2.32)$$

$$i_2 = \frac{E1 - E2 + R1 \cdot i_0}{R1 + R2}. \quad (2.33)$$

Струм i_0 в цьому випадку змінюється за законом

$$\frac{di_0}{dt} = \frac{E1 \cdot R2 + E2 \cdot R1 + R1 \cdot R2 \cdot i_0}{(R1 + R2) \cdot L}. \quad (2.34)$$

Вирази (2.32, 2.33) справедливі для будь-якої пари акумуляторів стеку.

Для визначення величин розрядних струмів визначається значення струму i_0 шляхом розв'язання диференційного рівняння (2.34). Далі за формулою (2.35) визначається значення струму i_2 :

У випадку $i_2 \leq 0$, зарядний струм i_2 вважають рівним нулю, враховуючи наявність в схемі випрямного діода VD2, що перешкоджає протіканню розрядного струму на даному інтервалі; струм $i_2 = i_0$, оскільки в схемі існує лише одне розрядне коло;

У випадку $i_2 > 0$, значення струму i_1 визначають за формулою (2.31).

Наявність одночасно включених декількох випрямних діодів зменшує загальну ефективність схеми балансира за рахунок збільшення потужності втрат в декількох діодах, що одночасно проводять струм, зменшення швидкості балансування за рахунок розподілу накопиченої енергії між декількома

акумуляторами (не виключаючи повернення частини її до акумулятора, від якого здійснювався відбір енергії).

$$i_2 = \begin{cases} \frac{E_1 - E_2 + R_1 \cdot i_0}{R_1 + R_2} & \text{якщо } \frac{E_1 - E_2 + R_1 \cdot i_0}{R_1 + R_2} > 0 \\ 0 & \text{якщо } \frac{E_1 - E_2 + R_1 \cdot i_0}{R_1 + R_2} \leq 0 \end{cases} \quad (2.35)$$

$$i_1 = \begin{cases} \frac{E_1 - E_2 + R_1 \cdot i_0}{R_1 + R_2} & \text{якщо } i_2 > 0 \\ i_0 & \text{якщо } i_2 \leq 0 \end{cases} \quad (2.36)$$

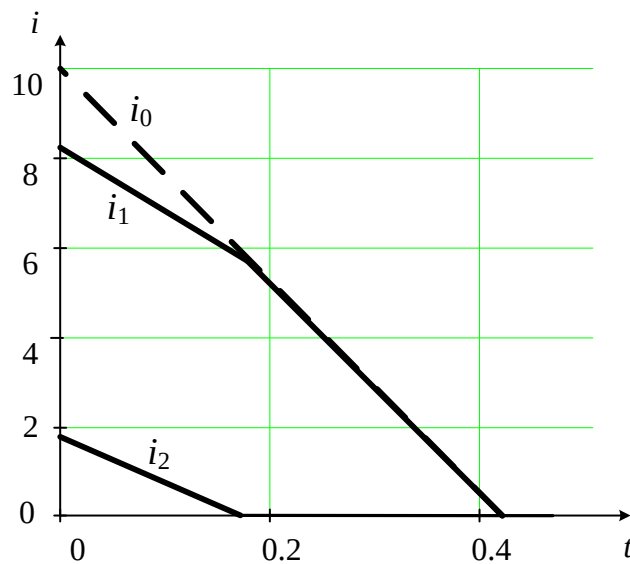


Рисунок 2.25 – Результати моделювання зарядних струмів за наведеною методикою

Наведені вище розрахунки показують, що в схемі активного балансування за топологією (рис. 2.23) енергія, що була накопичена в осерді трансформатора, на етапі передачі її до акумуляторів з недостатнім рівнем заряду розосереджується між декількома послідовно з'єднаними акумуляторами, і її частка, що передається до кожного з акумуляторів пропорційна величині амплітудного значення струму балансування, внутрішньому опору акумуляторів, а також величині напруги на них. При одночасному протіканні зарядного струму в декількох акумуляторах, збільшується потужність втрат в елементах схеми. Крім того, із збільшенням

внутрішнього опору акумуляторів, в схемах рис. 1.13 і 2.4 має місце циркуляція енергії в одних і тих самих акумуляторах стеку на обох тактах перетворення, що спричиняє зниження швидкості балансування, зменшення часу життя акумуляторів та погіршення загального к.к.д. системи. З огляду на це, ефективність активного балансування може бути підвищена при застосуванні схеми з адресною передачею енергії між послідовно з'єднаними накопичувачами.

2.2.3 Режим роботи схеми активного балансування

Схему балансування виконано за зворотноходовою топологією. В перетворювачах такого типу трансформатор використовується у якості буферного елемента підчас передачі енергії від джерела живлення до споживача. Крім того, трансформатор забезпечує можливість гальванічної розв'язки між акумуляторами та системою керування [127].

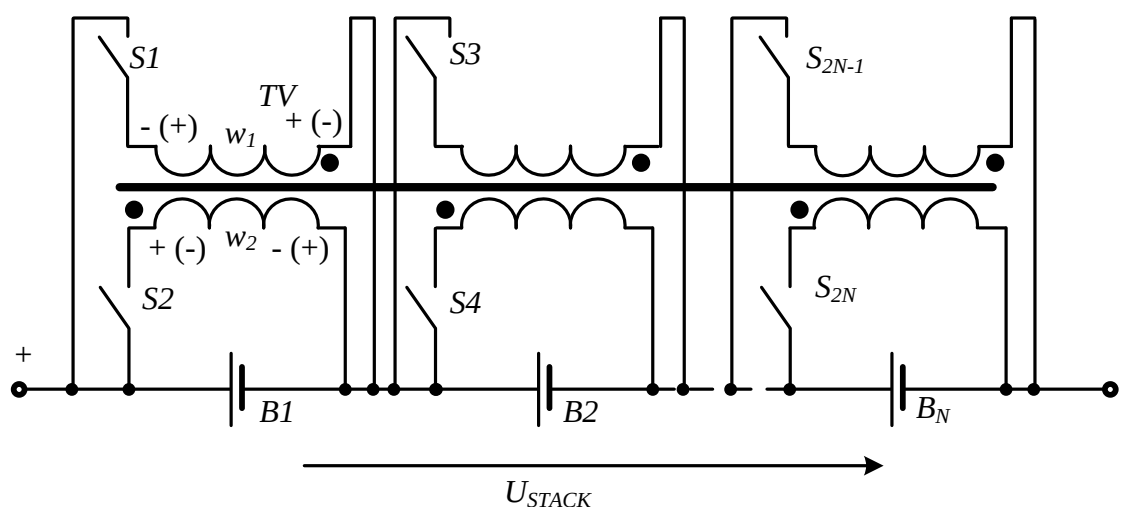


Рисунок 2.26– Силова частина активного балансира з адресною передачею енергії

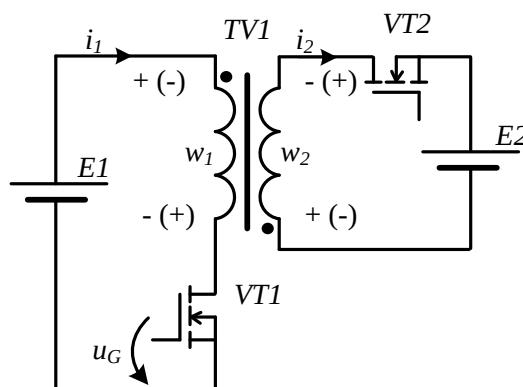


Рисунок 2.27 – Спрощена схема перетворювача для активного балансування

Розглянемо роботу перетворювача в сталому режимі. Зробимо такі основні припущення:

- транзистори є ідеальними ключами;
- потужності втрат у всіх елементах схеми дорівнюють нулю;
- трансформатор є лінійним елементом і його осердя не насичується в процесі роботи;

Часові діаграми, що пояснюють принцип роботи перетворювача наведено на рис. 2.28, в [128]. Регулюючий транзистор VT1 переводиться з режиму відсічки в режим насичення за допомоги імпульсів керування частотою $f = 1/T$. З моменту відкриття транзистора ($t = t_0$) через первинну обмотку трансформатора з числом витків W_1 від джерела живлення E починає протікати лінійно зростаючий за величиною струм i_1 , який створює магніторушійну силу $F = i_1 W_1$. Внаслідок цього в осерді трансформатора збуджується зростаючий магнітний потік Φ і на обмотках наводиться ЕРС з полярністю, вказаною на рис. 2.27 без дужок (інтервал накопичення енергії в осерді трансформатора). Еквівалентну схему для вказаного інтервалу часу наведено на рис. 2.28, а.

Вторинна обмотка трансформатора витків W_2 підключена так, що на інтервалі відкритого стану транзистора випрямний діод VD1 зворотною напругою підтримується у закритому стані, тобто, коло навантаження відключене від трансформатора. Під дією ЕРС джерела живлення струм в первинній обмотці продовжує зростати і в магнітному полі осердя поступово накопичується енергія. В момент часу ($t = t_1$) з транзистора знімається керування і він майже раптово переходить у режим відсічки (інтервал передачі накопиченої в осерді трансформатора енергії до навантаження). Еквівалентну схему для вказаного інтервалу часу наведено на рис. 2.9, б. Внаслідок закриття транзистора струм i_1 в первинній обмотці трансформатора зникає. ЕРС самоіндукції, прагнучи підтримати струм в обмотці, змінює свою полярність на протилежну (на рис. 2.27

полярність вказана в дужках). Починаючи з моменту часу ($t = t_2$) розглянуті процеси накопичення та передачі енергії повторюються.

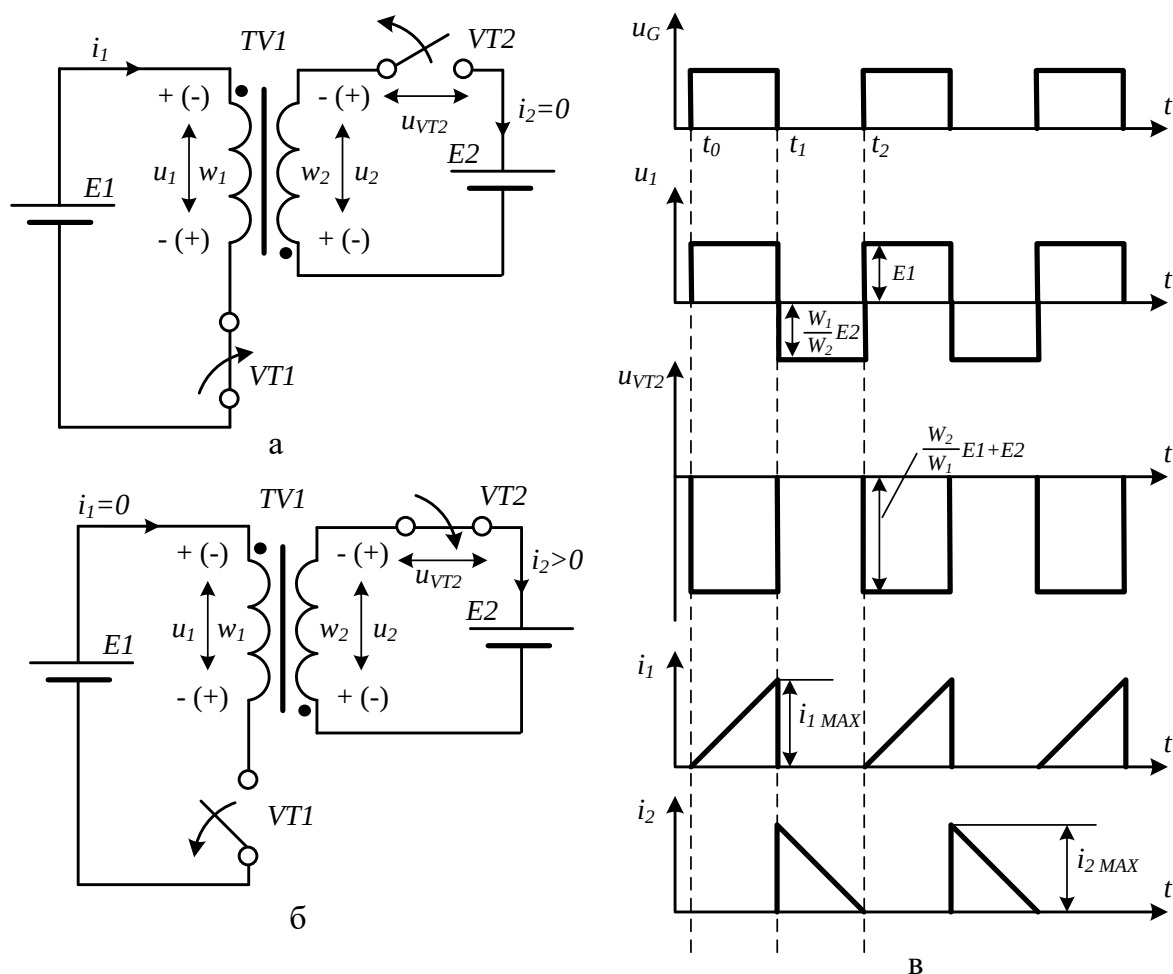


Рисунок 2.28 – Еквівалентні схеми балансира у режимі накопичення енергії від акумулятора-донора (а) та передачі її до акумулятора-акцептора (б); часові діаграми, що пояснюють принцип роботи перетворювача (в)

Швидкість зростання струму i_1 зумовлена величиною напруги u_1 і величиною індуктивності L_1 первинної обмотки W_1 . Швидкість спадання струму i_2 зумовлена величиною напруги u_2 і величиною індуктивності L_2 вторинної обмотки W_2

$$\frac{di_1}{dt} = \frac{u_1}{L_1}; \quad (2.37)$$

$$\frac{di_2}{dt} = -\frac{u_2}{L_2}. \quad (2.38)$$

Якщо протягом часу $(t_2 - t_1)$ струм у вторинній обмотці не встигне зменшитись до нуля, то перетворювач буде працювати у режимі безперервного магнітного потоку (рис. 2.29, а). При недостатній величині індуктивності обмотки w_2 або великому значенні напруги u_2 , струм i_2 спадає до нуля раніше початку інтервалу накопичення енергії в осердді на величину часу Δt і перетворювач починає працює в режимі переривчастого магнітного потоку (рис. 2.29, б). Для режиму гранично-переривистого магнітного потоку (рис. 2.29, в) характерний спад струму у вторинній обмотці в момент завершення періоду імпульсів $(\Delta t \rightarrow 0)$.

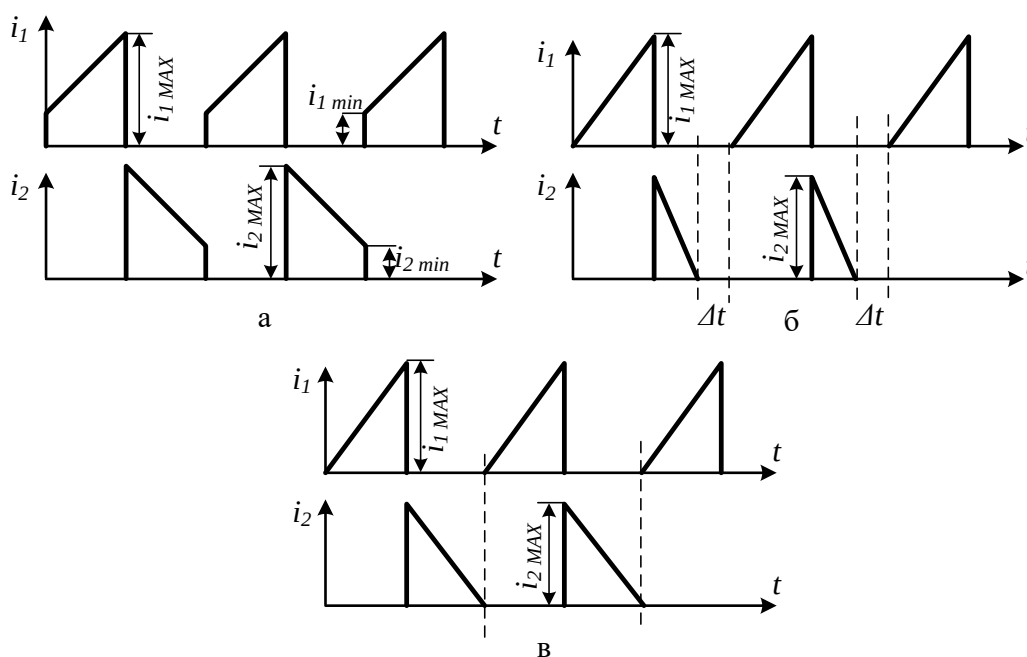


Рисунок 2.29 – Режимы работы перетворювача: з безперервним магнітним потоком (а); переривистим магнітним потоком (б); гранично-переривистим магнітним потоком (в)

На рис. 2.30 зображено осцилограми струмів первинної (i_1) та вторинної (i_2) обмоток трансформатора для режиму переривистого магнітного потоку (рис. 2.30, а) і режиму гранично-переривистого магнітного потоку (рис. 2.30, б).

Штриховкою показано частину енергії, що передається між двома акумуляторами у різних режимах роботи перетворювача.

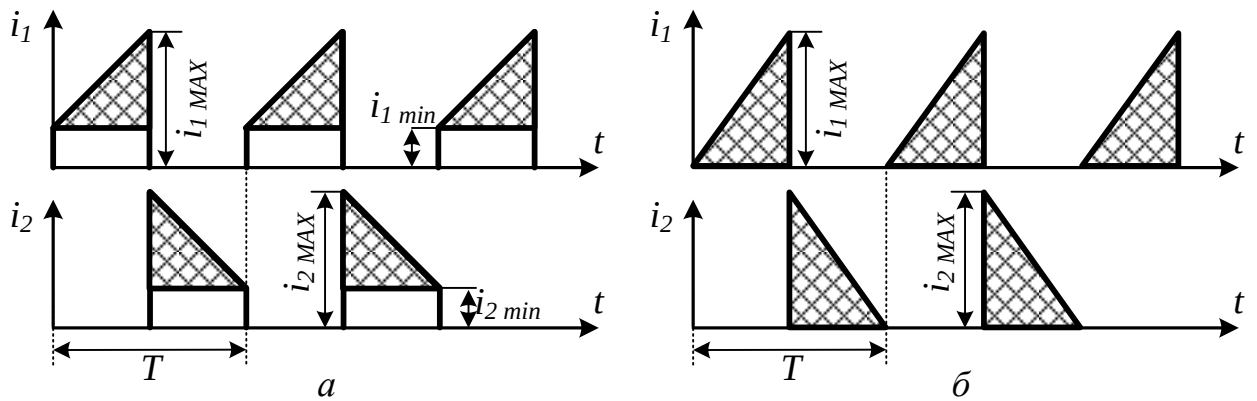


Рисунок 2.30 – Ілюстрація форми струмів при різних режимах роботи перетворювача

У випадку роботи перетворювача в режимі безперервного магнітного потоку, від джерела (акумулятора-донора) відбирається енергія E_1 і заряд q_1 величиною

$$E_1 = \left(L_1 \frac{i_{1\max}^2}{2} - L_1 \frac{i_{1\min}^2}{2} \right); \quad (2.39)$$

$$q_1 = \frac{T \cdot D \cdot (i_{1\max} + i_{1\min})}{2}. \quad (2.40)$$

Величина енергії, що передається до акумулятора-акцептора E_2 і заряд q_2 складає, відповідно

$$E_2 = \left(L_2 \frac{i_{2\max}^2}{2} - L_2 \frac{i_{2\min}^2}{2} \right); \quad (2.41)$$

$$q_2 = \frac{T \cdot (1 - D) \cdot (i_{2\max} + i_{2\min})}{2}. \quad (2.42)$$

У випадку роботи в режимі переривчастого магнітного потоку від акумулятора-донора відбирається енергія E_1 і заряд q_1 величиною

$$E_1 = L_1 \frac{i_{1\max}^2}{2}; \quad (2.43)$$

$$q_1 = \frac{T \cdot D \cdot i_{1\max}}{2}, \quad (2.44)$$

А величина енергії E_2 і заряд q_2 що передається до акумулятора-акцептора складає, відповідно

$$E_2 = L_2 \frac{i_{2\max}^2}{2}; \quad (2.45)$$

$$q_2 = \frac{T \cdot (1-D) \cdot i_{2\max}}{2}. \quad (2.46)$$

В режимі безперервного магнітного потоку при відкритті транзистора у колі первинної обмотки трансформатора струм i_1 на інтервалі (t_0-t_1) починає збільшуватися на величину Δi_1 до значення $i_{1\max}$ (рис. 2.30, а) яке визначається

$$i_{1\max} = \frac{u_1 \cdot T \cdot D}{L_1}. \quad (2.47)$$

На інтервалі (t_1-t_2) струм вторинної обмотки лінійно зменшується від свого початкового значення $i_{1\max}$ (за умови $K_{тр} = 1$) до величини $i_{2\min}$ за законом

$$i_{2\min} = i_{1\max} - \frac{u_2 \cdot T \cdot (1-D)}{L_2}. \quad (2.48)$$

На наступному такті роботи перетворювача процеси накопичення енергії та її передачі повторюються і зміна струмів $i_{1\max}$, $i_{2\min}$ відбуваються за законом

$$i_{1\max} = i_{2\min} + \Delta i_1 = i_{2\min} + \frac{u_1 \cdot T \cdot D}{L_1}; \quad (2.49)$$

$$i_{2\min} = i_{1\max} - \Delta i_2 = i_{1\max} - \frac{u_2 \cdot T \cdot (1-D)}{L_2}. \quad (2.50)$$

Очевидно, що можливі три варіанти зміни середнього значення струмів i_{AV} : $di/dt > 0$ при $\Delta i_1 > |\Delta i_2|$ (рис. 2.12, а), $di/dt < 0$ при $\Delta i_1 < |\Delta i_2|$ (рис. 2.31, б), $di/dt = 0$ при $\Delta i_1 = |\Delta i_2|$ (рис. 2.31, в).

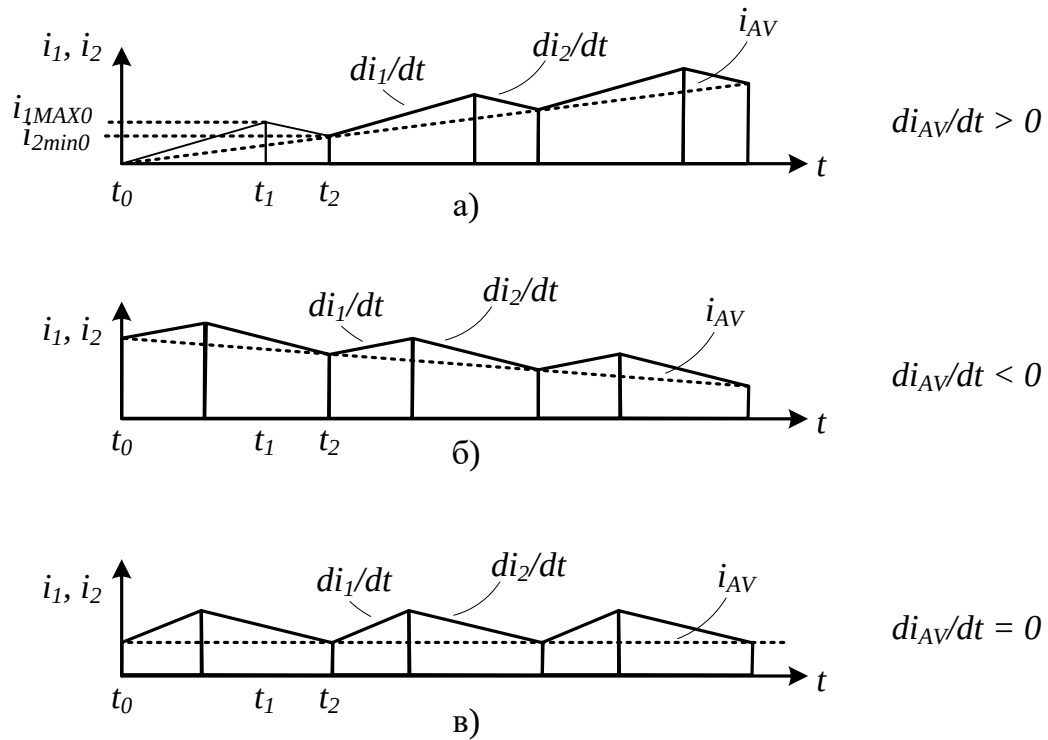


Рисунок 2.31 – Режимы зміни середнього значення струму при роботі перетворювача в режимі безперервного магнітного потоку

Таким чином, регулюючи різницю між Δi_1 та Δi_2 можна досягти необхідного середнього значення струмів розряду та заряду акумуляторних батарей, між якими відбувається передача енергії.

Для отримання регульовальної характеристики визначимо умову сталості середнього значення струму ($\Delta i_1 = \Delta i_2$) з урахуванням того факту, що похідні струмів Δi_1 та Δi_2 мають різний знак

$$\frac{u_1 \cdot T \cdot D}{L_1} + \frac{u_2 \cdot T \cdot (1-D)}{L_2} = 0. \quad (2.51)$$

Виразивши з (2.51) величину D , отримаємо регульовальну характеристику перетворювача, що працює в режимі безперервного магнітного потоку. За умови $L_1 = L_2$; $K_{тр} = 1$

$$D = \frac{u_2 \cdot T + L \cdot \Delta i}{T \cdot (u_1 + u_2)}. \quad (2.52)$$

де Δi – необхідна зміна струму відносно попереднього такту роботи перетворювача.

Для отримання регульовальної характеристики балансира, введемо параметр δ - величина збалансованості послідовно з'єднаних акумуляторів, яка визначається відношенням (2.48) та виражається у відсотках

$$\delta = \frac{u_2}{u_1} = \frac{u_{\min}}{u_{\max}} \cdot 100\%, \quad (2.53)$$

де δ - величина збалансованості послідовно з'єднаних акумуляторів, виражена у відсотках; $u_{\min}$, $u_{\max}$ - рівні напруги на мінімально та максимально заряджених акумуляторах. Тоді в загальному випадку (для будь-якого значення Δi) залежність $D(\delta)$ - коефіцієнта заповнення ШІМ від рівня збалансованості описується виразом

$$D = \frac{u_1 \cdot \delta \cdot T + L \cdot \Delta i}{u_1 \cdot T \cdot (\delta + 1)}, \quad (2.54)$$

А для режиму стабілізації середнього значення струму ($\Delta i_{AV} = 0$)

$$D(\delta) = 1 - \frac{1}{\delta + 1}. \quad (2.55)$$

У випадку роботи схеми в режимі безперервного магнітного потоку комутація відбувається при ненульовому значенні струму. Це призводить до суттєвого збільшення потужності втрат в транзисторі [97, 129]. Таким чином,

робота перетворювача в режимі переривистого магнітного потоку є більш ефективною з міркувань енергозбереження, а для забезпечення максимальної швидкодії балансира, перетворювач має працювати в режимі гранично переривистого магнітного потоку.

Для забезпечення умови гранично-переривчастого магнітного потоку, необхідно визначити інтервал провідності транзистора VT1 (коефіцієнт заповнення ШІМ імпульсів керування). Розглянемо випадок, коли кількість витків у первинній та вторинній обмотках рівна ($W_1 = W_2$, $K_{тр} = 1$)

$$u_1 \cdot t_1 = u_2 \cdot t_2 = u_2 \cdot (T - t_1); \quad (2.56)$$

$$D = \frac{t_1}{T} = \frac{u_2}{u_1 + u_2}. \quad (2.57)$$

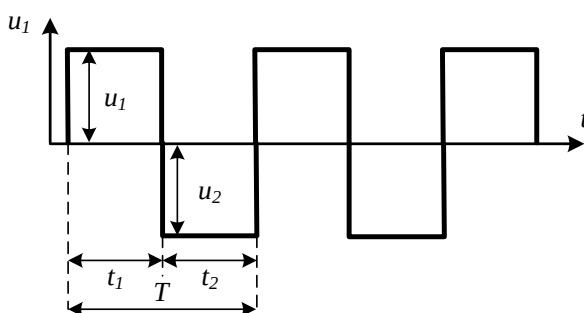


Рисунок 2.32 – Форма напруги на обмотках трансформаторного балансира

Таким чином, система керування активним балансиrom з адресною передачею енергії має можливість на основі значень напруги на акумуляторах, балансування яких відбувається в даний час, визначити інтервали провідності ключів VT1, VT2 (рис. 2.24)

Оскільки кожен з існуючих типів акумуляторів має індивідуальні граничні рівні напруги, можна визначити мінімально припустимий рівень збалансованості для будь-якого типу акумулятора

$$\delta_{\min} = \frac{u_{\min \text{ nom}}}{u_{\max \text{ nom}}}. \quad (2.58)$$

В табл. 2.3 наведено граничні параметри рівнів напруги на акумуляторних батареях найбільш розповсюджених типів та визначено мінімально припустимий рівень збалансованості $\delta_{\min}$.

Таблиця 2.3 - Мінімально припустимі рівні збалансованості акумуляторних батарей різних типів

Тип АБ	Li-Ion	LiFePO4	NiMh	NiCd	SLA
Діапазон напруги, В	2,5 – 4,2	2,0 – 3,65	1,1 – 1,6	0,9 – 1,45	1,75 – 2,17
$\delta_{\min}$, %	60	55	69	62	81

Забезпечення гранично переривчастого режиму роботи перетворювача може відбуватися також на основі рівня збалансованості: залежність $D(\delta)$ описується виразом (2.58) і має нелінійну зростаючу залежність (рис. 2.32)

$$D(\delta) = 1 - \frac{1}{\delta + 1}. \quad (2.59)$$

У відповідності з (2.54) та табл. 2.3, на регулювальній характеристиці перетворювача рис. 2.33 визначено мінімально припустимі величини збалансованості для деяких типів акумуляторів. У випадку, якщо рівень збалансованості виходить за встановлену межу, системою керування цей сприймається як аварійна ситуація. Для абсолютної величини розбалансування

$$\Delta u = u_{\max} - u_{\min}. \quad (2.60)$$

Величина коефіцієнта заповнення може бути визначена за виразом

$$D(\Delta u) = 0.5 + \frac{\Delta u}{2 \cdot (\Delta u - 2 \cdot u_{\max})}. \quad (2.61)$$

Слід взяти до уваги, що в (2.61) не враховано падіння напруги на напівпровідникових елементах схеми (рис. 2.25).

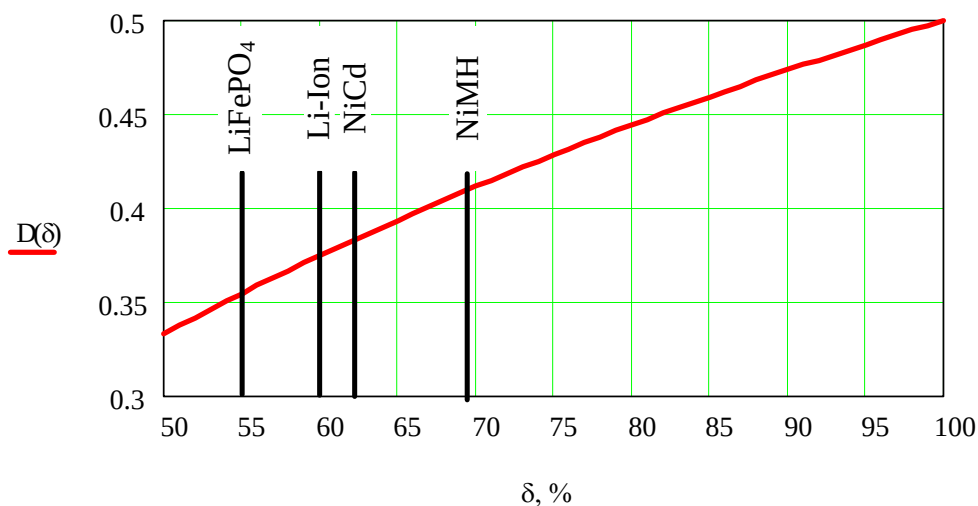


Рисунок 2.33 – Регульовальна характеристика балансира. Залежність коефіцієнту заповнення ШІМ від величини збалансованості у відсотках

На рис. 2.34 наведено залежність $D(\Delta u)$ для літій-іонних акумуляторних батарей для випадку $u_{\max} = 4.2$ В, $\Delta u = 0 \dots 1.7$ В (граничні величини розбалансування) без урахування падіння напруги на напівпровідникових елементах перетворювача (крива 1) та з їх урахуванням (крива 2):

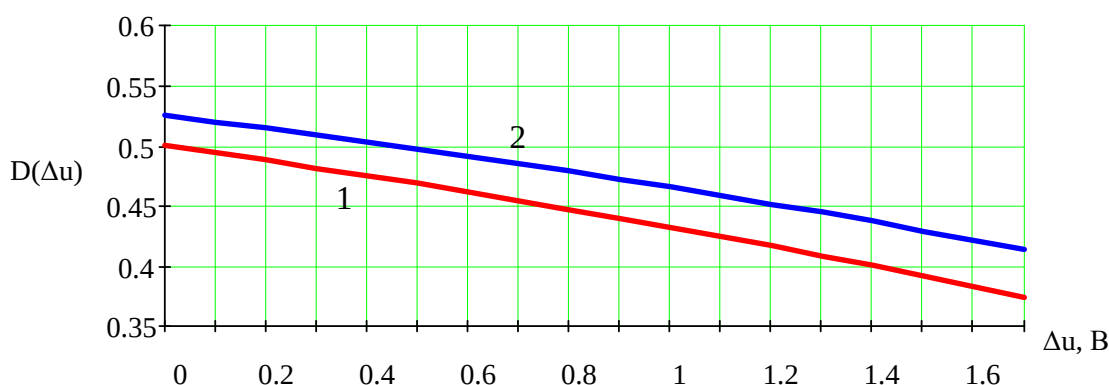


Рисунок 2.34 – Регульовальна характеристика балансира. Залежність коефіцієнту заповнення ШІМ від величини розбалансування: без урахування падіння напруги на напівпровідникових приладах (крива 1) та з їх урахуванням (крива 2)

2.2.4 Метод прогнозного керування активним балансиrom

Для контролю за рівнем напруги кожного акумулятора стека використовується один датчик напруги, що вимірює її величину на додатковій вимірювальній обмотці. Значення напруги на вимірювальній обмотці на протязі прямого ходу (першого напівперіоду T) роботи перетворювача відображає значення напруги на акумуляторі-донорі ($u_{\max}$). На зворотному ході (під час другого такту) роботи перетворювача значення напруги на обмотці відповідає напрузі на акумуляторі-акцепторі ($u_{\min}$). На рис. 2.35, а наведено діаграму напруги на вимірювальній обмотці активного балансира. Пунктиром показано форму напруги на вимірювальній обмотці з урахуванням внутрішнього опору батареї. Величина Δu дозволяє дати оцінку величині внутрішнього опору батареї: $r_0 = \Delta u / i_m$, де i_m – амплітудне значення струму, що відбирається від акумулятора в момент t_1 . Відповідні інтервали визначено на осцилограмі рис. 2.35, б, що була отримана при фізичному моделюванні.

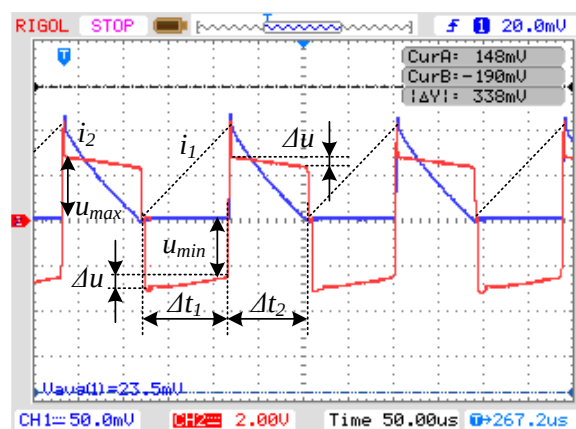
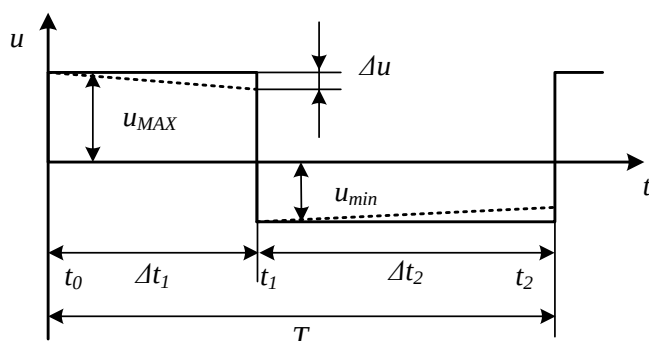


Рисунок 2.35 – Діаграма напруги на вимірювальній обмотці активного балансира (а) та результати визначення основних параметрів на фізичній моделі (б)

Для регулювання середнього значення струму балансування, система має містити кількість гальванічно розв'язаних датчиків струму рівну кількості акумуляторів, що призводить до значного ускладнення і удорожчання системи балансування в цілому.

Ця проблема подібна до тієї, що виникла в частотно-регульованому електроприводі, де поступово відбувся перехід від дорогих безпосередніх датчиків до менш дорогих - опосередкованих, які використовують обчислювальні можливості цифрової системи керування.

В зворотноходовому перетворювачі, на якому виконано систему активного балансування, що працює в переривчастому режимі роботи за струмом достатньо здійснювати вимірювання напруги на акумуляторі-донорі та на акумуляторі-акцепторі. Значення розрядного та зарядного струмів балансування може бути обчислене за умови відомих параметрів схеми (індуктивність обмоток дросель-трансформатора). Виконавши вимірювання значення напруги на акумуляторі двічі за період ШІМ - на початку періоду ШІМ та на його завершенні, може надати опосередковане значення внутрішнього опору акумулятора, через який протікає зарядний (чи розрядний) струм на даному такті ШІМ.

Стрімкий розвиток сучасних мікропроцесорних засобів підвищує актуальність прогнозних методів керування. Так, бюджетний мікроконтролер фірми STMicroelectronics дозволяє виконувати аналогово-цифрове перетворення зі швидкістю 1 млн. вибірок за секунду [130].

Методи прогнозного керування є відомими, зокрема, з робіт [131-133] і передбачають обчислення для контролю значень струму в деякі тактові моменти часу.

Схема активного балансира на одному періоді роботи може бути замінена схемою полярно-реверсуючого ШІП (рис. 2.36, а).

У випадку реалізації алгоритму керування схемою (рис. 2.36, а) за алгоритмом двопозиційного стеження за струмом (що часто використовується на практиці у зв'язку із простотою реалізації), фактичний струм і утримується в зоні між двома контрольованими позиціями ів та ін, для чого при досягненні кожної з них проводиться чергове перемикання в комутаторі перетворювача. Однак частота перемикань в цьому випадку не контролюється і тому може змінюватися в досить широких межах. Зокрема, при $u_1 \rightarrow 0$ і $u_2 \rightarrow 0$ частота стає необмежено малою, оскільки в першому випадку необмежено сповільнюється зростання

струму, а в іншому – його спадання. Ще один недолік полягає в необхідності відслідковувати положення двох точок комутації на кожному періоді T ШІМ.

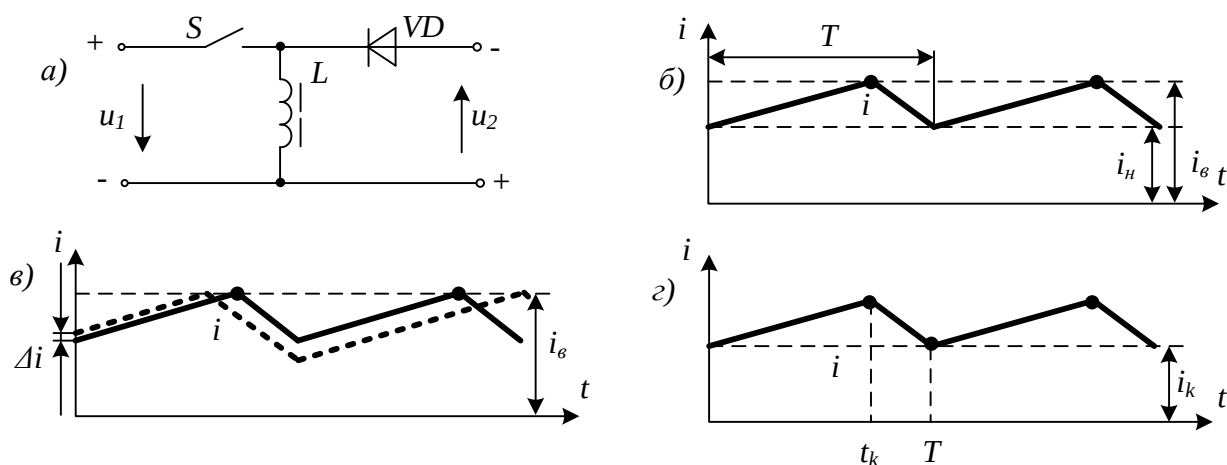


Рисунок 2.36 – Приклад схеми перетворювача (а) для порівняння різних способів стеження за струмом: двопозиційне стеження (б), однопозиційне стеження (в), прогнозне стеження (г)

При однопозиційному стеженні контролюється тільки одна з двох крайніх позицій струму, наприклад, верхня (рис. 2.36, в). Контрольована позиція виділена на рисунку точками. Однак, відомо що такий спосіб управління може бути нестійкий. Якщо виникає випадкове відхилення від рівноважного режиму, то система не повертається в рівноважний режим, коли струм спадає швидше ніж росте. Запропоновано багато способів подолання зазначених недоліків одно- і двопозиційного стеження.

Низку переваг має прогнозне стеження, яке полягає у використанні обчислювального прогнозу для контролю значень струму в деякі тактові моменти часу на кожному періоді ШІМ, наприклад, в кінці кожного періоду при виконанні обчислювальних операцій в його початку (рис. 2.36, г). Для цього в наступній тактовій точці, наприклад, $t = 0$, за рівняннями системи знаходиться такий стан контрольованої точки комутації t_k , щоб до кінця такту ($t = T$) отримати струм i , що дорівнює заданому значенню i_k . При наявності точної інформації про

параметри системи, прогнозний метод забезпечує в тактових точка $k \cdot T$, де k - ціле число, задані значення струму i_k .

Одна з переваг прогнозного методу полягає в тому, для структури рис. 2.36, а він забезпечує абсолютну стійкість системи при будь-яких випадкових відхиленнях струму. Дійсно, в наступній тактовій точці $t = T$ отримуємо задане значення струму i_k незалежно від того, яке значення струму мав в точці прогнозу $t = 0$. Інакше кажучи, в системі першого порядку, якою є схема на рис. 2.17, а, отримуємо перехідні процеси кінцевої тривалості, що закінчуються за один такт. При більш складній схемі, застосовуючи прогноз на двох тактах ШІМ, можна забезпечити контроль ще однієї змінної стану, наприклад, тієї, яка виявляє тенденцію до швидких змін в часі і так далі. При цьому може зрости поточне відхилення контрольованих величин від їх тактових значень, що, однак, малосуттєво при високій частоті ШІМ і при збільшеному числа керованих точок на її періоді. Величина періоду T задається в рівняння прогнозу і тому може бути реалізована постійна частота ШІМ.

Даний метод майже нечутливий при розкиді фактичних параметрів схеми від розрахункових значень. Нарешті, структурам прогнозного керування може бути надана підвищена завадозахищеність [133].

2.2.5 Реалізація прогнозного регулятора схеми активного балансування

Як зазначалося вище, наявність в схемі вимірювальної обмотки дозволяє виконувати відстеження напруги на двох акумуляторах стеку за один період ШІМ.

На першому такті роботи перетворювача до обмотки трансформатора прикладено напругу акумулятора з надлишковим рівнем заряду. В цей час до обмотки прикладено напругу величиною $u_{тах}$.

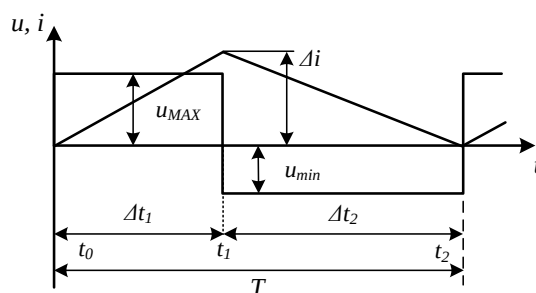


Рисунок 2.37 – Струм та напруга на обмотці трансформаторного балансира на одному періоді роботи ШІМ

За час $\Delta t_1 = t_1 - t_0$ струм, що протікає в обмотці з індуктивністю L_m зростає від нуля до величини Δi .

$$\Delta i = \frac{u_{MAX} \cdot \Delta t_1}{L_m}. \quad (2.62)$$

Підчас другого такту роботи перетворювача, до обмотки дросель-трансформатора підключено акумулятор з недостатнім рівнем заряду і на обмотці фіксується значення напруги u_{min} . В режимі переривчастого магнітного потоку за інтервал другого такту (інтервал часу $\Delta t_2 = t_2 - t_1$) струм в обмотці трансформатора зменшується від значення i_{max} до нуля. Значення струму на другому такті роботи може бути записано

$$-\Delta i = \frac{-u_{min} \cdot \Delta t_2}{L_m}. \quad (2.63)$$

Виразивши з (2.57, 2.58), відповідно, значення Δt_1 і Δt_2 можна описати умову роботи перетворювача в режимі гранично переривчастого магнітного потоку:

$$\begin{cases} \Delta t_1 = \frac{L_m \cdot \Delta i}{u_{max}} \\ \Delta t_2 = \frac{L_m \cdot \Delta i}{u_{min}} \\ T = \Delta t_1 + \Delta t_2 \end{cases} \quad (2.64)$$

Забезпечення останньої рівності (2.59) може бути досягнуто шляхом регулювання значення Δi . Коефіцієнт заповнення ШІМ, при якому досягається заданий режим роботи перетворювача можна визначити:

$$D = \frac{\Delta t_1}{T} = \frac{\frac{L_m \cdot \Delta i}{u_{\max}}}{\frac{L_m \cdot \Delta i}{u_{\max}} + \frac{L_m \cdot \Delta i}{u_{\min}}} = \frac{u_{\min}}{u_{\max} + u_{\min}}. \quad (2.60)$$

Таким чином, виконавши двічі вимірювання напруги за період ШІМ та обчисливши значення коефіцієнту заповнення для наступного такту ШІМ, система керування підтримує режим гранично переривчастого магнітного потоку при зміні рівнів напруги під час балансування накопичувачів.

Оскільки значення напруги $u_{\max}$, $u_{\min}$ відомі, а амплітудні значення зарядного і розрядного струмів Δi можуть бути визначені за (2.57, 2.58), системою керування може бути визначено середнє значення зарядного I_{AVch} і розрядного $I_{AVdisch}$ струмів за період ШІМ:

$$I_{AVch} = \frac{D \cdot \Delta i}{2}; \quad (2.65)$$

$$I_{AVdisch} = \frac{(1 - D) \cdot \Delta i}{2}. \quad (2.66)$$

Виконавши чисельне інтегрування [134] середніх значень струму за час балансування для кожного з акумуляторів стеку, можна отримати значення заряду, що передається (відбирається) від акумулятора.

2.2.6 Визначення вимог до індуктивності дросель-трансформатора

Трансформаторна схема балансування з адресною передачею заряду на одному такті перетворення може бути замінена еквівалентною схемою (рис. 2.38, а). Схема являє собою полярно-реверсивний ШІП. Ключі VT1, VT2 працюють у протифазі.

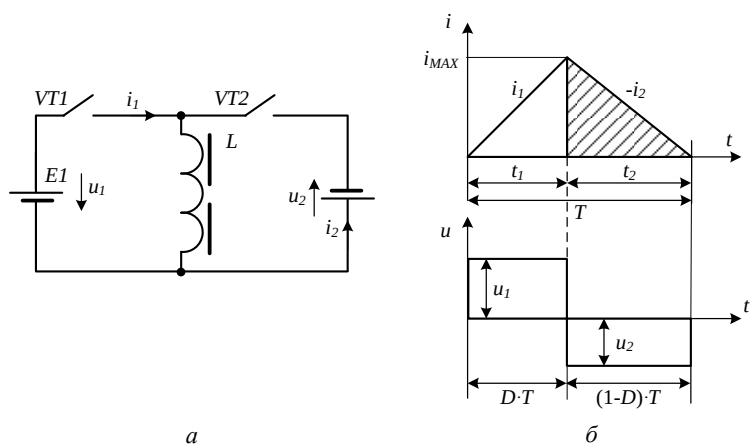


Рисунок 2.38 – Еквівалентна схема (а) та діаграми струму та напруги (б) на періоді роботи перетворювача

Для забезпечення роботи перетворювача в гранично-переривчастому режимі (в момент часу t_2 розрядний струм спадає до нуля) коефіцієнт заповнення ШІМ може бути визначений за (2.60)

Величини інтервалів t_1 , t_2 складає, відповідно

$$t_1 = T \cdot D; \quad t_2 = T \cdot (1 - D). \quad (2.67)$$

Величина амплітудного значення струму $i_{\max}$ складає

$$i_{\max} = \frac{T \cdot D \cdot u_1}{L}. \quad (2.68)$$

Величини середніх значень струмів i_{1AV} , i_2 складають

$$i_{1AV} = \frac{1}{T} \cdot \int_0^{T \cdot D} i_1(t) dt = \frac{i_{\max} \cdot D}{2}; \quad (2.69)$$

$$i_{2AV} = \frac{1}{T} \cdot \int_0^{T \cdot (1-D)} i_2(t) dt = \frac{i_{\max} \cdot (1 - D)}{2}. \quad (2.70)$$

В процесі балансування відбувається зменшення величини напруги $u_{\max}$ з одночасним збільшенням величини $u_{\min}$. Це призводить до збільшення величини амплітуд струмів i_1, i_2 . Найбільше значення цих величин досягається за умови

$$\begin{cases} u_{\min} \rightarrow u_{\max} \\ \Delta t_1 + \Delta t_2 = T \end{cases} \quad (2.71)$$

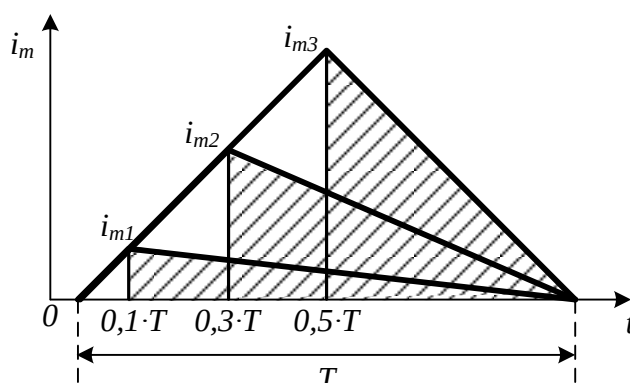


Рисунок 2.39 – Ілюстрація зміни струму балансування в залежності від рівня розбалансованості акумуляторів при забезпеченні умови гранично-безперервного магнітного потоку

Оскільки перетворювач працює в гранично-переривчастому режимі, можна визначити таке значення індуктивності обмотки дросель-трансформатора, яке забезпечить максимально припустиме значення струму балансування.

Значення індуктивності L може бути обчислене за виразом

$$L = \frac{u_{\max} \cdot \Delta t_1}{i_{\max}} = \frac{u_{\min} \cdot \Delta t_2}{i_{\max}} \quad (2.72)$$

Обчислене за (2.68) значення індуктивності намагнічення забезпечить обмеження максимального значення струму i_l у визначених на етапі розрахунку межах при будь-якому значенні коефіцієнта заповнення ШІМ і напруги на акумуляторі. Середнє значення струмів балансування i_{1AV}, i_{2AV} складає, відповідно

$$i_{1AV} = \frac{I_m}{2} \cdot D = \frac{u_1 \cdot D^2 \cdot T}{2 \cdot L_m}; \quad (2.74)$$

$$i_{2AV} = \frac{I_m}{2} \cdot (1 - D) = \frac{u_2 \cdot (1 - D)^2 \cdot T}{2 \cdot L_m}, \quad (2.75)$$

і змінюється залежно від коефіцієнту заповнення ШІМ, як показано на рис. 2.40

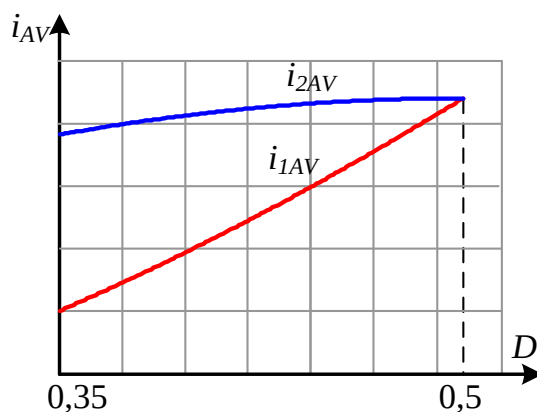


Рисунок 2.40 – Залежності струмів балансування від коефіцієнту заповнення ШІМ

Як видно з рис. 2.40, максимальний струм балансування досягається за умови $D \rightarrow 0,5$, що відбувається за умови $u_1 \rightarrow u_2$, де u_1 , u_2 – напруги на акумуляторах, між якими проводиться балансування.

Оскільки для кожної пари «донор-акцептор» існує своє значення коефіцієнту заповнення, то, відповідно, і струми балансування кожної пари також є різними. Виходячи з цього, існує можливість підвищення ефективності балансування за рахунок оптимізації адресної передачі заряду між акумуляторами

2.2.7 Визначення ефективності схем активного балансування

Для можливості кількісного або якісного порівняння існуючих схем балансірів необхідно визначити критерії ефективності балансира. До таких критеріїв можна віднести: швидкість балансування, потужність або енергію втрат в елементах схеми. Очевидно, для порівняння ефективності кількох схем необхідно забезпечити рівність інших умов, що не є критеріями ефективності.

Наприклад, при порівнянні потужності втрат в елементах схем необхідно забезпечити однакову швидкість балансування, при порівнянні швидкостей балансування необхідно аналізувати схеми при однакових умовах розбалансування акумуляторів та за умови рівності середнього значення зарядного або розрядного струмів балансування.

Зрозуміло, що слід розрізняти критерії ефективності активних та пасивних балансирів, оскільки, принцип роботи останніх побудовано на утилізації надлишкової енергії у баластних резисторах, що означає виділення всієї надлишкової енергії у вигляді енергії втрат.

Середнє значення струму i_1 , що відбирається від акумулятора-акцептора на інтервалі накопичення енергії в осерді трансформатора з урахуванням коефіцієнту трансформації $N:1$, складає:

$$i_{1AV} = \frac{i_{2AV}}{N} = \frac{i_{2MAX}}{2 \cdot N}. \quad (2.76)$$

Середнє значення струму i_2 з урахуванням віддачі частини заряду на інтервалі накопичення енергії в осерді трансформатора складає

$$\frac{i_{2MAX}}{2} - \frac{i_{2MAX}}{2 \cdot N} = \frac{i_{2MAX} \cdot (N - 1)}{2 \cdot N}. \quad (2.77)$$

Середнє значення пилкоподібного струму визначається

$$i_{AV} = \frac{i_{MAX}}{2}. \quad (2.78)$$

За умови рівності середніх значень струмів i_1 та i_2

$$i_{1AV} = \frac{i_{2MAX} \cdot (N - 1)}{N}. \quad (2.79)$$

Потужність втрат в активному опорі визначається за виразом

$$P = i_{RMS}^2 \cdot R, \quad (2.80)$$

де i_{RMS} - діюче значення струму, що для струму пилкоподібної форми визначається за виразом

$$i_{RMS} = \frac{i_{AV}}{K_\phi} = \frac{i_{AV}}{\sqrt{3}} = \frac{i_{MAX}}{2\sqrt{3}}. \quad (2.81)$$

Значення потужності втрат в напівпровідникових елементах та активних опорах в схемах активних балансірів з адресною передачею енергії (рис. 2.25) та в схемі за технологією Linear Technology (рис. 2.13) складає відповідно

$$\left(\frac{i_{1MAX}}{2} \cdot K_\phi \right)^2 \cdot (R_0 + R_{VT1}) + \left(\frac{i_{1MAX}}{2} \cdot K_\phi \right)^2 \cdot (R_0 + R_{VT2}); \quad (2.82)$$

$$\left(\frac{i_{2MAX}}{2 \cdot N} \cdot K_\phi \right)^2 \cdot (R_0 \cdot N + R_{VT1}) + \left(\frac{i_{2MAX}}{2} \cdot K_\phi \right)^2 \cdot (R_0 + R_{VT2}). \quad (2.83)$$

В такому випадку, відношення потужностей втрат у напівпровідникових елементах двох перетворювачах складає

$$\begin{aligned} & \frac{\left(\frac{i_{2MAX} \cdot (N-1)}{2 \cdot N} \cdot K_\phi \right)^2 \cdot (R_0 + R_{VT1}) + \left(\frac{i_{2MAX} \cdot (N-1)}{2 \cdot N} \cdot K_\phi \right)^2 \cdot (R_0 + R_{VT2})}{\left(\frac{i_{2MAX}}{2 \cdot N} \cdot K_\phi \right)^2 \cdot (R_0 \cdot N + R_{VT1}) + \left(\frac{i_{2MAX}}{2} \cdot K_\phi \right)^2 \cdot (R_0 + R_{VT2})} = \\ & = \frac{2 \cdot R_0 + R_{VT1} + R_{VT2}}{R_{VT1} + R_0 \cdot N^2 + R_{VT2} \cdot N^2 + R_0 \cdot N}. \end{aligned} \quad (2.84)$$

Виходячи з (2.84), та задавшись типовими значеннями внутрішнього опору акумуляторної батареї та опорами провідних каналів напівпровідникових ключів, можна побудувати залежність відносних потужностей втрат для двох схем активних балансірів

$$P^* = \frac{P_1}{P_2}. \quad (2.85)$$

Таким чином, окрім більшої швидкості балансування в системі адресного балансування, з діаграми (рис. 2.22) видно, що при невеликій кількості $N < 7$ послідовно з'єднаних акумуляторних батарей, потужність втрат в напівпровідникових елементах схеми нижче в топології балансира з адресною передачею заряду, а при більшій кількості акумуляторів є, принаймні, сумірними.

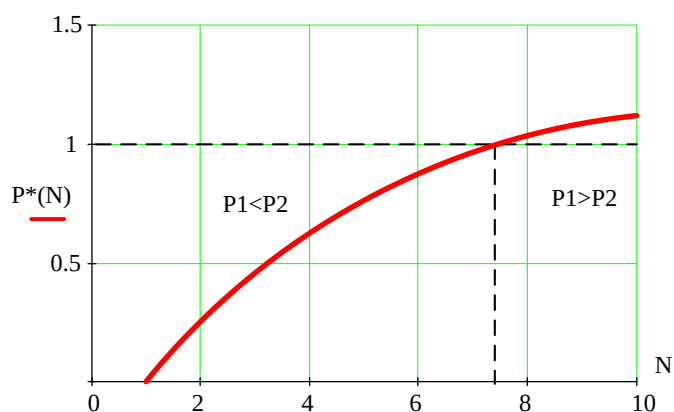


Рисунок 2.41 –Залежність відносної ефективності порівнюваних схем балансірів від кількості з'єднаних послідовно накопичувачів

2.2.8 Оптимізація режиму роботи активного балансира

Критеріями оптимізації при балансуванні рівнів напруги на послідовно з'єднаних накопичувачах можуть бути потужність втрат в елементах схеми або швидкість балансування.

На рис. 2.42 наведено схему оптимізаційного процесу балансування накопичувачів за цільовою функцією – мінімізація потужності втрат під час балансування. На основі аналізу значень напруги на акумуляторах стека необхідно виділити накопичувачі, що мають надлишковий рівень заряду - донори

($D1, D2 \dots Dn$) та накопичувачі, що мають недостатній рівень заряду – акцептори ($A1, A2 \dots An$).

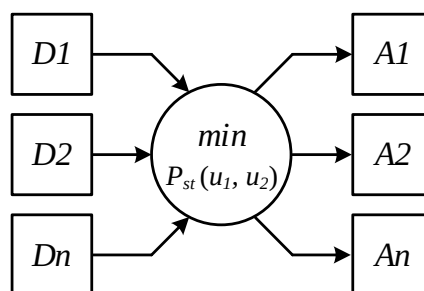


Рисунок 2.42 – Схема оптимізаційного процесу

У якості апарату для оптимізації можна використовувати математичну задачу лінійного програмування про пошук оптимального розподілу однорідних об'єктів між джерелами і споживачами (задача Монжа-Кантаровича) [135 – 137]. У класичному вигляді задача розглядається у сенсі вирішення економічних завдань шляхом побудови оптимального плану перевезень вантажів з пунктів відправлення в пункти споживання, з мінімальними витратами на перевезення.

Оптимізаційною задачею є перерозподіл енергії між акумуляторами-донорами та акумуляторами-акцепторами з мінімальним значенням потужності втрат. Для кількісного визначення величини енергії, що підлягає перерозподілу (для кожного з акумуляторів стеку) інтелектуальна система балансування має обрахувати ще на початку балансування рівень напруги u_{eq} , до якого відбувається балансування. Ця величина дозволяє визначити які з акумуляторів мають надлишковий запас заряду, а які потребують додаткового заряду а також завершити процес передачі енергії при досягненні на акумуляторі рівню напруги u_{eq} .

Визначення середнього значення напруги стеку наприкінці процесу балансування. В процесі балансування напруги на послідовно з'єднаних акумуляторах відбувається процес обміну енергією між акумуляторами з надлишковим і недостатнім рівнями заряду.

Для аналізу послідовно з'єднані акумулятори можуть бути замінені послідовно з'єднаними конденсаторами $C1$ - $C4$ з початковим значенням напруги, відповідно u_{C1} - u_{C4} (рис. 2.43).

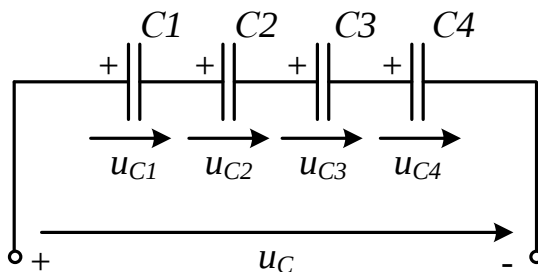


Рисунок 2.43 – Ємнісні накопичувачі, що з'єднані за послідовною схемою

Очевидним здається що наприкінці балансування напруга u_{eq} на кожному з конденсаторів буде становити

$$u_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^N u_{Ci}}{N}, \quad (2.86)$$

де N – кількість накопичувачів, що підлягають балансуванню. Проте, якщо здійснити порівняння значення сумарної енергії всіх накопичувачів до початку балансування і енергії, яка буде запасена в накопичувачах після балансування при величині напруги на всіх накопичувачах, визначеної за (2.71) отримаємо

$$\sum_{i=1}^N \left(C \cdot \frac{u_{Ci}^2}{2} \right) \neq N \cdot \left(C \cdot \frac{u_{eq}^2}{2} \right), \quad (2.87)$$

де N – кількість послідовно з'єднаних накопичувачів; u_{Ci} – напруга на i -му накопичувачі.

Нехай, конденсатори $C1$ - $C4$ мають однакові ємності C . Сумарна енергія W_0 , що запасена в послідовно з'єднаних накопичувачах до балансування складає

$$W_0 = C \cdot \frac{u_{c1}^2 + u_{c2}^2 + u_{c3}^2 + u_{c4}^2}{2} \text{ Дж.} \quad (2.88)$$

Очевидно, що після вирівнювання напруги ($u_{C1} = u_{C2} = u_{C3} = u_{C4} = u_{eq}$), за умови рівності $C1 = C2 = C3 = C4 = C$, енергія на кожному з конденсаторів складає

$$W_{eq} = \frac{C \cdot u_{eq}^2}{2} \text{ Дж,} \quad (2.89)$$

де W_{eq} , u_{eq} - значення енергії та напруги на будь-якому конденсаторі наприкінці процесу балансування відповідно; C – ємність кожного з послідовно з'єднаних конденсаторів.

Якщо знехтувати енергією втрат в елементах схеми, сумарна енергія, що запасена в послідовно з'єднаних накопичувачах до і після балансування має бути рівною, відповідно, значення енергії на кожному з конденсаторів наприкінці процесу балансування становитиме $1/N$ від сумарної початкової енергії (в прикладі рис. 2.28 $N = 4$)

$$W_{eq} = \frac{1}{4} \cdot W_0 = C \cdot \frac{u_{eq}^2}{2} = \frac{1}{4} \cdot C \cdot \frac{u_{c1}^2 + u_{c2}^2 + u_{c3}^2 + u_{c4}^2}{2}. \quad (2.90)$$

При відомих значеннях напруги на конденсаторах в початковому стані, з виразу (2.75) можна визначити значення напруги на кожному з послідовно з'єднаних накопичувачів наприкінці процесу балансування

$$u_{eq} = \frac{\sqrt{u_{c1}^2 + u_{c2}^2 + u_{c3}^2 + u_{c4}^2}}{2}. \quad (2.91)$$

В загальному випадку, для n послідовно з'єднаних накопичувачів, вираз (2.76) можна записати

$$u_{eq} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n u_i^2}{n}}. \quad (2.92)$$

При балансуванні акумуляторних батарей методика визначення напруги наприкінці балансування зводиться до вирішення системи рівнянь (2), що описує залежність напруги на акумуляторах від рівнів їх зарядженості – SOC (state of charge) відносно u_{eq} .

$$\begin{cases} E_1 - r_1 \cdot i_1 - K_1 \cdot \left(\frac{1}{1 - SOC_1} \right) \cdot i_1 + A_1 \cdot e^{-B_1 \cdot SOC_1} = u_{eq}; \\ E_2 - r_2 \cdot i_2 - K_2 \cdot \left(\frac{1}{1 - SOC_2} \right) \cdot i_2 + A_2 \cdot e^{-B_2 \cdot SOC_2} = u_{eq}; \\ \dots \\ E_n - r_n \cdot i_n - K_n \cdot \left(\frac{1}{1 - SOC_n} \right) \cdot i_n + A_n \cdot e^{-B_n \cdot SOC_n} = u_{eq}, \end{cases} \quad (2.93)$$

де E – напруга холостого ходу батареї, В;

K – поляризаційний опір, Ом;

i – миттєве значення струму батареї, А;

B – постійна часу експоненційної зони кривої розряду батареї А·год-1;

A – амплітуда експоненційної зони кривої розряду батареї, В.

Обчислення енергії акумулятора визначається шляхом чисельного інтегрування дискретних вибірок середніх значень струму за умови відомого значення напруги акумулятора на кожному такті інтегрування. З метою зменшення похибки обчислень рекомендовано використовувати методи чисельного інтегрування підвищеної точності [138].

Визначивши напругу на накопичувачах наприкінці процесу балансування можна визначити величину енергії, що підлягає перерозподілу для кожного з послідовно з'єднаних накопичувачів ΔW , а на основі знаку цієї величини робиться висновок про належність кожного з накопичувача до групи донорів або

акцепторів. Розглянемо приклад вирішення задачі за критерієм мінімізації потужності статичних втрат в ключах перетворювача.

Як зазначалося в попередніх параграфах, для забезпечення роботи перетворювача в гранично переривчастому режимі, система керування забезпечує такий коефіцієнт заповнення ШІМ, щоб вся енергія, що була запасена в осерді дросель-трансформатора на інтервалі (t_0-t_1) встигла передатися до акумулятора-акцептора на інтервалі (t_1-t_2) (рис. 2.39, б)

Нехай балансуванню підлягають чотири ємнісні накопичувача електричної енергії з рівнями напруги на кожному u_1, u_2, u_3, u_4 відповідно, при чому, $u_{C1} > u_{C2} > u_{eq}$; $u_{C4} < u_{C3} < u_{eq}$ (рис. 2.44). На початку балансування існує чотири можливих варіантів пар «донор - акцептор»:

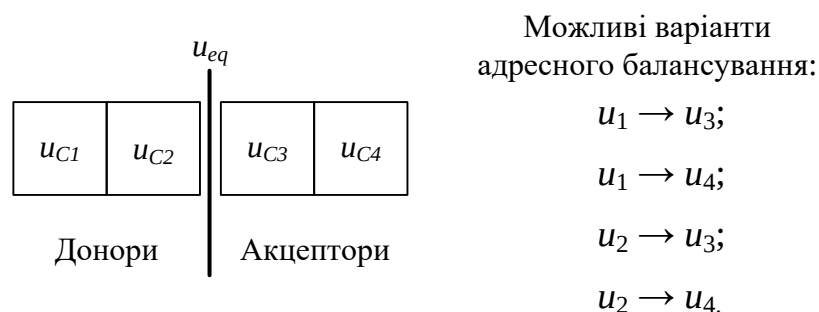


Рисунок 2.44 – Вихідні дані до оптимізації процесу балансування

Оскільки діюче значення струму балансування залежить від співвідношення рівнів напруги на парах «донор-акцептор» (2.92), то для кожної пари характерне різне значення потужності втрат в елементах схеми в процесі балансування.

Після досягнення одним із накопичувачів рівня напруги u_{eq} (при розряді донора або заряді акцептора до цієї величини) необхідно знову переглянути можливі варіанти адресного балансування.

Нехай, балансуванню підлягають чотири ємнісні накопичувачі із рівнем напруги на кожному

$$u_C = \begin{pmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \\ u_4 \end{pmatrix} \text{ В.}$$

Значення напруги на кожному з чотирьох послідовно включених накопичувачах стека наприкінці процесу балансування становить

$$u_{eq} = \frac{\sqrt{u_1^2 + u_2^2 + u_3^2 + u_4^2}}{2} \text{ В.} \quad (2.94)$$

Очевидно, що акумулятори з напругою більше за значення u_{eq} мають надлишковий заряд, інші – недостатній. Умову оптимізаційної задачі Монжа-Канатаровича побудуємо у вигляді матриці, в заголовках стовпців якої розмістимо впорядковані за величиною значення напруги на накопичувачах-донорах u_1, u_2 . В заголовках рядків матриці, відповідно, значення напруги на накопичувачах-акцепторах u_3, u_4 . Елементами матриці є відповідні потужності втрат при балансуванні відповідної пари накопичувачів (значення критерію оптимізації).

	u_1	u_2	
u_3	P_{11}	P_{12}	$\Delta 3$
u_4	P_{21}	P_{22}	$\Delta 4$
	$\Delta 1$	$\Delta 2$	

Ресурси: *Потреби:*

$$\Delta 1 = W_1 - W_{eq} \quad \Delta 3 = W_{eq} - W_3$$

$$\Delta 2 = W_2 - W_{eq} \quad \Delta 4 = W_{eq} - W_4$$

Рисунок 2.45 – Умова оптимізаційної задачі Монжа-Кантаровича

Під час балансування, фактично, відбувається перерозподіл енергії між накопичувачами, в наслідок чого, змінюється напруга на них. Це означає, що фактично, метою процесу балансування є такий перерозподіл енергії в послідовно з'єднаних накопичувачах, який приводить до вирівнювання рівнів напруги на них. Виходячи з цього, у постановці оптимізаційної задачі величиною, що визначає ресурси та потреби в системі є енергія накопичувача, а не значення напруги.

Попередній етап вирішення задачі Монжа-Кантаровича зводиться до визначення її типу: відкрита (для компенсації сумарних потреб недостатньо сумарного ресурсу) або замкнена (алгебраїчна сума ресурсів та потреб дорівнює нулю).

Оскільки принцип визначення напруги наприкінці балансування u_{eq} побудований саме на рівності $W_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^n W_i}{n}$, то оптимізаційна задача однозначно є замкненою, тобто, сумарна потреба енергії в одних накопичувачах може бути повністю скомпенсована сумарним надлишком енергії в інших

$$\Delta 1 + \Delta 2 + \Delta 3 + \Delta 4 = W1 + W2 - W3 - W4 = 0. \quad (2.95)$$

Оскільки оптимізаційна задача є замкненою, переходять до її безпосереднього вирішення. Існує декілька відомих алгоритмів побудови плану компенсації потреб за рахунок наявних ресурсів: «метод подвійної переваги», «метод північно-західного кута», «метод мінімального елемента», «метод апроксимації Фогеля» [85]. Всі вони дозволяють отримати чітку послідовність дій, спрямованих на компенсацію всіх потреб в замкненій системі. Однак, специфіка застосування даної методики в процесі балансування накопичувачів робить нераціональним побудову остаточного плану передачі енергії між акумуляторами, оскільки, в процесі балансування відбувається зміна умов, що впливають на цільову функцію. Це означає, що існує сенс у циклічному визначенні пари «донор-акцептор», для яких на поточному етапі балансування (при поточному значенні напруги на акумуляторах стеку) оптимально досягається

цільова функція. В такому випадку найбільш прийнятним є «метод мінімального елемента» для побудови плану балансування. Він передбачає пошук мінімального елемента в оптимізаційній матриці (рис. 2.25) – в даному сенсі – пари акумуляторів, під час балансування якої в елементах схеми виділяється найменше значення потужності втрат.

Представимо значення напруги на акумуляторах-донорах і акумуляторах-акцепторах двома матрицями-стовпцями $U_{i,j}$ та $u_{i,j}$ відповідно

$$U = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \end{bmatrix}; \quad u = \begin{bmatrix} u_3 \\ u_4 \end{bmatrix}. \quad (2.96)$$

Визначимо коефіцієнти заповнення ШІМ для передачі енергії між акумуляторами з надлишковим зарядом і акумуляторами з недостатнім зарядом у всіх можливих комбінаціях (рис. 2.21). Відповідні значення коефіцієнтів заповнення (за 2.60) складають

$$D_{i,j} = \frac{u_i}{u_i + U_j}. \quad (2.97)$$

$$D = \begin{bmatrix} \frac{u_1}{u_1 + U_1} & \frac{u_2}{u_2 + U_1} \\ \frac{u_1}{u_1 + U_2} & \frac{u_2}{u_2 + U_2} \end{bmatrix}. \quad (2.98)$$

Визначивши коефіцієнт заповнення ШІМ, можна визначити діюче значення струму розряду акумулятора-донора і струму заряду акумулятора-акцептора

$$i_{RMS} = \frac{\left(\frac{U_j \cdot D_{i,j} \cdot T}{L_m} \right)}{\sqrt{3}}. \quad (2.99)$$

де U_i – напруга на акумуляторі-донорі; $D_{i,j}$ – відповідний коефіцієнт заповнення ШІМ; T – період перетворення ШІМ; L_m – індуктивність намагнічення дросель-трансформатора.

Кількісною мірою якості оптимізації за потужністю втрат є відношення квадратів діючих значень струму балансування (як величини, прямо пропорційної величині потужності втрат) у двох крайніх випадках

$$K_{PLOSS} = \frac{I_{RMS\ MAX}^2}{I_{RMS\ min}^2}. \quad (2.100)$$

Величина K_{Ploss} дозволяє зробити висновок про доцільність оптимізації за критерієм потужності втрат. Очевидно, в процесі балансування відбувається зниження величини K_{Ploss} , і наприкінці процесу, коли досягається умова рівності значень напруги на акумуляторах, оптимізація процесу балансування за описаним вище критерієм не має фізичного сенсу, оскільки, потужність втрат при балансуванні будь-якої пари «донор-акцептор» є рівною.

Після досягнення одним із акумуляторів значення напруги балансування (u_{equ}), необхідно перебудувати оптимізаційну матрицю за новими значеннями напруги на акумуляторах стеку, при чому, викреслити з неї стовпець або строку, що відповідає акумулятору, що досяг рівня u_{equ} на минулому інтервалі балансування.

На рис. 2.46 наведено машинограми напруги на чотирьох послідовно з'єднаних накопичувачах в процесі адресного балансування. В дужках вказано номери відповідних акумуляторів донора і акцептора на кожному інтервалі процесу балансування. На рис. 2.46 наведено оптимізаційні матриці на кожному з інтервалів процесу балансування. Викреслені на другому етапі елементи матриці не мають фізичного змісту, оскільки досягнуто рівність $u_2 = u_{equ}$, і акумулятор, що мав початкове значення напруги u_2 , на другому інтервалі не є ані донором ані акцептором.

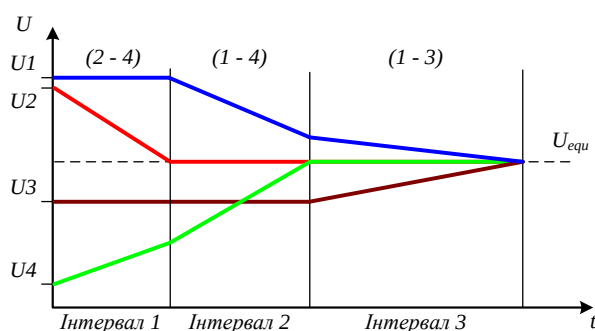


Рисунок 2.46 – Епюри напруг на акумуляторах стеку

Кольором виділено елементи матриці з найменшим значенням, що відповідають мінімальному значенню потужності втрат

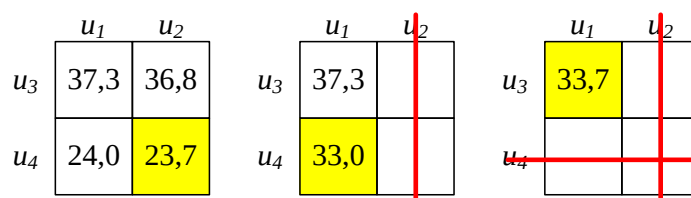


Рисунок 2.47 – Побудова оптимізаційних матриць на різних етапах процесу балансування

Існують випадки, коли більш доцільно оптимізувати процес балансування за швидкістю, наприклад, при наближенні одним із акумуляторів гранично припустимого значення або при наявності великого розбалансу в батареї. В цьому випадку, фактично, критерієм оптимізації є максимізація середнього значення струму балансування. Процес постановки задачі в цьому випадку повністю ідентичний описаному вище, відмінність полягає лише в формуванні елементів оптимізаційної матриці: елементами якої є в даному випадку є середнє значення струму розряду (якщо необхідно максимізувати швидкість розряду) або струму заряду (при необхідності максимізації зарядного струму).

На відміну від діючого значення струму балансування I_{RMS} , середнє значення струму є різним для акумулятора-донора (I_{AV_DSCH}) і акумулятора-акцептора (I_{AV_CH}). Вирівнювання середніх значень зарядного і розрядного струмів відбувається наприкінці балансування.

$$i_{AV_dch} = \frac{I_m}{2} \cdot D_{i,j} = \frac{U_j \cdot D_{i,j}^2 \cdot T}{2 \cdot L_m}; \quad (2.101)$$

$$i_{AV_ch} = \frac{I_m}{2} \cdot (1 - D_{i,j}) = \frac{u_j \cdot (1 - D_{i,j})^2 \cdot T}{2 \cdot L_m}. \quad (2.102)$$

Співвідношення розрядного і зарядного струмів визначається

$$\frac{i_{AV_dch}}{i_{AV_ch}} = \frac{D_{i,j}}{1 - D_{i,j}} = \frac{u_i}{U_j}. \quad (2.103)$$

Оскільки середнє значення зарядного і розрядного струмів залежить не лише від початкових значень напруги на накопичувачах, а й від коефіцієнту заповнення ШІМ, можливі декілька випадків розподілу величини цільової функції в оптимізаційній матриці, тому, кількісну міру доцільності оптимізації за зарядним або розрядним струмом можна визначити як відношення максимального можливого значення до мінімально можливого значення при даних вхідних умовах

$$K_{Ich} = \frac{\max(I_{AV_ch})}{\min(I_{AV_ch})}; \quad K_{Idch} = \frac{\max(I_{AV_dch})}{\min(I_{AV_dch})}. \quad (2.104)$$

В табл. 2.4 наведено приклад розрахунків доцільності оптимізації процесу балансування за різними цільовими функціями при різних значеннях напруги на чотирьох акумуляторах стеку. Як видно з таблиці, при різних значеннях розбалансування, алгоритм оптимізації процесу балансування дозволяє визначити пару «донор-акцептор», виконувати балансування яких до 70% ефективніше ніж балансування іншої пари при самих значеннях початкових умов.

Таблиця 2.4 Визначення доцільності оптимізації при різних рівнях напруги на послідовно з'єднаних акумуляторах

Значення напруги на накопичувачах, (В)				Цільова функція оптимізації		
u1	u2	u3	u4	KP loss	KI ch	KI dch
3,65	3,1	2,8	2,0	1,7	1,2	1,5
3,65	3,5	2,8	2,0	1,6	1,1	1,5
3,65	3,5	3,0	2,0	1,7	1,1	1,6
3,1	3,0	2,5	2,0	1,3	1,0	1,3
3,65	3,5	3,0	2,9	1,1	1,0	1,1
3,1	3,0	2,5	2,4	1,1	1,0	1,0

Визначення часу балансування накопичувачів. На підставі визначеного середнього значення напруги u_{eq} на кожному з послідовно з'єднаних накопичувачів наприкінці процесу балансування (2.77), інтелектуальна система активного балансування може дати оцінку швидкості балансування стеку з N послідовно з'єднаних накопичувачів, що мають рівні напруги $u_1, u_2, u_3, \dots, u_N$.

На першому етапі визначається кількість акумуляторів, що мають надлишковий рівень енергії ($u_{eq} < u_i$) і недостатній рівень ($u_{eq} > u_i$). Очевидно, що останні мають бути заряджені за рахунок енергії перших.

Виконавши ітераційний розрахунок за (2.90 – 2.94) можна визначити час балансування двох будь-яких накопичувачів до моменту досягнення напруги на одному з них рівню u_{eq}

$$D = \frac{u_2}{u_1 + u_2} \text{,} \quad (2.105)$$

де D – коефіцієнт заповнення ШІМ; u_1 – рівень напруги на акумуляторі-донорі; u_2 – рівень напруги на акумуляторі-акцепторі.

$$i_m = \frac{D \cdot T \cdot u_1}{L} \text{,} \quad (2.106)$$

де i_m – амплітудне значення струму; T – період перетворення ШІМ; L – індуктивність намагнічення дросель-трансформатора.

$$W_L = L \cdot \frac{i_m^2}{2}, \quad (2.107)$$

де W_L – значення енергії, що запасється в осерді дросель-трансформатора за один такт ШІМ.

$$W_1 = C \cdot \frac{u_1^2}{2}; \quad W_2 = C \cdot \frac{u_2^2}{2}, \quad (2.108)$$

де W_1, W_2 – значення енергії, що запасена на даному такті ШІМ у кожному з накопичувачів; C – еквівалентна ємність акумулятора.

$$u_1 = \sqrt{\frac{2 \cdot (W_1 - W_L)}{C}}; \quad u_2 = \sqrt{\frac{2 \cdot (W_2 + W_L)}{C}}, \quad (2.108)$$

де u_1, u_2 – значення напруги на накопичувачах після наступного такту балансування.

На рис. 2.48 зображено алгоритм виконання оптимізації процесу балансування за прогнозним методом:

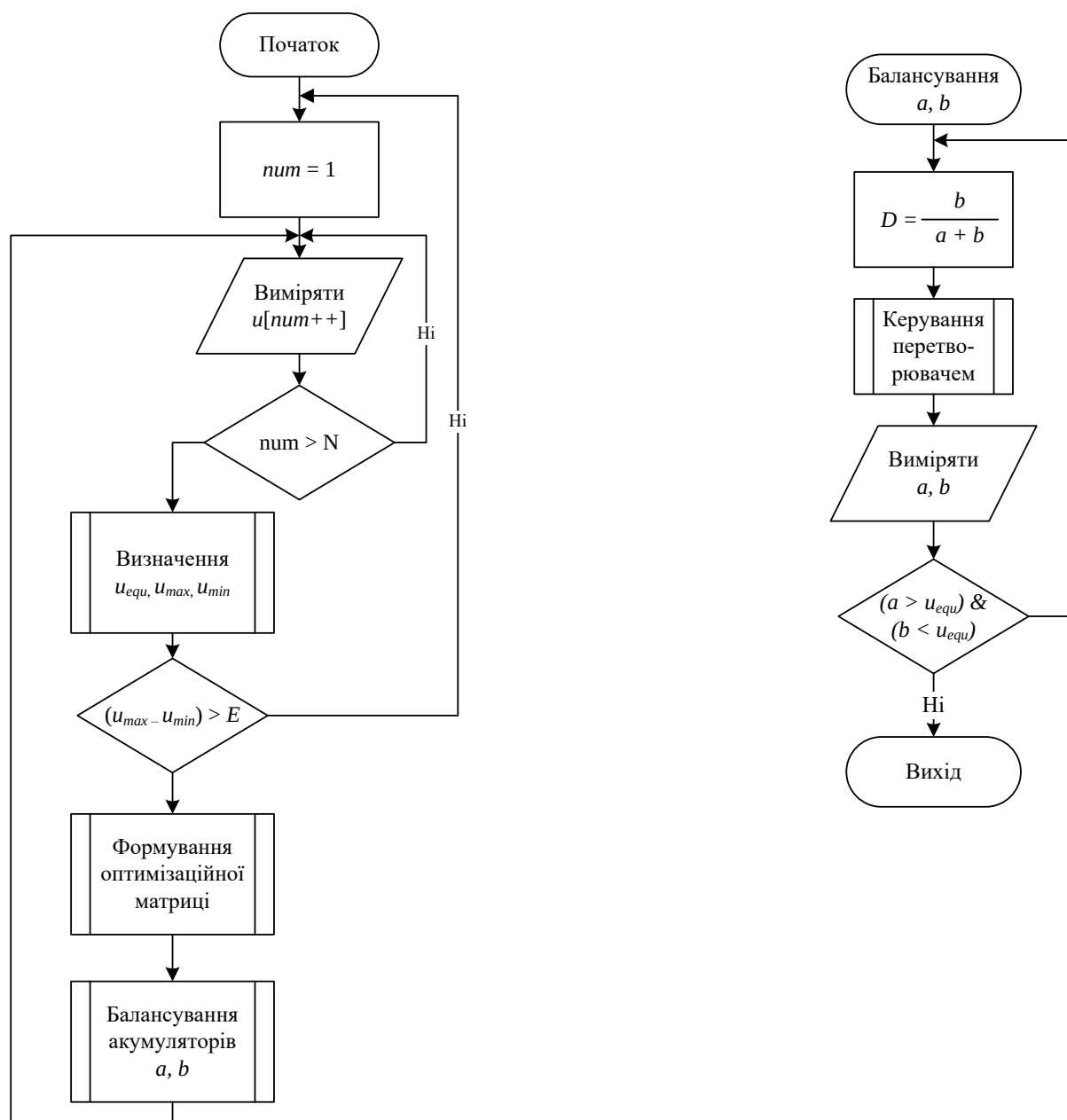


Рисунок 2.48 – Алгоритм оптимізації процесу балансування

Кількість тактів до моменту досягнення одним із накопичувачів рівню напруги u_{eq} за відомої частоти ШІМ дозволяє визначити час балансування. Після досягнення рівню напруги на одному із акумуляторів величини u_{eq} , даний накопичувач вважається збалансованим, і процес балансування продовжується за алгоритмом рис. 2.28 до моменту досягнення всіма акумуляторами стеку однакового рівня напруги величиною u_{eq} . Сумарний час балансування стеку визначається загальною кількістю ітерацій обрахунків за (2.90 – 2.94).

Висновки за розділом 2

На основі аналізу характеристик існуючих типів НЕЕ теоретично обґрунтовано доцільність використання двоканальної БСНЕ, яка містить в своєму складі НЕЕ різного типу. Застосування в складі БСНЕ накопичувачів з різним типовим значенням часу заряд/розряд – LiFePO_4 акумуляторних батарей та двошарових конденсаторів, дозволяє розширити частотний діапазон ефективної роботи БСНЕ при компенсації пікових перевантажень в системі електроживлення та збільшити період експлуатації накопичувачів. Встановлена потужність кожного з типів накопичувачів визначається на підставі аналізу гармонійного складу струму споживання.

Створено та теоретично обґрунтовано доцільність використання в структурі БСНЕ системи активного балансування з адресною передачею енергії між двома будь-якими накопичувачами, що з'єднані за послідовною схемою. Оптимізація процесу балансування дозволила покращити енергетичні показники системи, знизивши статичні втрати в силових ключах на кожному етапі балансування до 70%;

Застосування прогнозних методів керування перетворювачем дозволяє підвищити ефективність роботи перетворювача за рахунок зменшення комутаційних втрат в СНК а також отримати параметри (значення напруги, струм балансування, внутрішній опір, значення заряду) кожного з послідовно з'єднаних накопичувачів електричної енергії за допомогою одного датчика напруги. Система активного балансування дозволяє визначити значення напруги, яке буде досягнуто кожним з послідовно з'єднаних накопичувачів наприкінці процесу балансування.

З ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТРАНСФОРМАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ МЕРЕЖІ 110КВ В ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІЙ СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Розвиток електричних мереж (ЕМ) України відповідно концепції Smart Grid потребує комплексного підходу до формування стратегії інтелектуалізації мереж. В рамках даної стратегії доцільно одночасне вирішення питань підвищення інформативності розподілу, передачі та споживання електричної енергії і перегляд концепції формування ЕМ щодо силового обладнання.

Для дотримання вищенаведеної умови має сенс вдосконалити існуючу техніку – економічну модель трансформації електричної енергії відповідно стратегії розвитку ЕМ України. В зв'язку з цим постає необхідність пошуку найбільш оптимальних характеристик силових трансформаторів для покращення процесу трансформації електричної енергії в ЕМ України.

Метою розділу є виконати дослідження, які пов'язані з пошуком найбільш оптимальних характеристик силових трансформаторів, для покращення процесу трансформації електричної енергії в ЕМ України відповідно концепції Smart Grid.

Для досягнення мети необхідно розв'язати наступні завдання:

- проаналізувати доцільності впровадження в електричні мережі України сучасних інформаційних технологій;
- дослідити питання покращення процесу трансформації електричної енергії відповідно концепції Smart Grid.;
- вдосконалити і проаналізувати критеріальним методом техніко-економічної моделі трансформації електричної енергії для пошуку найбільш оптимальних характеристик силових трансформаторів;
- обґрунтувати ефективність процесу трансформації електричної енергії за рахунок оптимізації шкали потужності трансформаторів.

3.1 Аналіз доцільності вдосконалення процесу трансформації електричної енергії мережі 110кВ

3.1.1 Аналіз впровадження в електричні мережі України сучасних інформаційних технологій

За основу початкового аналізу шляху розвитку інформатизації ЕМ України можна взяти засади викладені в Європейській концепції Smart Grid та вимоги правил доступу до мережі для транскордонного обміну електричною енергією згідно регламенту Європейського Союзу (ЄС) №714/2009 [139]:

До основних термінів, які трактує Європейська концепція Smart Grid можна віднести [139]:

- гнучкість: задоволення вимог споживачів і здатність реагувати на зміни та проблеми в майбутньому;

- доступність: можливість підключення для всіх учасників до мереж. Зокрема, «інтелектуальна» мережа повинна бути доступною для джерел поновлюваної енергії та для ефективних і надійних локальних джерел генерації з нульовим або низьким рівнем викидів вуглецю;

- надійність: мережа повинна бути надійною і забезпечувати високу якість постачання електроенергії; економічність: оптимальний результат досягається за рахунок інновацій, ефективного регулювання і управління розподілом електроенергії та єдиних умов конкуренції.

Наразі ЕМ України розвиваються згідно настанов ЄС для можливості забезпечення співробітництва та інтеграції ринку електричної енергії на європейському та загальнодержавному рівнях. Для досягнення засад, які регламентуються Європейською енергетичною політикою та викладенні в нинішній нормативній базі, необхідно покращення інформативності передачі електричної енергії [139].

Інформатизація – це шлях до інтелектуальності та взаємозв'язку між різними системами. Дані від підключених датчиків мережі та з багатьох інших джерел стають основним ресурсом для автоматизованого, успішного та вигідного управління мережею. Покращення інформатизації шляхом застосування

цифрових технологій є основною течією, яка вже порушила медіа-індустрію, роздрібну торгівлю, туристичне розміщення та транспортний сектор. Ця тенденція також впливає на енергетичний сектор [140]. Відповідно до тенденції її розвитку вона може змінити саму природу управління мережею та активно реагувати на виклики та можливості все більш розподілених та декарбонізованих мережевих ресурсів, що дозволить сформувати цифрову мережу [141].

Цифрова мережа з інтелектуальними підстанціями та датчиками, розташованими у критичних точках, що забезпечує більш ефективне керування ЕМ. Це відкриває шлях для прогностного обслуговування та використання активів для конкретної ситуації, що, зрештою, зміцнить можливості самовідновлення. Розумний дизайн платформ і бізнес-моделей, які базуються на даних, може дозволити комунальним службам створювати нові потоки доходу, навіть з активів, якими вони не володіють [142].

Одними із вирішальних завдань які впливають на необхідність покращення інформативності ЕМ являється [143]:

- необхідність зміни структури генерації, поява розосереджених джерел відносно малої потужності;
- необхідність моніторинг попиту споживаної потужності та її пропозиції на перспективу та близько до реального часу;
- необхідність управління складом і потужністю підключених електроустановок, спираючись на данні розумних систем обліку;
- покращення рівня діагностики ЕМ та її елементів з урахуванням впливу на навколишнє середовище;
- попередження аварійних ситуацій, самодіагностика, необхідність розробки самовідновлюваних систем.

Реалізація вищеперелічених завдань являється актуальною для електроенергетики України. Для вирішення якої необхідне забезпечення новітньої технологічної бази поєднаної в одну систему.

З нинішніх систем оцінки стану ЕМ, які реалізовані на даний час та потребують вдосконалення відповідно концепції Smart Grid являються системи АСКОВ та SCADA [142].

Напрямок розвитку системи АСКОВ орієнтується на керування попитом та технології прогнозування для покращення стимулювання активної участі споживача шляхом тарифоутворень. Це стосується не тільки промисловості, а й побутових споживачів. Відміна субсидіювання та стимул до зміни енергоспоживання, застосування заходів щодо енергоефективності або генерація в мережу, в залежності від зміни ціни на електроенергію є одними з основних способів регулювання стану ЕМ «активним» споживачем. Для впровадження такого регулювання необхідно виконувати своєчасне сигналювання споживачів та високий рівень оперативності при прийнятті рішень щодо тарифоутворень, які будуть базуватися на аналізі стану мережі. Основним обладнанням, яке перетворює звичайного споживача в активного є [142]:

- джерела розосередженої генерації;
- системи керування навантаженням споживача;
- акумуляторні батареї.

Використання джерел розподіленої генерації та системи керування навантаженням споживача в залежності від попиту на електроенергію є основним способом отримання економічного ефекту для споживача та автоматичним коригуванням системи електропостачання, також такий симбіоз стимулює використання засобів накопичення електричної енергії.

Наступним кроком щодо розвитку мереж з активними споживачами можуть бути мережі виділені в окремі сегменти, які можуть працювати відокремлено від загальної мережі або разом з нею, поєднуючи в собі різні розподілені засоби генерації, та оснащені власною системою регулювання та автоматикою (micro Grid) [143].

В рамках впровадження політики диспетчеризації транскордонних потоків щодо підвищення інтелектуалізації ЕМ України планується покращення наявної систему збору та аналізу даних Scada на верхньому та підстанційному рівнях. До

існуючої системи Scada будуть додані системи управління енергоспоживанням, автоматичного регулювання частоти та потужності, аналізу надійності роботи енергосистеми, диспетчерського стимулятора, управління заявками на вивід в ремонт енергетичного обладнання. Окрім цього SCADA може бути одним із варіантів методу комунікації на різних рівнях постачальників та споживачів електричної енергії [140, 142].

Серед залучуваних пристроїв аналізу мережі, які виводять інформативність ЕМ України на новий рівень можна вважати систему WAMS, яка проводить виміри фазових векторів мережі. В рамках інформатизації мережі для покращення аналізу перехідних процесів та більш чіткого представлення щодо стійкості електричної мережі реєстратори перехідних процесів планується встановити на всіх блоках АЕС, ТЕС, ГАЕС, на всіх існуючих та потенційних ВЕС (від 10 МВт) та СЕС (від 5 МВт). Принциповою перевагою застосування даної системи являється значне число вимірювань за одиницю часу [140].

Використання системи WAMS в комплексі з модернізованою системою SCADA надасть можливість сформувати вдосконалений інструмент підтримки прийняття рішень щодо надійності мережі та максимізації її пропускної здатності за умов зменшення втрат електричної енергії.

3.1.2 Дослідження питань покращення процесу трансформації електричної енергії відповідно концепції Smart Grid

На даний момент ЕМ України знаходиться в деякій мірі в розбалансованому, перехідному стані. Перехід від енергоємних шляхів отримання електричної енергії до більш екологічних та відновлюваних джерел, на разі, приводить до вигідніших умов імпорту електричної енергії з сусідніх енергосистем, а ніж купівля електроенергії на внутрішньому ринку. Дорожчання електричної енергії на внутрішньому ринку через зміну вироблюваної потужності в секторі атомної та теплової енергетики в стані карантинної кризи та на фоні гарантованої закупівлі «зеленої» електричної енергії створили привабливі умови щодо імпорту електричної енергії. Це не суперечить правилам ринку з однієї

сторони, створюючи більше різноманіття щодо цінової політики, проте суперечить шляху розвитку наміченого українським керівництвом у сфері енергетики [144].

Покращення наявного рівня інформатизації та виведення її на новий рівень повино проводитися одночасно з вирішенням питань підвищення інформативності розподілу, передачі та споживання електричної енергії і переглядом концепції формування ЕМ щодо силового обладнання [145, 146].

Зменшення потреби в навантаженні серед промислових підприємств та збільшення обсягів споживання електроенергії в суспільному секторі викликали зміну розподілу завантаженості силових трансформаторів на підстанціях. В зв'язку з недостатністю фінансування, керівництво на рівні обласних електричних мереж задовольняються існуючим парком трансформаторів, проводять заміни трансформаторів на окремих підстанціях, спираючись на доцільність застосування в залежності від рівня втрат короткого замикання та холостого ходу. Більшість трансформаторів відпрацювали свій ресурс та не відповідають заявленим характеристикам заводів виробників щодо нормованого рівня втрат. Це говорить про необхідність перегляду номенклатури потужностей силових трансформаторів, яка буде відповідати Українським реаліям.

В ЕМ необхідно забезпечити необхідний рівень автоматизації, саме повну автоматизацію підстанцій 110 і 35 кВ та створення пунктів секціонування з телеуправлінням та телевимірюванням в ЕМ 6, 10 кВ.

Мережі напругою 6, 10 кВ майже повністю керуються ручним способом, який приводить до низької швидкості здійснення оперативних відключень, що неприпустимо для мережі в якій зростає значна кількість джерел розподіленої генерації. Виділення ЕМ 6, 10 кВ в окремий блок диспетчерського керування та збору даних дозволить майже миттєво реагувати на коливання які виникають в мережі, оцінити загальний стан мережі виконати оперативні відключення за лічені хвилини та дозволить вчасно локалізувати ділянки мережі які можуть викликати збурення в тому чи іншому режимі, не кажучи про оптимізацію роботи оперативно - диспетчерського персоналу, скорочення затрат на обладнання, підвищення надійності електропостачання.

Таким чином, розвиток ЕМ України в напрямку концепцій Smart Grid на шляху до створення інтелектуальних мереж, запроваджених іншими країнами, потребує формування чіткої концепції та стратегії, яка б якомога більше відповідала Українським реаліям, в тому числі й щодо силового обладнання ЕМ.

3.2 Вдосконалення і аналіз критеріальним методом техніко-економічної моделі трансформації електричної енергії

Тенденції щодо впровадження європейських стандартів в електроенергетику України спонукають до вирішення питань оптимізації параметрів обладнання електричних мереж (ЕМ), що відображено в контексті оновлення цінностей, які закладено в стратегію розвитку ЕМ України [147]. Вище наведене стосується й силових трансформаторів та впровадження «Технічного регламенту щодо вимог до екодизайну для малих, середніх та великих силових трансформаторів» [148], що приведе, на ряду з покращенням технічних характеристик, до збільшення інвестицій в обладнання ЕМ.

Для вирішення даного питання необхідно виконувати пошук найбільш оптимальних характеристик обладнання шляхом реалізації техніко – економічних задач. В більшості випадків техніко - економічні показники обладнання ЕМ описуються за допомогою рівнянь у вигляді многочленів, які приймають значення більші за нуль і представляють собою нелінійні цільові функції [149].

У випадку пошуку оптимальної потужності трансформаторів постає необхідність у аналізі великої кількості даних, які мають змінний або постійний характер. Для реалізації даної задачі доцільно використовувати техніко – економічну модель, яка має мінімум цільової функції, що дає змогу прийняти економічно доцільне й обґрунтоване рішення щодо параметрів трансформаторів.

Вирішення техніко - економічних задач в області електроенергетики полягає в прийнятті рішень за обмеженої кількості початкової інформації або за інформацію, яка має невизначений характер. Також слід мати на увазі, що в рамках поставлених завдань виникає ряд комбінованих задач для рішення яких існує велика кількість методів [149–152].

Запропоновані у [149–151] методи, на відміну від критеріального методу [152], не являються ефективними для реалізації великих задач при неповній та невизначеній початковій інформації. Застосування критеріального методу допомагає в розв'язанні таких задач шляхом введення критеріїв подібності, які відображають техніко – економічну пропорцію досліджуваного об'єкта, що дозволяє спрогнозувати співвідношення участі частин цільової функції.

Застосування критеріального методу представляє собою комплекс досліджень до складу якого входять:

- пошук економічної співрозмірності значень параметрів оптимізації, які б відповідали найменшому значенні цільової функції як з технічними обмеженнями так і без них;
- знаходження економічної співрозмірності досліджуваного об'єкту в оптимальному варіанті цільової функції;
- дослідження стійкості цільової функції до зміни параметрів оптимізації;
- аналіз чуттєвості заданої функції до точності початкової інформації [152].

На сьогодні існують роботи, в яких автори застосовували критеріальний метод аналізу для рішення задач оптимізації обладнання ЕМ. Так, в [153] авторами проведено аналіз техніко- економічних моделей повітряних ліній за допомогою критеріального методу для оптимізації параметрів ліній електропередач середніх та високих класів напруг. Роботи щодо обґрунтування потужності застосовуваних трансформаторів на основі критеріального методу проводились ще в 70- х роках минулого століття [154–155]. Ці роботи становлять основу для аналізу техніко - економічних моделей трансформації електричної енергії критеріальним методом в умовах впровадження європейських стандартів в електроенергетику України.

3.2.1 Формування техніко – економічної моделі трансформації електричної енергії

Техніко - економічна модель дисконтованих витрат ($B_{\text{тр}}$) на трансформацію електричної енергії для знаходження економічно доцільного значення потужності силового трансформатора має вигляд [156]:

$$B_{\text{тр}} = B_1 + B_2 + B_3 = (P_{\text{Н}} + P_{\text{тр}})K_{\text{тр}} + \sigma \Delta P_{\text{хх}} T_{\text{в}} C_{\text{т}} + \sigma \Delta P_{\text{к.з.}} C_{\text{т}} \tau \left(\frac{S_{\text{max}}}{S}\right)^2, \quad (3.1)$$

де $P_{\text{Н}}$ – коефіцієнт ефективності;

$P_{\text{тр}}$ – сумарний коефіцієнт щорічних відрахувань на амортизацію, ремонт і обслуговування;

$K_{\text{тр}} = a + bS$ – вартість трансформатора, яка має лінійну залежність;

σ – коефіцієнт, що враховує збільшення вартості електроенергії в залежності від відстані мережі до джерела живлення;

S – потужність трансформатора;

S_{max} – максимальне завантаження трансформатора;

$\Delta P_{\text{хх}}$ – втрати потужності холостого ходу трансформатора;

$\Delta P_{\text{к.з.}}$ – втрати потужності трансформатора при номінальних режимах роботи;

$T_{\text{в}}, \tau$ – річна тривалість включення й втрат;

$C_{\text{т}}, C_{\text{т}}$ – витрати на 1 кВт·год. втрат електроенергії при тривалості $T_{\text{в}}, \tau$;

Модель використовуємо для формування техніко - економічної моделі дисконтованих витрат на трансформацію електричної енергії відповідно впровадження європейських стандартів в електроенергетику України й аналізу її критеріальним методом [152]. Для цього виконуємо наступні перетворення:

1. Вартість трансформатора ($K_{\text{тр}}$) апроксимуємо нелінійним виразом:

$$K_{\text{тр}} = \alpha_i S^{\text{bi}}, \quad (3.2)$$

де α_i – коефіцієнт апроксимації, який залежить від типу трансформатору та номінальної потужності, г.о./МВА;

S – номінальна потужність трансформатору, змінна величина, МВА;

b_i – показник ступеня апроксимованого виразу, отриманий з певною мірою точності методом найменших квадратів.

2. Складову потужності (ΔP_{xx}) трансформатора апроксимуємо нелінійним виразом:

$$\Delta P_{xx} = \alpha_j S^{b_j}, \quad (3.3)$$

де α_j – коефіцієнт апроксимації, який залежить від типу трансформатору та номінальної потужності, г.о./МВА;

S – номінальна потужність трансформатору, змінна величина, МВА;

b_j – показник ступеня апроксимованого виразу, отриманий з певною мірою точності методом найменших квадратів.

Використовуючи вирази (3.2) і (3.3), перші дві частини моделі (3.1) будуть становити:

$$B_{\Sigma} = B_1 + B_2 = (P_H + P_{Tp})\alpha_i S^{b_i} + \sigma \alpha_j S^{b_j} T_E C_T \quad (3.4)$$

записуємо у вигляді апроксимованого виразу:

$$B_{\Sigma} = \alpha S^b, \quad (3.5)$$

Складову потужності ($\Delta P_{к.з.}$) моделі (3.1), яка змінюється в залежності від завантаження трансформаторів, приймаємо в точці номінального значення потужності й апроксимуємо виразом тотожним виразу (3.3):

$$\Delta P_{к.з.} = a_1 S^{b_1}, \quad (3.6)$$

де a_1 – коефіцієнт апроксимації, який залежить від завантаження трансформатору та номінальної потужності, г.о./МВА;

S – номінальна потужність трансформатору, змінна величина, МВА;

b_1 – показник апроксимованого виразу, отриманий з певною мірою точності методом найменших квадратів.

Для розрахунків коефіцієнтів апроксимації a і b в (3.5) та a_1 і b_1 в (3.6) використовуємо технічні характеристики двообмоткових трансформаторів з вищою напругою 110 кВ в діапазоні потужності від 10 до 63 МВА, які наведено в табл. 3.1 [157].

Таблиця 3.1 - Технічні характеристики силових трансформаторів

Тип	S _{ном} , МВА	Напруг, кВ		Р _{хх} , кВт	Р _{кз} , кВт	Вартіст, тис.грн
		ВН	НН			
ТДН 10000/110	10	115	34,5	14	58	12693, 790
ТДН 16000/110	16	115	34,5	18	85	14724, 709
ТДН 25000/110	25	115	38,5	25	120	19091, 440
ТДН 40000/110	40	115	38,5	34	170	30546, 304
ТДН 63000 /110	63	115	38,5	50	245	48110, 430

Функції (3.4) та (3.5) є загальним апроксимуючим виразом, значення коефіцієнтів яких визначаємо методом найменших квадратів:

$$\frac{dR}{dA} = 0, \frac{dR}{db} = 0, \quad (3.7)$$

де R – сума квадратів відхилень апроксимованої кривої

$$R = (Y_i - A - bX_i)^2, \quad (3.8)$$

де $Y_i = \lg y_i$, y_i – значення параметру який апроксимується;

$A = \lg a$; a і b – шукані значення коефіцієнта й показника ступеня в апроксимуючих виразах;

$X_i = \lg x_i$, x_i – значення номінальних потужностей трансформаторів.

Таким чином, для визначення значень a і b розв'язуємо систему:

$$(n + 1)A + b \sum_{i=1}^n X_i - \sum_{i=1}^n Y_i = 0, \quad (3.9)$$

$$A \sum_{i=1}^n X_i + b \sum_{i=1}^n X_i^2 - \sum_{i=1}^n Y_i X_i = 0, \quad (3.10)$$

Тоді

$$a = \frac{\begin{vmatrix} \sum_{i=1}^n Y_i & \sum_{i=1}^n X_i \\ \sum_{i=1}^n X_i Y_i & \sum_{i=1}^n X_i^2 \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} n & \sum_{i=1}^n X_i \\ \sum_{i=1}^n X_i & \sum_{i=1}^n X_i^2 \end{vmatrix}}, \quad (3.11)$$

$$b = \frac{\begin{vmatrix} n & \sum_{i=1}^n Y_i \\ \sum_{i=1}^n X_i & \sum_{i=1}^n X_i Y_i \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} n & \sum_{i=1}^n X_i \\ \sum_{i=1}^n X_i & \sum_{i=1}^n X_i^2 \end{vmatrix}}, \quad (3.12)$$

Розраховані значення коефіцієнтів апроксимації a та b в (3.11) та a_1 та b_1 в (3.12) становлять:

$$a = 13,332, b = 0,738, a_1 = 0,045, b_1 = 0,777.$$

Використовуючи розраховані коефіцієнти, визначаємо розподілення витрат на трансформацію електричної енергії (рис. 1) та втрат потужності короткого замикання силових трансформаторів (рис.2) в залежності від номінальної потужності трансформатору.

Як слідує з рис. 3.1 та рис. 3.2, зі збільшенням потужності трансформаторів збільшується як їх вартість так і втрати короткого замикання, що обумовлює

необхідність пошуку оптимальної потужності силового трансформатору в діапазоні передаваної по ЕМ потужності.

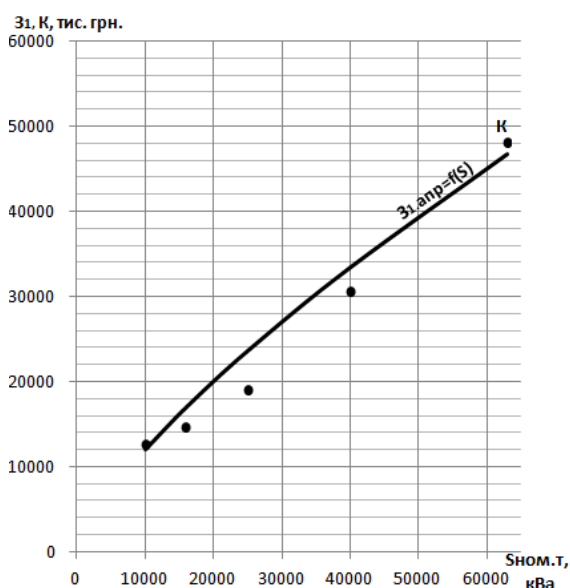


Рисунок 3.1 – Розподілення витрат на трансформацію електричної енергії (Z_1) в залежності від номінальної потужності трансформатору ($S_{ном.Т}$)

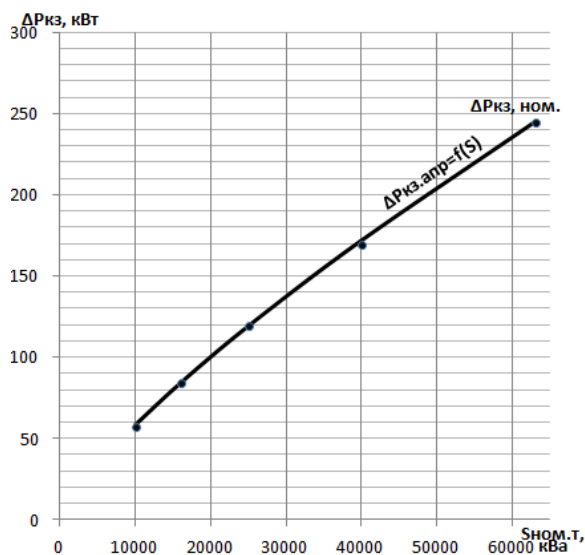


Рисунок 3.2 – Розподілення втрат потужності короткого замикання силових трансформаторів ($\Delta P_{кз.ном}$) в залежності від номінальної потужності трансформатору ($S_{ном.Т}$)

Спираючись на вище викладене, узагальнена модель дисконтованих витрат на трансформацію електричної енергії з врахуванням прийнятих допущень та апроксимацій буде мати вигляд:

$$\begin{aligned} B_{\text{тр}} &= B_1 + B_2 + B_3 = B_{\Sigma} + B_3 = \\ &= (P_H + P_{\text{тр}}) \alpha S^b + \sigma \alpha S^b T_b C_T + \sigma \alpha_1 S^{b1} C_T \tau S^{-2} S_{\text{max}}^2 \end{aligned} \quad (3.13)$$

Реалізація сформованої моделі (12) представлено на рис. 3

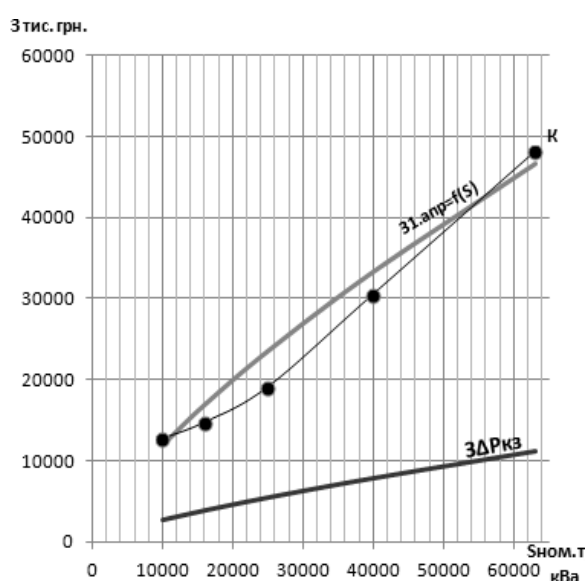


Рисунок 3.3 – Залежність складових дисконтованих витрат ($B_{\text{тр}}$) від номінальної потужності $S_{\text{ном}}$

Використовуючи розраховані коефіцієнти записуємо модель (12) у вигляді:

$$Z_{\text{тр}} = A_1 S^{0,738} + A_2 S^{-1,22} \quad (3.14)$$

де A_1 і A_2 – узагальнені константи, які мають вигляд: $A_1 = a$; $A_2 = \sigma \alpha_1 C_T \tau S_{\text{max}}$

Співвідношення у моделі (3.13) відображають часткову участь складових у виразі.

3.2.2 Знаходження критеріїв подібності за допомогою показників ступеня апроксимуємого параметру.

Для аналізу сформованої моделі (3.13) критеріальним методом й знаходження критеріїв подібності, спираючись лише на показники ступеня оптимізуємого параметру, в якості початкового візьмемо рівняння вигляду:

$$Z_{\text{тр}} = A_1 S^b + A_2 S^{-b1} \quad (3.15)$$

яке являється подібним до рівняння (3.14).

Реалізуючи рівняння (3.15) критеріальним методом [152] проводиться аналіз сформованої техніко-економічної моделі трансформації електричної енергії.

Критерії подібності знаходяться із співвідношень:

$$\pi_1 = (A_1/Z_{\text{тр}})S^b + (A_2/Z_{\text{тр}})S^{-b1} \quad (3.16)$$

При цьому сума критеріїв подібності буде становити:

$$\pi_1 + \pi_2 = 1 \quad (3.17)$$

Для подальшого аналізу прирівняємо нулю похідну від $Z_{\text{тр}}$ до оптимізуємого параметру s :

$$\frac{\partial Z_{\text{тр}}}{\partial s} = bA_1 S^{b-1} - b_1 A_2 S^{-b-1} = 0 \quad (3.18)$$

Із виразу (3.16) знайдемо A_1 та підставимо значення в (3.18), отримаємо вираз:

$$\begin{aligned} b\pi_1 Z_{\text{тр}} S^{-b} S^{b-1} - b_1 \pi_2 Z_{\text{тр}} S^{b1} S^{-b1-1} = \\ = b \frac{\pi_1 Z_{\text{тр}}}{s} - b \frac{\pi_2 Z_{\text{тр}}}{s} = 0 \end{aligned} \quad (3.19)$$

Виходячи з того що $Z_{\text{трп}}/S \neq 0$, маємо:

$$b\pi_1 - b_1\pi_2 = 0 \quad (3.20)$$

З виразу (19) можемо знайти значення π_1, π_2 :

$$\pi_1 = \frac{b_1}{b+b^1}; \pi_2 = \frac{b}{b+b^1}, \quad (3.21)$$

Отже, спираючись на вирази (3.21) та (3.14) розрахуємо критерії подібності для техніко - економічної моделі дисконтованих витрат на трансформацію електричної енергії:

$$\pi_1 = \frac{1,22}{0,738+1,22} = 0,62, \quad (3.22)$$

$$\pi_2 = \frac{0,738}{0,738+1,22} = 0,38, \quad (3.23)$$

Варто відмітити, що знайти критерії подібності, спираючись тільки на ступінь змінних параметрів, можливо лише в тому разі коли в початковій функції число змінних параметрів дорівнює числу постійних або коли початкову функцію можна звести до такої умови.

Таким чином, використовуючи алгоритми критеріального методу [6] і розраховані критерії подібності (3.22) і (3.23), вираз (3.14) буде мати вигляд:

$$\dot{Z}_{\text{тр}} = \pi_1 \dot{S}^{0,738} + \pi_2 \dot{S}^{-1,22} \quad (3.24)$$

3.2.3 Оцінювання достовірності отриманих критеріїв подібності

Для оцінювання достовірності отриманих результатів проведемо порівняння отриманих критеріїв (3.22) і (3.23) та співвідношень, які визначимо підставляючи початкові дані в сформовану модель дисконтованих витрат на трансформацію

електричної енергії (3.13). Під час розрахунків використано наступні розрахункові значення:

$$P_{H10MBA}=0,9941; \quad P_{H16MBA}=0,9941; \quad P_{H25MBA}=0,9941; \quad P_{H40MBA}=0,9941; \\ P_{H63MBA}=0,9941; \quad P_{тр}=0,061; \quad \sigma=1,1; \quad T_B=8760 \text{ год}; \quad \tau=2405 \text{ год}; \quad C_{\tau}, C_{\tau}=1,68; \quad 19 \text{ грн} \frac{\text{кВт}}{\text{год}}$$

Результати розрахунку наведені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 Співвідношення складових в моделі дисконтованих витрат на трансформацію електричної енергії (3.14) та критеріїв подібності (3.22) і (3.23)

Sn, MBA	Співвідношення отримані на основі рівняння приведених затрат, %	Співвідношення на основі отриманих критеріїв подібності, %
10	60/40	62/38
16	65/35	
25	63/37	
40	66/34	
63	68/32	

Дивлячись на отримані співвідношення складових витрат існуючих силових трансформаторів і отриманих критеріїв подібності (табл. 2) можна вважати, що отримані критерії подібності близькі за значенням до реальних значень та дозволяють проводити оцінювання витрат на трансформацію електричної енергії в умовах обмеженої кількості початкових даних для оптимізації параметричних інтервалів силових трансформаторів в Українських електричних мережах 110 кВ.

Таким чином, спираючись на отримані результати, має сенс стверджувати що за допомогою критеріального методу можна отримати техніко-економічну модель витрат на трансформацію електричної енергії в критеріальній формі, що є передумовою для подальшого аналізу оптимальної потужності силових трансформаторів в певному діапазоні передаваної потужності.

3.3 Обґрунтування ефективності процесу трансформації електричної енергії мережі 110кВ в інтелектуальній системі електропостачання

3.3.1 Визначення складових витрат на трансформацію електричної енергії з врахуванням навантаження підстанції

Для формування спрощеної моделі дисконтованих витрат на трансформацію електричної енергії ($B_{\text{тр}}$), виконуються математичні перетворення техніко – економічної моделі. Після перетворень модель набуває вигляду:

$$B_{\text{тр}} = (B_1 + B_2) + B_3 = B_1 + B_{21} \quad (3.24)$$

де B_1 - дисконтовані витрати, які залежать від вартості трансформатору і включають витрати на амортизацію, обслуговування та втрати холостого ходу в трансформаторі;

B_2 - дисконтовані витрати на втрати короткого замикання.

У виразі (3.24) перша складова витрат включає відповідні показники виразу (3.23) і має вигляд:

$$B_1 = (P_{\text{н}} + P_{\text{тр}})K_{\text{тр}} + \delta \Delta P_{\text{xx}} T_{\text{в}} C_{\text{т}} \quad (3.25)$$

Друга складова виразу (3.24) також включає відповідні показники виразу (3.23) та має вигляд:

$$B_2 = \delta \Delta P_{\text{кз}} C_{\text{т}} (S_{\text{max}}/S)^2 \quad (3.26)$$

Враховуючи динамічні процеси в ЕМ доцільно для проведення техніко – економічного аналізу складових витрат сформовану модель (3.24) представити як:

$$K_{B1} = B_1 / (B_1 + B_2); \quad (3.27)$$

$$K_{B2} = B_2 / (B_1 + B_2), \quad (3.28)$$

де K_{B1} – величина співвідношення, яка залежить від вартості трансформатору і включає витрати на амортизацію, обслуговування та втрати холостого ходу в трансформаторі; K_{B2} – величина співвідношення, до якої входять витрати на втрати короткого замикання.

Представлення моделі (3.25) виразами (3.27) і (3.28) дозволить виконати її аналіз як за умови повної вихідної інформації, так і з врахуванням неповноти вихідної інформації в умовних одиницях.

Для аналізу сформованої техніко – економічної моделі (3.25) за умови неповноти вихідної інформації доцільно застосувати критеріальний метод. Алгоритми цього методу дозволяють прийняти рішення за неповної та невизначеності вихідної інформації в умовних одиницях [3.29].

Для аналізу критеріальним методом [3.29] сформована техніко – економічна модель (2) представляється в критеріальній формі:

$$B_{\text{тр}} = \pi_1 S^{a_1} + \pi_2 S^{a_2} \quad (3.29)$$

де π_1 і π_2 – критерії подібності; S – значення потужності в умовних одиницях; a_1 і a_2 – коефіцієнти апроксимації для реалізації виразу критеріальним методом.

За результатами розрахунку методом найменших квадратів для степеневі функції коефіцієнти апроксимації у виразі (3.267) становлять:

$$a_1 = 0,65 \text{ і } a_2 = -1,25.$$

Використовуючи отримані значення a_1 і a_2 вираз (3.27) набуває вигляду:

$$B_{\text{тр}} = \pi_1 S^{0,65} + \pi_2 S^{-1,25} \quad (3.30)$$

Критерії подібності (π_1 і π_2), які відображають співвідношення складових техніко- економічної моделі (3.25) та представлені у критеріальній формі визначаються за методологією критеріального аналізу і становлять [164]:

$$\pi_1=0,66, \pi_2=0,34.$$

Розраховані критерії подібності приймаються економічно доцільними та цільовими й враховуються під час подальшого техніко – економічного аналізу показників силового трансформатора для визначення оптимальної потужності з врахуванням навантаження та експлуатаційних показників ПС.

Використовуючи сформовану спрощену техніко – економічну модель дисконтованих витрат на трансформацію електричної енергії (3.1) виконується розрахунок складових витрат для силового трансформатора встановленого на діючій ПС з вищою напругою 110 кВ [165].

Прийнята до розрахунків ПС являється однострансформаторною з трансформатором типу ТМН 6300/110 з обмоткою низького класу напруги 10 кВ. Технічні характеристики трансформатора, які прийняті до розрахунку, наведено в табл. 1 [166].

Таблиця 3.3 Технічні характеристики трансформатора, які прийняті до розрахунку

Тип	S _{ном} , МВА	Напруга, кВ		ΔP_{xx} , кВт	ΔP_{kz} , кВт	Вартість, тис. грн.
		<i>ВН</i>	<i>НН</i>			
ТДН 6300	6,3	115	10	10	44	3941905

Значення параметрів, які входять до складових витрат на трансформацію електричної енергії в моделі (2), приймаються: $P_n=0,10$, $P_{тр}=0,01$, $\delta=1,1$, $T_v=8760$ год., $C_t=8,03$ грн/ кВтгод, $C_{\tau}=9,9$ грн/ кВт год [167].

Річний сходячковий графік завантаженості силового трансформатора типу ТМН 6300/110, на прикладі якого виконуються дослідження, має вигляд:

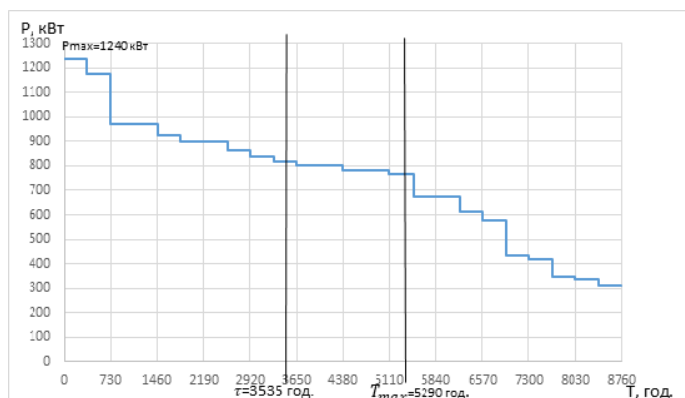


Рисунок 3.4 - Річний сходи́нковий графік завантаженості силового трансформатора типу ТМН 6300/110

Згідно з графіком навантаження (рис. 3.4) час включення силового трансформатора в мережу та час максимальних втрат становлять: $T_B=8760$ год, $\tau=3535$ год. Максимальна завантаженість силового трансформатора $S_{\max}=1590$ кВа.

Використовуючи вирази (3.26) та (3.27) розраховуються техніко – економічні показники для встановленого на ПС трансформатору типу ТМН 6300/110. За результатами розрахунку складові техніко – економічної моделі становлять:

$$B_1 = 1321,1 \text{ тис. грн.}; B_2 = 113,7 \text{ тис. грн.}$$

Співвідношення складових техніко – економічної моделі (3.23) з використанням параметрів трансформатору типу ТМН 6300/110 визначається за виразами (3.26) та (3.27) в умовних одиницях і становить:

$$K_{B1}=0,92, K_{B2}=0,08.$$

Отримані значення складових витрат у техніко – економічній моделі з використанням параметрів трансформатору типу ТМН 6300/110, свідчать про те, що дисконтовані витрати, які залежать від вартості трансформатору і включають витрати на амортизацію, обслуговування та втрати холостого ходу в трансформаторі значно вищі за дисконтовані витрати на втрати короткого

замикання. Таке співвідношення у моделі (3.23) пояснюється тим, що втрати холостого ходу не залежать від завантаженості силового трансформатора та при низькому рівні його завантаженості витрати на втрати холостого ходу значно перевищують витрати на втрати короткого замикання.

Розраховані співвідношення складових витрат у техніко – економічній моделі (3.23) з використанням параметрів трансформатора типу ТМН 6300/110 і економічно доцільні співвідношення в цій моделі, які отримано критеріальним методом, мають розбіжності, що обумовлює необхідність визначення економічно доцільної потужності силового трансформатора для ПС на якій його встановлено.

3.3.2 Знаходження економічно доцільної потужності силового трансформатора на основі експлуатаційних показників підстанції

Під знаходженням економічно доцільної потужності силового трансформатора, мається на увазі пошук потужності трансформатора за якої, при незмінних експлуатаційних параметрах, співвідношення складових витрат буде близьким до економічно доцільного значення.

Дослідження виконуються для прийнятої ПС з врахуванням параметрів існуючого трансформатора [165].

Для знаходження економічно доцільної потужності трансформатора 110 кВ техніко – економічна модель (3.23) представляється у вигляді:

$$B_{\text{тр}} = A_1 S^b + A_2 S^{-b1} \quad (3.31)$$

де A_1 - коефіцієнт апроксимації витрат на втрати холостого ходу; A_2 - узагальнена константа, яка має вигляд добутку експлуатаційних характеристик вузла навантаження, до якого приєднано трансформатор, та коефіцієнту апроксимації витрат короткого замикання.

Для реалізації виразу (3.31) методами математичного аналізу знаходиться похідна від потужності трансформатора та прирівнюється до нуля:

$$\frac{\partial B_{\text{тр}}}{\partial S} = 0,65A_1S^{-0,35} - 1,25A_2S^{-2,25} = 0 \quad (3.32)$$

$$0,65A_1S^{1,9} - 1,25A_2 = 0 \quad (3.33)$$

$$S_{\text{ек}} = \sqrt[1,9]{\frac{1,25A_2}{0,65A_1}} = \left(\frac{1,25A_2}{0,65A_1}\right)^{0,526} = \left(\frac{\pi_1A_2}{\pi_2A_1}\right)^{0,526} \quad (3.34)$$

У разі необхідності вибору оптимальної потужності силового трансформатора в умовах неповноти або невизначенності вихідної інформації вибір може базуватися на прийнятому показникові максимального навантаження S_{max} , який входить до складу узагальненого показника параметрів A_2 та є ключовим під час прийняття рішення щодо величини потужності силового трансформатора.

Під час дослідження приймається, що значення інших параметрів, які входять до техніко- економічної моделі (3.23) відповідають економічно доцільним, тоді економічно доцільна потужність ($S_{\text{ек}}$) силового трансформатора в умовних одиницях буде становити:

$$\dot{S}_{\text{ек}} = \left(\dot{S}_{\text{max}}^2\right)^{0,526} = \dot{S}_{\text{max}}^{1,052} \quad (3.35)$$

Вираз (12) приймає вищенаведений вигляд за умов, що $\dot{\pi}_1 = \dot{\pi}_2 = 1$,
 $\dot{a} = \dot{\delta} == \dot{C}\tau = \dot{t} = \dot{a}_1 = 1$.

Знаходження коефіцієнтів апроксимації, які входять до складу A_1 і A_2 у виразі (3.29) з врахуванням виразу (3.33) виконується методом найменших квадратів для степеневої функції, за умови, що ступені апроксимованих виразів однакові з виразом (3.28):

$$a = 10^{\log(\delta\Delta P_{\text{xx}}T_{\text{в}}C_{\text{т}})+0,65\log(S)} \quad (3.36)$$

$$a_1 = 10^{\log(\Delta P_{\text{кз}})-0,75\log(S)} \quad (3.37)$$

За результатами розрахунку значення коефіцієнтів апроксимації складають:

$$a=2624,47, a_1=0,062.$$

Для розрахунку економічно доцільної потужності силового трансформатора в умовних одиницях за базові параметри приймаються показники цільової узагальненої техніко економічної моделі (3.23), яку представлено у критеріальній формі (3.28) за умови, що $\dot{\pi}_1 = \dot{\pi}_2 = 1$.

За результатами розрахунку значення параметру A_1 в умовних одиницях становить: $\dot{a} = 0,99$.

Значення параметрів, які входять до A_2 становлять: $\dot{\delta} = 1, \dot{c}_\tau = 1, \dot{t} = 1,18, \dot{s}_{max}^2 = 0,078, \dot{a}_1 = 0,99$.

Підставивши наведені параметри у вираз (3.32), визначається економічно доцільна потужність силового трансформатора в умовних одиницях. За результатами розрахунку $\dot{s}_{ек} = 0,29$.

Для визначення оптимальної потужності в кВА використовується вираз:

$$S_{ек} = \dot{s}_{ек} S_{HT.ICH} \quad (3.38)$$

де $S_{HT.ICH}$ - потужність існуючого силового трансформатора, встановленого на ПС.

Спираючись на наведені вище розрахунки за виразами (3.29 – 3.36) слідує, що економічно доцільна потужність силового трансформатора для прийнятої ПС буде становити $S_{ек}=1827$ кВА.

Найближчою до економічно доцільної потужності згідно з номенклатурним рядом існуючих силових трансформаторів являється значення потужності 2500 кВА. Тому, в подальших дослідженнях використовуємо параметри трансформатора типу ТМН 2500/110 з напругою на низькій стороні 10 кВ. Параметри даного трансформатора наведено в таблиці 2 [166].

Таблиця 3.4 Параметри трансформатора

Тип	S _{ном} , MVA	Наруга, кВ		ΔP_{xx} , кВт	ΔP_{kz} , кВт	Вартість, тис. грн.
		<i>BH</i>	<i>HH</i>			
ТДН 2500/110	25	115	38,5	25	120	19091, 440

Для розрахунку співвідношень витрат за виразами (3.26) та (3.27) експлуатаційні параметри T_v , C_t , C_{τ} , $S_{\max}$ залишаються без змін.

Враховуючи вищенаведене, значення складових витрат техніко – економічної моделі (3.25), у разі встановлення на ПС трансформатора типу ТМН 2500/110 становлять:

$$K_{B1}=0,63, K_{B2}=0,37.$$

Отримані показники K_{B1} і K_{B2} являється близьким за значенням до значень складових техніко – економічної моделі (3.23), які отримані критеріальним методом.

На рис.3.5 представлено результати розрахунків складових витрат на трансформацію електричної енергії в залежності від потужності силового трансформатора і значення складових техніко – економічної моделі, які отримано критеріальним методом.

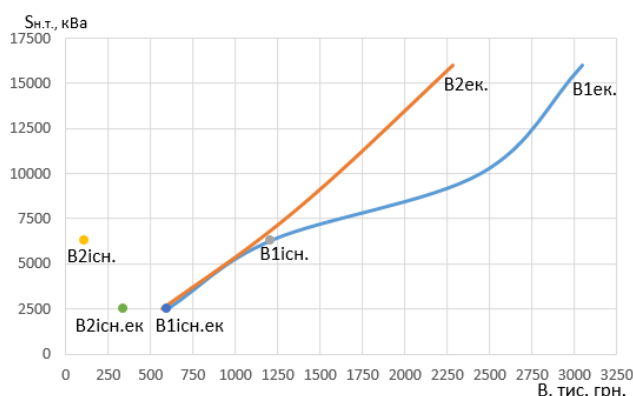


Рисунок 3.5 - Величини складових витрат на трансформацію електричної енергії в залежності від потужності силового трансформатора

Криві $B_{1ек.}$ та $B_{2ек.}$ (рис. 3.5) відображають отримані критеріальним методом значення складових витрат на трансформацію електричної енергії.

Точки $B_{1існ.}$ та $B_{2існ.}$ (рис. 3.5) відображають величину витрат при трансформації електричної енергії трансформатором типу ТМН 6300/110.

Точки $B_{1існ. ек.}$, $B_{2існ. ек.}$ (рис. 3.5) відображають величину складових витрат при трансформації електричної енергії трансформатором типу ТМН 2500/110.

Як слідує з рис. 3.5, встановлення на ПС 110 кВ трансформатору типу ТМН 2500/110 буде мати економічний ефект за рахунок зменшення першої складової ($B_{1існ.}$) техніко – економічної моделі (3.23), яка залежить від вартості трансформатору і включає витрати на амортизацію, обслуговування та втрати холостого ходу в трансформаторі.

Оскільки, вплив зменшення витрат на трансформацію електричної енергії по різному впливає на учасників ринку електричної енергії впровадження ряду тих чи інших потужностей силових трансформаторів також повинно базуватися на оцінці показників загального рівня технологічних втрат потужності в ЕМ [158].

За результатами досліджень слідує, що застосування пропонуємого підходу до визначення оптимальної потужності трансформаторів позитивно відображається на показниках втрат холостого ходу. А це, в свою чергу, дозволяє зменшити технологічні втрати потужності в ЕМ в цілому.

3.3.3 Обґрунтування отриманих результатів

Перевірка достовірності отриманих результатів виконується шляхом порівнянням значень складових техніко – економічної моделі (3.23), які отримано критеріальним методом зі значеннями складових цієї моделі у разі використання параметрів трансформатора типу ТМН 6300/110 і трансформатора типу ТМН 2500/110.

Співвідношення складових техніко – економічної моделі, які порівнюються представлено в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 Співвідношення складових техніко – економічної моделі

Тип трансформатора	π_1 / K_{B1}	π_2 / K^{B2}
ТДН 6300/110	0,66/0,92	0,34/0,08
ТДН 2500/110	0,66/0,63	0,34/0,37

Як слідує з табл. 3.5, отримані співвідношення складових витрат в техніко - економічній моделі (3.23) з використанням параметрів трансформатору типу ТДН 6300/110 мають значні розбіжності в порівнянні зі значеннями, які отримано критеріальним методом, що є підґрунтям для визначення оптимальної потужності трансформатора для досліджуваної ПС.

Розрахунки з використанням в техніко — економічній моделі (3.23) параметрів трансформатора ТМН 2500/110 (табл. 3.5), показали значення близькі до значень, які отримано критеріальним методом, що дозволяє говорити про дієвість запропонованого підходу до пошуку оптимальної потужності силового трансформатора з врахуванням навантаження та експлуатаційних показників ПС.

Таким чином, порівняльний аналіз значень, які отримано критеріальним методом зі значеннями, які отримано з використанням параметрів діючого високовольтного обладнання дозволив обґрунтувати достовірність отриманих результатів та доцільність оптимізації шкали потужностей силових трансформаторів 110 кВ.

Висновки до розділу 3

Проведені дослідження дозволили проаналізувати й визначити, що для покращення процесу трансформації електричної енергії відповідно концепції Smart Grid доцільно оптимізувати характеристики силових трансформаторів 110 кВ шляхом представлення витрат на трансформацію електричної енергії як функції від потужності силового трансформатора для оцінювання техніко - економічної ефективності процесу трансформації електричної енергії в мережах 110 кВ інтелектуальної системи електропостачання.

4 МОДЕЛЬ ВІРТУАЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ

Віртуальна електрична станція будується на основі енерговузлів. Ідеальним типом енерговузла є «збалансований», той в якому генеруюча складова повністю задовольняє потреби усіх споживачів, а також знаходиться в оптимальних економічних умовах генерування (економічно оптимальне завантаження блоків, якщо це тепла або атомна генерація).

Два інших типи є «надлишковий» та «дефіцитний». Відповідно до назви, в надлишковому є багато генеруючих потужностей і, при цьому, не велика кількість споживання. Ще одним сценарієм появи надлишкового енерговузла може бути аварійна ситуація, під час якої відпада значна частка споживача, наприклад одного потужного або багато невеликих домогосподарств. Дефіцитний – це є недостатність генеруючих потужностей. Недостатність може бути нормальною (проектною) або в наслідок аварійної ситуації.

Ці поняття походять з базової формули (4.1) балансу електричної енергії:

$$P_{\Gamma}(t) - P_{\Pi}(t) = 0 \rightarrow P_{\Gamma}(t) = P_{\Pi}(t), \quad (4.1)$$

де $P_{\Gamma}(t)$ – потужність генерації;

$P_{\Pi}(t)$ – потужність споживання.

При переході до децентралізованої, енерговузлової, енергосистеми необхідно розбити стару централізовану на окремі енерговузли відповідного типу. Ідеальним з технічної точки зору є створення всіх енерговузлів «збалансованими». Проте з практичної точки зору це не завжди є можливим реалізувати як мінімум з економічної точки зору. І все ж максимально можливо будуть створюватись збалансовані енерговузли.

Так, в прагненні бути збалансованими, поділ на енерговузли, до всього, повинен мати ієрархічний характер – один великий енерговузол вміщує декілька

менших. Від найменшого до найбільшого. Де найменший це один окремий агент енергосистеми, а найбільший це об'єднана енергомережа окремої країни.

До моменту вимушеної взаємодії, енерговузол повинен бути відімкнений енергетично від інших щоб не мати на себе впливу, проте мати постійний інформаційний зв'язок, завдяки якому автоматика матиме змогу точно та швидко реагувати на всі можливі події.

Універсально можна зобразити найменший енерговузол наступним чином (рис. 4.1):

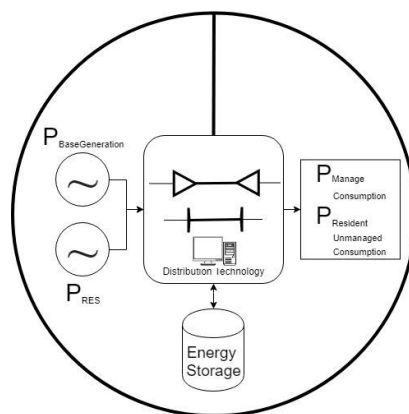


Рисунок 4.1 – Універсальна модель енерговузла

Відповідно до рис. 4.1, універсально, математично, можна описати наступним чином (формула 4.2):

$$\forall H_i := \sum_1^i \{A_i\} \geq 1, \text{ при } i = 1, 2, 3, \dots, \quad (4.2)$$

де H – універсальний енерговузол;

A – агент енерговузла.

В свою чергу, наступний, укрупнений енерговузол матиме наступний схематичний вигляд (рис. 4.2):

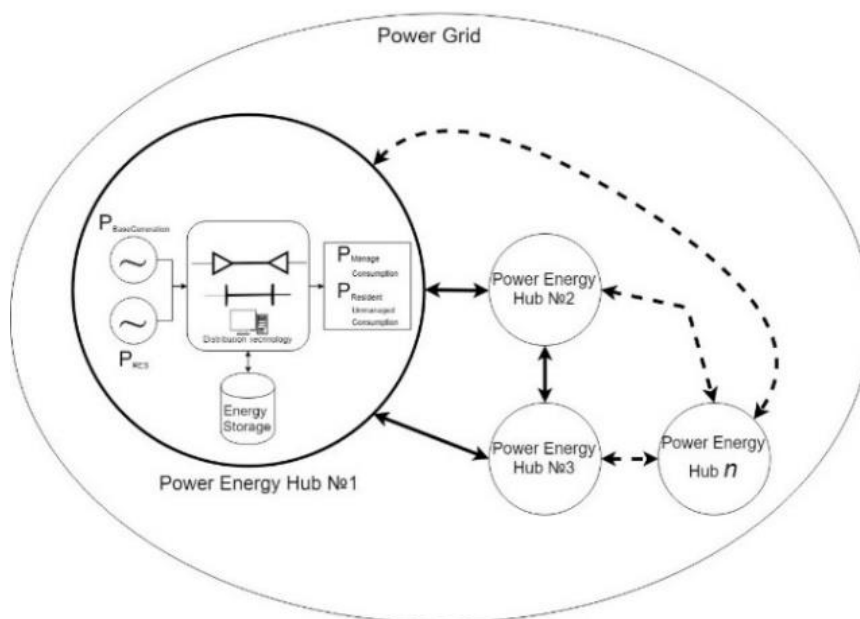


Рисунок 4.2 – Вигляд укрупненого енерговузла

Відповідно рис. 4.2, математично описати укрупнений енерговузол (формула 3) можна як суму енерговузлів:

$$\{H_i\} = C, \text{ при } i = 1, 2, 3, \dots, n, \quad (4.3)$$

де C – укрупнений енерговузол, або кінцева енергосистема.

Агентом в енергомережі є будь-який об'єкт енергетики - генеруючий, споживаючий або розподільчий.

Агентами генерації є традиційні та відновлювальні джерела енергії, високоманеврові газотурбінні установки. До їх функцій відноситься стабільна видача потужності відповідно потреби агентів споживання.

До агентів споживання відносяться промислові та побутові споживачі. Функцією агента, промислового споживання, є прогнозований графік навантаження, а побутового споживача споживати в межах планового графіку з мінімальною стохастичною складовою

Агенти розподілу це є всі пункти розподілу електро мережі, такі як силові підстанції, тягові підстанції, трансформаторні пункти, а також сюди входять лінії

електропередачі. Функціями цих агентів є силовий зв'язок агентів в середині енерговузла, перетворення рівня напруги при передачі електроенергії, силовий зв'язок з іншими енерговузлами.

Агенти передачі – це лінії електропередачі, вони вносять складову втрат.

Засоби інформаційного зв'язку між агентами та енерговузлами як окремий агент не враховується так як це є частиною телеметрії самих агентів.

Окремим видом потрібно виділити універсальні агенти, до них можна віднести: системи накопичення електроенергії (СНЕ), прос'юмери. Універсальність полягає можливості споживати електроенергію і генерувати її.

До СНЕ відносяться акумуляторні батареї, Гідроакумулюючі електростанції та інші технології призначені для акумулювання електроенергії.

Прос'юмер є різновидом побутового споживача, що є активним, тобто він має систему генерації (сонячні панелі, вітряки тощо) та систему накопичення електроенергії, що при нормальній роботі свідчить про його автономність. Виходячи з цього прос'юмер може бути повноцінно окремим збалансованим енерговузлом.

Так само і будь-який з агентів може бути окремим енерговузлом, як це, також, можна бачити з формули 4.2. Наприклад дефіцитним може бути потужний промисловий споживач, який при внесенні до будь-якого енерговузла зробить його дотаційним, саме тому доцільно виділити його окремо і жити від потужного надлишкового енерговузла. Так само надлишковим може бути потужна електростанція (атомна, теплова, тощо), що в своїй основі складає базу енергосистеми.

Тепер, з врахуванням останнього, змінюється вираз балансу (2.4):

$$\sum P_{G_{base}} + \sum P_{GRES} \pm \sum P_{G_{manew}} \pm \sum P_{Cons_{reg}} - \sum P_{Cons_{domestic}} - \sum P_{Losses} \pm \sum P_{ES} \pm \sum P_{PG} = 0 , \quad (4.4)$$

де $P_{G_{base}}$ – потужність традиційної генерації (ТЕС, АЕС);

P_{GRES} – потужність відновлюваної генерації (СЕС, ВЕС, ГЕС);

$P_{Gmaneuver}$ – потужність високоманеврової генерації (ГТУ);

$P_{Consreg}$ – регульовані споживачі (промислове навантаження, прос'юмери);

$P_{Consdomestic}$ – побутові споживачі (мають стохастичний характер);

P_{Losses} – потужність втрати електроенергії;

P_{ES} – потужність накопичувачів електроенергії;

P_{PG} – потужність перетоків, вимушений зв'язок з іншими енергосистемами.

4.1 Границі енерговузла

Можливі два підходи, перший розбиття існуючої енергосистеми, та створення нових енерговузлів «з нуля». Основна умова при будь-якому підході залишається досягнення балансу в енерговузлі і зведення до нуля перетоків по лініям зв'язку між енерговузлами.

При переході енергосистеми до розподіленої генерації за рахунок розбиття енергосистеми на енерговузли, важливим критерієм, який важливо прийняти до уваги, є критерій оптимальності втрат при передачі потужності. Якщо відстань між агентами надлишкова велика то це призведе до економічної недоцільності такого розбиття.

Іншою стороною цього підходу має бути розуміння, що не можливо розбити енергосистему так щоб всі енерговузли були збалансованими, тому доволі велика частина виділених енерговузлів, з самого початку, будуть дефіцитними або надлишковими.

Компенсацію дефіцитного стану таких вузлів буде виконано за рахунок «бази» енергосистеми.

Базою в енергосистемі є атомні електростанції [168, 169], оскільки працюють у базовій частині графіка генерації та будуються, розподіляючись територією енергосистеми. На прикладі енергосистеми України атомні

електростанції (4 діючі) розподіляються вздовж усієї території країни (об'єднаної енергосистеми) з північного заходу на південний схід [170], сполучених між собою та з рештою енергосистеми лініями електропередачі 750 кВ. Кожна АЕС з огляду на свою велику потужність буде окремим надлишковим енерговузлом, який можна назвати *Базовим енерговузлом*, і який підтримує менші.

Основні енерговузли. В основному енерговузлі присутні всі інші агенти енергосистеми, відмінні від АЕС. Це ті енерговузли що було описано раніше за моделлю універсального енерговузла.

Виділення основних енерговузлів має починатися з визначення характеристик споживачів [171–177] для задоволення їх потреб. Споживачі являються агентами енергосистеми і мають специфічні характеристики. Для питання визначення границь енерговузла, необхідно враховувати такі показники споживання:

- 1) Графік споживання (щільність розподілу споживання);
- 2) характер споживання;
- 3) Інтенсивність процесу споживання.

Після цього, для енерговузла виділяються генеруючі потужності, і для цієї мети важливі наступні показники:

- 1) Потужні електростанції, які працюють у основі за наявності споживача великої потужності (велике місто, потужне промислове підприємство);
- 2) Маневрені потужності для балансування частини графіка споживання, що змінюється;
- 3) Відновлювані джерела енергії, що розташовані поблизу споживачів;
- 4) Мережеві накопичувачі електроенергії можуть виступати як балансуєча потужність для вирівнювання прогнозованого графіка [168] генерації ВДЕ, вирівнювання графіка споживання.

Сформувавши енерговузол, залишається необхідність його підключення до енергосистеми. Пропонується обмежуватися мінімально можливим числом зв'язків із зовнішньою енергосистемою залежно від регіональних особливостей та складу самого енерговузла.

З урахуванням введення відновлюваних потужностей пропонується першочергове впровадження ВДЕ у дефіцитні енерговузли, якщо того дозволяють техніко-економічні показники.

На рисунку 4.3 наведено приклад схематичного зображення можливого перетворення енергосистеми України. На рисунку видно, що АЕС є базовими енерговузлами (базовою генерацією), яка через головну магістраль 750 кВ з'єднуються з рештою менших енерговузлів для підтримки їхнього балансу. З точки зору комп'ютерного моделювання в створюваних моделях завжди присутні балансуєчі потужності, ті які не зважаючи на зміни можуть забезпечити потужністю. Саме такою базою виступає потужна атомна енергетика, і тим самим показує свою важливість.

Проте, за умови електрифікації раніше не електрифікованих районів чи районів з зруйнованою інфраструктурою, створення енерговузла у регіонах відбувається з нуля, але з тими самими умовами, що описані вище. Визначається необхідний рівень потужності споживання, далі під нього встановлюються генеруючі потужності – ВДЕ з накопичувачами електроенергії та газо-поршневі установки.

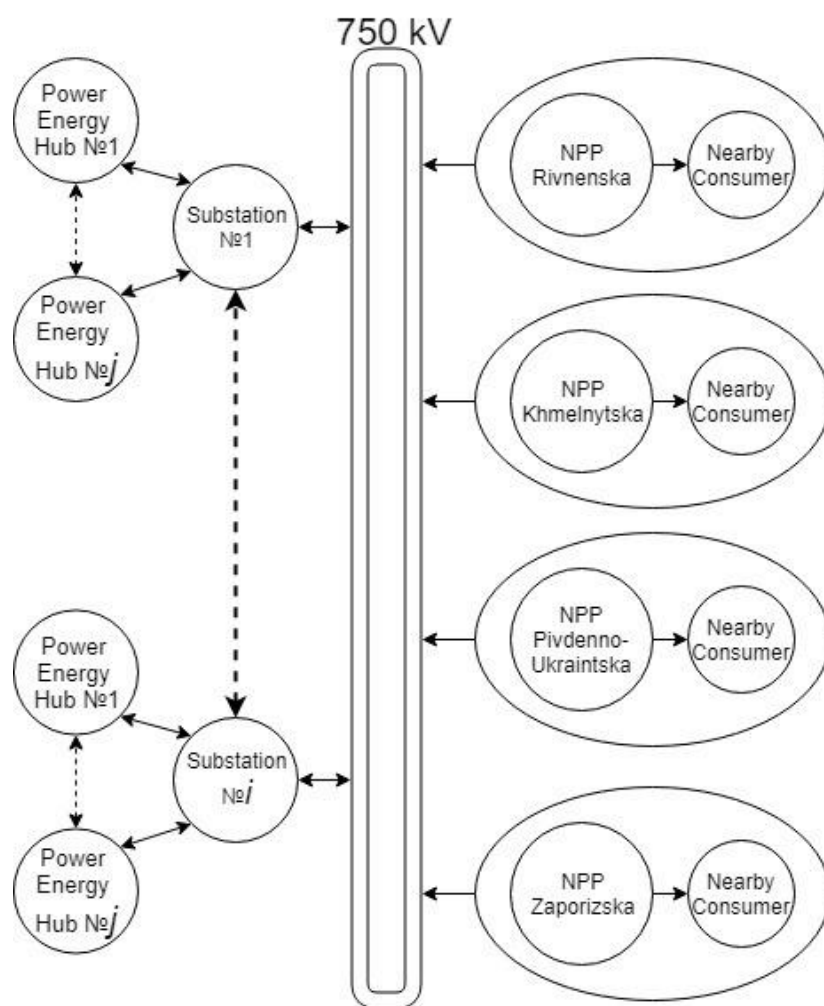


Рисунок 4.3 - Схематичний варіант перетворення енергосистеми на прикладі енергосистеми України

При такій модернізації енергосистеми, критерієм ефективності і надійності може виступати число самодостатніх енерговузлів, що складають основу балансу, кількість яких стримиться до максимуму. Вони забезпечують баланс себе (баланс енерговузла) і як наслідок енергосистеми.

4.2 Параметри агентів

В таблиці 4.1 наведено основні параметри агентів що є однаковими для кожного агента. Проте кожен з них має свої особливі параметри обумовлені особливостями конструкції або їх практичного застосування. Знак мінус в маневруванні означає споживання енергії.

Таблиця 4.1 – Основні параметри базових агентів енергосистеми

Агент	Потужність на одиницю (блок)	Діапазон маневрування, %	Швидкість реакції, сек	
			З холодного стану, хв	З гарячого стану, хв
АЕС	500 – 1000 МВт	70-100%	390 – 660	60
ТЕС	до 800 МВт	40-100%	90 – 180	20 – 50
ГЕС	до сотень МВт	0-100%	3 – 5	0,25 – 0,5
СЕС	до 1 ГВт на поле	0-100%	0	0
ВЕС	до 15 МВт	0-100%	3 – 5	1 – 2
ГТУ	до кількох МВт	0-100%	15 – 30	0,5
Споживач промисловий	до кількох МВт	-100%-0	0 – 90 залежно потужності	0 – 5
Споживач домашній	до кількох кВт	-100%-0	0	0
Прос'юмер	до кількох кВт	-100%-0-100%	0	0
СНЕ	до 1 МВт на модуль	-100%-0-100%	0 – 5 залежно до типу	0 – 0,5

Так для СНЕ є обмеження глибини заряду та розряду. Для акумуляторів робочий діапазон 20 – 80% їх ємності, що потрібно враховувати при проектуванні системи.

Для ВЕС основним є вплив вітру, а для СЕС сонця.

4.3 Взаємодія агентів, енерговузлів

Основою децентралізованої енергосистеми є інформація. Тому кожен агент повинен мати змогу надавати інформацію та отримувати запити від системи менеджменту енерговузла. Так само і кожна система менеджменту повинна вміти не тільки відправляти запити на виконання агентам, а й вміти «спілкуватись» з усіма іншими енерговузлами об'єднаної енергомережі.

Виходимо з умови збалансованого енерговузла. Такий енерговузол є самодостатнім і не потребує зв'язку силового з іншими енерговузлами. Проте він має постійно передавати інформацію щодо свого стану, стану своїх агентів, про наявність резерву по генерації, резерву по споживанню (акумуляування).

Для інших типів енерговузлів (дефіцитного та надлишкового) необхідний силовий зв'язок з іншими вузлами, і відповідно важливою є інформація щодо стану інших енерговузлів в повному обсязі, щоб швидко приймати рішення звідки взяти нестачу енергії або куди передати надлишки. Умовою при цьому є те, що при передачі повинні бути якомога менші втрати на передачу, тому спершу шукають резерви в найближчих вузлах, а тільки при не наявності таких залучаються дальні вузли не зважаючи на втрати.

Модель віртуальної електричної станції складається з енерговузлів ґрунтується на перетоках між ними. Для цього оптимальним рішенням є застосування графового методу математичного моделювання.

Так як перетікання потужності є величина векторна, то граф енергосистеми також є направленим та може мати різноманітні контури та підконтури відповідно до розташування і типу вузлів. Для направленого графу характерними показниками можуть бути:

1) Прямокутна матриця з'єднань гілок в вузлах

$$M = (m_{ij}), \quad (4.5)$$

де i – номери вершин графу ($i = 1, \dots, n$);

j – номери ребер графу ($j = 1, \dots, m$),

Тут елементи матриці m_{ij} можуть приймати значення +1, -1 та 0, що вказує на знак та відсутність перетоку.

2) Прямокутна матриця з'єднань гілок в незалежні контури

$$N = (n_{ij}), \quad (4.6)$$

де i – номери незалежних контурів ($i = 1, \dots, k$);

j – номери гілок графу ($j = 1, \dots, m$).

При цьому елементи матриці n_{ij} можуть приймати значення +1, -1 та 0, що вказують на напрям та відсутність перетоку.

Матриці M та N дають змогу записати рівняння стану енергосистеми в матричній формі для моніторингу ситуації з джерелами генерації, акумулювання та споживання, а також скласти систему взаємно незалежних рівнянь для моніторингу та керуванням перетоків.

Рішення, які необхідно приймати в системі керування: 1) моніторинг стану кожного енерговузлу; 2) за наявності надлишку або нестачі потужності приймати рішення про балансування енерговузлів з визначенням найбільш оптимальних шляхів перетоку за умови найменших втрат на передачу потужності.

Рішення приймаються на основі консенсусного управління, з врахуванням можливостей та потреб кожного енерговузла в цілому, та кожного агента зокрема враховуючи їх параметри.

4.4 Головні елементи моделі

Для зручності та зрозумілості енергетичні вузли моделювались за принципом наслідування з програмування. Це сформувало систематизовану структуру, що легко налаштовується та оновлюється. Кожен з вузлів в рамках моделі має свої параметри і методи. Створення моделі розпочалось з базового елемента.

Базовий елемент є основою для побудови всіх інших вузлів. Так як в традиційних електроенергетичних мережах все ще існують об'єкти, що можуть бути лише підключені або відключені та не мають додаткових засобів керування споживанням або генерацією, в базовому елементі передбачається лише один метод – зміна стану підключення об'єкту. До властивостей таких вузлів можемо віднести:

- Рівень потужності. Цей параметр може приймати позитивні та негативні значення в залежності від ролі джерела енергії або споживача.

Вказується для всіх вузлів крім балансуючого. Для балансуючого елементу розраховується. Не може бути більше за модулем ніж базовий рівень.

- Базовий рівень потужності. Характеризує максимальне або мінімальне значення потужності для елементу.

- Рівень напруги. Відповідно до методу моделювання може бути вказаний виключно для одного балансуючого вузла, а для інших буде розрахований.

- Рівень струму. Як і потужність може приймати позитивні і негативні значення.

Елемент генерації відрізняється від базового наявністю можливості зміни рівня потужності за запитом від енергосистеми і відповідного методу і параметрів. Таким чином для базового елементу генерації маємо наступні параметри:

- Базовий рівень потужності.
- Рівень потужності.
- Рівень напруги.
- Рівень струму.
- Швидкість зміни потужності.
- Можливість зміни потужності.

До методів відносять:

- Зміна стану підключення об'єкту.
- Зміна поточної потужності. Метод дозволяє збільшити або зменшити рівень потужності базуючись на параметрі «Швидкість зміни потужності».

Слід враховувати, що атомні електричні станції мають дуже великий період зміни потужності та низький маневровий діапазон. Тому в моделі їх не використовувалось, але, за необхідності, вони можуть бути створені як базовий елемент.

4.4.1 Модель сонячної електростанції

Сонячні електростанції можуть бути змодельовані двома шляхами: з попереднім розрахунком видачі потужності або з її розрахунком під час моделювання на підставі вхідних параметрів. Для використання попереднього розрахунку ми можемо взяти модель фотопанелі для швидкого розрахунку значення вихідної потужності, що базується на рівнянні:

$$P_{pv} = n \cdot f_v \cdot P_{stc} \cdot \frac{G}{G_{stc}} \cdot [1 + k_p \cdot (Temp - T_{stc})], \quad (4.7)$$

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;

$Temp$ – поточний рівень температури;

T_{stc} – рівень температури при стандартних умовах;

n – кількість фотоелектричних панелей.

Розрахунок за цим рівнянням може бути проведено як засобами Microsoft excel так і за допомогою пакету Simulink від Matlab. Також ми можемо отримати значення генерації від джерел відкритих даних, але такий метод надає усереднені дані генерації або реальні тільки для окремих територій. Приклад розробленої раніше авторами моделі СЕС наведено на рис. 4.4.

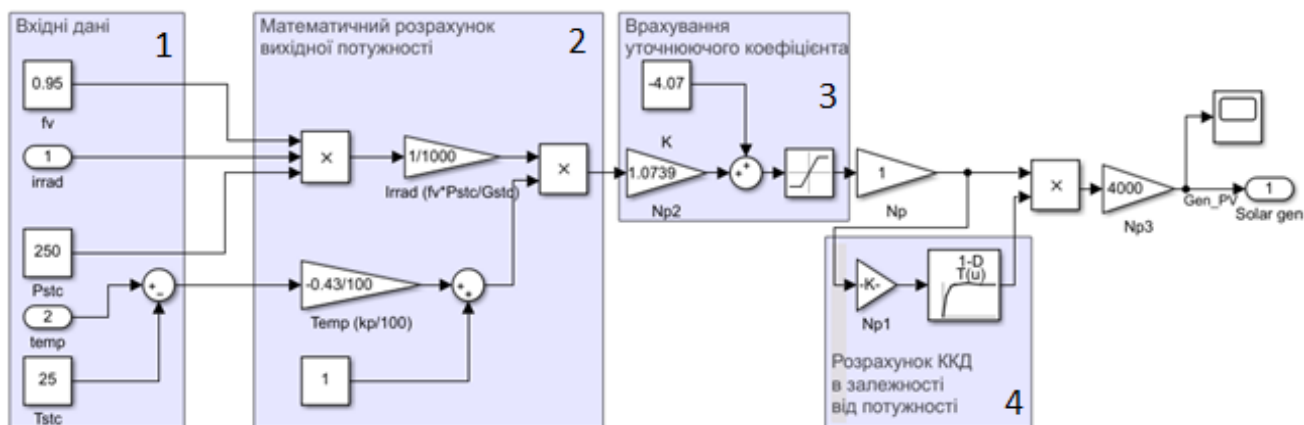


Рисунок 4.4 – Модель СЕС

Використання даних по генерації, що були заздалегідь отримані, дозволяє прискорити розрахунок сталого режиму, але водночас вимагає додаткових дій з підготовки в інших програмних середовищах. Точність таких розрахунків наведена в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Порівняння розрахункових значень генерації моделі СЕС з заявленими виробником

Сонячна радіація, Вт/м ²	Оригінал	Отримані значення
200	47,1	46,94
400	97,7	97,95
600	148,9	149
800	200,2	200
1000	250,9	251
Відповідність		99,5%

Однак, після тривалого періоду досліджень, було прийнято рішення перенести розрахунок генерації безпосередньо в модель віртуальної електричної станції. В результаті цього параметри вузла з сонячною електричною станцією приймають вигляд:

- Базовий рівень потужності.
- Рівень потужності.
- Рівень напруги.

- Рівень струму.
- Рівень сонячної радіації з урахуванням куту нахилу. Потенційно можливо розраховувати, але існують відкриті джерела даних, що видають рівень сонячної радіації для довільного куту нахилу.

- Кількість панелей.
- Поточний рівень температури.
- Максимально допустиме відхилення.

Так як для ВДЕ, що працюють за зеленим тарифом, не передбачається керування потужністю видачі до методів відносять:

- Зміна стану підключення об'єкту.
- Згенерувати відхилення значення генерації. Додаткова опція, що дозволяє створити відхилення в рамках параметру «Максимально допустиме відхилення» для заздалегідь закладених графіків сонячної радіації.

4.4.2 Уточнена математична модель сонячної електростанції

Використаємо відому модель, описану в [178]. Визначення сумарної сонячної радіації, що діє на довільно розміщену поверхню β та азимут γ :

$$\begin{aligned}
 I_{sum}^{\beta\gamma} &= I_{dir}^{\beta\gamma} + I_{dev}^{\beta\gamma} + I_{ref}^{\beta\gamma} = \\
 &= I_{dir}^{hor} \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} + I_{dev}^{hor} \frac{1 + \cos\beta}{2} + \rho I_{ref}^{hor} \frac{1 - \cos\beta}{2},
 \end{aligned}
 \tag{4.8}$$

де $I_{dir}^{\beta\gamma}, I_{dev}^{\beta\gamma}, I_{ref}^{\beta\gamma}$ сумарне, пряме і розсіяне випромінювання від аерозольних хмар і відбите випромінювання від земної поверхні на похилу поверхню, відповідно $I_{dir}^{hor}, I_{dev}^{hor}, I_{ref}^{hor}$ для горизонтальної поверхні;

θ_z - зенітний кут Сонця;

θ - кут між напрямком потоку сонячної радіації на поверхню і нормаллю до неї;

ρ - альбедо земної поверхні.

Необхідними вхідними даними є широта місцевості в точці встановлення приймальної поверхні φ , кут нахилу Сонця δ , кут нахилу приймальної площини до горизонтальної площини β , азимутальний кут нахилу приймальної площини γ , різниця між місцевим офіційним часом та середнім часом за Гринвічем ΔT_{UTC} , географічна протяжність місця розташування приймальної поверхні ψ , номер календарної доби N , середнє значення індексу прозорості атмосфери для обраного місця K_T .

На основі цих даних можна визначити коефіцієнти A , B , C , D , E , які необхідні для знаходження значень, що використовуються для перетворення формули розрахунку сумарної сонячної радіації на горизонтальній площині у формулу для довільно розташованої площини. Отже, коефіцієнти визначаються за наступними формулами:

$$A = \sin\varphi\cos\beta; B = \cos\varphi\sin\beta\cos\gamma; \quad (4.9)$$

$$C = \sin\beta\sin\gamma; D = \cos\varphi\cos\beta; E = \sin\varphi\sin\beta\cos\gamma; \quad (4.10)$$

Потім, використовуючи формули, наведені нижче, знаходимо всі необхідні дані для формули (4.8):

Кут θ визначається з розв'язку рівняння:

$$\cos\theta = (A - B)\sin\delta + [C\sin\omega + (D + E)\cos\omega]\cos\delta. \quad (4.11)$$

Зенітний кут Сонця визначається виразом:

$$\theta_z = \arccos[\sin\varphi\sin\delta + \cos\varphi\cos\delta\cos\omega]. \quad (4.12)$$

Кут підйому Сонця над горизонтом h обчислюється за формулою:

$$h = 90^\circ - \theta_z. \quad (4.13)$$

Годинний кут розраховується за формулою:

$$\omega = 15(t - 12 - T_{TS} - \Delta T_{UTC}) + \psi. \quad (4.14)$$

де t - поточний офіційний місцевий час, год;

Поправка на час для часового рівняння визначається за формулою:

$$T_{TS} = \frac{1}{60} [9,87 \sin(2B) - 7,53 \cos(B) - 1,5 \sin(B)]. \quad (4.15)$$

де $B = B_0(N-81)$, степінь;

$$B_0 = 360/365;$$

N - номер календарного дня з початку року (для 01.01 - $N=1$, для 02.01 - $N=2$ і т.д.).

Кут нахилу розраховується за формулою Купера [10]:

$$\delta = 23,45 \sin[B_0(N + 284)], \text{ град.} \quad (4.16)$$

Для визначення кутів сходу ω_{sr} та заходу ω_{ss} за сонячним часом скористайтесь формулою:

$$\omega_{sr} = 0 - \arccos[-tg\varphi tg\delta]; \quad (4.17)$$

$$\omega_{ss} = 0 + \arccos[-tg\varphi tg\delta]. \quad (4.18)$$

Реальні умови розглядаються за допомогою середнього значення індексу прозорості атмосфери КТ, отриманого з метеорологічної бази даних Meteonorm 7.2. Припускається, що показник прозорості для поточних добових значень сонячної радіації дорівнює її середньодобовому значенню для даного місяця:

$$K_T = \frac{I_{\text{сум}}^{\text{гор}}}{I_0}, \quad (4.19)$$

де I_0 - позаатмосферне випромінювання на горизонтальну поверхню, що визначається за формулою Спенсера [179]:

$$I_0 = I_{\text{sun}} [1 + 0,033 \cos(B_0 N)] \cos \theta_z, \quad (4.20)$$

де $I_{\text{sun}} = 1367 \text{ W/m}^2$ - сонячна стала.

Для визначення кількості розсіяного випромінювання використовується коефіцієнт дифузії K_D . Цей коефіцієнт характеризує частку розсіяного випромінювання в загальному випромінюванні:

$$K_D = \frac{I_{\text{dev}}^{\text{hor}}}{I_{\text{sum}}^{\text{hor}}}. \quad (4.21)$$

Дифузний коефіцієнт визначається за методикою NASA, згідно з якою частка розсіяного випромінювання визначається з системи поліноміальних рівнянь як функція широти, індексу прозорості, часу заходу Сонця та полуденного кута Сонця над горизонтом.

Модель розраховується за наступним алгоритмом: розрахунок висоти та азимутальних кутів Сонця, розрахунок сонячного часу сходу та заходу Сонця, розрахунок кута θ , розрахунок дифузного коефіцієнта, розрахунок прямої та сонячної радіації, розрахунок часового кута за місцевим офіційним часом.

Для врахування хмарності в моделі використовується генератор випадкових чисел, що на нашу думку є суттєвим недоліком моделі, хоча заявлена авторами

похибка становить 12%, ми будемо використовувати для розрахунку реальні дані хмарності за 2020/2019 роки.

4.4.2.1 Математична модель фотоелектричних модулів

Для моделювання роботи фотоелектричних модулів ми використовуємо вдосконалену модель, засновану на методології, запропонованій в [180].

$$P_{PV} = \frac{FF T_{ref} [I_{SC} + k_1 (T_{FM} - T_{ref})] [V_{OC} + k_V (T_{FM} - T_{ref})]}{G_{ref} \ln(10^6 G_{ref})} N_{FM} \eta_{conv} G \ln(10^6 G) / T_{FM}, \quad (4.22)$$

де N_{FM} - кількість фотомодулів у сонячній батареї;

FF - коефіцієнт заповнення вольт-амперної характеристики (ВАХ);

T_{ref}, G_{ref} - значення температури та освітленості фотомодуля за стандартних умов; k_1, k_V - температурні коефіцієнти струму короткого замикання та напруги холостого ходу фотомодуля;

η_{conv} - коефіцієнт корисної дії фотомодуля з регулятором максимальної потужності; G - поточний рівень інсоляції, Вт/м²;

T_{FM} - поточна температура фотомодуля.

Використовуючи технічні дані фотомодуля, визначаємо коефіцієнт заповнення VAC за формулою:

$$FF = \frac{I_{MPP} V_{MPP}}{I_{SC} V_{OC}} \quad (4.23)$$

де I_{MPP}, V_{MPP} - паспортні значення струму та напруги фотоелектричної системи в точці максимальної потужності за стандартних умов;

I_{SC}, V_{OC} - паспортні значення струму короткого замикання та напруги холостого ходу фотоелектричної системи за стандартних умов.

Для дослідження перетворювачів енергії використовуються спрощені моделі. Для відстеження точки максимальної потужності (MPPT) використовується стандартний блок Simulink. Модель інвертора базується на

ідеальних джерелах струму та напруги. Для врахування внутрішніх втрат в інверторі та в з'єднувальному кабелі від акумуляторів вводяться R_{inv} та R_{pr} .

Моделювання електричного навантаження пропонується здійснювати на основі ймовірісно-статистичної моделі, яка розраховується за виразом:

$$P_{pi} = \bar{P}_i + \beta \sigma(P_i) \quad (4.24)$$

де P_{pi} , $\bar{P}_i$ - розрахункове активне навантаження та математичне очікування навантаження в i -ту годину добового графіка;

β - коефіцієнт надійності розрахунку, який визначає ймовірність того, що випадкові значення навантаження залишаться меншими за прийняте розрахункове значення P_{pi} ;

$\sigma(P_i)$ - середньоквадратичне відхилення для i -го ступеня добового графіка.

У розрахунках прийнято нормальний закон розподілу навантаження, згідно з яким при $\beta = 3$ ймовірність неперевикнення розрахункового навантаження становить 99,87%. Однак у нашому випадку ми будемо використовувати метеорологічні дані за 2020 рік.

Повна схема математичної моделі перетворення активної сонячної радіації та тепла на передачу та споживання показана на рисунку 4.6.

4.4.2.2 Математична модель акумуляторної установки

Батарея моделюється за допомогою методу, запропонованого Олівером Трембле та Луї Десантом [181, 182]. Модель батареї базується на узагальненому співвідношенні Шефферда і задається рівнянням:

$$V_{batt} = E_0 - Ri - \frac{kQ}{(Q - \int i dt)} + A \exp(-B \int i dt) \quad (4.25)$$

де $\int i dt$ - рівень активного заряду акумулятора (А-год);

R - внутрішній опір акумулятора (Ом);

V_{batt} - напруга акумулятора (В); i - струм акумулятора (А);

A , B - коефіцієнти, що характеризують падіння напруги під час експоненціальної зони розряду (В) та обернену величину ємності акумулятора в кінці експоненціальної зони розряду ($A \cdot \text{год}$) -1;

K - поляризаційний опір (Ом).

Модель Шеферда [183] містить нелінійний елемент, що характеризує напругу (поляризаційну напругу), яка залежить від амплітуди струму і фактичного стану заряду акумулятора. У реальному акумуляторі в режимі холостого ходу його напруга зростає майже до ЕРС холостого ходу E_0 , а при появі розрядного струму напруга різко падає. Наявність нелінійного елемента в рівнянні дозволяє знайти фактичний струм розряду акумулятора, але при чисельному розв'язанні це призводить до алгебраїчного циклу і робить модель нестійкою.

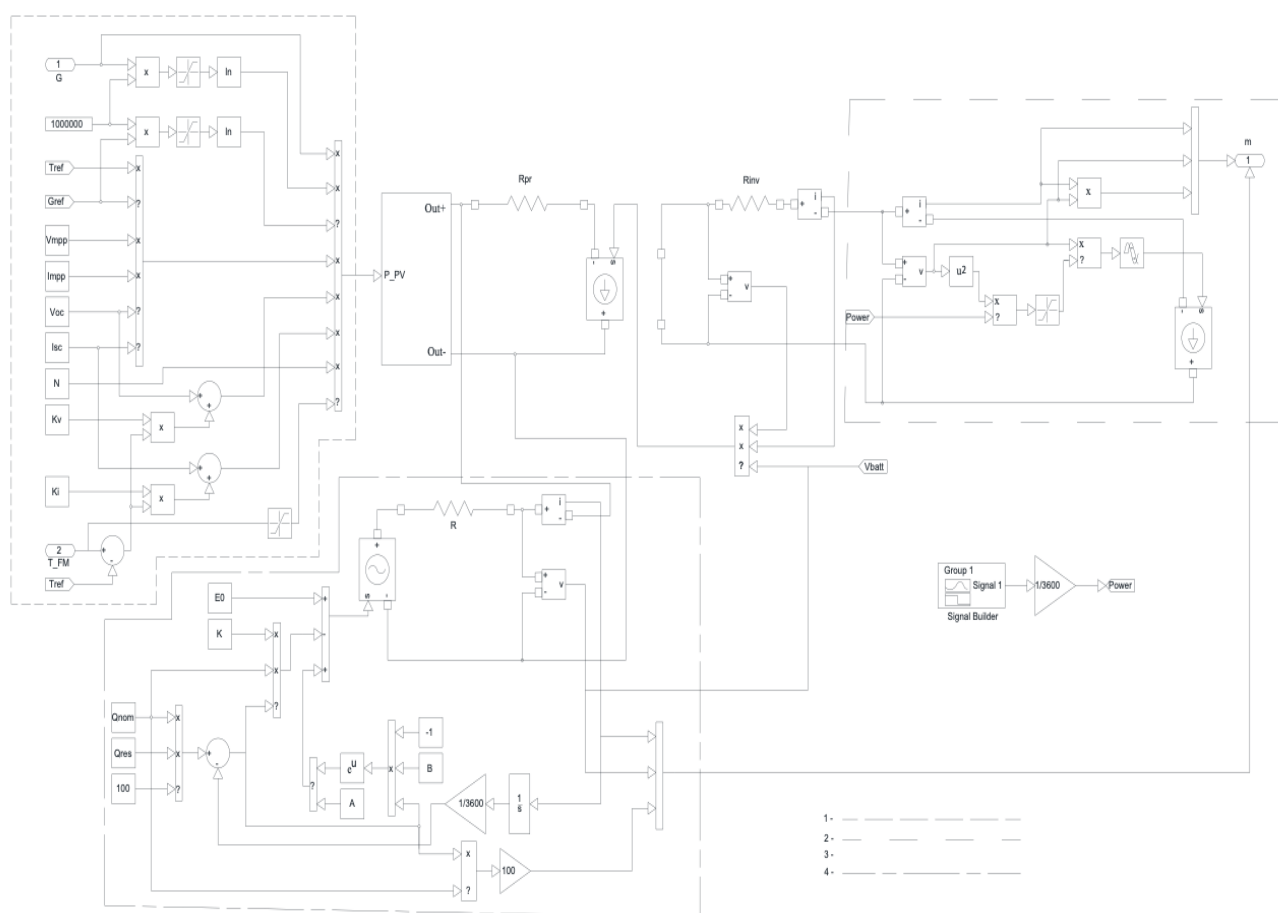


Рисунок 4.5 Діаграма математичної моделі перетворювачів: 1. Сонячна панель; 2. Навантаження; 3. Інвертор; 4. Батарейний блок

У використаній моделі акумулятора значення напруги однозначно визначається струмом розряду і фактичним рівнем заряду акумулятора, що забезпечує досить точні результати моделювання режимів розряду і заряду різних типів акумуляторів, у тому числі тих, що використовуються в енергосистемах з відновлюваними джерелами енергії: нікель-кадмієвих, свинцево-кислотних і літій-іонних.

4.4.2.3 Математична модель нагріву фотоелектричного модуля

Він складається з блоків температури та температури поверхні сонячної панелі (рисунок 3).

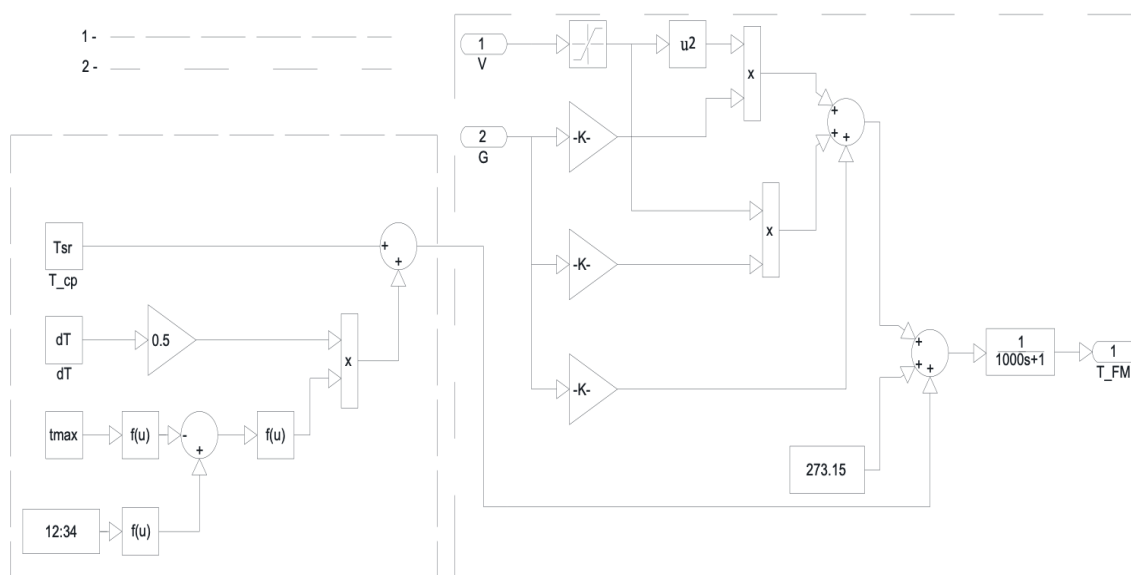


Рисунок 4.6 Модель фотоелектричного опалення. 1. Модель добової зміни температури; 2. Модель нагріву поверхні ФЕП

Домінуючий вплив на енергетичні характеристики фотоелектричних перетворювачів мають величина електричного навантаження, інтенсивність сонячного випромінювання, температура навколишнього середовища та швидкість вітру.

Ця модель добових змін температури повітря, яка особливо корисна для моделювання роботи фотоелектричних систем у високих північних широтах, не

має суттєвого впливу на моделювання для розташування СЕС у Харкові, але додає додаткової точності.

Слід зазначити, що, на відміну від швидкості вітру, зміни температури в північних широтах мають яскраво виражену добову варіацію, яку можна визначити за допомогою виразу:

$$T(t) = \bar{T} + 0,5\Delta T \cos[2\pi(t_{loc} - t_{max})/t_{per}] \quad (4.26)$$

де $\bar{T}$ - середньодобова температура повітря, °C;

ΔT - добова амплітуда температури повітря, °C;

t_{per} - період зміни температури повітря, год; t_{max} - локальний час максимуму температури, год;

t_{loc} - локальний (місцевий) сонячний час, год.

Модель добової зміни температури може бути застосована до будь-якого дня року та будь-якої місцевості, використовуючи статистичні дані з найближчої метеостанції.

Однак не тільки навколишнє повітря може впливати на продуктивність фотоелектричної системи. Значний вплив на ефективність генерації спостерігається з боку робочої температури фотоелектричної системи при роботі в умовах високої інсоляції.

Спостерігаючи за роботою невеликої приватної СЕС в Чугуєві, було виявлено, що в середньому з 12:00 до 14:00, в сонячний день, втрати ефективності можуть становити 7-8%.

Апроксимуючу залежність надлишкової температури поверхні фотомодуля від інсоляції та швидкості вітру визначають за формулою:

$$\Delta T_{FM} = 0,0283G - 0,0058GV + 0,0005GV^2, ^\circ\text{C} \quad (4.27)$$

4.4.2.4 Недоліки запропонованої моделі та їх усунення

Рівняння (4.8) часто використовується в теоретичних розрахунках генерації СЕС, але, виходячи з даних [184], врахування відбитої сонячної радіації взимку або великої кількості висотних будівель дає завищені очікування генерації ФЕС.

Суттєвим недоліком моделі є те, що, незважаючи на наявність уточнення в умовах експлуатації, модель не враховує забруднення поверхні ФЕП.

Згідно з дослідженням [185], найбільш поширеним видом забруднення є пил, який являє собою скупчення твердих частинок діаметром менше 500 мкм. Важливими характеристиками пилу є розмір і розподіл його частинок, щільність, форма, хімічний склад тощо. Розмір і форма частинок пилу, а також швидкість накопичення пилу залежить від географічного розташування, кліматичних умов і ступеня урбанізації конкретної місцевості. Основними умовами навколишнього середовища, які можуть впливати на характеристики і поведінку пилу, є вологість повітря, швидкість і напрямок вітру [186].

Хоча для врахування всіх цих умов потрібні додаткові дослідження, можна вдосконалити наведену вище модель за допомогою метеорологічних даних.

Спостереження під час роботи з фотоелектричними установками свідчать про те, що осадження пилу на сонячній панелі відбувається за повільно зростаючою експоненціальною закономірністю. Тому ми використовуємо цю функцію як основу моделі запилення:

$$N_d(t) = N_0 e^{rt}, \quad (4.28)$$

Тут N_0 - початкова кількість пилу на поверхні; r - швидкість зростання кількості пилу, що осідає.

На швидкість зростання кількості пилу, що осідає, впливає вологість повітря, яку необхідно враховувати для побудови точного графіка:

$$r = \frac{((\rho - 100) - 1)dN}{NDt} \quad (4.29)$$

де ρ - вологість повітря у вибрану годину дня.

Оскільки сонячне світло - це електромагнітне випромінювання, справедливо використовувати модель, засновану на законі Бугера-Ламберта-Бера. Кількість енергії, що поглинається пилом, описується формулою: Оскільки сонячне світло є електромагнітним випромінюванням, справедливо використовувати модель, засновану на законі Бугера-Ламберта-Бера. Кількість енергії, що поглинається пилом, описується формулою:

$$G_{los} = G_0 e^{\left(- \left(N_0 e^{\frac{((\rho-100) \cdot (-1)) dN}{Nd t}} t \right) x \right)} \quad (4.30)$$

Ця модель базується на дослідженні, описаному в роботі [187], результати якого наведені на рисунок 8.

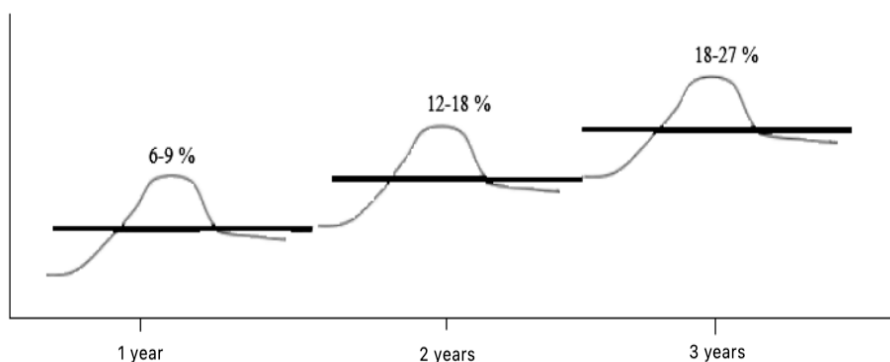


Рисунок 4.7 - Збільшення втрат енергії фотоелектричних електростанцій за відсутності контролю забруднення. По вертикальній осі відкладено відсоток втрати продуктивності, а по горизонтальній - час

Ступінь забруднення зменшується зі збільшенням кількості опадів. У роботі [188] представлено графік, що показує зміну впливу запиленості на генерацію фотоелектричної енергії в залежності від кількості опадів (рисунок 4.8).

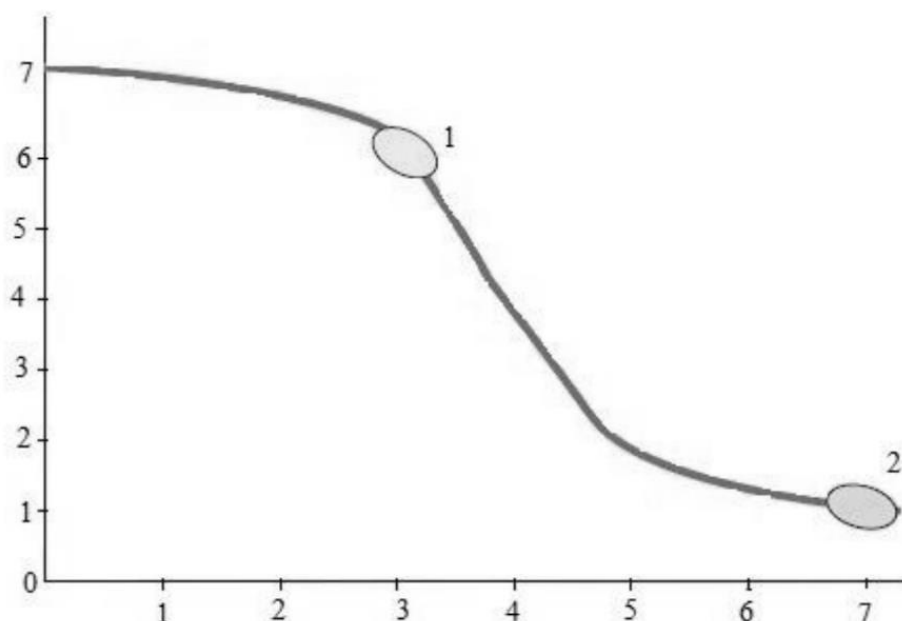


Рисунок 4.8 - Вплив опадів на зменшення втрат енергії сонячних фотоелектричних систем. Вертикальна вісь - втрати продуктивності фотоелектричної системи, %, горизонтальна вісь - опади, мм. 1 - початок інтенсивного очищення; 2 - точка, після якої очищення не відбувається

Досвід тестування показує, що ефективне очищення відбувається в діапазоні від 3 до 7 мм опадів, і будь-яка кількість опадів не здатна очистити поверхню сонячної фотоелектричної панелі на 100%. Це пояснюється наявністю пилових накопичень, видалення яких з кожним разом стає все складнішим і складнішим, а отже процес забруднення в наступну одиницю часу починається з більшим забрудненням.

На графіку (рисунок 4.8) видно дві зони, які можна описати двома стандартними функціями, тому для побудови моделі впливу опадів на зменшення втрат енергії фотоелектричних станцій було вирішено розділити графік на дві частини.

Перша (від 0 до 2,9 мм опадів) описується формулою:

$$\eta_{los.cor} = \eta_{los} - \frac{\sqrt{Q}}{2} \quad (4.31)$$

де η_{los} - відсоток енергії від енергії, що випромінюється на поверхню, який поглинається шаром пилу;

Q - рівень опадів у момент часу t ;

Другий (від 2,9 до 7 мм опадів) описується формулою:

$$\eta_{los.cor} = \eta_{los} e^{\left(-\left(\frac{dQ}{Qdt}\right)x\right)} \quad (4.32)$$

У Matlab функції об'єднуються через блок компаратор, який обирає напрямок сигналу, порівнюючи вхідні значення з константою (у нашому випадку константа відповідає 2,9 мм опадів).

Реалізація блоку для формули (4.30) показана на рисунку 4.8, а для (15,16) - на рис. 4.9. Повна, вдосконалена схема наведена на рис. 4.16.

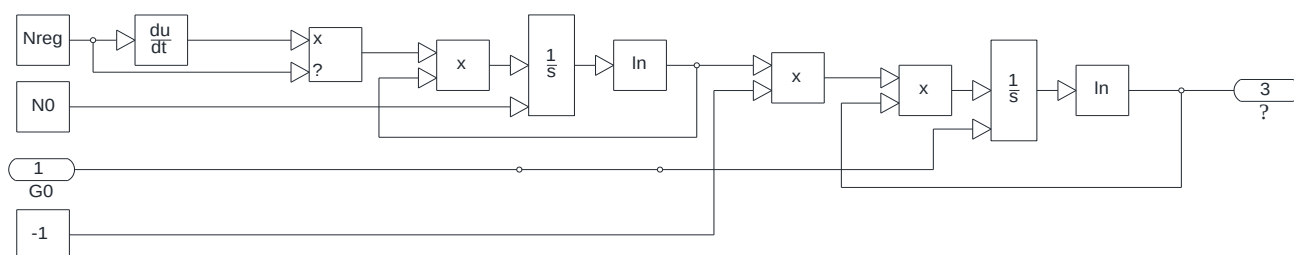


Рисунок 4.9 Впровадження блоку впливу атмосферних опадів на зменшення втрат енергії сонячних фотоелектричних станцій

4.4.2.5 Моделювання роботи сонячної електростанції в умовах експлуатації та порівняння з експериментальними даними.

Для перевірки роботи запропонованої імітаційної моделі було обрано умови міста Чугуїв (географічні координати 49°50'07" пн. ш., 36°40'32" сх. д.) для типового літнього дня року (21 червня).

Об'єктом моделювання є приватна сонячна електростанція. Сонячна батарея побудована на основі полікристалічних фотоелектричних модулів ALM-340P-144, 9BB. Встановлено гібридний інвертор IMEON 9.12. Розглянута СЕС не має механізму автоматичної орієнтації сонячної панелі на Сонце.

Вхідними даними для моделювання є метеорологічні дані з бази даних NASA SSE за 2020 рік для міста Чугуїв. Альbedo земної поверхні прийнято стандартним: 0,2 для трав'яного покриву та 0,8 для снігового покриву. Середньодобова температура встановлена на рівні 25,25 °C, амплітуда добової зміни температури - 6,1 °C, середня швидкість вітру - 9 м/с, локальний максимум температури - 16 год. вечора.

На рисунках 8-10 показані часові графіки параметрів роботи фотоелектричної станції. На рисунку 4.10 графік побудований з урахуванням впливу пилу та температури поверхні, але це не змінило кардинально зовнішній вигляд графіка, оскільки зміна запиленості відбувається відносно повільно.

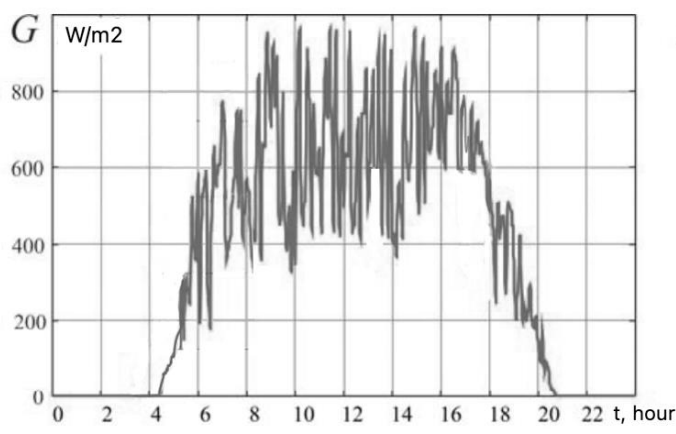


Рисунок 4.10 Графік добових змін сумарної сонячної радіації



Рисунок 4.11 Графік нагрівання поверхні фотоелектричних елементів

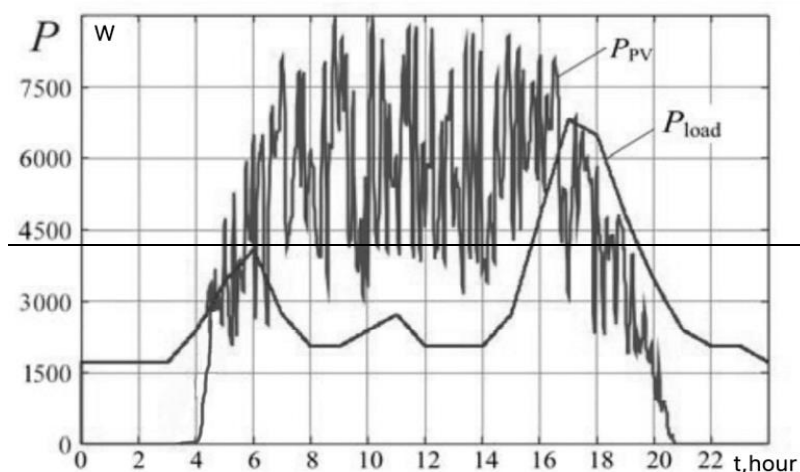


Рисунок 4.12 Графік генерації активної енергії на сонячній електростанції

Крім того, ця модель спочатку була розроблена для гібридних електростанцій, тому вона може враховувати вплив на систему та імітувати роботу акумулятора (рисунок 4.13).

Щоб краще зрозуміти внесок покращеної моделі, ми запустили симуляції для 2020 року і склали таблицю для двох випадків: симуляція без пилового блоку і симуляція з пиловим блоком.

Результат, на перший погляд, не був несподіваним. У першому випадку середня генерація енергії становила 46,173 кВт-год на добу для липня, а в другому випадку - 44,17 кВт-год на добу. Липень був обраний саме тому, що ми мали дані, отримані під час роботи фотоелектричної станції потужністю 9 кВт, які вказували на те, що генерація в липні становила 43,91 кВт-год на добу. Виходячи з цього, можна стверджувати, що модель сприяє розвитку точності моделювання поведінки фотоелектричних систем в експлуатації. Результати моделювання для 2020 року наведені на рисунок 4.14.

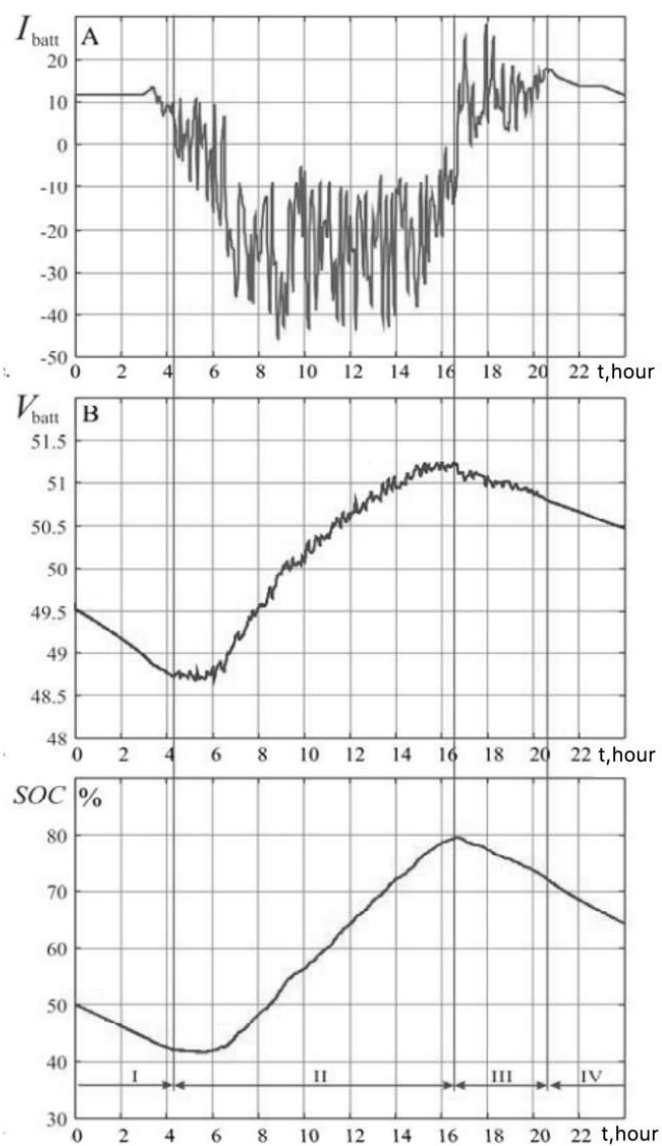


Рисунок 4.13 Приклад роботи моделі акумуляторної батареї як елемента гібридної станції

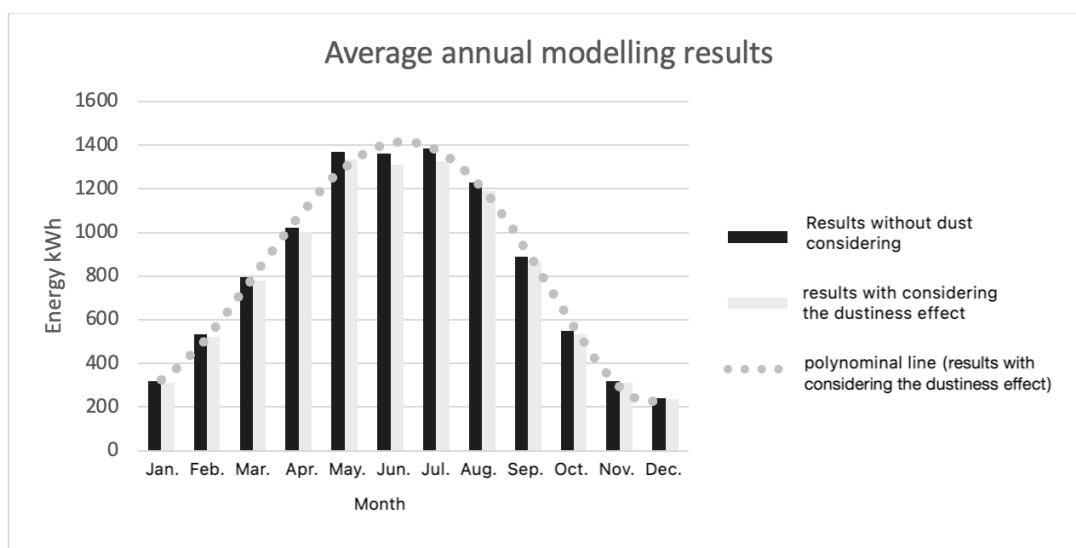


Рисунок 4.14 Порівняльний графік двох результатів моделювання

Ця модель вже була використана для генерації декількох тестових комерційних пропозицій в Altek і в нашій роботі для створення графіка щорічної генерації автономного мобільного села [189].

4.4.2.6 Додаткові модулі

Суттєвим недоліком створеної моделі є те, що описані вище блоки не враховують можливість очищення фотомодулів на СЕС, що є дуже ймовірним в умовах експлуатації, адже за даними опитувань з різних джерел трохи більше половини користувачів СЕС регулярно очищають поверхню фотомодулів від забруднень.

В роботі [190] вказується на необхідність очищення поверхні кожні 2 місяці, від чого ми будемо відштовхуватися в блоковій моделі.

В основі моделі лежить генератор імпульсів. Раз на період (2 ме-місяці або 5,2 млн. секунд) на генератор подається сигнал, який в свою чергу виробляє на виході логічний сигнал. Потім сигнал перетворюється на нуль за допомогою інвертора. N0 множиться на це значення, повертаючи систему до стану, в якому на поверхні фотоелектричної панелі відсутній пиловий покрив, імітуючи таким чином штучне очищення.

Така блокова модель суттєво змінює вигляд графіка впливу пилового покриву на поверхні фотоелектричної панелі на її продуктивність.

Блок-схема моделі та нове графічне представлення показані на рисунку 4.15.

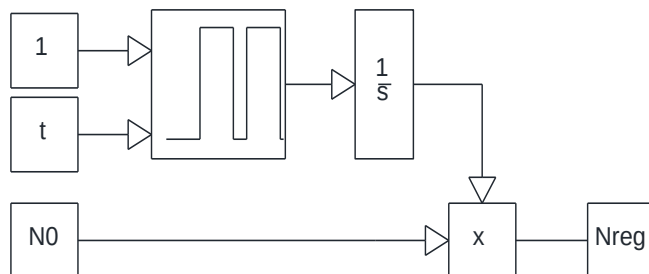


Рисунок 4.15 Блок-схема врахування штучного очищення в моделі впливу пилу на продуктивність фотоелектричних модулів

4.4.2.7 Використання моделі для внутрішньосистемного моделювання технічного стану обладнання

Обов'язковою умовою забезпечення стабільності роботи системи є її технічний стан та наявний ресурс. Основним способом підтримки високої продуктивності будь-якої технічної системи є своєчасне виявлення і заміна зношених і застарілих елементів. На підприємствах загальноприйнятою практикою є проведення планового технічного обслуговування, під час якого оцінюється працездатність елементів системи і приймається рішення про необхідність їх заміни та ремонту.

Однак обладнання часто виходить з ладу ще до проведення планового обслуговування, тому інструмент, який дозволить підвищити точність прогнозування потреби в ремонті обладнання, є дуже затребуваним на енергетичному ринку в усьому світі.

Розробки в цьому напрямку ведуть такі науково-виробничі компанії, як Semiotic Labs, Dynapar, CMS Condition monitoring Systems, Bruel & Kjar Vibro, Ifm effector Canada. У наукових працях пропонуються різні методи та підходи до побудови систем моніторингу (метод реконструктивного моделювання [190],

метод розрахунку індексу стану обладнання [185], методи спектрального аналізу [186]), а також оцінки працездатності різних типів обладнання (електродвигунів [190], турбогенератора та силового трансформатора [190], силового трансформатора [189], керованого випрямляча [188]). Однак на сьогоднішній день питання створення систем моніторингу технічного стану не має однозначного вирішення, що пов'язано з відмінностями об'єктів діагностики, наявністю переваг і недоліків для різних типів систем моніторингу, а також з постійним прогресом комп'ютерних технологій і засобів обробки даних, які вимагають перегляду і вдосконалення існуючих рішень.

Отже, метою даної роботи є побудова імітаційної моделі комбінованої сонячно-вітрової електростанції з системою моніторингу та прогнозування технічного стану обладнання: вітрової турбіни, фотоелектричних перетворювачів, інвертора напруги, перетворювача частоти. Під технічним станом в даній роботі розуміється стан об'єкта (вищевказаних пристроїв), що характеризується сукупністю встановлених в документації параметрів, які описують його здатність виконувати необхідні функції в умовах, що розглядаються.

Нам вже вдалося вдосконалити прогнозування продуктивності сонячної електростанції, шляхом врахування багатьох факторів зовнішнього середовища (умов експлуатації). В реаліях сучасної енергосистеми необхідно враховувати не тільки традиційні джерела електроенергії, а й альтернативні. Модель, представлена нижче, стала основою для розробки та виступила в якості імітації роботи СЕС в системі. Це виправдано, якщо припустити, що імітація відбувається в межах одного регіону.

Тому модель, показана на рисунку 4.16, використовується як модель, що динамічно задає потужність модуля ФЕС.

В якості основного методу дослідження в рамках даної роботи було використано імітаційне моделювання в середовищі Matlab. Simulink з використанням інструментарію розширення Fuzzy Logic. На рисунку 4.17 зображено імітаційну модель в середовищі Matlab Simulink.

Імітаційна модель включає наступні елементи: перетворювач сонячної енергії, перетворювач вітрової енергії, трифазне електричне навантаження активно-індуктивного характеру та системи моніторингу технічного стану пристроїв. Канали перетворення енергії об'єднані за допомогою шини змінного струму.

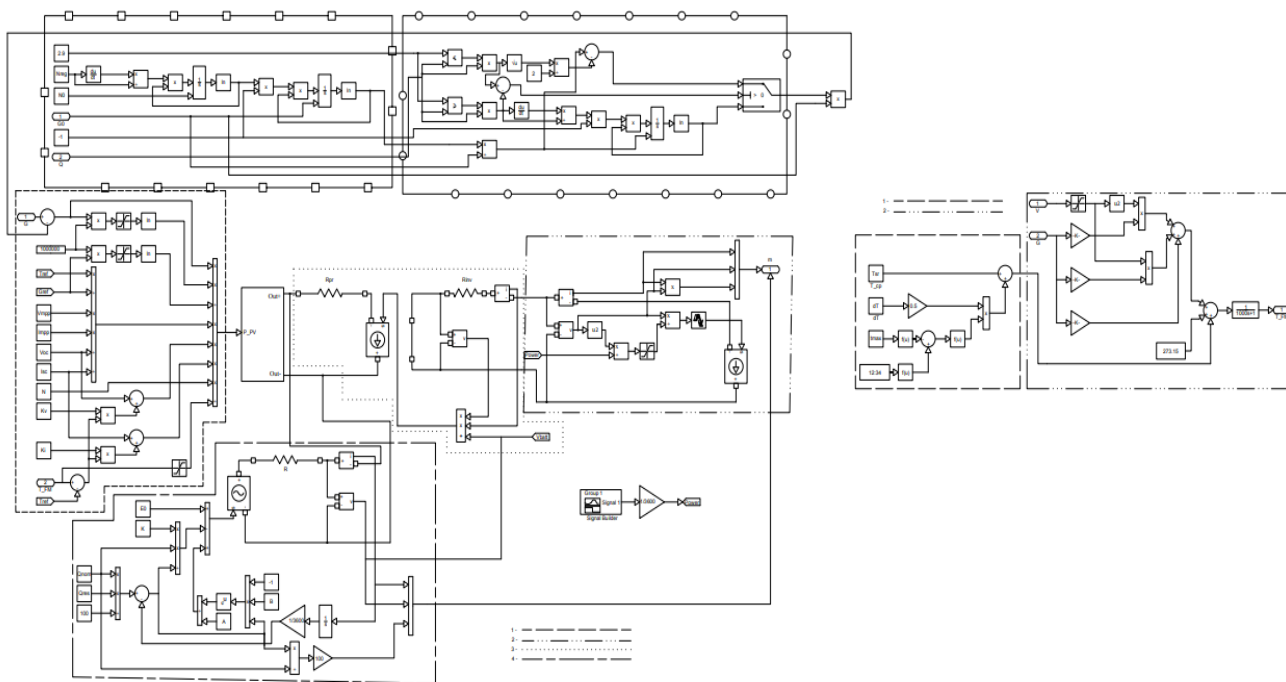


Рисунок 4.16 Повна імітаційна модель СЕС в роботі

Перетворювач сонячної енергії складається з фотоелектричних модулів Array, потужність яких динамічно змінюється в часі в залежності від заявлених умов експлуатації, що дозволяє отримати максимально об'єктивну оцінку впливу фотоелектричних установок на роботу системи.

Вітроенергетичний перетворювач включає в себе просту вітротурбінну установку Турбіну з номінальною електричною потужністю 10 кВА, синхронний генератор з постійними магнітами і частотний перетворювач з ланкою постійного струму, який компенсує коливання частоти вихідної напруги при зміні швидкості вітру. Користувач може задавати швидкість вітру, змінюючи значення сигналу в простій підсистемі "Турбіна". На жаль, ця модель не враховує умови експлуатації, але над цим активно працюють.

Завданням системи діагностики є формування оцінки технічного стану пристроїв, що входять до складу електроенергетичного комплексу. Ця оцінка дозволяє персоналу комплексу в будь-який момент часу мати інформацію про працездатність пристроїв, а також прогнозувати виникнення аварійних ситуацій. Рейтинг формується на основі інформації про параметри, які впливають на роботу пристроїв і характеризують якість їхньої роботи. В даний час немає технічної можливості отримати в режимі реального часу всю діагностичну інформацію, необхідну для однозначної оцінки технічного стану пристрою, таку як ступінь старіння матеріалів, поява мікроскопічних деформацій і дефектів елементів. Крім того, зміни навантажень і умов експлуатації часто мають стохастичний характер. Через ці обставини оцінка і прогноз технічного стану здійснюється в умовах недосконалості і неповноти вихідної інформації. Однак накопичені знання і досвід багатьох експертів з експлуатації та ремонту обладнання дозволяють їм приймати правильні управлінські рішення при оцінці технічного стану обладнання та превентивної заміни застарілого обладнання навіть на основі неповних і недосконалих вихідних даних.

Для формалізації досвіду експертного співтовариства і побудови системи, що підтримує оператора в прийнятті рішень, ефективним методом є використання методів нечіткої логіки. Такий підхід дозволяє підвищити гнучкість системи оцінювання за рахунок використання наборів правил, а також нелінійних функцій належності елементів, які дозволяють системі генерувати правильний результат у випадку зашумлених та неповних вхідних даних. Перелік логічних правил, за якими формується оцінка, повинен бути складений фахівцями з експлуатації та ремонту відповідних електротехнічних пристроїв. В рамках даної роботи використовується тестовий набір правил, який повинен бути доопрацьований при використанні з конкретними зразками обладнання.

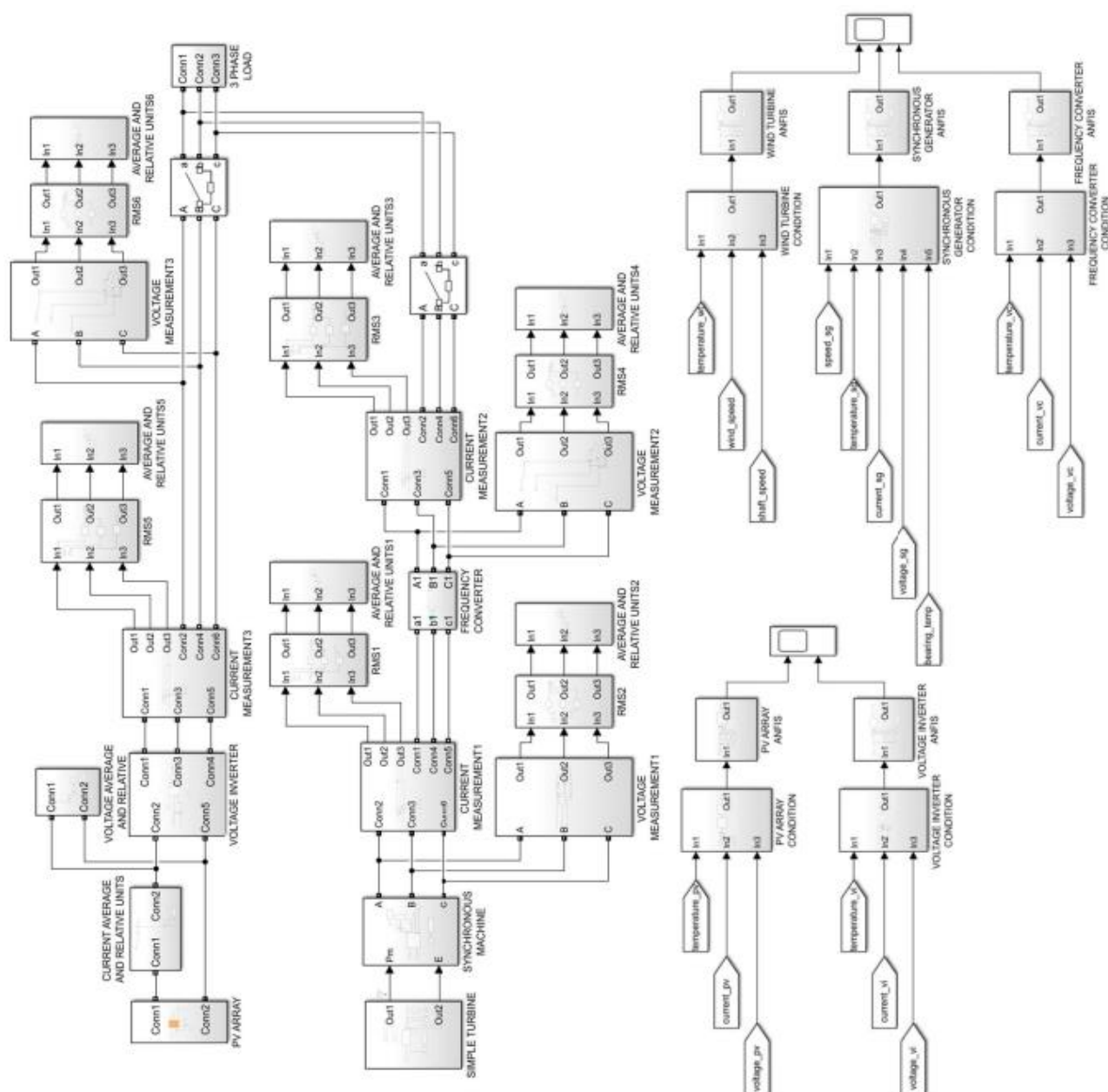


Рисунок 4.17 Імітаційна модель комбінованої системи генерації електроенергії

До переліку діагностичних параметрів, на основі яких формується оцінка якості роботи, входять частота обертання валу генератора, температура міді статора генератора, середнє арифметичне діючих значень струмів фаз статора, середнє арифметичне діючих значень лінійних напруг статора, температура металу підшипників. Цей перелік не є вичерпним і може бути доповнений або змінений відповідно до специфіки конкретного об'єкта діагностики. Використовувані величини приводяться до відносних одиниць відповідно до номінальних параметрів синхронного генератора. Для вхідної змінної "Частота

обертання валу" використовуються три значення: Низька, Нормальна і Висока. Вхідна змінна "Температура міді" має два значення: Нормальний і Високий. Для вхідної змінної "Середній струм" використовуються три значення: "Низький", "Нормальний" і "Високий". Для вхідної змінної "Середнє значення напруги" використовуються три терми: "Низьке", "Нормальне" та "Високе". Вхідна змінна "Температура підшипника" має три значення: "Низька", "Нормальна" та "Висока". Вихідною змінною системи нечіткого виводу є Synchronous Generator Performance, для якої використовуються три терми Низький, Нормальний та Високий. Якість роботи оцінюється як висока, коли всі діагностичні параметри знаходяться в межах норми. Якщо будь-які параметри відхиляються від норми, якість роботи оцінюється як нормальна або низька відповідно до згенерованого тестового списку з восьми правил наступної форми:

1. *If (Rotor freq is Normal) and (Winding_tempearture is Normal) and (Current is Normal) and (Voltage is Normal) and (Bearing_temperature is Normal) then (Operation quality is High).*

2. *If (Rotor freq is High) and (Winding_tempearture is Normal) and (Current is Normal) and (Voltage is Normal) then (Operation_quality is Normal).*

3. *If (Rotor freq 3.If is Normal) and (Winding_tempearture is High) and (Current is Normal) and (Voltage is Normal) then (Operation_quality is Normal).*

4. *If (Rotor freq is Normal) and (Winding_tempearture is Normal) and (Current is High) and (Voltage is Normal) then (Operation_quality is Low).*

5. *If (Rotor freq is Normal) and (Winding_tempearture is High) and (Current is High) and (Voltage is Normal) then (Operation quality is Low).*

6. *If (Rotor freq is Normal) and (Winding tempearture is Normal) and (Current is High) and (Voltage is Low) then (Operation_quality is Low).*

7. *If (Rotor freq is Normal) and (Voltage is Low) then (Operation quality is Low).*

8. *If (Rotor freq is High) and (Winding tempearture is Normal) and (Current is Normal) and (Voltage is Normal) and (Bearing temperature is High) then (Operation quali - ty is Low).*

В [180] вказано на необхідність очищення поверхні кожні 2 місяці, від чого ми будемо відштовхуватися в блоковій моделі.

Оцінка якості роботи формується за шкалою від нуля до ста відсотків. Системи оцінки якості роботи фотоелектричних перетворювачів, вітрогенераторів, інверторів напруги, перетворювачів частоти побудовані за таким же принципом і описані в [182-184].

Зміна умов експлуатації має безпосередній вплив на технічний стан обладнання. Для врахування незворотної зміни технічного стану пристрою вихідна змінна системи нечіткого виводу ("Оцінка якості роботи") віднімається від одиниці, отримане значення інтегрується і віднімається від початкового рівня технічного стану пристрою, який приймається за рівність. Ця залежність може бути представлена виразом:

$$TC(p) = 1 - \frac{1 - kOQ(p)}{T_p}, \quad (4.33)$$

де $TC(p)$ - оцінка технічного стану пристрою;

$OQ(p)$ - оцінка якості роботи, сформована системою нечіткого виводу;

T - постійна часу інтегрування;

k - коефіцієнт налаштування;

p - оператор Лапласа.

Для отримання коректних результатів оцінювання постійна часу інтегрування та коефіцієнт налаштування повинні визначатися експертним шляхом з урахуванням експериментальних досліджень конкретного об'єкта діагностики. В рамках даної роботи використовуються тестові значення. На рисунок 16 наведено блок, що формує оцінку технічного стану синхронного генератора в середовищі Matlab Simulink.

Для розробки прогнозу технічного стану обладнання отримані оцінки обробляються за допомогою адаптивної системи нейро-нечіткого виводу. В якості прикладу розглянемо проектування системи прогнозування технічного стану синхронного генератора (рисунок 4.18). Системи прогнозування стану вітрової

турбіни, перетворювача частоти, фотоелектричних перетворювачів та інвертора напруги мають схожий принцип роботи.

Для формування прогнозованого технічного стану на момент часу $t+60$ секунд побудована система використовує чотири відомі значення оцінки технічного стану в моменти часу t , $t-5$, $t-10$, $t-15$ секунд. Система пройшла 10 епох навчання, в результаті чого мінімальне значення середньоквадратичної похибки прогнозування склало 3,6%. Для перевірки працездатності системи використовувався тестовий графік з різним характером зміни оцінки технічного стану.

На рисунок 4.18 показано накладання тестового графіка оцінки технічного стану, що використовувався як еталонний (пунктирна лінія), та графіка оцінки, отриманого в результаті генерації прогнозу (суцільна лінія).

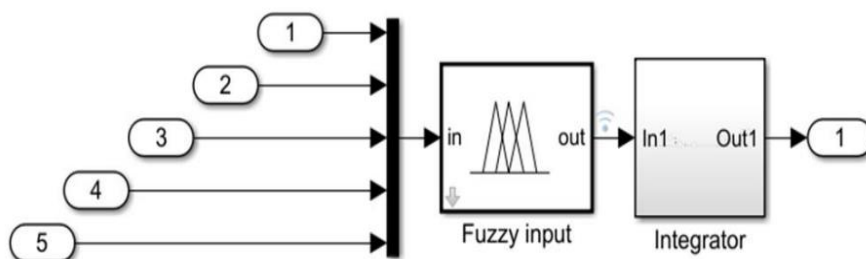


Рисунок 4.18 Блок формування оцінки технічного стану синхронного генератора

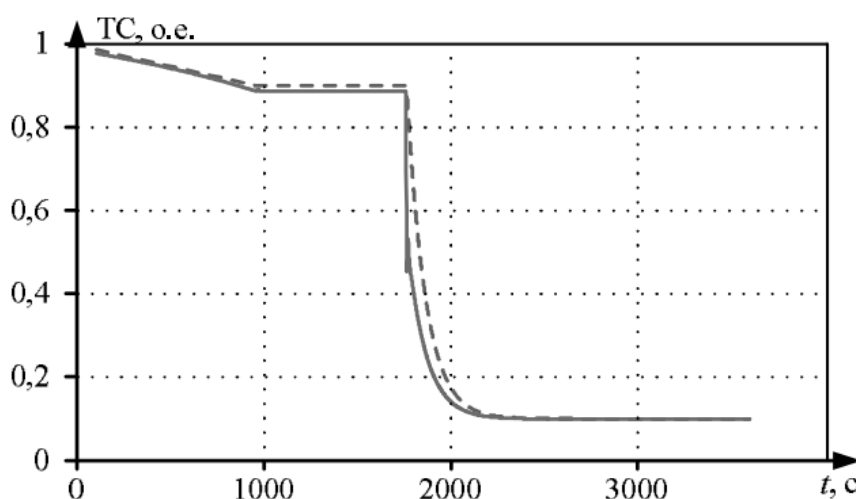


Рисунок 4.19 Робота системи прогнозування: еталонний графік (пунктирна лінія), прогнозований технічний стан (суцільна лінія)

Як видно з графіків, при заданих параметрах прогнозована оцінка технічного стану часто виявляється нижчою за фактичну. Зміна кількості епох навчання та кількості навчальних даних може покращити точність прогнозу, але в рамках даної роботи досягнута точність є прийнятною, тому перенавчання нейронної мережі не проводилось. Отже, система має достатню точність. Однак вона все ще не здатна враховувати динамічні зміни в роботі вітрогенератора та синхронного генератора, тому дана модель не є достовірним відображенням реальної системи, але виступає надійним підґрунтям для створення динамічної аналітичної моделі.

Під час моделювання розглядають роботу установки в рамках режиму нормальної експлуатації, за якого величини діагностичних параметрів не якому величини діагностичних параметрів не перевищують норму, а також у разі збільшення електричної потужності навантаження понад допустимий рівень.

На рисунку 4.20 представлено осцилограми роботи перетворювача сонячної енергії з номінальною електричною потужністю навантаження, що дорівнює 10 кВА, $\cos\phi$ 0,9. Наведено осцилограми - лінійної напруги навантаження АВ, струму фази навантаження А. THD (Total harmonic distortion) напруги навантаження складає 1,3%, діюче значення першої гармоніки напруги дорівнює 382 В. Діюче значення першої гармоніки струму дорівнює 14,8 А.

На рисунку 20 представлено осцилограми роботи перетворювача енергії вітру з номінальною електричною потужністю навантаження, що дорівнює 10 КВА, $\cos\phi$ 0.9. Наведено осцилограми лінійної напруги навантаження АВ, струму фази навантаження А. ТНО напруги навантаження становить 1,2%, діюче значення першої гармоніки напруги дорівнює 380 В. Діюче значення першої гармоніки струму дорівнює 14,7 А.

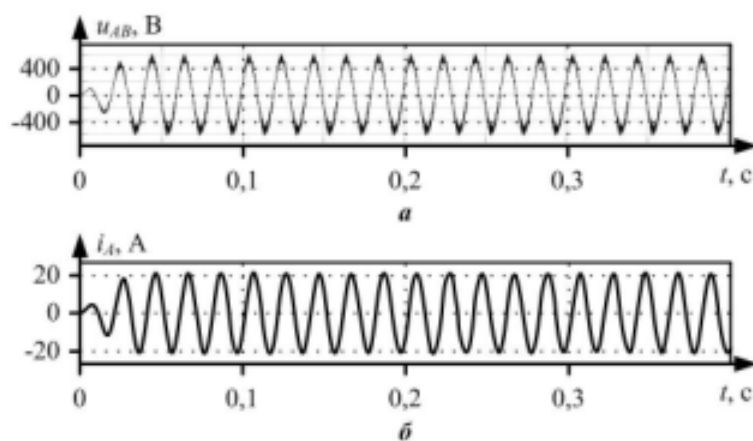


Рисунок 4.20 Осцилограми навантаження під час роботи перетворювача сонячної енергії: а - лінійна напруга навантаження; б - струм фази навантаження

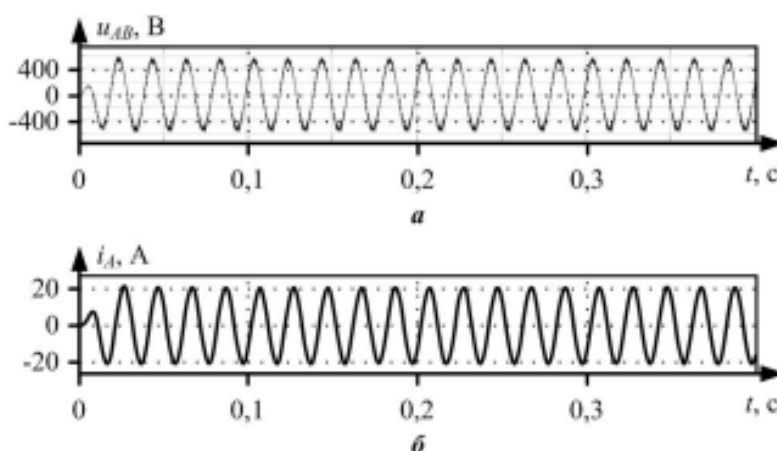


Рисунок 4.21 Осцилограми навантаження під час роботи перетворювача вітрової енергії: а - лінійна напруга навантаження; б - струм фази навантаження

На рисунку 4.22 представлено графіки зміни оцінок технічного стану для фотоелектричних перетворювачів та інвертора напруги, отримані при під час роботи систем оцінювання з тестовим переліком логічних правил і коефіцієнтів за номінальної величини електричного навантаження. Слід зазначити, що для більшої наочності графіків тестовий коефіцієнт зміни технічного стану в системі оцінки був значно збільшений, оскільки моделювання виконується на малому часовому інтервалі.

На рисунку 4.23 представлено графіки зміни оцінок технічного стану для синхронного генератора і перетворювача частоти, отримані під час роботи систем оцінювання з тестовим переліком логічних правил і коефіцієнтів за номінальної величини електричного навантаження.

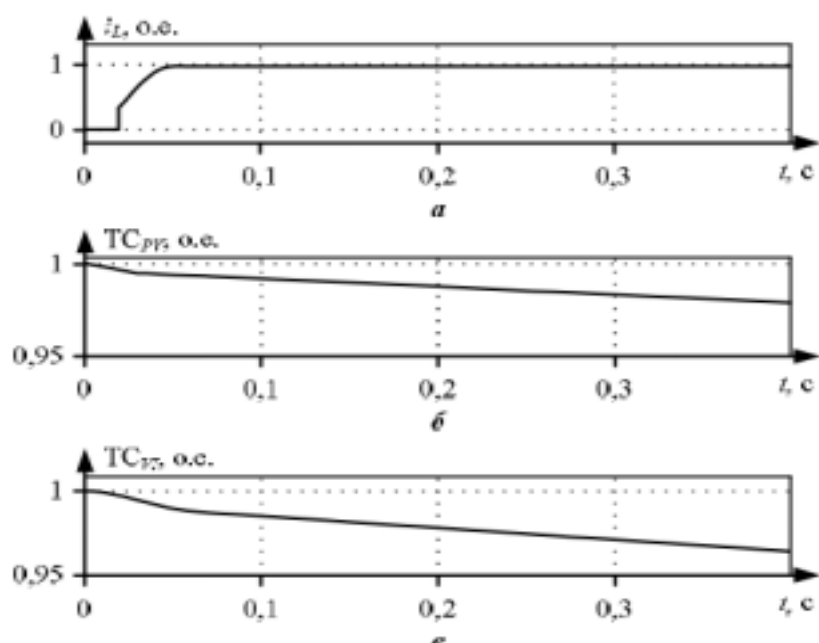


Рисунок 4.22 Оцінка технічного стану за номінального навантаження: а - діюче значення струму фази навантаження у відносних одиницях; б - оцінка технічного стану фотоелектричних перетворювачів; в - оцінка технічного стану інвертора напруги

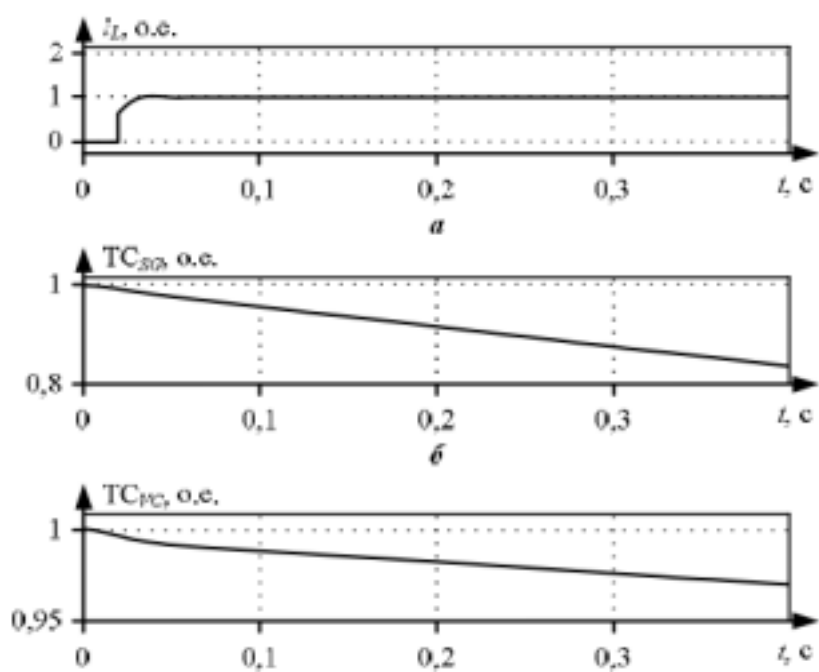


Рисунок 4.23 Оцінка технічного стану за номінального навантаження: а - діюче значення струму фази навантаження у відносних одиницях; б - оцінка технічного стану синхронного генератора; в - оцінка технічного стану перетворювача частоти

Розглянемо зміну оцінки технічного стану обладнання в разі збільшення струму навантаження до 170% від номінального значення в момент часу 0,2 с. На рисунку 4.23 представлено графіки зміни оцінок технічного стану для фотоелектричних перетворювачів та інвертора напруги.

На рисунку 4.24 наведено графіки зміни оцінок технічного стану для синхронного генератора і перетворювача частоти, отримані під час роботи систем оцінювання з тестовим переліком логічних правил і коефіцієнтів у разі збільшення струму навантаження до 170% від номінального значення в момент часу 0,2 с.

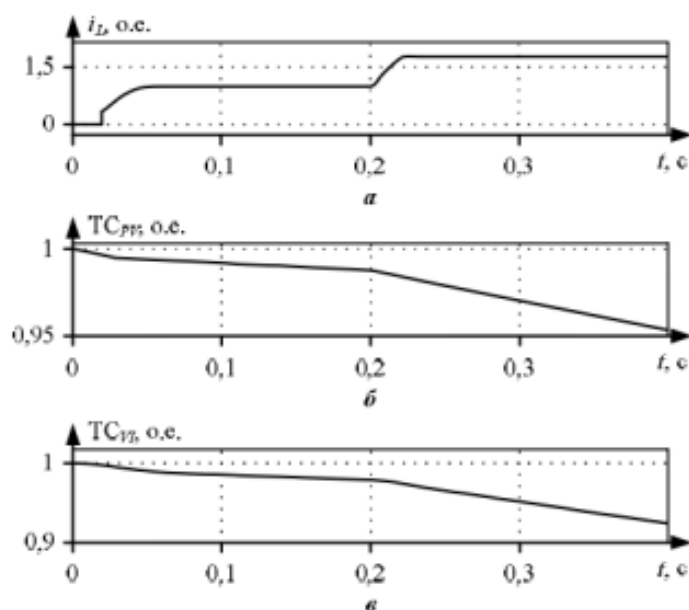


Рисунок 4.24 Оцінка технічного стану в разі збільшення струму навантаження в момент 0,2 с: а - діюче значення струму фази навантаження у відносних одиницях; б - оцінка технічного стану фотоелектричних перетворювачів; в - оцінка технічного стану інвертора напруги

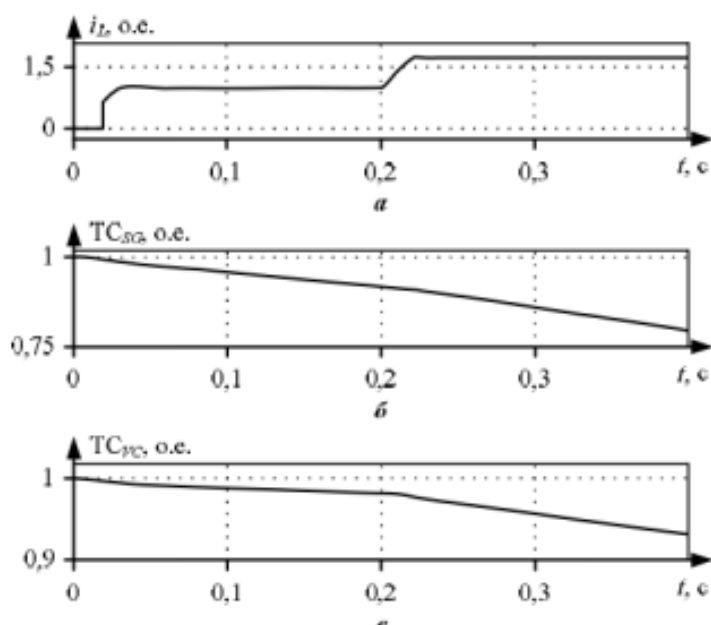


Рисунок 4.25 Оцінювання технічного стану в разі збільшення струму навантаження в момент 0,2 с: а - діюче значення струму фази навантаження у відносних одиницях; б - оцінювання технічного стану синхронного генератора; в - оцінювання технічного стану перетворювача частоти

У момент часу 0,2 с оцінка технічного стану зменшується інтенсивніше, ніж на відповідних графіках рисунків 4.22, 4.23, що спричинено перевищенням номінального значення струмом навантаження. Функціонування систем оцінки технічного стану обладнання відповідає очікуваному.

Перевірку роботи систем прогнозування виконували на основі графіків оцінок технічного стану тривалістю одну годину. На рисунку 4.26 представлено графіки еталонного та прогнозованого значення технічного стану для фотоелектричних перетворювачів, інвертора напруги, синхронного генератора, перетворювача частоти.

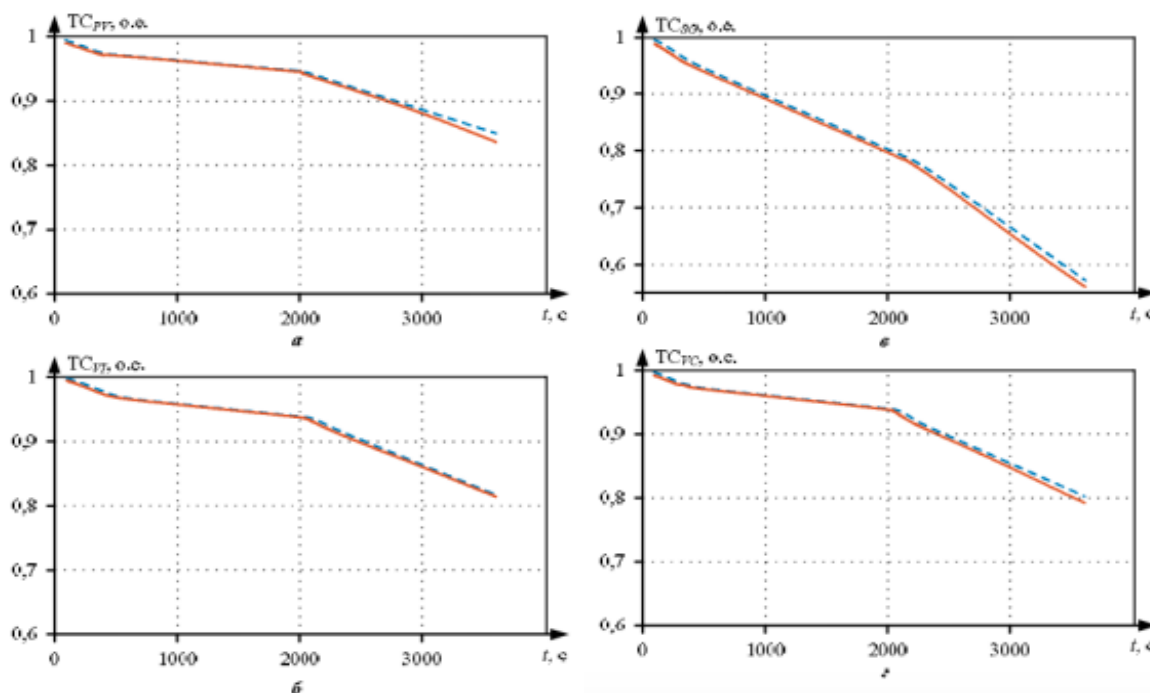


Рисунок 4.26 Графіки еталонного та спрогнозованого технічного стану: а- фотоелектричних перетворювачів; б - інвертора напруги; в - синхронного генератора; г - перетворювача частоти

Максимальна величина відхилення прогнозованого значення від еталонного становила 0,013 для фотоелектричних перетворювачів, 0,0058 - для інвертора напруги, 0,012 - для синхронного генератора, 0,01 - для перетворювача частоти. Максимальна величина відхилення прогнозованого значення від еталонного становила 0,013 для фотоелектричних перетворювачів, 0,0058 - для інвертора напруги, 0,012 - для синхронного генератора, 0,01 - для перетворювача частоти.

4.4.3 Моделювання вітроелектростанції

Моделювання вітроелектростанції виконується схожим чином. В основу моделі заложено роботу в 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:

$$P_{wt} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot (\lambda, \beta) \cdot p(z) \cdot A \cdot V_w^3, \quad (4.34)$$

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 (4.5). Підсистему, що використовується для обчислення цього коефіцієнту наведено на рис. 4.4.;

λ – коефіцієнт передачі швидкості, визначається за рівнянням 4.35;

β – коефіцієнт, що відображає кут повороту лопатей;

$p(z)$ – щільність повітря на висоті;

V_w – швидкість вітру;

A – площа охоплена лопатями;

n – кількість вітряків;

$$\lambda = \frac{2 \cdot \pi \cdot n_{rotor} \cdot Rad}{60 \cdot V_w}, \quad (4.35)$$

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

Rad – радіус площі охопленої лопатями;

$$C_p = 0,73 \cdot \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0,58 \cdot \beta - 0,002 \cdot \beta^{2,14} - 13,2 \right) \cdot \exp \left[\frac{-18,4}{\lambda_i} \right] \quad (4.36)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0,02\beta} - \frac{0,003}{\beta^2 + 1}} \quad (4.37)$$

Отримана в результаті використання цих формул модель в середовищі Simulink приймає вигляд відображений на рис. 4.27. Порівняння з паспортними даними наведено на рис. 4.28.

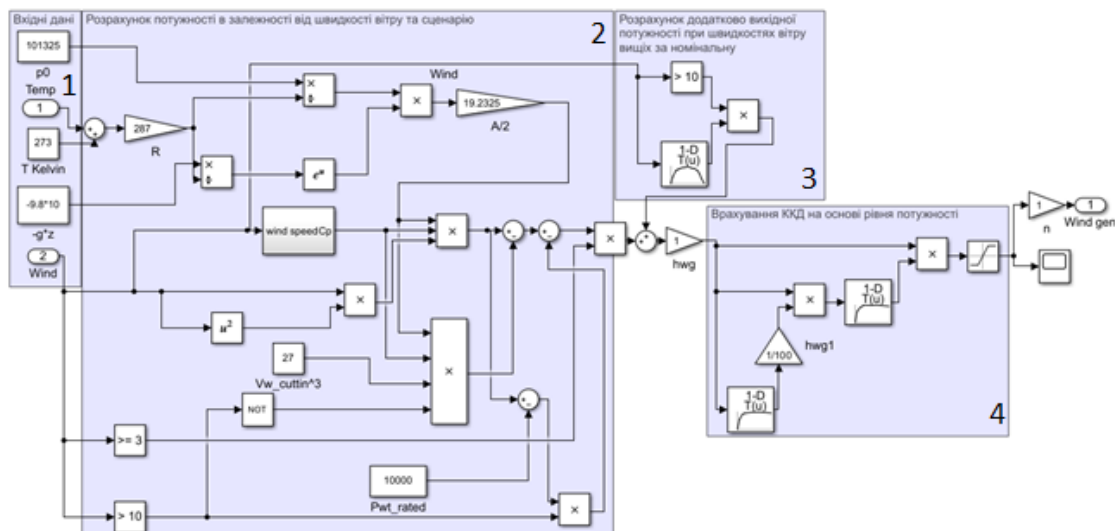


Рисунок 4.27 – Модель вітроелектростанції

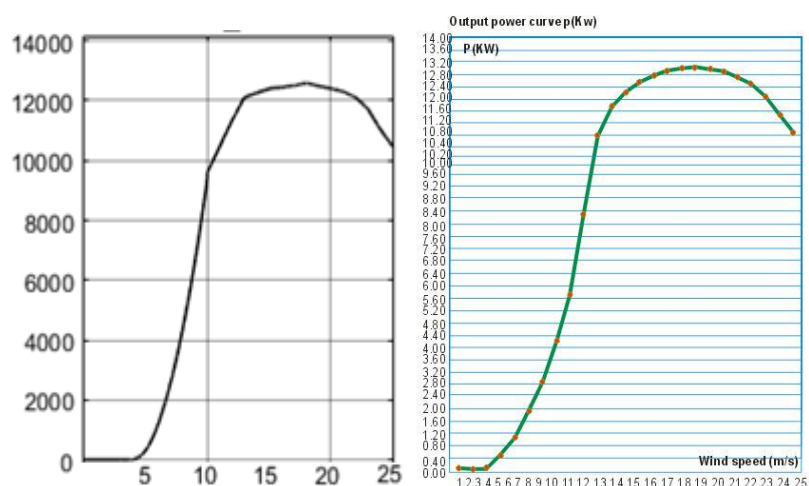


Рисунок 4.28 – Порівняння результатів моделювання та паспортних даних

Для вітроелектростанції також було прийнято рішення перенести розрахунок безпосередньо в модель. В результаті цього параметри вузла з ВЕС приймають вигляд:

- Базовий рівень потужності.
- Рівень потужності.

- Рівень напруги.
- Рівень струму.
- Швидкість вітру.
- Поточний рівень температури.
- Площа охоплена лопатями
- Висота
- Максимально допустиме відхилення.

Так як для ВДЕ, що працюють за зеленим тарифом, не передбачається керування потужністю видачі до методів відносять:

- Зміна стану підключення об'єкту.
- Згенерувати відхилення значення генерації. Додаткова опція, що дозволяє створити відхилення в рамках параметру «Максимально допустиме відхилення» для заздалегідь закладених графіків сонячної радіації.

В результаті моделювання було отримано графіки генерації СЕС та ВЕС, що відображені на рис. 4.29.

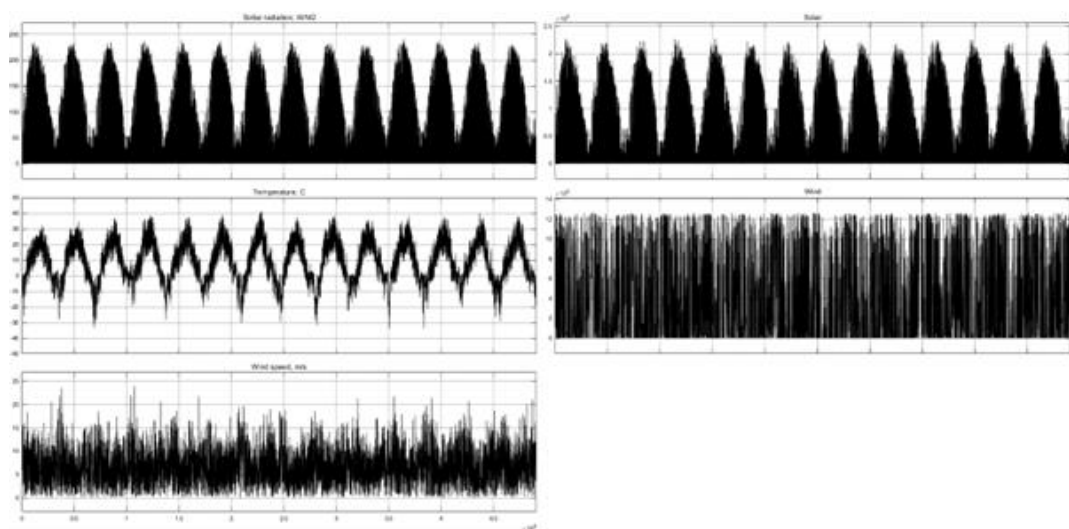


Рисунок 4.29 – Вхідні данні до моделі та результати роботи СЕС та ВЕС

Наступний тип елементу – це активний споживач. У той час, як звичайний споживач може бути реалізований на основі базового елементу, активний споживач або просьюмер може змінювати свій тип потужності та її значення. Це робить його з точки зору моделювання і споживачем і генерацією, але не одночасно. До його параметрів відносяться:

- Базовий рівень потужності. Є одночасно і обмеженням споживання і обмеженням генерації.
- Рівень потужності.
- Рівень напруги.
- Рівень струму.
- Швидкість зміни потужності. Використовується для зміни навантаження та генерації.

- Можливість зміни потужності.

До методів відносять:

- Зміна стану підключення об'єкту.
- Зміна поточної потужності.

4.4.4 Накопичувач енергії

Останнім з крупних розроблених елементів був накопичувач енергії. За своїми механізмами роботи він схожий на активного споживача, але має обмеження обумовлені характеристиками накопичувачів. В якості основи було обрано літій-іонні накопичувачі. Їх роботу було перевірено з урахуванням потенційних відхилень навантаження та генерації. Реалізовану для цього в Simulink модель відображено на рис. 4.30

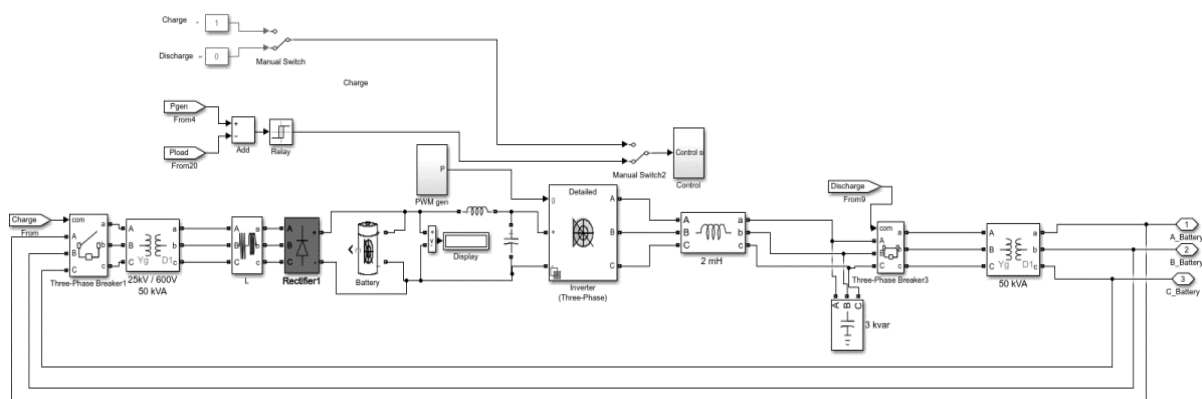
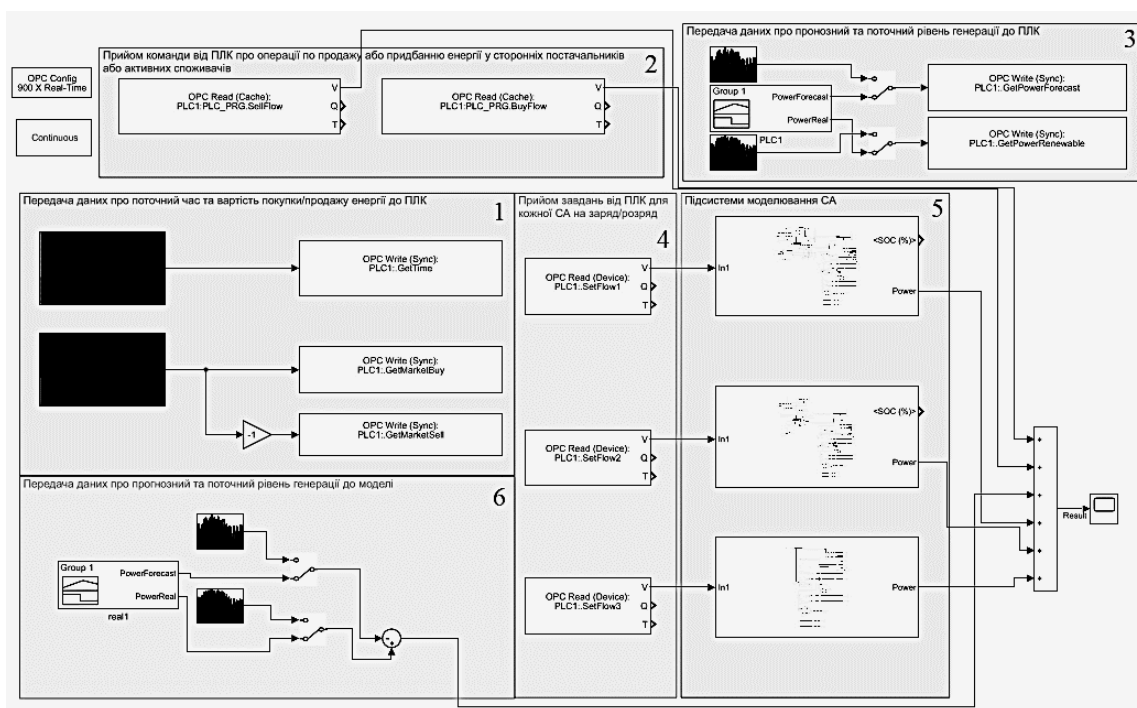


Рисунок 4.30 – Модель для аналізу роботи накопичувача енергії

Для отримання параметрів накопичувача використовувалась модель відображена на рис. 4.31.

відповідають Луганській області. Для цієї моделі було розраховано необхідну ємність накопичувача з урахуванням потенціальних відхилень від СЕС та ВЕС. Для СЕС потужність відхилення складала 190 кВт і необхідна ємність 1,7 МВт·год, а для ВЕС 251 кВт та 6 МВт·год відповідно. З урахуванням цього для накопичувача енергії обрано трансформатор потужністю 630 кВА. Після цього проведено розрахунок одночасного балансування відхилень та отримано наступні параметри: ємність накопичувача 6,625 МВт·год та потужність приєднання 420 кВт. При майже незмінній потужності, сукупне балансування дозволяє зменшити необхідну ємність майже на 2,8 МВт·год.



- 1 - Передача даних до ПЛК про час та вартість енергії на енергоринок;
 2 - отримання команд від ПЛК для додаткової покупки або продажу енергії; 3 - передача даних про поточний та прогнозний стан генерації розрахований відповідно до рівнянь (2.1), (2.3) до ПЛК; 4 - отримання команд від ПЛК для кожної системи акумуляування; 5 - блоки систем акумуляції з розрахунком вартості енергії.

Рисунок 4.32 – Розроблена модель віртуальної електричної станції

Необхідна ємність накопичувача обрана 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;
- СА повинна повністю компенсувати виникаючі небаланси.

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

Ця модель відображає віртуальну електричну станцію з можливістю підключення до реального ПЛК та проведення апаратно-програмного моделювання. Ця модель базується на (4.32).

$$\begin{aligned} \sum X_{сесі} \cdot P_{сесрі} + \sum X_{весі} \cdot P_{весрі} \pm \sum X_{саі} \cdot P_{саі} \pm P_{ас} \pm P_{ер} = \\ = \sum X_{сесі} \cdot P_{сесзі} + \sum X_{весі} \cdot P_{весзі} \end{aligned} \quad (4.38)$$

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;

$сес$ – параметри, що стосуються сонячних електричних станцій;

$вес$ – параметри, що стосуються вітряних електричних станцій;

$са$ – параметри, що стосуються систем акумулювання енергії;

Також до суматору в секції 6 можливо додати відхилення навантаження. Це дозволить балансувати ще й цей тип відхилень.

Однак цей тип моделі має суттєві недоліки, що поступово усуваються під час розробки альтернативної моделі віртуальної електричної станції. Нова модель виконується на основі мови програмування python, що дозволяє не тільки виконати всі необхідні розрахунки, але й додати можливість використання прогнозування засобами додаткових безкоштовних бібліотек.

Моделі сформована за допомогою мови програмування python автоматично адаптується в залежності від кількості вузлів та ліній, що дає змогу будувати

мережі довільної структури. В якості вузлів використовуються наведені вище елементи, а лінії представлені об'єктами, що не мають вбудованих методів, але мають наступні характеристики: потужність яка передається, струм, втрати напруги. Розрахунок ведеться серією розрахунків сталих режимів з інтервалом часу між ними, що дорівнює мінімальній тривалості зміни потужності наявних об'єктів типу генерація. Це дозволяє значно спростити розрахунок режиму та водночас забезпечити високу швидкість. Частина програми, що відповідає за розрахунок сталих режимів представлена нижче.

```
# Імпортуємо необхідні бібліотеки
import math
import numpy as np

#http://mathesaurus.sourceforge.net/numeric-numpy.html complex
# Вводимо опір ліній
z=[]

# Приклад створення вузла
class Node:
    def __init__(self, lines, current, voltage, basepower, power):
        # Визначаємо основні параметри для нього
        self.lines = lines
        self.current = current
        self.voltage = voltage
        self.basepower = basepower
        self.power = power
        self.conductivity=[]
        for i in range(len(lines)):
            self.conductivity.append(1/lines[i])
        # Визначаємо основні методи
    def print(self):
        print (self.lines)
        print (self.current)
```



```

    print (self.voltage)
    print (self.conductivity)
    def turnoff(self):
        self.current = 0
        self. power = 0

class Result:
    def __init__(self, snodes, pnodes, qnodes, unodes, inodes, linecurrents,
linevoltages):
        self.s = snodes
        self.p = snodes
        self.q = snodes
        self.u = unodes
        self.i = inodes
        self.li = linecurrents
        self.lv = linevoltages

# Приклад створення базового вузла
a = Node ([z[0],z[1]], 0, 114, 10, 0)

# Створюємо масив з вузлами
nodes=[a,b... n]

def graphSolver(z,nodes):
    # Створюємо масиви для подальшого розрахунку
    M=[]
    g = []
    b = []
    MZfinded=[]
    zlen=len(z)

```

```

nodeslen=len(nodes)

# Створюємо масив знайдених напрямків потоків між вузлами
for i in range(zlen):
    MZfinded.append(0)

# Знайдемо матриці M,g,b
for i in range(nodeslen):
    Mtemp = []
    gtemp = []
    btemp = []
    for zValue in range(zlen):
        Mcell = 0
        if (z[zValue] in nodes[i].lines):
            if (MZfinded[zValue] == 0):
                if (nodes[i].current.real > 0 or nodes[i].voltage != 0):
                    Mcell = 1
                else: Mcell = -1
            MZfinded[zValue] = Mcell
        else: Mcell = -MZfinded[zValue]
    Mtemp.append(Mcell)
    for j in range(nodeslen):
        diagonal = sum (nodes[j].conductivity)
        nonDiagonal= -next(iter(set(nodes[j].conductivity)
set(nodes[i].conductivity)), 0)
        gtemp.append(diagonal.real if j==i else nonDiagonal.real)
        btemp.append(diagonal.imag if j==i else nonDiagonal.imag)
    M.append(Mtemp)
    g.append(gtemp)
    b.append(btemp)

```

```

# Розрахуємо матрицю коефіцієнтів
coefMatrix = []
for i in range(nodeslen-1):
    coefRow = []
    for j in range(len(g)-1):
        coefRow.append(g[i][j])
    for j in range(len(b)-1):
        coefRow.append(b[i][j])
    coefMatrix.append(coefRow)

for i in range(nodeslen-1):
    coefRow = []
    for j in range(len(b)-1):
        coefRow.append(-b[i][j])
    for j in range(len(g)-1):
        coefRow.append(g[i][j])
    coefMatrix.append(coefRow)

coefMatrix = np.array(coefMatrix)

# Розрахуємо стовпець вільних членів
FreeMemberMatrix = []
for i in range(nodeslen-1):
    conductivity = -next(iter(set(nodes[i].conductivity) & set(nodes[len(nodes)-
1].conductivity)), 0)
    memberValue = nodes[i].current.real*math.sqrt(3)+nodes[len(nodes)-
1].voltage*(-conductivity.real)
    FreeMemberMatrix.append([memberValue])
for i in range(nodeslen-1):

```

```

        conductivity = -next(iter(set(nodes[i].conductivity) & set(nodes[len(nodes)-
1].conductivity)), 0)

        memberValue      =      nodes[i].current.imag*math.sqrt(3)+nodes[len(nodes)-
1].voltage*(conductivity.imag)

        FreeMemberMatrix.append([memberValue])
        FreeMemberMatrix = np.array(FreeMemberMatrix)
        coefMatrixInverse = np.linalg.inv(coefMatrix)

        # Знайдемо напругу в вузлах
        NodesVoltagesTemp = np.dot(coefMatrixInverse, FreeMemberMatrix)
        NodesVoltages=[]
        NodesVoltagesActive=[]
        NodesVoltagesReactive=[]
        for i in range(int(len(NodesVoltagesTemp)/2)):
            NodesVoltages.append([complex(NodesVoltagesTemp[i],
NodesVoltagesTemp[i+int(len(NodesVoltagesTemp)/2)]))]
            NodesVoltagesActive.append(NodesVoltagesTemp[i])

        NodesVoltagesReactive.append(NodesVoltagesTemp[i+int(len(NodesVoltagesTemp)/2
)])

        NodesVoltages.append([complex(nodes[len(nodes)-1].voltage, 0)])
        NodesVoltagesActive.append(nodes[len(nodes)-1].voltage)
        NodesVoltagesReactive.append(0)
        NodesVoltages = np.array(NodesVoltages)

        # Розрахунок струмів в балансуєчому вузлі
        NodesCurrents = []
        NodesCurrentsActive = []
        NodesCurrentsReactive = []
        for i in range (nodeslen):

```

```

    if (i == (nodeslen-1)):
        NodesCurrents.append(complex(0-sum(NodesCurrentsActive),0-
sum(NodesCurrentsReactive)))
        NodesCurrentsActive.append(0-sum(NodesCurrentsActive))
        NodesCurrentsReactive.append(0-sum(NodesCurrentsReactive))
    else:
        NodesCurrentsActive.append(nodes[i].current.real)
        NodesCurrentsReactive.append(nodes[i].current.imag)
        NodesCurrents.append(nodes[i].current)

NodesPowers = []
NodesPowersActive = []
NodesPowersReactive = []
for i in range (nodeslen):

NodesPowersActive.append(float(NodesVoltagesActive[i])*float(NodesCurrentsActive
[i]))
NodesPowersReactive.append(float(NodesVoltagesReactive[i])*float(NodesCurrentsRe
active[i]))
NodesPowers.append(math.sqrt(pow(NodesPowersActive[i],2)+pow(NodesPowersReac
tive[i],2))
    if NodesPowersActive[i]>0 else -
math.sqrt(pow(NodesPowersActive[i],2)+pow(NodesPowersReactive[i],2)))
    Mtrans = np.transpose(M)

# Знайдемо напругу в лініях
LinesVoltagesActive = np.dot(Mtrans, NodesVoltagesActive)
LinesVoltagesReactive = np.dot(Mtrans, NodesVoltagesReactive)
LinesVoltages = np.dot(Mtrans, NodesVoltages)

```

```

# Знайдемо струм в лініях
LinesCurrents = []
LinesCurrents = np.divide(LinesVoltages.reshape(1,-1),z)

result =
Result(NodesPowers,NodesPowersActive,NodesPowersReactive,NodesVoltages,Nodes
Currents,LinesCurrents,LinesVoltages)

return result
graphSolver(z, nodes)

```

В залежності від структури мережі ми можемо використовувати різні розроблені нами моделі вузлів. Кожну наступну ітерацію ми подаємо новий набір параметрів до `graphSolver()`. В якості вхідних параметрів модель отримує:

Графіки навантаження споживачів.

Графіки генерації.

Рівень сонячної радіації при наявності СЕС.

Швидкість вітру при наявності ВЕС.

Рівень температури при наявності ВДЕ.

Вартість балансуєуючих потужностей в енергосистемі. Ці дані необхідні для алгоритму керування віртуальною електричною станцією.

Модель на даний момент знаходиться на етапі доопрацювання та буде активно доповнюватись протягом наступного року. Вона планується в якості основної для проведення подальших досліджень.

4.5 Алгоритм керування накопичувачами енергії віртуальною електричною станцією

Компенсація відхилень генерації СЕС та ВЕС, а також відхилень графіків споживання потребує не тільки використання сучасних типів швидкоманевруючого обладнання та накопичувачів енергії але і якісних засобів керування, що базуються на ефективних алгоритмах.

На першому етапі дослідження було розроблено алгоритм керування, що базується на мінімізації вартості балансування. В якості вхідних параметрів алгоритм отримує:

- Поточний рівень споживання активної потужності вузлами типу споживач та активний споживач;
- Можлива зміна рівня споживання та генерації для відповідних вузлів;
- Реальний рівень генерації від кожного вузла типу СЕС та ВЕС;
- Прогнозний рівень генерації кожного вузла СЕС та ВЕС для поточного циклу, отриманий на основі використання нейронних мереж;
- Поточний рівень заряду систем акумуляції;
- Об'єм енергії на який можливо зарядити або розрядити вузли з накопичувачами енергії;
- Вартість покупки та продажу 1 кВт·год для енергетичного ринку на інтервал вперед;
- Інформація про стан та конфігурацію основних об'єктів: режим роботи обладнання, конфігурація систем перетворення та передачі енергії.

На першому етапі було реалізовано алгоритм керування для накопичувачів енергії, що складається з наступних можливостей:

- «заряд», наказ вузлу типу накопичувач енергії на наступному інтервалі провести заряджання на заданий обсяг енергії, але не більше допустимого для нього значення, що обмежується максимальним рівнем заряду та швидкістю зміни потужності.
- «розряд», наказ вузлу типу накопичувач енергії на наступному інтервалі провести розряджання на заданий обсяг енергії, але не більше допустимого для нього значення.
- «рекомендації по роботі з енергетичним ринком», які на основі діючого рівня заряду для усіх наявних вузлів накопичувачів енергії будуть рекомендувати придбання або продаж електричної енергії на енергетичному ринку;

- «аналіз конфігурації», 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 вузлом накопичувачем енергії, або як зазначено в візуалізація алгоритму системами акумуляції СА.

Загальний вигляд блок схеми алгоритму відображено на рис. 4.33.

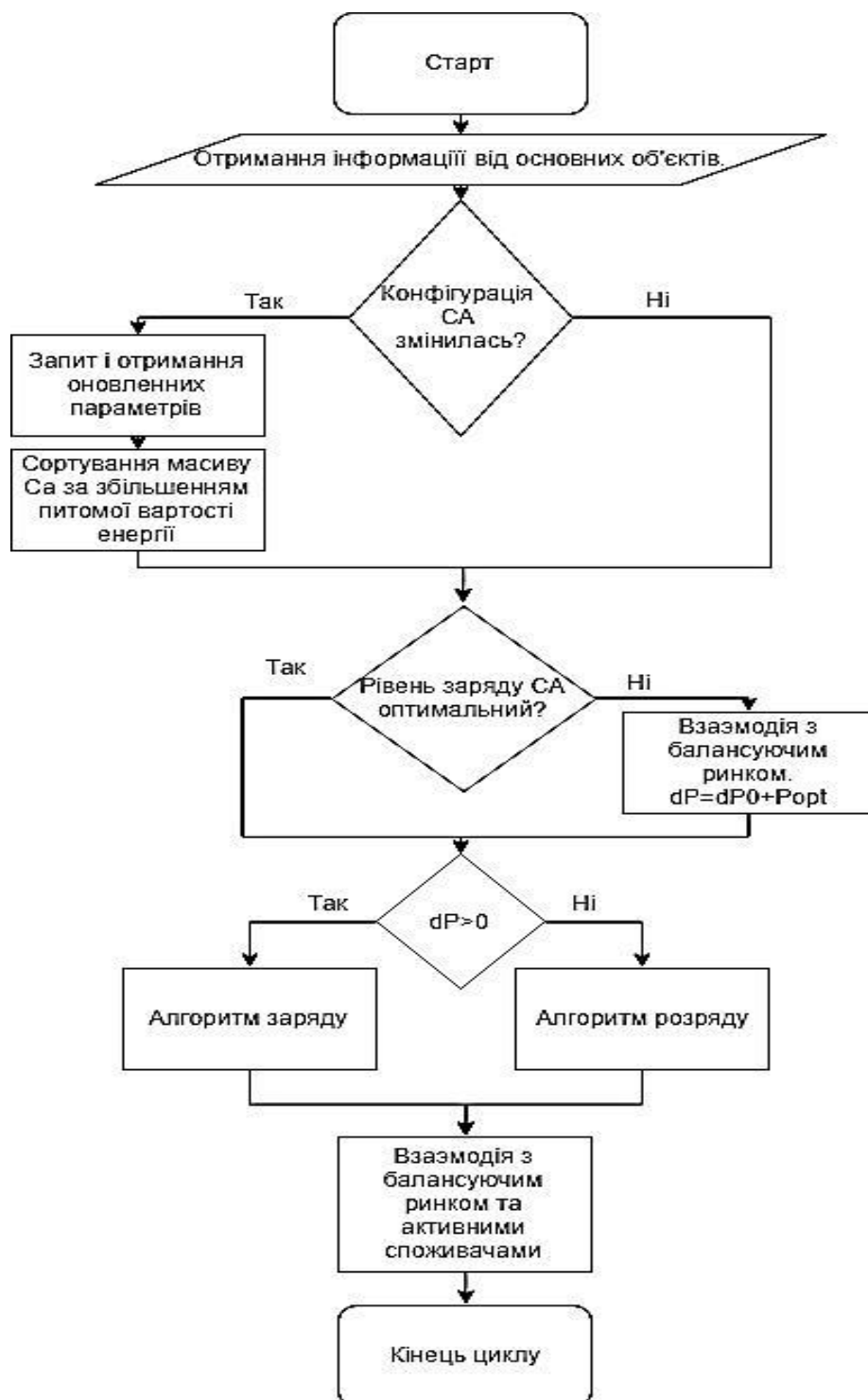
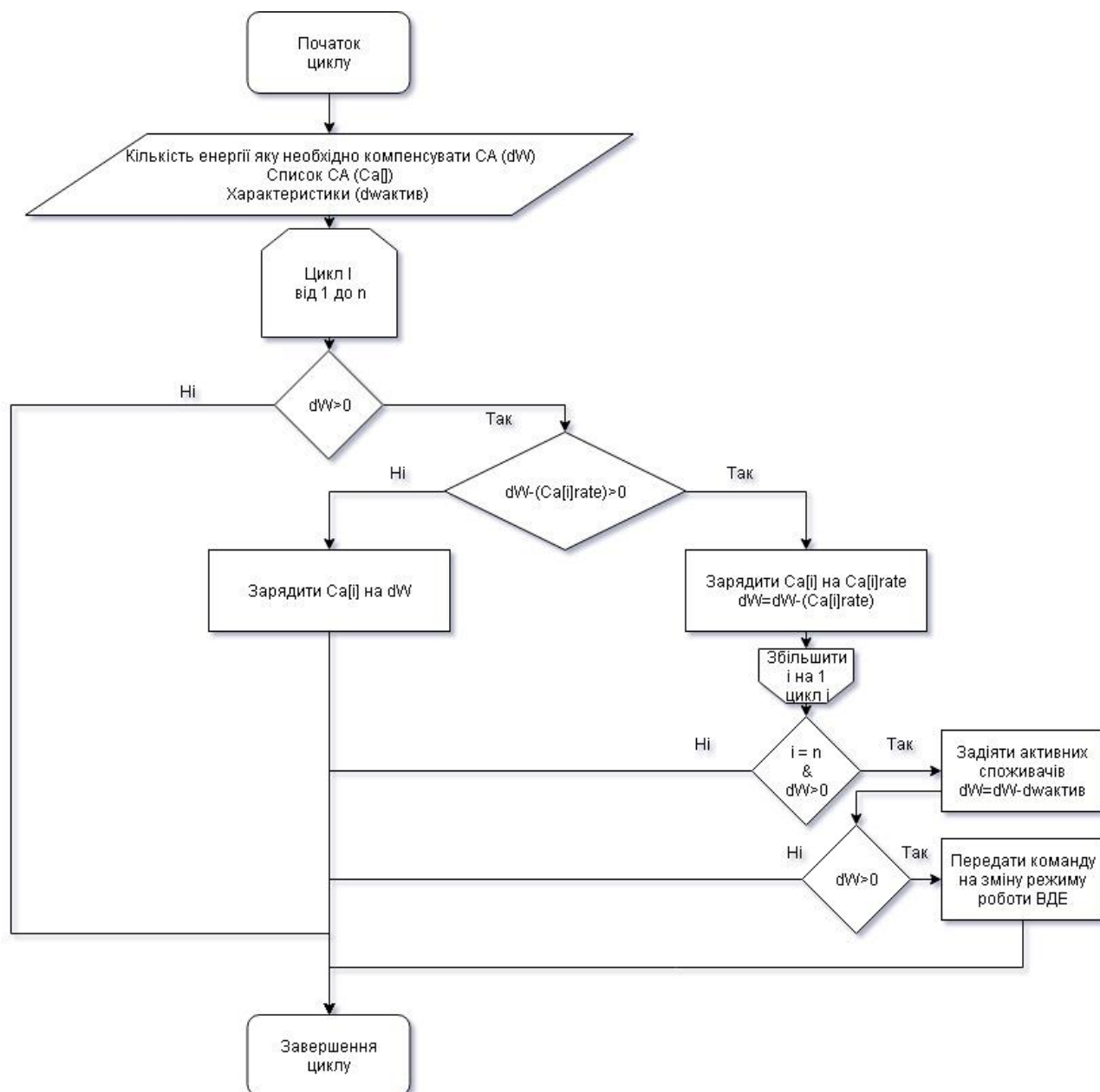


Рисунок 4.33 - Алгоритм системи управління СА

Більш детально алгоритми заряду, розряду та взаємодії з енергетичним ринком представлені на рис. 4.34, 4.35 і 4.36 відповідно.



dW – кількість енергії яку необхідно компенсувати за час одного циклу; $dW_{актив}$ – кількість енергії яку можуть компенсувати активні споживачі за час одного циклу; $Ca[]$ – масив даних по системам акумуляції; $Ca[i]rate$ – характеристика заряду i елементу масиву СА

Рисунок 4.34 – Алгоритм заряду системи акумуляції

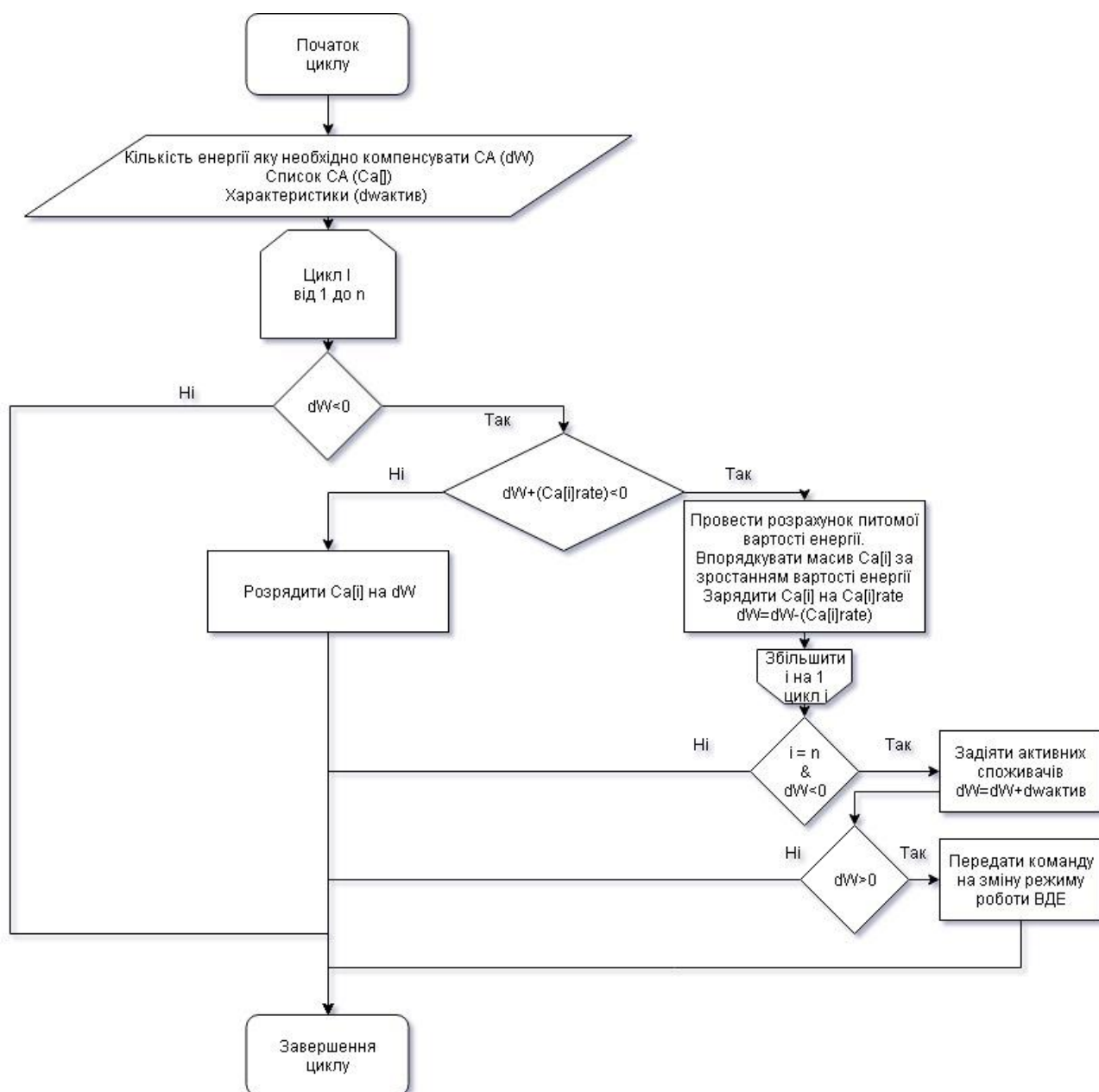
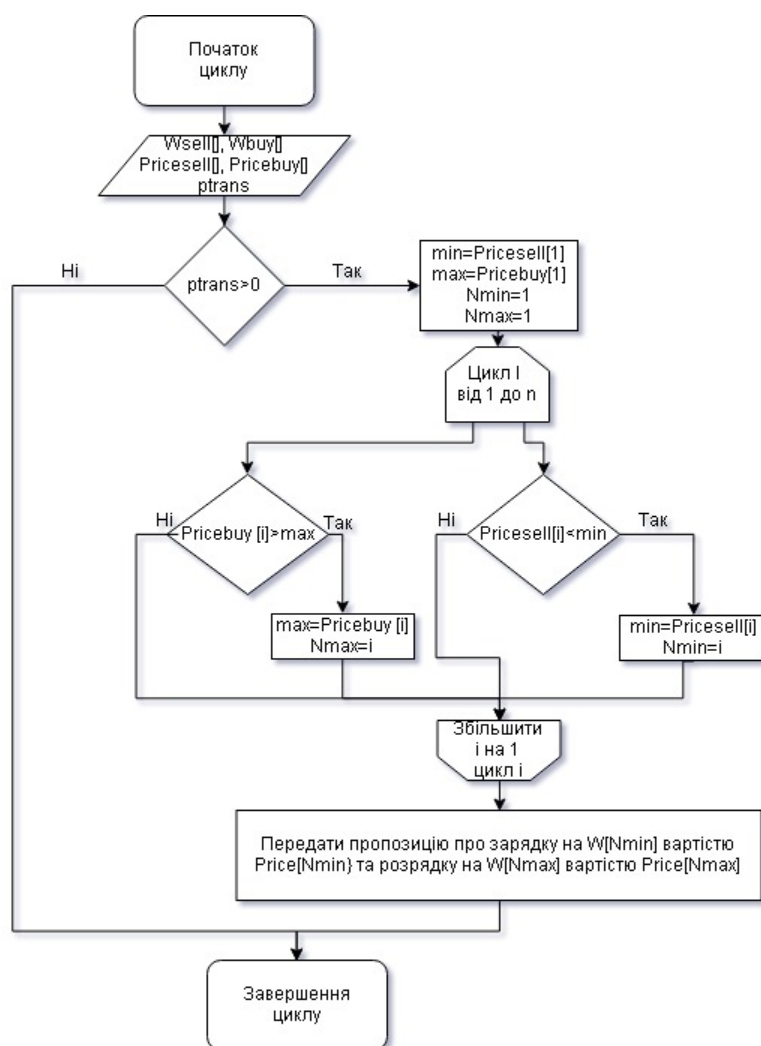


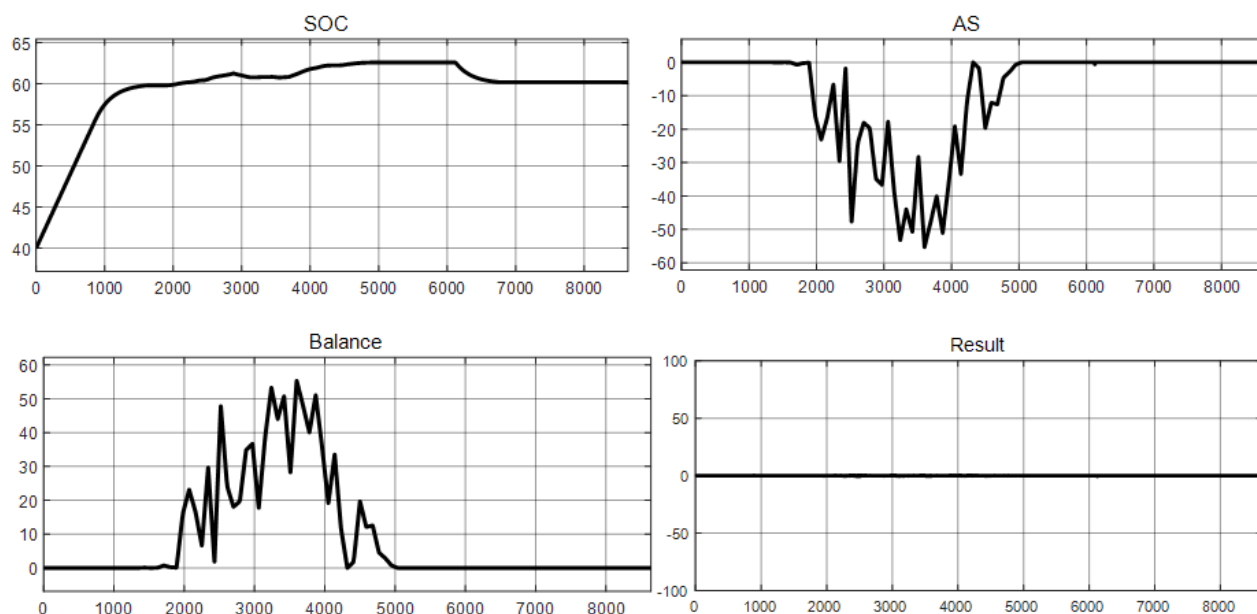
Рисунок 4.35 – Алгоритм роботи модулю розряду системи акумуляції



$W_{sell}[], W_{buy}[]$ – масив інформації по запропанованим обсягам енергії для продажу або придбання; $Price_{sell}[], Price_{buy}[]$ – масив інформації по ціновим пропозиціям продажу та придбання електричної енергії; $ptrans$ – допустима пропускна здатність приєднання до енергосистеми; min – мінімальна цінова пропозиція; max – максимальна цінова пропозиція; $Nmin, Nmax$ – порядковий номер мінімальної та максимальної цінових пропозицій.

Рисунок 4.36 – Алгоритм роботи модулю взаємодії з балансуєчим енергетичним ринком

Наведені алгоритми було реалізовано в середовищі codesys, завантажено на віртуальний контролер та поєднано з моделлю віртуальної електричної станції в середовищі Simulink. Результат використання алгоритму на інтервалі в одну добу відображений на рис. 4.37.



SOC – стан заряду накопичувача енергії; AS – потужність накопичувача енергії; Balance – неспрогнозований надлишок генерації ВДЕ; Result – результуючий небаланс після задіяння СА.

Рисунок 4.37 – Результати моделювання

Хоча цей алгоритм продемонстрував ефективність при роботі з моделлю в середовищі Simulink його використання все ж таки обмежено виключно акумуляцією, а для інших вузлів носить виключно характер рекомендації. Цей алгоритм доцільно застосовувати для накопичувачів енергії або їх комплексів, що самостійно, а не за запитом системи, приймають рішення про зміну потужності.

Для алгоритму керування всією електричною станцією автори вважають за доцільне використовувати комплексний алгоритм, що буде приймати рішення на основі формування рейтингу вузлів:

$$P = C \cdot \Delta S \cdot \Delta Sl \cdot v \cdot l \cdot k , \quad (4.39)$$

де C – відносний рейтинговий коефіцієнт вартості задіяння вузла в балансуванні;

ΔS – потужність на яку максимально може бути змінена поточна потужність;

ΔSI – потужність на яку максимально може бути змінена поточна потужність передачі ліній електропередачі між вузлом та точкою створеного небалансу;

v – відносна швидкість зміни потужності;

l – відстань між вузлом та точкою створеного небалансу;

k – коефіцієнт частоти застосування.

Розглянемо кожен коефіцієнт більш уважно.

C демонструє вартість задіяння того чи іншого енерговузла в процесі балансування. Цей коефіцієнт може приймати значення від 1 до значення кількості енерговузлів в системі з можливістю регулювання. Розраховується на першій ітерації і за необхідності може бути розрахований знов.

ΔS демонструє запас зміни потужності для кожного вузла. Цей коефіцієнт може приймати значення від 0 до 2. 0 означає неможливість зміни потужності. 1 – наявна можливість зміни потужності, але недостатня для повного усунення небалансу. 2 - наявна можливість зміни потужності достатня для повного усунення небалансу. Розраховується на кожній ітерації.

ΔSI відображає можливість ліній між вузлом та точкою виникнення небалансу передати необхідну потужність. Коефіцієнт може приймати значення 0 при неможливості та 1 при наявності можливості. Розраховується на кожній ітерації.

v рейтинговий коефіцієнт, що передбачає задіяння найшвидших вузлів першочергово. Може приймати значення від 1 до кількості здатних маневрувати за вимогою системи керування вузлів. Розраховується на першій ітерації і за необхідності може бути розрахований ще раз.

l відображає відстань між вузлом та точкою виникнення небалансу. Розраховується як рейтинг на кожній ітерації. Принцип розрахунку аналогічний коефіцієнтам C та v .

k – додатковий коефіцієнт, що використовується для більш справедливого розподілення задіяння вузлів для балансування при інших рівних. При кожному не використанні вузла для балансування цей коефіцієнт збільшується

При розрахуванні за формулою 4.38 рейтингу для кожного вузла ми можемо отримати пріоритет задіяння вузлів для нашого алгоритму. Слід врахувати, що частина коефіцієнтів може приймати 0 значення, що має на меті виключити можливість задіяння таких вузлів з технічних причин.

Реалізація алгоритму на основі наведеної формули в середовищі Python є альтернативою окремим алгоритмів для накопичувачів енергії і перспективним напрямком продовження наших досліджень. Цей алгоритм буде мати можливість задіяння активних споживачів та об'єктів традиційної генерації, що значно розширить можливості керування віртуальною електричною станцією централізовано.

Висновки до розділу 4

В розділі розглянуто основні параметри традиційних електричних станцій як частини віртуальної електричної станції для моделювання. Розглянуто питання енерговузлів. А саме детально опрацьовані параметри агентів енергомережі, границь енерговузлів, та головних елементів моделі. Розроблено математичну модель віртуальної електричної станції для балансування відхилень в генерації сонячних та вітро електростанцій, розроблено більш детально уточнену математичну модель сонячної електростанції, а також математичну модель вітроелектростанції. Переведено та удосконалено розроблену модель шляхом переводу на мову програмування python, що дозволило збільшити ефективність процесу моделювання та додатково проводити розрахунки режиму окремих елементів мережі на основі ітераційного розрахунку сталих режимів з залученням прогнозування з залученням нейронних мереж.

5 АНАЛІЗ ЕКОНОМІЧНИХ ПЕРСПЕКТИВ ЗАДІЯННЯ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ ОБ'ЄДНАНИХ В ВІРТУАЛЬНУ ЕЛЕКТРИЧНУ СТАНЦІЮ

Перехід провідних національних економік світу до шостого технологічного укладу (Німеччина, Японія, США, Китай, Корея) свідчить про початок «цифрової ери», необхідності подальшої «діджиталізації» всіх сфер національного господарства. Початок нового етапу технологічної революції обумовлює необхідність симбіозу ряду новітніх технологій: великі дані, Інтернет речей, хмарні обчислення, роботизація, штучний інтелект, блокчейн та ін. Такі світові тренди потребують розвитку інформаційно-комунікаційних технологій, сенсорної техніки та робототехніки, кіберфізичних систем, виробництва пристроїв доповненої та віртуальної реальності.

У сучасних умовах, коли реалізація інтенсивного вектору розвитку є важливою передумовою формування стійких конкурентних переваг господарюючого суб'єкта, підвищення рівня інноваційної безпеки стає надважливим завданням для підприємства будь-якої галузі національної економіки.

Сучасні виклики мегарівня обумовлюють потребу переорієнтації національного господарства України в напрямку розвитку наукомістких галузей виробництва: радіотехнічної та електронної промисловості, електроприладобудування, електромашинобудування, нанотехнологічного виробництва, мікроелектроніку тощо. Відтак формування ефективних механізмів підвищення рівня інноваційної безпеки електротехнічної промисловості на макро- та мікрорівнях стає важливим та актуальним завданням сьогодення.

У загальному розумінні інноваційна безпека являє собою рівень захищеності інноваційної діяльності підприємства від негативного впливу факторів внутрішнього та зовнішнього середовища. Інноваційна безпека є однією з ключових складових економічної безпеки підприємства і, в той же час, є похідною системи інших компонентів економічної безпеки: виробничо-технологічної, кадрово-інтелектуальної, інвестиційної, маркетингової.

Інноваційна безпека забезпечується рівнем розвитку всіх складових економічної безпеки, адже вони є платформою для успішної інноваційної діяльності та базою для формування механізмів захисту цієї діяльності. В той же час інноваційна безпека в значній мірі визначає загальний рівень економічної безпеки господарюючого суб'єкта, адже сьогодні, в світі прогресивних технологій та інформатизації економіки формування ефективних механізмів захисту інноваційної діяльності від впливу різного роду ризиків є одним із першочергових завдань.

Державою сформовано основні цільові орієнтири розвитку інвестиційно-інноваційної складової економічної безпеки національної економіки у рамках Стратегії економічної безпеки України на період до 2025 року. Зокрема, однією з задач визначено підвищення інноваційної активності вітчизняних підприємств та зростання питомої ваги промислових підприємств, що впроваджують інновації, до 25 %.

З 2010 по 2021 р. даний показник коливався в межах 11,5-16,6 %, що є недостатнім рівнем інноваційної активності для реалізації інтенсивного вектору розвитку національної економіки.

Низькою є й питома вага інноваційної продукції в загальному обсязі реалізованої промислової продукції України, протягом 2010-2021 рр. цей показник не досягнув навіть критичного значення встановленого державою на рівні 7 %.

При цьому стратегічним орієнтиром на 2025 р. визначено питому вагу інноваційної продукції в загальному обсязі реалізованої промислової продукції – 20 %. Завадою на шляху до виконання зазначених вищих задач інноваційного розвитку є недостатній рівень фінансування науково-дослідних розробок в Україні. Так загальні витрати на виконання наукових досліджень і розробок за рахунок держбюджету (у % до ВВП) були вкрай незначними протягом 2010-2021 рр.: 0,3-0,176% від ВВП.

Критичним рівнем загальних витрат на науково-дослідні розробки (у % до ВВП) державою визначено 0,5 %, але за останні десять років він так і не був

досягнутий. При цьому цільовим орієнтиром на 2025 р. визначено досягнення цим показником 1,7 %.

Недостатнім є й рівень залучення іноземних інвесторів до фінансування інноваційної діяльності. Так, чистий приріст прямих іноземних інвестицій (у % до ВВП) почав зменшуватися з 2012 р. і сягнув критично низьких позначок у 2014-2015 рр., що було обумовлено значним погіршенням інвестиційного клімату внаслідок початку війни з Російської Федерацією на Сході країни. 2016 рік був ознаменований зростанням обсягів іноземного інвестування, однак протягом 2017-2021 рр. даний показник демонстрував негативну динаміку, не досягаючи критичного значення в 4 %. У рамках Стратегії економічної безпеки України державою визначено цільовий орієнтир для цього показника на рівні 6 %.

За результатами 2021 року Україна посіла 45 місце в Global Innovation Index (GII) серед 131 країни світу, при цьому серед країн з рівнем доходу нижче середнього Україна зайняла друге місце після В'єтнаму. Найвищі позиції в рейтингу ми маємо за рівнем розвитку людського капіталу, а також за підіндексом «Знання й результати наукових досліджень». Серед чинників, які стримують інноваційний розвиток, експерти відзначають політичний і бізнес-клімат, низьку інвестиційну привабливість, недостатній розвиток інфраструктури тощо.

Організація економічного співробітництва та розвитку диференціює види економічної діяльності за рівнем їхнього зв'язку з науковими дослідженнями та розробками, впровадженням нових технологій.

Зараз таких технологічних секторів п'ять: високотехнологічний з часткою витрат на науку більше 20 % валової доданої вартості даного сектору, середньовисокотехнологічний (5–20 %), середньотехнологічний (1,8–5 %), середньонизькотехнологічний (0,5–1,8 %) та низькотехнологічний (менше 0,5 %).

Відповідно до цих критеріїв підгалузі електротехнічної промисловості відносяться до високо- (виробництво комп'ютерів, електронної та оптичної продукції) та середньовисокотехнологічних видів економічної діяльності (виробництво електричного устаткування).

При цьому найбільший внесок у ВВП України здійснює саме низькотехнологічний сектор виробництва (44,61 % у 2017 р., 41,58 % у 2018 р.), високотехнологічний сектор національної економіки додав до суми ВВП лише 0,93 % у 2017 р. і 1,02 % у 2018 р., середньовисокотехнологічним сектором було здійснено внесок до ВВП України в розмірі 4,8 % і 4,67 % у 2017 і 2018 рр. відповідно.

При цьому останніми роками спостерігається скорочення кількості інноваційно активно підприємств у підгалузях електротехнічної промисловості України 2015-2021 рр. (рис. 5.1).

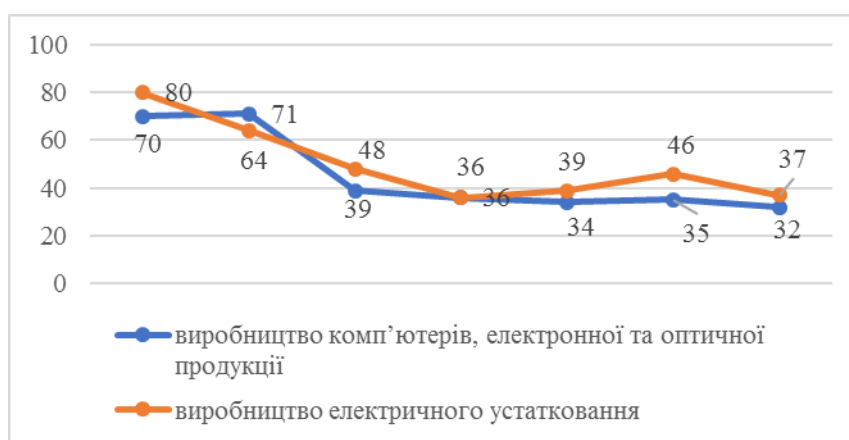


Рисунок 5.1 – Кількість інноваційно активних підприємств за підгалузями електротехнічної промисловості України, 2015-2021 р

Також має місце скорочення витрат на інновації в 2021 р., так фінансування виробництва комп'ютерів, електронної та оптичної продукції скоротилося порівняно з 2020 р. на 52,93 %, а витрати на інноваційний розвиток виробництва електричного устаткування скоротилася на 10,23 % у 2021 р. (рис. 5.2).

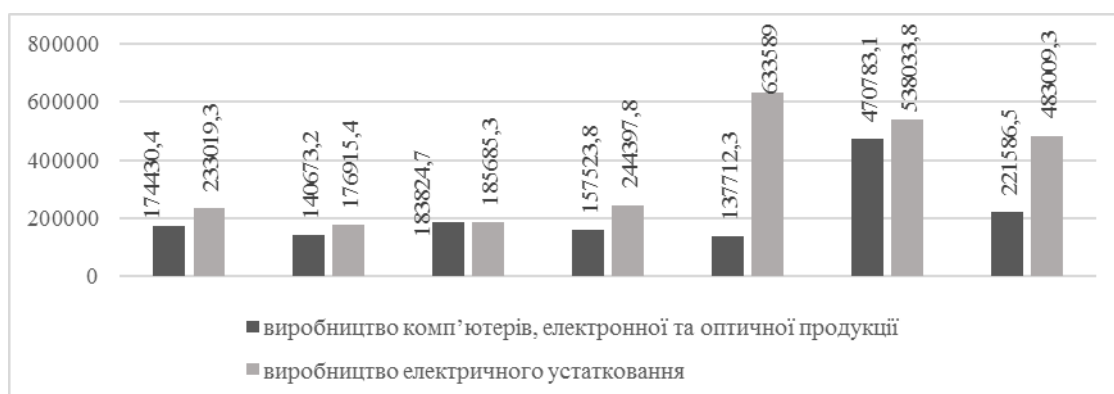


Рисунок 5.2 – Витрати на інновації за підгалузями електротехнічної промисловості України, тис. грн

Формування інноваційної безпеки електротехнічної промисловості відбувається під впливом цілої низки детермінант, які можна згрупувати наступним чином: інтелектуально-кадрові, техніко-технологічні, фінансові, інвестиційні та кон'юнктурні (табл. 5.1).

Таблиця 5.1 – Детермінанти формування інноваційної безпеки електротехнічної промисловості

Роки	2017	2018	2019	2020	2021
Інтелектуально-кадрові детермінанти					
Кількість осіб, випущених із ЗВО, тис чол. (на початку навчального року)	374	318,7	359,9	357,4	333,6
Кількість працівників, задіяних у виконанні наукових досліджень і розробок, осіб	122504	97912	94274	88128	79262
Видатки на освіту, % до ВВП	5,7	5,4	6	6,3	6
Техніко-технологічні детермінанти					
Ступінь зносу основних засобів, %	60,1	58,1	55,1	60,6	56,9
Капітальні інвестиції в матеріальні та нематеріальні активи, млн грн	273116	359216	448462	578726	623979
Частка інвестицій в основні засоби (gross fixed capital formation), у ВВП, %	13,55	15,46	15,76	17,65	18,02

Кінець таблиці 5.1

Роки	2017	2018	2019	2020	2021
Фінансові детермінанти					
Індекс споживчих цін (% до попереднього року)	148,7	113,9	114,4	110,9	107,9
Витрати на виконання наукових досліджень і розробок, млн грн	11003,6	11530,7	13379,3	16773,7	17254,6
Витрати на інновації промислових підприємств, млн грн	13813,7	23229,5	9117,5	12180,1	14220,9
Витрати на інновації промислових підприємств за рахунок коштів державного бюджету (% до загальних витрат)	0,4	0,8	2,5	5,2	3,9
Облікова ставка НБУ, % (на кінець року)	22	14	14,5	18	13,5
Інвестиційні детермінанти					
Інвестиції у нематеріальні активи (% до загального обсягу)	6,7	3,3	3,7	6,3	3,8
Капітальні інвестиції за рахунок коштів державного бюджету (% до загального обсягу)	2,5	2,6	3,4	3,9	4,9
Капітальні інвестиції в електротехнічну галузь, млн грн	1005	1939	2241	2856	2415
Прямі інвестиції в Україну, млрд долл США	43780	45195	45179	44009	51387
Кон'юнктурні детермінанти					
Індекс легкості ведення бізнесу (чим ближче до 100, тим краще)	96	83	80	76	71
«Індекс сприйняття корупції» за методологією Transparency International (чим ближче до 100 – тим менш корумповані)	27	29	30	32	30
Питома вага сировинного та низького ступеня переробки експорту промисловості у загальному обсязі експорту товарів, %	81,9	83,8	84,5	84,5	85,1
Обсяг валового зовнішнього боргу, % від ВВП	129,3	120,5	102,9	87,6	79,2
Експорт високотехнологічних товарів (% до загального обсягу експорту товарів)	8,7	7,4	6,4	5,6	-
Індекс складності економіки (чим ближче до 100 – тим гірше)	46	50	45	44	-
ВВП на душу населення, дол. США	2700	2370	2380	2800	3370

Техніко-технологічні детермінанти визначають достатність і прогресивність виробничо-технологічної бази вітчизняних підприємств для забезпечення успішного інноваційного розвитку.

Фінансові детермінанти визначають рівень фінансової спроможності вітчизняних підприємств ефективно реалізовувати інноваційну діяльність; доступність внутрішніх і зовнішніх джерел фінансування.

Постійна мінливість зовнішнього середовища, нестабільність, потреба в урахуванні глобалізаційних тенденцій є невід’ємними рисами розвитку вітчизняної економіки. Підприємства високого та середньовисокого технологічного сектору, зокрема електротехнічної промисловості, що є драйверами інноваційно-орієнтованого розвитку, формують фундамент вітчизняного національного господарства, тому забезпечення їх успішного функціонування у таких умовах залишається пріоритетним завданням сьогодення.

Передумовами інноваційної моделі розвитку підприємств електротехнічної промисловості України є орієнтація економічної політики держави на сприяння прискореному розвитку високо- та середньовисоко технологічних секторів переробної промисловості, які формуються на основі використання ланцюгів «освіта–наука–виробництво» відповідно до «Цілей сталого розвитку України на період до 2030 року», серед яких розвитку електротехнічної промисловості відведене чільне місце (рис. 5.3).

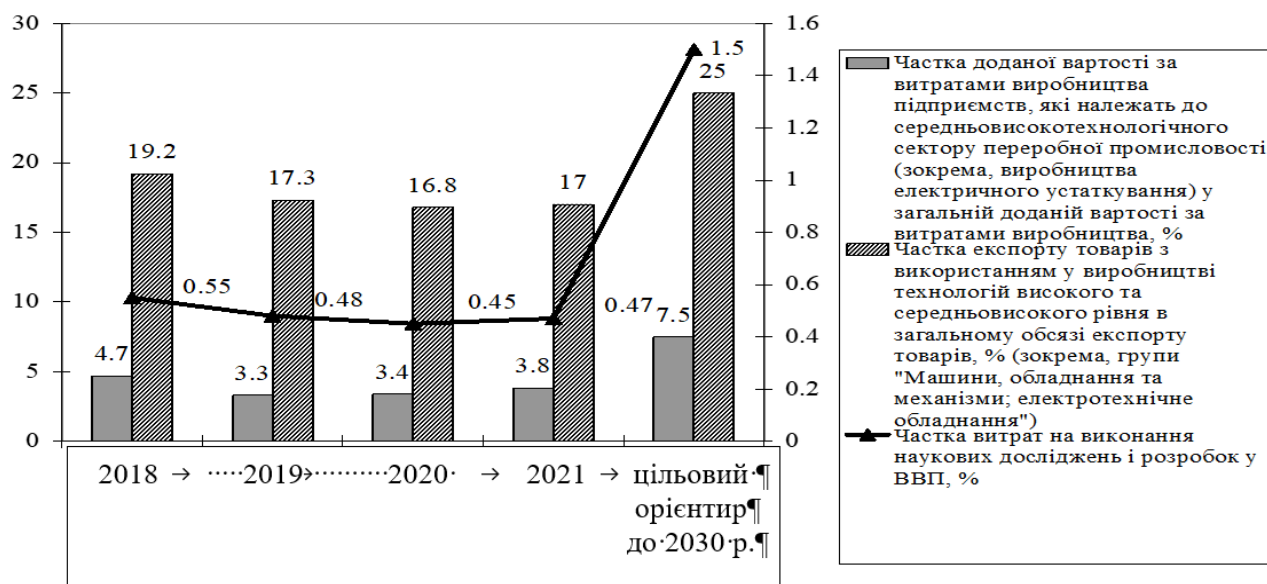


Рисунок 5.3 - Прогрес досягнень та орієнтири цілей сталого розвитку України (зокрема для електротехнічної промисловості)

Ефективна виробничо-господарська діяльність енергетичного комплексу є запорукою розвитку економіки України. Крім того, енергетика перебуває під впливом глобальної тенденції інноваційного розвитку. Специфіка електроенергетики та її продукції визначає особливості управління попитом на електроенергію.

Існує низка факторів, що стримують розвиток енергетичних підприємств, серед яких слід назвати високий рівень монополізму, відсутність належної конкуренції, жорсткі умови конкуренції на світовому ринку, зношеність основних фондів, обмеженість власних фінансових ресурсів, недостатній обсяг впроваджених інноваційних розробок.

Об'єднана енергетична система є основою електроенергетики України. Завдяки об'єднаній енергетичній системі України здійснюється централізоване забезпечення електричною енергією споживачів, забезпечуються імпорт й експорт електроенергії, організовується взаємодія з енергосистемами сусідніх країн.

Об'єднана енергетична система України є сукупністю електростанцій, електричних і теплових мереж, інших об'єктів електроенергетики, які об'єднані спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної та теплової енергії при централізованому управлінні цим режимом. Вона поєднує енергогенеруючі потужності, розподільчі мережі регіонів України, пов'язані між собою системоутворюючими лініями електропередачі напругою 220–750 кВ.

Нині в Україні експлуатуються більше чотирьох типів генеруючих потужностей: теплові (паротурбінні та дизельні), гідравлічні, атомні станції (АЕС) та альтернативні джерела (АД) електроенергії.

Основну частку в загальному виробітку за 2021 р. складає виробіток АЕС – 53,9%, теплових електростанцій (ТЕС) і теплоелектроцентралей (ТЕЦ) – 36,2%, а виробіток гідроелектростанцій (ГЕС) та гідроаккумуляційних електростанцій (ГАЕС) – 5,1%.

Частка електроенергії, отриманої з альтернативних джерел, зараз в енергобалансі України становить менше 5%.

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.

Критичним фактором перетворення звичайного споживача на активного є явні прибутки, що випливають з такого перетворення. Споживачі мають зрозуміти цінність нових технологій та захотіти змінити свою поведінку і платити за продукти та послуги, які нові учасники ринку можуть запропонувати в рамках інтелектуальних мереж. Вигода, яку отримують споживачі, не завжди може відобразитися у грошовому еквіваленті.

У взаємодії технологій інтелектуальних мереж, систем керування навантаженням, джерел розосередженої генерації активні споживачі можуть отримувати різного роду вигоди. Рівень активної участі споживачів і мета взаємодії з гравцями ринку залежать від різних персональних, поведінкових і контекстуальних характеристик споживачів. Серед найважливіших характеристик є:

- бажання бути енергонезалежним;
- гнучкість (можливість пристосування власного попиту на електроенергію та пропозиції виробленої енергії джерелами власної генерації).
- створення нового ринку енергії, орієнтованого на активного споживача, може принести численні прибутки як для кінцевих користувачів, так і для суспільства:
- зменшення споживачів в мережах, які знаходяться далеко від генеруючих потужностей, як наслідок, зменшення втрат в мережах;
- більш повне та прозоре інформування споживачів про стан споживання та плату за електроенергію;

- прибуткова участь на ринку електроенергії через компанії, що займаються керуванням потоками енергії, отриманої від джерел розосередженої генерації та комплексів активних споживачів;

- ефективніше споживання енергії;

- заощадження електроенергії.

Для забезпечення ефективнішої інтеграції розосередженої генерації та активних споживачів у мережу, переваги для споживачів та мережевої компанії мають бути очевидними та відповідати їх очікуванням.

Споживачі отримують такі переваги: активна поведінка (тобто перехід від стратегії «звичайного» споживача до «активного») вплине на зменшення втрат енергії в мережах електропостачання, як через використання власної генерації, так і через використання систем керування навантаженням з метою його зміни в часі відповідно до поточних цін на електроенергію. Крім того, споживачі отримують можливість обирати постачальників енергії (власна генерація, віртуальна електростанція, традиційні генератори, мережа тощо), а також варіантів енергії («зелена» енергія, енергія від традиційних джерел, енергія підвищеної якості).

Активні споживачі з чітким уявленням про свою участь, можливості у новому ринку та спроможність отримання прибутку, через використання всіх переваг активного споживача, стануть дієвим стимулом для перетворення сучасного суспільства на суспільство сталого розвитку.

Крім економічних мотивів окремих споживачів та енергетичних компаній, на розвиток інтелектуальних мереж та активного споживання буде впливати низка інших факторів. До таких факторів можна віднести:

- політичні події, що відбуваються в світі та мають прямий та непередбачуваний вплив на ситуацію на ринку;

- поведінку учасників ринку;

- пасивні та активні будинки;

- відношення ціна/продуктивність для місцевого виробництва.

Переваги активного споживання над звичайним є:

- можливість самостійно генерувати енергію, що дозволяє забезпечувати більший рівень самостійності;
- можливість отримувати прибуток від продажу надлишкової енергії;
- оптимізація використання енергії в залежності від миттєвих цін;
- підвищення рівня надійності енергопостачання та якості електроенергії в системі;
- пристосування до графіка добового споживання через використання систем керування навантаженням, що дозволяє без створення незручностей для споживачів та суттєвої зміни графіка споживання позитивно впливати на мережу;
- вирівнювання та оптимізація графіка споживання.

За умови своєчасного інформування споживачів процес регулювання попиту може відбуватись як у керованому, так і в автоматичному режимі. В автоматичному режимі відключення та підключення керованого навантаження регулюється інтелектуальною керувальною системою, а вироблена власною генерацією енергія направляється до агрегаторів (віртуальних електростанцій), які вже займаються подальшим її розподілом та розповсюдженням.

Вигоди, що отримують учасники нового ринку енергії за участі інтелектуальних мереж:

- генерувальна компанія: простіший збір інформації про стан та обсяги споживання; виставлення рахунку на основі реального споживання; зменшення навантаження; поліпшені клієнтські служби (такі як підтримка і повідомлення про несправності, інформаційні дисплеї, поради); поліпшена регулярність і стійкість поставки; покращений моніторинг стану мережі та якості наданої послуги; активні кінцеві користувачі; нові тарифи для обраного типу споживання; інтеграція місцевого виробництва; зменшення втрат при передачі енергії;
- мережева компанія: нові продукти, засновані на нових технологіях; покращена лояльність клієнтів; нові покупки; централізований контроль навантаження (зменшені витрати на дисбаланс, точніше прогнозування); покращення робочого балансу (менша схильність до змін цін, зменшення пікових навантажень);

- кінцеві споживачі: покращена безпека постачання; покращена якість поставки; більш екологічний процес; більше можливостей впливати на ціну/вартість енергії; більший вибір поставки;

- передбачувані витрати на енергію; зменшення вартості енергії; зменшення споживання; зменшення навантаження; дохід від виробництва та зберігання енергії.

Сучасний рівень розвитку джерел розосередженої генерації дозволить активним споживачам генерувати необхідну кількість електроенергії для постачання надлишків у мережу, але без відповідного керування потоками енергії цей вклад буде складно направити у потрібному напрямку та використати максимально ефективно.

Потенціал активних споживачів на ринку електроенергії досить великий, оскільки існує можливість, виходячи зі своїх потреб, оптимізувати графік завантаження своїх потужностей як з метою мінімізації витрат на електроенергію, так і з метою отримання доходу від продажу електричної енергії та потужності. Метою активного споживача є створення зворотного зв'язку та зворотний вплив на постачальників послуг, з метою підвищення якості послуг, а також збільшення участі осіб або організацій у формуванні конкурентного ринку електроенергії.

Повною мірою реалізувати потенціал активного споживача можна тільки поєднуючи функції обліку, контролю, керування навантаженням з акумулюванням енергії в місцях споживання та інтеграції джерел розосередженої генерації малої потужності в мережі споживачів.

Активність споживачів можна забезпечити кількома технологіями (рис. 3.4), найбільш розповсюдженими серед яких є інтелектуальні прилади обліку енергії та СК попитом на основі таких приладів. Також можливим є використання джерел розосередженої генерації, системи акумулювання енергії, комбінацій перерахованого вище обладнання та відповідних систем керування активними споживачами різних рівнів. Крім того, деякі з перерахованих технологій досить ефективно можна використовувати і в перехідному періоді від традиційної до інтелектуальної енергетичної системи.

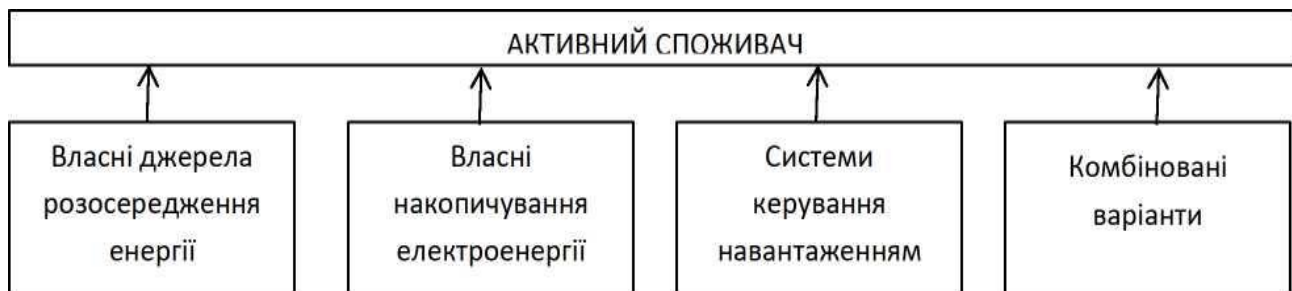


Рисунок 5.4 - Можливості активного споживача

Навантаження будь-яких електроенергетичних систем складаються з сукупності навантажень окремих споживачів з індивідуальними для них графіками споживання (як протягом доби, тижня, так і відповідно до сезону), в результаті чого спостерігається нерівномірність навантаження. З врахуванням такого різноманіття та кількості споживачів, їхніх особливостей та характеристик актуальними є питання формування певних груп споживачів електроенергії з метою оцінки доцільності та потенціалу їхньої активної поведінки в кожній із цих груп і розробки відповідних методик для оцінювання рівня активної поведінки та рекомендацій щодо реалізації цього потенціалу.

Крім цього, споживачів електроенергії варто також розділити ще і за такими характеристиками: мають потенціал активної поведінки та відповідне бажання його реалізувати;

- 1) мають потенціал активної поведінки, але не мають бажання його реалізовувати;
- 2) не мають потенціалу активної поведінки, але мають відповідне бажання до такої поведінки;
- 3) не мають ні потенціалу, ні бажання до активної поведінки.

Такий поділ у подальшому дасть змогу розробити більш точні рекомендації відповідним групам споживачів щодо вибору можливих стратегій поведінки, сформувати системи керування, провести налагодження взаємодії між такими елементами та сформувати закони керування.

З метою отримання максимального ефекту від інтеграції нових елементів у систему енергопостачання, необхідним є забезпечення здійснення ефективного відбору потужності навантаженнями споживачів від генераторів та накопичувачів, а також за допомогою нового інтегрованого обладнання - здійснення оптимізації та регулювання режимів роботи як СЕП, так і режимів роботи споживачів з метою здійснення ефективного регулювання та отримання взаємної вигоди.

Для забезпечення ефективного та якісного впровадження нового генеруючого та іншого обладнання активного споживача в систему енергопостачання (компенсаторів реактивної потужності, накопичувачів електроенергії і т.д.), а також мінімізації витрат часу і витрат на проектні та пусконаладжувальні роботи необхідно здійснювати комплекс робіт з системного аналізу на передпроектному етапі та в ході виконання робіт з проектування і виготовлення та монтажу устаткування:

- аналіз елементів об'єкта, самого об'єкта, його режимів роботи та взаємодії з існуючим обладнанням (підстанції, мережевого району, розподільних мереж підприємства, міжсистемних зв'язків, технологічного обладнання та інших навантажень);
- дослідження статичної та динамічної стійкості енергосистем при інтеграції нового обладнання чи при підключенні нових споживачів;
- вибір параметрів спрацювання і пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики;
- визначення існуючих проблемних місць і вироблення рекомендацій щодо вдосконалення структури і режимів роботи мережі;
- вибір пристроїв компенсації реактивної потужності та місць їхнього встановлення з метою оптимізації режимів роботи об'єкта;
- аналіз існуючих і потенційних точок підключення та визначення перспективних місць приєднання джерел РГ та іншого обладнання;
- аналіз взаємодії джерел РГ з об'єктами системи енергопостачання в рамках об'єкта, що досліджується, та власним навантаженням;

- розробку стратегії управління обладнанням і аналіз досягнення поставлених завдань з оптимізації режимів роботи й впливу на об'єкт у цілому;
- економічне порівняння розглянутих варіантів роботи обладнання.

Активна поведінка споживачів електроенергії змінює їхню роль та функції, які вони можуть виконувати в системі енергопостачання, що проявляється у вигляді таких можливостей: 1) керування власним попитом; 2) оптимізація власного графіка споживання; 3) використання власної генерації; 4) надання додаткових системних послуг; 5) інші можливості.

Для розробки механізмів реалізації та стимулювання «активної» поведінки споживача спочатку необхідно розробити відповідну класифікацію споживачів з точки зору потенціалу активної участі, а також відповідні методики для оцінки такого потенціалу і вибору необхідного обладнання для його реалізації.

Традиційно в електроенергетиці виділяються якісні та кількісні класифікаційні ознаки, які можна застосовувати і до активного споживача. Крім того, на даному етапі додатково «активного споживача» можна класифікувати таким чином:

1) за встановленим обладнанням: споживачі з генеруючим обладнанням; споживачі з накопичувачами енергії; споживачі з системами керування навантаженням; комбіноване використання кількох варіантів («prosumer»);

2) за впливом на систему енергопостачання: споживачі, які використовують власне обладнання тільки для власних потреб; споживачі, які мають можливість передавати надлишки енергії до мережі чи інших споживачів; споживачі, які використовують обладнання лише для коригування .

«Активного споживача» можна також класифікувати ще за рядом ознак, які наведено в табл. 5.2.

Таблиця 5.2 – Класифікація «Активних споживачів»

Класифікаційна ознака	Характеристика
Вид споживача	За видом споживачів поділяють так: населення, промислові підприємства, транспорт та суб'єкт господарювання, які в свою чергу поділяються на більш вузькі та точніші класифікації
Вид технологічного процесу	Основні види технологічного процесу: - процес однаковий для кожного циклу, але за рахунок зміни часу початку циклу є можливість перенесення частини навантаження з часів максимального навантаження системи на менш завантажені ділянки; - процес постійний та неможливий для перенесення, але продукція відрізняється за електроємністю, а сам процес регулюється за інтенсивністю; - процес допускає перерви чи зупинки; - існує можливість розділення процесу та складування продукції; - процес вільний від обмежень на зниження навантаження
Потенціал зниження навантаження	Цей показник розбивається на відсоткові значення, що характеризують можливе зниження навантаження
Швидкість реакції на зміну навантаження	Показник характеризує як швидко споживач може змінити власне споживання відповідно до вимог мережі, починаючи від миттєвої зміни поступово наближаючись до 24 год.
Максимально можлива тривалість зменшення навантаження	Характеризує стійкість та гнучкість технологічного процесу, тобто залежно від можливості зниження навантаження без нанесення збитків споживачу та без створення певних незручностей. Варіантами є інтервали від кількох хвилин до кількох годин
Тривалість раптових відключень	Показник тривалості раптових відключень ілюструє час, на який було раптово припинено технологічний процес чи його частину. Варіанти вибору - 1 с, 1 хв, 10 хв, 30 хв та більше ніж 30 хв відповідно
Наявність обладнання з малою потужністю та короткочасним включенням	Показник відображає кількість обладнання, яке потенційно може житись від акумуляторних батарей чи власних РГ малої потужності

Частка обладнання I, II, III категорій надійності	Цей показник розраховується як відношення потужності обладнання певної категорії до загальної потужності обладнання, встановленого на підприємстві
Коефіцієнт залучення РГ	Розраховується як відношення обсягів спожитої енергії, що вироблена за рахунок РГ, до всієї спожитої енергії
Коефіцієнт залучення НВДЕ	Розраховується аналогічно коефіцієнту залучення РГ як відношення обсягів спожитої енергії, що вироблена за рахунок НВДЕ, до спожитої енергії
Потенціал НВДЕ для місцевості	Визначається від доступних ресурсів у даній місцевості. За даним показником можна визначити, яке обладнання та якої потужності можна встановити в безпосередній близькості для даного споживача
Баланс потреб підприємства та систем енергопостачання	Показує у скільки разів вироблена (або спожита) енергія за розглянутий період менша від тієї кількості електроенергії, яку було вироблено (спожито) за той же час, якби навантаження установки було максимальним
Можливість генерації в мережу	Можливість існує або даний споживач не має такої можливості чи мережа потребує модернізації
Обсяги генерації та графік видачі електроенергії в мережу та інші характеристики графіка споживання	При оцінці графіка електричного навантаження та оціночних коефіцієнтів потрібно розрахувати середнє значення навантаження, середньоквадратичне навантаження, дисперсію графіка, коефіцієнти максимуму навантаження, заповнення графіка та інші характеристики. Аналітичним шляхом робиться висновок про можливість зміни графіка споживання шляхом впровадження організаційних заходів чи встановлення обладнання АС.

В загальному випадку можливі варіанти взаємодії активного споживача з іншими елементами системи енергопостачання (рис. 5.5). До таких елементів можна віднести: систему енергопостачання; іншого активного споживача; звичайного споживача.

Окремо варто виділити можливість активним споживачем надавати додаткові послуги системі енергопостачання, наприклад регулювати власне споживання на вимогу системного оператора.

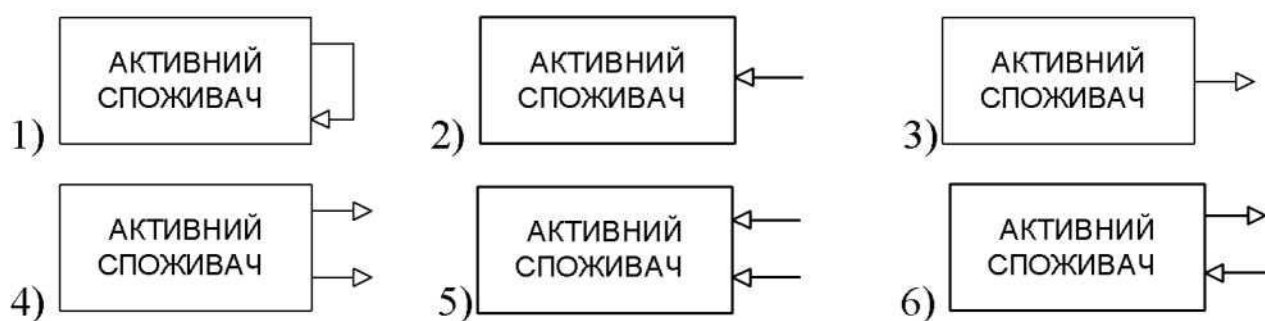


Рисунок 5.5 - Можливі варіанти взаємодії активного споживача з іншими елементами системи енергопостачання

Згідно з рис. 5.5 активний споживач має можливість:

- 1) забезпечувати самого себе електроенергією;
- 2) отримувати електроенергію від мережі або іншого АС;
- 3) отримувати електроенергію від кількох джерел ззовні;
- 4) передавати енергію іншому споживачеві (активному чи звичайному)
- 5) передавати електроенергію кільком споживачам електроенергії;
- 6) частину електроенергії отримувати ззовні, а частину передавати (активному, звичайному споживачеві або мережі).

Актуальними на цей момент є: розробка алгоритмів взаємодії обладнання між собою; алгоритми розподілу електроенергії від власних джерел РГ; алгоритм вибору режиму живлення. Особливостями АС у наведеному випадку є:

1. Наявність технологічних установок (сукупність або окремі одиниці):
 - споживаюче обладнання, здатне до зміни (перенесення на інший час) навантаження;

- власні джерела РГ;
- накопичувачі електроенергії;
- системи керування навантаженням.

2. Здійснення діяльності з керування попитом, що включає:

- маневрування енергоспоживанням (зниження або перенесення навантаження за часом) з метою надання системної послуги, оплачуваної ринком електроенергії, або виходячи з мінімізації витрат на електроенергію;
- керування власною генерацією: визначення ступеня її завантаження, а також обсягу власного споживання від неї і обсягу електроенергії, що постачається на ринок;
- керування режимом накопичення електроенергії: накопичення електроенергії, що виробляється власним генеруючим джерелом, або накопичення електроенергії, споживаної з енергосистеми;
- споживання накопиченої електроенергії;
- продаж накопиченої електроенергії на ринок.

3. Функції АС в електроенергетичній системі:

- керування власним енергоспоживанням відповідно до необхідності виконання своїх виробничих планів з випуску продукції або забезпечення енергією домогосподарства, оптимізуючи свої витрати на покупку електроенергії з зовнішніх ринків;
- визначення ступеня своєї участі в наданні додаткових послуг, що полягають у наданні керованих активних і реактивних навантажень (потужностей) для керування з боку системного оператора;
- визначення умов завантаження власної потужності (за її наявності), для формування заявки на участь у купівлі/продажу електроенергії на оптовому і роздрібному ринках.

У світовій практиці розроблено широкий спектр механізмів керування навантаженням (табл. 3.3). Стимулювання споживачів дає змогу забезпечити економію для системи в цілому за рахунок зниження рівня ризиків зовнішнього середовища.

Таблиця 5.3 - Механізми керування попитом

Елементи програми керування попитом	Сьогодення	Перспективний стан
Пряме керування попитом	Споживач за власним розсудом включає або відключає обладнання в години мінімуму/максимуму тарифу відповідно до існуючих тарифних меню	Обладнання споживача, оснащене відповідними пристроями для дистанційного відключення в пікові моменти і включення в моменти
Програми з попиту (пропозиції)/навантаження. Програми зворотної покупки	Споживач за власним розсудом включає або відключає обладнання в години мінімуму/максимуму тарифу відповідно до існуючих тарифних меню	Споживач на основі оперативної інформації про стан ринку може відмовитись від споживання на певний період часу і продавати невикористану потужність
Програми переривання	Примусове відключення при форсмажорних ситуаціях	Відключення за згодою споживача з наданням можливості зниження виплат у бік постачальника за рахунок системи модифікації
Тариф, диференційований за часом доби	Споживач за своїм розсудом включає або відключає обладнання під час дії зонних тарифів	Існування як добровільних програм, так і примусових, заснованих на обов'язковій у них участі всіх споживачів. Споживач може або зобов'язаний завантажити своє обладнання під час дії того чи іншого тарифу
Програми зниження навантаження	Примусове зниження навантаження при форсмажорних ситуаціях	Зменшення навантаження за згодою споживача з наданням зниження виплат у бік постачальника за рахунок системи модифікації цін
Тарифікація в режимі реального часу	Робота в режимі реального часу на балансуєчому оптовому ринку електроенергії і потужності	Робота в режимі реального часу на балансуєчому оптовому ринку електроенергії і потужності, а також на рівні кінцевого споживача на роздрібному ринку
Програми потреби (пропозиції)/навантаження. Програми зворотної купівлі	Промисловий споживач на власний розсуд завантажує потужності відповідно до режимів роботи залежно від тарифу або умов контракту	Споживач на основі оперативної інформації про поточний стан ринку може відмовитись від споживання на даний момент часу і продати потужність

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.

Нами було проведено аналіз можливості застосування тризонного тарифу в якості мотивації для залучення звичайних споживачів до зміни графіків їх навантаження за допомогою використання накопичувачів енергії. Дослідження проводилось на основі річного графіку споживання однієї з сімей, що був розглянутий у відповідному розділі. В ході досліджень було виявлено, що для цієї задачі необхідно використання накопичувача енергії ємністю 52 кВт·год та інвертора потужністю 6 кВт. В якості питомої вартості було обрано найбільш позитивний варіант з вартістю 156 доларів за кВт·год. Накопичувач використовувався для вирівнювання графіку навантаження. У зв'язку з цим було розглянуто два варіанти мотивації споживача до застосування такої системи. Це продаж йому електричної енергії за нічним тарифом по 0,672 грн/ кВт·год та за тарифом вищим ніж нічний, що склав 1.008 грн/ кВт·год. За першим сценарієм річна економія склала 85027 грн, а за другим 67907 грн. При капіталовкладеннях, що становили 310 000 грн, були отримані рисунки 1 і 2, що демонструють грошові потоки при розрахунках простого та дисконтованого терміну окупності. В якості терміну експлуатації було обрано заявлені виробниками накопичувачів енергії 6000 циклів заряду-розряду по 1 на день, що дозволило встановити приблизний строк експлуатації в 16.4 роки.

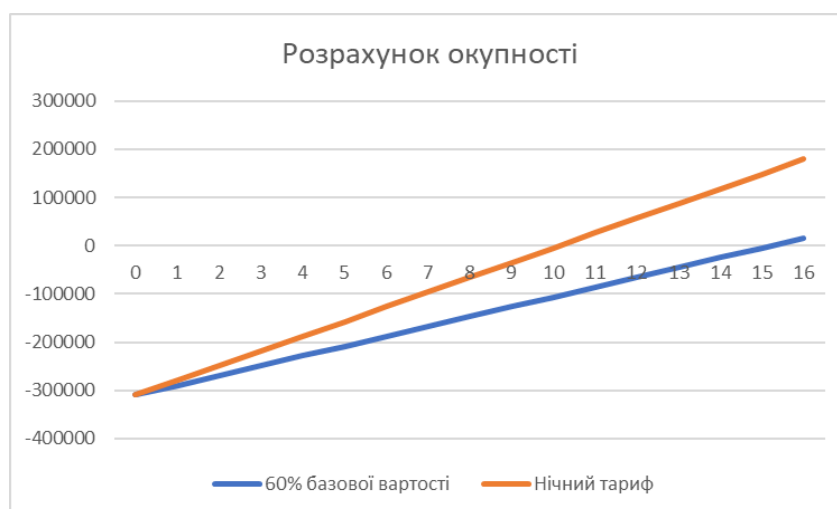


Рисунок 5.6 – Фінансові потоки без урахування дисконтування

Як ми бачимо при розрахунку фінансових потоків без урахування дисконтування обидва варіанти дозволяють повернути інвестиції. Однак термін повернення, особливо у випадку тарифу у 60% базової вартості, є значно більшим за допустимий для такого методу розрахунку і саме тому було прийнято рішення провести розрахунок дисконтованого терміну з урахуванням оптимістичної ставки дисконту 5%.

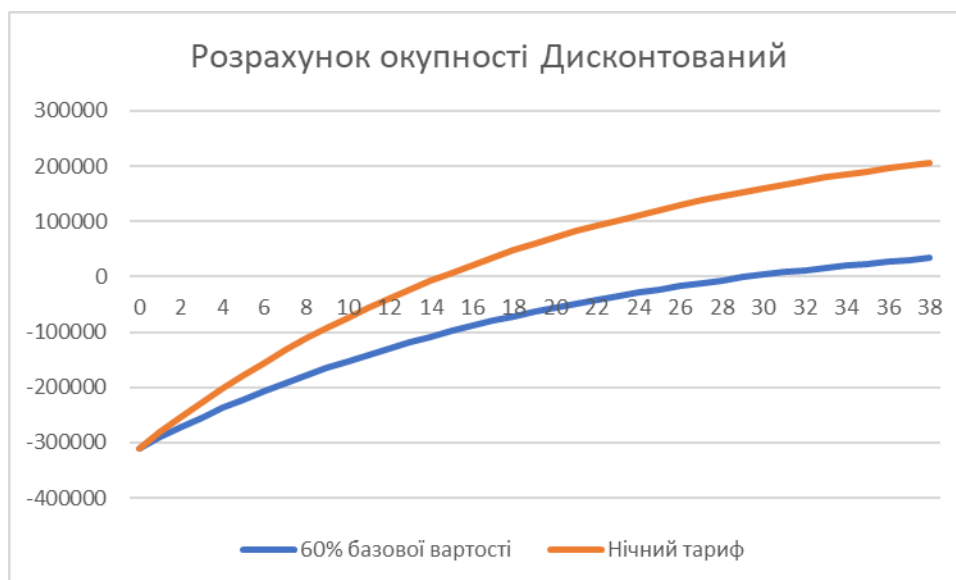


Рисунок 5.7 – Фінансові потоки з урахуванням дисконтування

На графіку видно, що застосування нічного тарифу дозволяє повернути інвестиції за 2 роки до виходу обладнання з номінального терміну експлуатації, а

тарифи з більшою вартістю електроенергії швидше за все взагалі не дозволять повернути інвестиції.

Отже, навіть з обраними на кожному етапі оптимістичними сценаріями ми бачимо, що використання високотехнологічних накопичувачів енергії для вирішення цієї задачі з тарифами вищими за нічний є не ефективним. Саме тому у подальшій роботі планується приділити значно більше уваги економічним стимулам для просьюмерів.

Висновок до розділу 5

В розділі розглянуто інвестиційні перспективи для інноваційної діяльності, як база для практичного впровадження результатів дослідження. Також проведено аналіз економічних мотиваторів для споживачів, що буде покладено в розробку програми такої мотивації для України. Додатково проведено дослідження ефективності поточних механізмів запроваджених в Україні для регулювання графіків навантаження побутових споживачів. На жаль, дослідження продемонструвало низьку інвестиційну привабливість для таких проєктів у разі використання традиційних інструментів на прикладі тризонного тарифу. Саме тому робота над стимулами буде продовжуватись в наступному році.

.

6 ВИКОРИСТАННЯ ШТУЧНОГО ІНТЕЛЕКТУ, ДЛЯ ПРОГНОЗУВАННЯ ГЕНЕРАЦІЇ СОНЯЧНИХ ТА ВІТРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ, ТА НАВАНТАЖЕННЯ ПОБУТОВИХ СПОЖИВАЧІВ

6.1 Основні тенденції розвитку штучного інтелекту в світі

Нині розмір цифрової економіки становить 15,5% світового ВВП. Переважна її частина припадає на розвинені країни світу, безумовними лідерами серед яких є США та Китай. Вони володіють 75% усіх патентів, пов'язаних із блокчейн-технологіями, здійснюють 50% світових витрат на Інтернет речей, контролюють понад 75% світового ринку хмарних обчислень та отримують 90% ринкової капіталізації 70 найбільших цифрових платформ світу.

Поява штучного інтелекту (ШІ) і робототехніки ознаменувала новий цивілізаційний етап соціально-економічного розвитку – Індустрію 4.0. В умовах інформаційної економіки широке застосування технологій ШІ змінює сутність і зміст традиційних концепцій інтелектуальної власності, зокрема, патентів і авторського права. Окрім впливу на традиційні концепції інтелектуальної власності, ШІ є технологією подвійного призначення, як підкреслюється в статті. З одного боку, ШІ забезпечує швидку роботу з великими масивами інформації, з іншого боку, цифровізація продуктів і послуг за рахунок ШІ отримала нові можливості для стимулювання інвестицій у створення нових знань для забезпечення чесної конкуренції.

ШІ проникає всюди: у глобальну економіку, ринок праці, освіту, військову сферу та національну безпеку. Проблеми та виклики, з якими сьогодні стикаються суб'єкти господарювання – це відсутність цілісного бачення та майбутніх економічних вигод від впровадження технологій ШІ у сфері інтелектуальної власності, необхідність інвестування значних фінансових ресурсів, недостатня кваліфікація співробітників і керівників. Відповідно, перспективним завданням дослідження є дослідження основних детермінант та підстав управління інтелектуальною власністю в умовах цифровізації (як з точки зору провайдерів цифрових технологій, так і з точки зору споживачів цифрових послуг).

У найпростішому тлумаченні штучний інтелект являє собою систему, яка приймає автономні рішення. На практиці це означає, що ті завдання, які виконує ШІ, повторюють або імітують дії людського інтелекту (нині такими задачами може бути розпізнавання обличчя, предметів та навіть мови у випадку Natural Language Processing, який являє собою набір алгоритмів та методів, які застосовують для того, щоб розуміти людську мову). При цьому деякі системи ШІ є значними за своїми масштабами та швидко виконують велике число обчислень, у той час як інші ШІ створені для вузького використання, яким може бути обробка одного завдання, наприклад, верифікації чи кодогенерації.

Комплексний і міждисциплінарний характер проблематики інтелектуальної власності в інформаційній економіці крізь призму ШІ як технології подвійного призначення зумовив її дослідження не лише знавцями у сфері ШІ, але і економістами та дослідниками економіко-правового регулювання ШІ у світі.

За влучним визначенням Н. Негропonte, засновника медіа-лабораторії Массачусетського технологічного інституту та дослідника цифрової економіки, діджиталізація сьогодні означає, що в економіці превалює рух бітів, а не атомів. Більш того, у сучасних умовах, коли у цифровий формат трансформовано не лише такі об'єкти інтелектуальної власності як книги чи фільми, а й раціоналізаторські інструменти, які можуть швидко бути розтиражовані за рахунок електронних примірників з мінімальними чи нульовими затратами без залучення штату працівників, проблематика інтелектуальної власності в інформаційній економіці набуває актуальності крізь призму ШІ як технології подвійного призначення.

Сьогодні збуваються уявлення про «ультраінтелектуальну машину», яка може проектувати найкращі рішення. Перший прототип системи ШІ під назвою ELIZA, яка була віртуальним співрозмовником був важливим для нейронних мереж та ШІ, бо програма отримала доступ до різних заздалегідь написаних сценаріїв. Згодом ШІ почали використовувати не лише для імітаційних задач, а й для явища на адміністрування охорони інтелектуальної власності, зокрема патентного та авторського права, оскільки він дозволяє підвищити якість розгляду заявок та знизити їх вартість.

ІІІ забезпечує швидку роботу з великими масивами інформації. Подібно до промислових революцій та переходу до Індустрії 4.0 та 5.0 у перспективі, аналітика також проходить шлях діджитал-розвитку. Нині уже спостерігаються концепції інсайту та мінімізації часу прийняття рішення як основні драйвери трансформації аналітики.

Операційна аналітика означає масштабованість традиційної аналітики за допомогою ІІІ, що дозволяє забезпечити її інтеграцію у бізнес-процеси та автоматизувати прийняття рішень. Мається на увазі, що основна відмінність операційної аналітики полягає у її зорієнтованості на підтримку повсякденних, а не стратегічних задач. При цьому відмінністю операційної аналітики виступає її рекомендаційний, а не прогностичний чи описовий характер. Тобто, якщо описова аналітика акцентує увагу на минулому періоді часу, прогностична – на майбутньому, то операційна – визначає необхідні для досягнення мети дії.

Зрозуміло, що операційно-аналітичні процеси у сучасних умовах потребують кастомізації. Однак існує ряд характеристик, за якими можна чітко прослідкувати основні відмінності операційної аналітики від описової та прогностичної.

По-перше, операційна аналітика інтегрована та автоматизована. Це означає, що процеси відбуваються у межах операційних систем в автоматичному та інтегрованому режимі з мінімальною участю людини.

По-друге, операційна аналітика орієнтована на швидку відповідь, а не на надання рекомендацій. Мається на увазі, що, на відміну від традиційної аналітики, коли рішення щодо слідування наданим рекомендаціям приймається людиною, автоматична реакція у відповідь відбувається у межах «часу прийняття рішення» (без очікування наступного сеансу пакетної обробки великих даних). Тобто, після запуску та підтвердження операційно-аналітичного процесу проміжні рішення приймаються автоматично (після ретельного тестування перед запуском). Важливо зазначити, що це не означає усеохоплюючої автоматизації, оскільки ключовим завданням залишається необхідність конфігурувати та контролювати операційно-аналітичні процеси.

Важливо підкреслити, що оперативна аналітика являє собою нову ступінь еволюції аналітичних технологій, відмінну від попередніх. Операційна аналітика не тотожна модернізації традиційної аналітики, оскільки зі зростанням кількості даних пропорційно збільшується число методів та способів обробки великих масивів інформації.

В умовах можливого швидкого розповсюдження цифрових копій об'єкта інтелектуальної власності виник «парадокс суперзірок» (термін, запропонований Е.Брін'юлфссоном та Е.Макафі), що полягає у швидкому збагаченні завдяки спільному володінню правами на інтелектуальну власність. Так, наприклад, сім книг Джоан Роулінг про Гаррі Поттера адаптували у вісім повнометражних фільмів від Warner Bros., що зібрали у світовому прокаті понад \$7 мільярдів (без врахування приквелів та запланованого виходу серіалу). Якщо певний твір можна передавати у формі тексту, фільмів та ігор мільярдам користувачів з дуже низькими затратами, то це сприятиме швидкому завоюванню долі ринку.

Наведений парадокс може слугувати ілюстрацією і для впливу діджиталізації інтелектуальної власності на розподіл доходів, зокрема: мінімальні затрати на розповсюдження електронного продукту (право володіння яким як інтелектуальна власність закріплені за певним лідером на ринку) сприяють тому, що більша частина отриманого доходу надходить інвесторам, а не найманим працівникам. У результаті виникають ситуації, коли розвиток високотехнологічних компаній набагато перевищує за темпами і масштабами зростання найбільших компаній іншої галузі.

Так, наприклад, сукупні доходи детройтської «великої трійки» (стосується трьох найбільших автовиробників США – General Motors Company, Ford Motor Company і Fiat Chrysler Automobiles (FCA) US LLC) у 1990 році є порівнюваними з доходами «великої трійки» Кремнієвої долини (до неї належать корпорації Google, Apple, Facebook) у 2014-му з тією різницею, що наведені ІТ-компанії характеризуються штатом працівників, який у 9 разів менший за чисельність працівників компаній-автовиробників, а вартість цих компаній на фондовому ринку – більша у тридцять разів. Чим можна пояснити таку різницю? По-перше,

внаслідок цифровізації змінилися драйвери вартості компаній – сьогодні основними джерелами створення цінності стає високошвидкісна обробка великих даних, оскільки транзакції відбуваються в режимі реального часу. По-друге, за допомогою ІІІ також можна здійснити формування цінності на базі створення та вивчення цифрових портретів споживачів, досвіду їх економічної поведінки, про що йтиме мова далі, тобто цифровізація продуктів і послуг за рахунок АІ отримала нові можливості для стимулювання інвестицій у створення нових знань для забезпечення чесної конкуренції.

Крім того, сучасний ІІІ характеризується здатністю до генерації і створення нових творів. Прогресивність таких змін має і зворотній бік – складність визначення авторства і подальше володіння і розпорядження авторськими правами на твір. Сьогодні існують практики передачі прав власності власникові ІІІ чи фізичним особам, які брали участь у його створенні або віднесення створених за допомогою ІІІ об'єктів інтелектуальної власності до категорії суспільного надбання.

У цьому контексті мислення «сьогоднішнього дня» стосовно ІІІ є загрозливим, оскільки короткострокові технологічні досягнення можуть мати довгострокові наслідки. Відповідно, важливо аби у глобальній перспективі розвиток ІІІ не суперечив демократичним засадам та свободам.

Водночас приклад Китаю демонструє, що «План розвитку штучного інтелекту нового покоління» країни, яким передбачено світове лідерство у галузі ІІІ з внутрішнім ринком вартістю у 150 мільярдів доларів, поступово втілюється за значної урядової підтримки. Зокрема, політика державної підтримки стартапів та дослідницьких лабораторій сприяли тому, що Baidu, Tencent та Alibaba (аббревіатура для позначення «великої трійки» – BAT) стали найбільшими компаніями-гігантами у країні.

Baidu – це китайський аналог пошукової системи Google. До складу корпорації входить платформа для спілкування на основі ІІІ, цифровий асистент, програма безпілотного водіння Apollo, партнерами якої вже стали Ford і Daimler, програмне забезпечення для підключення систем «розумних будинків». Alibaba

Group як гібрид Amazon та eBay, поширених у США, у Китаї змогли створити аналог реклами у Google за допомогою сервісу Taobao та власну платіжну систему Alipay, що має функції, подібні до PayPal. Сьогодні за рахунок власних напрацювань у сфері ІІІ Alibaba за підтримки уряду опрацьовує величезні масиви інформації — від відеозаписів з розумних міських камер до облікових записів у соціальних мережах. Tencent, скориставшись заборонаю Facebook у зоні закритого інтернету Китаю, створили аналогічний сервіс WeChat, що використовується урядом, державними закладами, корпораціями при наймі на роботу, громадянами для приватного спілкування.

Разом з тим, їх діяльність є підконтрольною державі, відповідно – відсутні обмеження чи інструменти стримування щодо конфіденційності та безпеки. На практиці це означає, що не лише усі дані щодо дзвінків, онлайн-покупок та фото громадян дозволяють ВАТ створювати потужні та привабливі системи ІІІ для інвесторів (як наприклад SenseTime), але зможуть призвести і до зловживання технологіями, зокрема неможливості громадського контролю. Уже сьогодні патенти на дрони майбутнього із вбудованим ІІІ та інші автономні системи озброєння, що атакують цілі без втручання людини як такі, що належать до сфери національної безпеки, закріплюються за державами, у тому числі США та Китаєм, що становить небезпеку, якщо взяти до уваги, що технології ІІІ можуть у перспективі досягнути рівня, коли спричинять революцію озброєнь.

Частково уже сьогодні ми спостерігаємо напрацювання щодо використання ІІІ для війн у кіберпросторі: комп'ютерний вірус Stuxnet спричинив поломки в установках зі збагачення урану в Ірані, наприклад. Водночас є і позитивні приклади: так, в Україні працює чат-бот "єВорог" для розпізнавання ворожої техніки та активно застосовуються системи розпізнавання обличь загарбників за допомогою ІІІ.

Проблеми інтелектуальної власності у сучасних умовах важливо розглядати і через геоінформаційний аспект цифрових стратегій залучення із використанням ІІІ, оскільки особливості інтелектуальної власності як товару в сучасних умовах полягають у використанні її властивостей з метою найвигіднішої комерціалізації.

Щоб обрати форму комерціалізації об'єктів права інтелектуальної власності розглядають сукупність чинників від висновків маркетингових досліджень до стратегій залучення споживачів за допомогою надбань ІІІ. Відповідно, цифрові платформи потребують в управлінні вийти за межі традиційної бізнес-діагностики та захищених даних (рис. 6.1).



Рисунок 6.1 – Основні детермінанти та підстав управління інтелектуальною власністю в умовах цифровізації

В процесі комерціалізації інтелектуальна власність виступає уречевленим результатом інтелектуальної діяльності, будучи навіть нематеріальною за сутністю, а отже – має властивість мультиплікативного поширення, однак аби набути прав на її використання, попередньо потрібно імплементувати цифрову стратегію з її використання. ІІІ може виступати допоміжним інструментом у вирішенні цього завдання. Мається на увазі, що компанія, яка функціонує у межах платформенної економіки, виступає у ролі системного інтегратора ІІІ, коли у кінцевого споживача є широкий вибір, оскільки інші співпрацюють і конкурують за можливість комерціалізувати ІВ.

Користувачі дійсно витрачають багато часу на смартфони, на відміну від ноутбуків чи ПК, у користувацькому сценарії яких переважає браузерний пошук у

той час, коли завдяки мобільним пристроям споживачі витрачають більше 90% часу на програми, а не браузері. Крім того, 68% визнають, що перевіряють свої телефони протягом п'ятнадцяти хвилин після того, як прокинуться вранці. Численні дослідження демонструють, що лідерами серед застосунків залишаються Facebook та Snapchat. Відповідно, на ці платформи скеровується найбільша частка мобільних рекламних бюджетів.

Геоінформаційне відстеження потенційних споживачів дозволяє налаштувати необхідну форму та зміст банерних оголошень в ігрових додатках, на YouTube чи Facebook. Під час імплементації цифрових стратегій залучення важливо дізнатися якомога більше про споживачів – геолокацію, демографічну ситуацію й інтереси, вподобання у Instagram або Pinterest та зміст постів у інших соціальних мережах. Що більше ми знаємо споживача, тим цілеспрямованішою і актуальнішою буде цифрова стратегія залучення. Є і протилежний підхід, оскільки доведено, що аби мотивувати споживача генерувати якомога більше показів, вони мають стати ціною за отримання безкоштовного контенту.

Так, впровадження віртуальних магазинів Tesco у Південній Кореї та мобільної радіостанції Unilever в Індії являють собою показові приклади використання мобільних технологій задля створення безпрограшних стратегій для компанії та споживачів.

Зокрема, компанії Tesco в Південній Кореї вдалося вийти на один із найприбутковіших споживчих ринків в Азії без значних додаткових інвестицій за рахунок залучення споживачів, відкривши у 2011 році свій перший віртуальний магазин поблизу найбільш людної станції метро Сеула. Попри гостру конкуренцію з корейським роздрібним продавцем E-mart, якому вдалося витіснити з ринку країни гіганта Walmart (США), Tesco запропонували інноваційний підхід, на відміну від конкурентів, не центруючись на оффлайн-продажах, запатентувавши нову технологію: компанія розмістила на стіні станції метро світлину полиці магазину, що була на вигляд ідентичною справжній полиці в магазині Tesco. Споживачеві залишалося лише зісканувати QR код віртуальних

товарів, поки тривало очікування поїздів, а обрані товари їм доставляли, коли вони поверталися додому ввечері.

Такий підхід дозволив вирішити проблему споживачів, створивши для них цінність і уже протягом трьох місяців після запуску мобільного додатка продажу зросли у 1.3 рази, забезпечивши зростання за рахунок розширення аудиторії споживачів.

Цифрова стратегія цілеспрямованого залучення також спрацювала у випадку виходу компанії Unilever на ринок Індії, а саме штати Біхар та Джаркханд. Ідея цифрової стратегії полягала у тому, аби перетворити смартфони жителів цих двох найбідніших штатів телефон на розважальний канал, аби залучити споживачів. Регіональна специфіка полягала у тому, що радіо й телебачення не були виграшними варіантами через часті та тривалі відключення електроенергії.

Таким чином, обидві компанії скористалися унікальним аспектом мобільних пристроїв. Разом з тим, в епоху Netflix і блокування рекламних оголошень споживачі цікавляться історією та місією чи візією компанії лише у тому випадку, коли є невіддільною частиною цієї історії. Найпершими цю стратегію залучення використала компанія Mastercard, запустивши розіграші квитків напередодні Нового року, аби споживачі могли полетіти у будь-яке місто, аби возз'єднати з родиною. Для компанії переваги такого підходу полягали у оптимізації в реальному часі, тобто розподілі бюджетних рекламних коштів у режимі реального часу за допомогою ІІІ.

Більш того, стратегія була поглиблена використанням мережових ефектів, коли створювалися відео про переможців і поширювалися у соціальних мережах, щоб заохотити обмін. Отже, цілеспрямована цифрова стратегія Mastercard дозволяє проілюструвати наступні важливі аспекти побудови стратегій:

- 1) існує потреба у створенні широких мереж, адже бренди потребують зв'язку зі споживачами, щоб дізнатися, як ті живуть і на що витрачають свій час;

2) такі гіганти як Google та Facebook демократизували маркетинг, що дає змогу навіть за обмеженого бюджету користуватися інструментами цифрового маркетингу (від Snapchat та Instagram до власних веб-сайтів);

3) важливою є послідовна цінність для бренду;

4) необхідно створити взаємодію, що керує бізнесом. Цифрова стратегія повинна досягти двох цілей: залучити і переконати. Тобто, не лише залучаючи споживачів до розважального контенту, але й до бізнесу.

Важливою також є карта подорожі споживачів, щоб зрозуміти їхні наміри й контекст. Визначивши намір, можна, зрозуміти, чого споживач потребує в певний момент, а контекст підкреслює, як потреба споживача може змінюватися залежно від конкретної ситуації - наприклад, чи споживач зараз у магазині, чи вдома. При цьому цифрова стратегія залучення не повинна перетворюватися на надсилання значної кількості сповіщень споживачам.

Інформаційні технології вже справили великий позитивний вплив майже на кожну сферу людської діяльності, від науки та виробництва до транспорту, безпеки держави та комунікацій. Але цей вплив — ніщо порівняно з тим поступом, який обіцяє потенціал ШІ в майбутньому. Комерціалізація інтелектуальної власності за допомогою ШІ може піти на користь уже існуючому успішному бізнесу, оскільки це може забезпечити збільшення бази користувачів одним зі способів: 1) шляхом диференціювання безкоштовного продукту для масового користувача та преміум-версій для бізнесу; 2) перехресні продажі за умови наявності широкої лінійки продуктів, які доповнюють безкоштовний; 3) пакетні пропозиції (безкоштовна пропозиція додатково до платного товару/послуги).

Такі стратегічні ходи є вигідними для компанії з огляду на той факт, що після того як підприємством були понесені основні витрати, створення додаткового продукту мінімально впливає на загальні витрати (так працює і згаданий на початку «парадокс суперзірок»). Про це свідчить і розглянутий досвід передових техногігантів Китаю щодо розробки штучного інтелекту нового покоління.

Наведені основні детермінанти та підстави управління інтелектуальною власністю в умовах цифровізації можуть бути застосовані як на рівні менеджменту, так і для кращого опису цілісності розгляду використання ІІІ та його мультиплікаційний ефекту на адміністрування охорони інтелектуальної власності, зокрема патентного та авторського права, оскільки він дозволяє підвищити якість розгляду заявок та знизити їх вартість, особливо, суб'єктів господарювання електротехнічної промисловості.

Одним з напрямків розвитку в галузі штучного інтелекту є нейронні мережі, головною перевагою яких є здатність навчатися, що дозволяє, хоч і доволі грубо, моделювати роботу людського мозку. Основними задачами, що вирішуються за допомогою нейромереж, є розпізнання образів, класифікація, аналіз даних, прийняття рішень.

6.2 Асоціативна пам'ять

Сучасні системи для обробки інформації потребують достатньо високого рівня в швидкодії для більш ефективної роботи. Однак виникає проблема зв'язку пам'яті та процесора, так як швидкодія процесора на порядок більше ніж у пам'яті, в результаті чого пам'ять не встигає забезпечити процесор необхідною інформацією в потрібному темпі. За рахунок ієрархічної організації пам'яті, що випереджає вибірки інформації з пам'яті, використання кеш-пам'яті в деякій мірі прискорює передачу інформації, але такий підхід потребує великих затрат ресурсів. Найбільш ефективним способом вирішення цієї проблеми є комбінування функцій зберігання та обробки інформації з використанням асоціативного методу доступу.

Асоціативна пам'ять може бути визначена як система для запису, зберігання, пошуку, обробки і зчитування інформації, в якій дані (знання) про об'єкт можуть бути ініційовані (доповнені) за заданим фрагменту цих даних (знань), використовуваному в якості пошукового.

Основними обчислювальними системами, в яких застосовуються асоціативні засоби зберігання і обробки інформації, є інтелектуальні системи для

вирішення таких завдань як розпізнання і аналіз образів, обробки зображень, розпізнавання і синтезу мови, високопродуктивних паралельних обчислень, обробки нечіткої інформації, прийняття рішень в умовах невизначеності, в базах даних і знань, в системах машинного перекладу і логічного висновку. Ці завдання вимагають при їх вирішенні на універсальних ЕОМ значних обчислювальних ресурсів і паралелізму обробки, який характерний для асоціативних запам'ятовуючих пристроїв (АЗП).

Вимоги до асоціативної пам'яті за швидкістю, обсягом і структурою постійно зростають. Якщо раніше потреби більшості архітектур систем обробки даних задовольнялися частково асоціативними запам'ятовуючими пристроями, то зараз з'являється все більша необхідність в повністю асоціативних запам'ятовуючих пристроях великої місткості і високого швидкодії (асоціативних процесорах).

У повністю асоціативних запам'ятовуючих пристроях операції порівняння реалізуються безпосередньо в самих елементах пам'яті, що дозволяє досягти виключно високої швидкодії при асоціативній вибірці даних, хоча при цьому збільшуються витрати на зберігання одного біта інформації. На такі АЗП покладаються основні надії при створенні інтелектуальних систем. Їх розробка орієнтується на використання нових системотехнічних і технологічних принципів проектування.

Частково асоціативні запам'ятовуючі пристрої проектуються зазвичай у вигляді надвеликих інтелектуальних систем (НБІС) на основі стандартних запам'ятовуючих елементів. Запис і зберігання даних в них здійснюється шляхом жорсткого програмування маскуванням при виготовленні або шляхом завдання відповідності між осередками ознак і областями пам'яті, що є недоліком, так як не дозволяє проводити будь-які зміни даних в АЗП під час обчислень. Різні типи таких пристроїв розрізняються пам'ятною середовищем і схемотехнікою логічного порівняння та управління. Такі АЗП дозволяють створювати модулі асоціативної пам'яті ємністю до 1 Гб.

У повністю асоціативних запам'ятовуючих пристроях операції порівняння реалізуються безпосередньо в самих елементах пам'яті, що дозволяє досягти виключно високої швидкодії при асоціативній вибірці даних, хоча при цьому збільшуються витрати на зберігання одного біта інформації. На такі АЗП покладаються основні надії при створенні інтелектуальних систем. Їх розробка орієнтується на використання нових системотехнічних і технологічних принципів проектування.

В даний час через відсутність стандарту розробляються такі варіанти АЗП, що є спеціалізованими для конкретних додатків, але це не гарантує їх високорентабельне серійне виробництво. Стійкий ринок може забезпечити застосування АЗУ в якості кеш-пам'яті, яка скорочує час реакції системи, зменшує розрив у швидкодії центрального процесора і основної пам'яті і є одним з основних способів підвищення продуктивності сучасних ЕОМ.

Перспективним для реалізації інтелектуальних інтерфейсів, логічного висновку, обробки зображень, розпізнавання образів вважається створення АЗП, побудованих за принципами нейронної мережі, які розглядаються як розподілена мережа з внутрішніми зворотними зв'язками між асоціативними осередками.

6.3 Штучний нейрон

Нейрон (нервова клітка) складається з тіла клітини - соми (soma), і двох типів зовнішніх деревоподібних відгалужень: аксона (axon) і дендритів (dendrites). Тіло клітини вміщує ядро (nucleus), що містить інформацію про властивості нейрона, і плазму, яка продукує необхідні для нейрона матеріали. Нейрон отримує сигнали (імпульси) від інших нейронів через дендрити (приймачі) і передає сигнали, що згенеровані тілом клітки, вздовж аксона (передавач), який наприкінці розгалужується на волокна (strands). На закінченнях волокон знаходяться синапси (synapses).

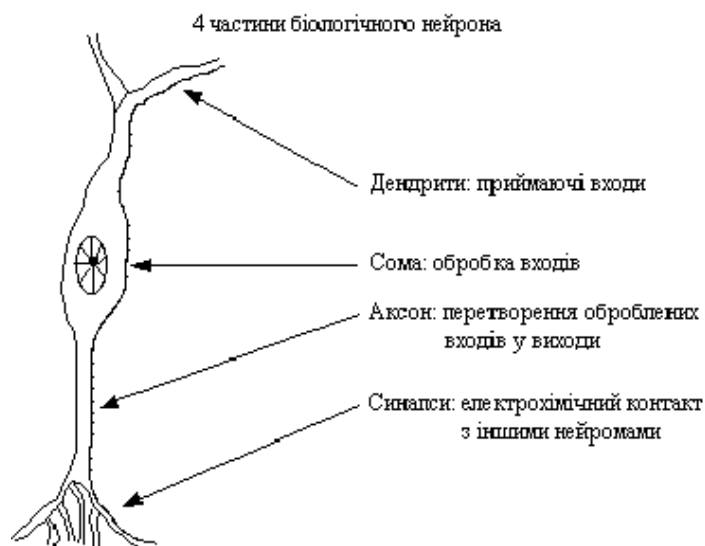


Рисунок 6.2 – Схема біологічного нейрона

Синапс є функціональним вузлом між двома нейронами (волокно аксона одного нейрона і дендрит іншого). Коли імпульс досягає синаптичного закінчення, там продукуються хімічні речовини - нейротрансмітери. Нейротрансмітери проходять через синаптичну щілину і в залежності від типу синапсу, збуджують або гальмують здатність нейрона-приймача генерувати електричні імпульси. Результативність синапсу налаштовується сигналами, які проходять скрізь нього, тому синапси навчаються у відповідності до активності процесів, у яких вони приймають участь. Нейрони взаємодіють за допомогою короткої серії імпульсів, повідомлення передається за допомогою частотно-імпульсної модуляції.

Біологічні нейрони є структурно складнішими, ніж існуючі штучні нейрони. Оскільки нейрофізіологія надає науковцям розширене розуміння дії нейронів, а технологія обчислень постійно вдосконалюється, розробники мереж мають необмежений простір для вдосконалення моделей біологічного мозку.

Штучний нейрон є базовим модулем нейронних мереж. Він моделює основні функції природного нейрона (рис. 6.3).

При функціонуванні нейрон одночасно отримує багато вхідних сигналів. Кожен вхід має свою власну синаптичну вагу, яка надає входу вплив, необхідний для функції суматора елемента обробки. Ваги є мірою сили вхідних зв'язків і

моделюють різноманітні синаптичні сили біологічних нейронів. Ваги суттєвого входу підсилюються і, навпаки, вага несуттєвого входу примусово зменшується, що визначає інтенсивність вхідного сигналу. Ваги можуть змінюватись відповідно до навчальних прикладів, топології мережі та навчальних правил.

Вхідні сигнали x_n зважені ваговими коефіцієнтами з'єднання w_n додаються, проходять через передатну функцію, генерують результат і виводяться.

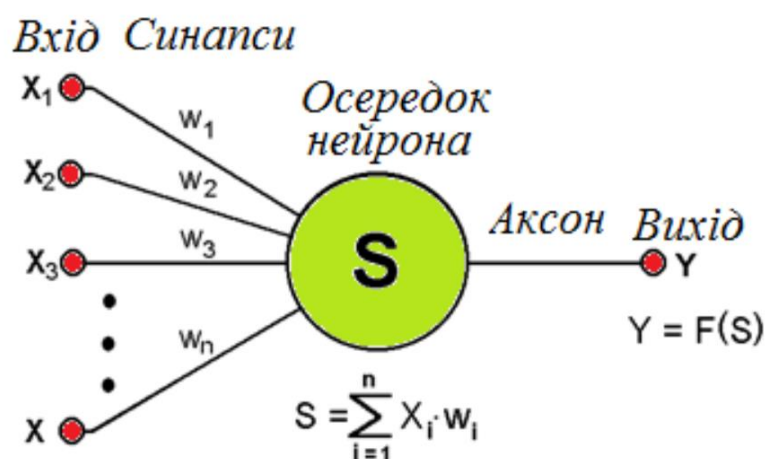


Рисунок 6.3 – Базовий штучний нейрон

Функція суматора може бути складнішою, наприклад, вибір мінімуму, максимуму, середнього арифметичного, добутку або обчислюватися за іншим алгоритмом. Багато програмних реалізацій використовують власні функції суматора, що запрограмовані на мові вищого рівня (C, C++, TurboPascal).

Перед надходженням до передатної функції вхідні сигнали та вагові коефіцієнти можуть комбінуватись багатьма способами. Алгоритми для комбінування входів нейронів визначають відповідно до мережної архітектури та парадигми.

В деяких нейромережах суматор виконує додаткову обробку, так звану функцію активації, яка зміщує вихід функції суматора в часі. Цю функцію найкраще використовувати як компоненту мережі в цілому, ніж як компоненту окремого нейрона. Часто, ця функція є відсутньою.

Результат функції суматора перетворюється у вихідний сигнал через передатну функцію. В передатній функції для визначення виходу нейрона

загальна сума порівнюється з деяким порогом (зазвичай, це діапазон $[0, 1]$ або $[-1, 1]$ або інше) за допомогою певного алгоритму.

Переважно застосовують нелінійну передатну функцію, оскільки лінійні (прямолінійні) функції є обмеженими і вихід є пропорційним до входу. Застосування лінійних передатних функцій було проблемою у ранніх моделях мереж, і їх обмеженість та недоцільність була доведена в книзі Мінські та Пейперта "Перцептрони".

В існуючих нейромережах як передатну функцію використовують сигмоїду, синус, гіперболічний тангенс тощо.

6.4 Штучні нейронні мережі

Штучні нейронні мережі (ШНМ, англ. artificial neural networks) – це обчислювальні системи, що складаються з штучних нейронів, які, в свою чергу, моделюють біологічні нейрони людини. Такі системи навчаються виконанню задач (поступально покращують свою продуктивність на них), розглядаючи приклади, загалом без спеціального програмування під задачу. Наприклад, у розпізнаванні зображень вони можуть навчатися ідентифікувати зображення, які містять дім, аналізуючи приклади зображень, помічені як «дім» і «не дім», і використовуючи результати для ідентифікування домів в інших зображеннях. Вони роблять це без жодного апріорного знання про будівлі. Натомість, вони розвивають свій власний набір доречних характеристик з навчального матеріалу, який вони оброблюють. На рис. 6.4 зображено схему простої штучної нейронної мережі.

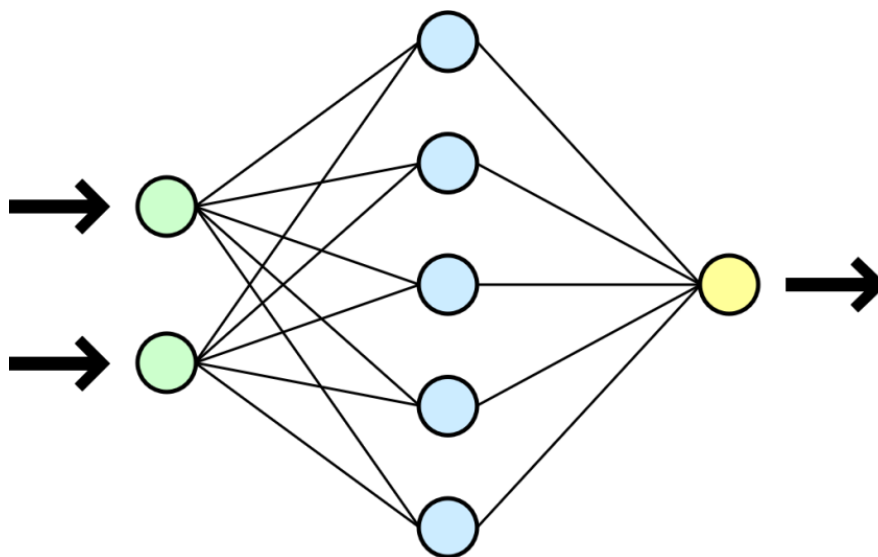


Рисунок 6.4 – Схема простої нейронної мережі

ШНМ ґрунтується на сукупності з'єднаних вузлів, що називають штучними нейронами (аналогічно до біологічних нейронів у головному мозку тварин та людей). Кожне з'єднання (аналогічне синапсові) між штучними нейронами може передавати сигнал від одного до іншого. Штучний нейрон, що отримує сигнал, може обробляти його, й потім сигналізувати штучним нейронам, приєднаним до нього.

В поширених реалізаціях ШНМ сигнал на з'єднанні між штучними нейронами є дійсним числом, а вихід кожного штучного нейрону обчислюється нелінійною функцією суми його входів. Штучні нейрони та з'єднання зазвичай мають вагу, яка підлаштовується в перебігу навчання. Вага збільшує або зменшує силу сигналу на з'єднанні. Штучні нейрони можуть мати такий поріг, що сигнал надсилається лише якщо сукупний сигнал перетинає цей поріг. Штучні нейрони зазвичай організовано в шари. Різні шари можуть виконувати різні види перетворень своїх входів. Сигнали проходять від першого (вхідного) до останнього (вихідного) шару, можливо, після проходження шарами декілька разів.

ШНМ класифікують:

- за типом вхідної інформації;
- за характером навчання;
- за характером налаштування синапсів;

- за часом передачі сигналів;
- за характером зв'язків.

6.5 Навчання штучної нейронної мережі

Здатність до навчання є фундаментальною властивістю мозку. Процес навчання може розглядатися як визначення архітектури мережі і налаштування ваг зв'язків для ефективного виконання спеціальної задачі. Нейромережа налаштовує ваги зв'язків по наявній навчальній множині. Властивість мережі навчатися на прикладах робить їх більш привабливими в порівнянні із системами, які функціонують згідно визначеній системі правил, сформульованої експертами.

Для процесу навчання необхідно мати модель зовнішнього середовища, у якій функціонує нейронна мережа – потрібну для вирішення задачі інформацію. По-друге, необхідно визначити, як модифікувати вагові параметри мережі. Алгоритм навчання означає процедуру, в якій використовуються правила навчання для налаштування ваг.

Існують три загальні парадигми навчання: "з вчителем", "без вчителя" (самонавчання) і змішана.

У першому випадку нейромережа має у своєму розпорядженні правильні відповіді (виходи мережі) на кожен вхідний приклад. Ваги налаштовуються так, щоб мережа виробляла відповіді як можна більш близькі до відомих правильних відповідей.

Навчання "без вчителя" не вимагає знання правильних відповідей на кожен приклад навчальної вибірки. У цьому випадку розкривається внутрішня структура даних та кореляція між зразками в навчальній множині, що дозволяє розподілити зразки по категоріях.

При змішаному навчанні частина ваг визначається за допомогою навчання зі вчителем, у той час як інша визначається за допомогою самонавчання.

У загальному використанні є багато правил навчання, але більшість з цих правил є деякою зміною відомого та найстаршого правила навчання, правила Хебба. Дослідження різних правил навчання триває, і нові ідеї регулярно

публікуються в наукових та комерційних виданнях. Представимо декілька основних правил навчання.

6.5.1 Правило Хебба

Опис правила з'явився у його книзі "Організація поведінки" у 1949 р. "Якщо нейрон отримує вхідний сигнал від іншого нейрону і обидва є високо активними (математично мають такий самий знак), вага між нейронами повинна бути підсилена". При збудженні одночасно двох нейронів з виходами (x_j , y_i) на t -тому кроці навчання вага синаптичного з'єднання між ними зростає, в іншому випадку - зменшується, тобто

$$W_{ij}(k) = r x_j(k) y_j(k), \quad (6.1)$$

де r - коефіцієнт швидкості навчання.

Може застосовуватись при навчанні "з вчителем" і "без вчителя".

6.5.2 Правило Хопфілда

Є подібним до правила Хебба за винятком того, що воно визначає величину підсилення або послаблення. "Якщо одночасно вихідний та вхідний сигнал нейрона є активними або неактивними, збільшуємо вагу з'єднання оцінкою навчання, інакше зменшуємо вагу оцінкою навчання".

6.5.3 Правило "дельта"

Це правило є подальшою зміною правила Хебба і є одним із найбільш загально використовуваних. Це правило базується на простій ідеї неперервної зміни синаптичних ваг для зменшення різниці ("дельта") між значенням бажаного та біжучого вихідного сигналу нейрона.

$$W_{ij} = x_j(d_i - y_i). \quad (6.2)$$

За цим правилом мінімізується середньоквадратична похибка мережі. Це правило також згадується як правило навчання Відрова-Хофа та правило навчання найменших середніх квадратів.

У правилі "дельта" похибка отримана у вихідному прошарку перетворюється похідною передатної функції і послідовно пошарово поширюється назад на попередні прошарки для корекції синаптичних ваг. Процес зворотного поширення похибок мережі триває до досягнення першого прошарку.

При використанні правила "дельта" важливим є невпорядкованість множини вхідних даних. При добре впорядкованому або структурованому представленні навчальної множини результат мережі може не збігтися до бажаної точності і мережа буде вважатись нездатною до навчання.

6.5.4 Правило градієнтного спуску

Це правило подібне до правила "дельта" використанням похідної від передатної функції для змінювання похибки "дельта" перед тим, як застосувати її до ваг з'єднань. До кінцевого коефіцієнта зміни, що діє на вагу, додається пропорційна константа, яка пов'язана з оцінкою навчання. І хоча процес навчання збігається до точки стабільності дуже повільно, це правило поширене і є загально використовуване.

Доведено, що різні оцінки навчання для різних прошарків мережі допомагає процесу навчання збігатись швидше. Оцінки навчання для прошарків, близьких до виходу, встановлюються меншими, ніж для рівнів, ближчих до входу.

6.5.5 Навчання методом змагання

На відміну від навчання Хебба, у якому множина вихідних нейронів може збуджуватись одночасно, при навчанні методом змагання вихідні нейрони змагаються між собою за активізацію. Це явище, відоме як правило "переможець отримує все". Подібне навчання має місце в біологічних нейронних мережах.

Навчання за допомогою змагання дозволяє кластеризувати вхідні дані: подібні приклади групуються мережею відповідно до кореляцій і представляються одним елементом.

При навчанні модифікуються синаптичні ваги нейрона-переможця. Ефект цього правила досягається за рахунок такої зміни збереженого в мережі зразка (вектора синаптичних ваг нейрона-переможця), при якому він стає подібним до вхідного приклада. Нейрон з найбільшим вихідним сигналом оголошується переможцем і має можливість гальмувати своїх конкурентів і збуджувати сусідів. Використовується вихідний сигнал нейрона-переможця і тільки йому та його сусідам дозволяється коректувати свої ваги з'єднань.

$$W_{il}(k + 1) = W_{il}(k) + r[x_j - W_{il}(k)] \quad (6.3)$$

Розмір області сусідства може змінюватись під час періоду навчання. Звичайна парадигма повинна починатись з великої області визначення сусідства і зменшуватись під час процесу навчання. Оскільки елемент-переможець визначається по найвищій відповідності до вхідного зразку, мережі Кохонена моделюють розподіл входів. Це правило використовується в самоорганізованих картах.

6.6 Задачі прогнозування

Особливе значення мають задачі передбачення та прогнозування часових рядів, серед яких виділяються завдання з набором певних специфічних ознак, тому варто провести їх класифікацію. Задачі дослідження явищ, розвиток яких пов'язаний із часом, можна поділити на декілька класів:

За характером основних ознак об'єкту:

- прогнозування явищ, реалізації яких представлені у вигляді детермінованих часових рядів. Такі задачі, зокрема, можна вирішити шляхом застосування методів математичного аналізу;

- прогнозування явищ, реалізації яких представлені у вигляді індетермінованих часових рядів. Вирішення цих задач традиційно здійснюється шляхом застосування методів теорії ймовірностей та математичної статистики. Зокрема, реалізації таких явищ, можуть мати вигляд:

а) стаціонарного часового ряду, який характеризується однорідністю в часі, без суттєвих змін характеру коливань та їх середньої амплітуди;

б) нестаціонарного часового ряду, який характеризується певною тенденцією розвитку в часі; при дослідженні нестаціонарних процесів можна виділити ділянки, на яких процес можна вважати стаціонарним; вибір проміжку для формування навчальної множини в такому випадку обирається згідно задачі прогнозування.

За числом ознак об'єкту досліджень:

- одновимірна задача; явище представлене лише однією ознакою, зміни якої відбуваються в часі;

- багатовимірна задача; об'єкт або явище представлені кількома ознаками; задача прогнозування може бути розширена завдяки представленню даних в просторі.

6.7 Прогнозування за допомогою нейронних мереж

Дані про поведінку об'єкта, ознаки якого пов'язані з часом, представлені як результати спостережень в рівномірні відліки часу. Для моментів часу $t=1, 2, \dots, n$ дані спостережень набувають вигляду часового ряду $x(t_1), x(t_2), \dots, x(t_n)$.

Інформація про значення часового ряду до моменту n дозволяє давати оцінки параметрів $x(t_{n+1}), x(t_{n+2}), \dots, x(t_{n+m})$. Для здійснення прогнозування елементів

часових рядів широко використовують так званий метод "часових вікон".

Однопараметрична задача прогнозування. Нехай часовий ряд $x(t)$ задано відліками процесу $x(t_1), x(t_2), \dots, x(t_i)$ в дискретні моменти часу t . Задамо ширину (кількість дискретних відліків) вхідного часового вікна m , ширину

вихідного вікна p . Вхідне та вихідне вікна накладаються на дані ряду, починаючи з першого елемента.

Вхідне вікно формує дані для входів нейронної мережі, а вихідне, відповідно, для виходів. Подібна пара вхідного та вихідного векторів приймається за одну реалізацію часового ряду. При зсуві часових вікон за часовим рядом з кроком s , отримуємо другу і наступні реалізації.

Значення ширини вікон та кроку зміщення повинні узгоджуватись з особливостями часового ряду, що забезпечується шляхом проведення експериментів.

Багатопараметрична задача прогнозування. В багатопараметричних задачах прогнозування підходи до розв'язання проблеми залишаються подібними. Функціонування нейромережі здійснюється у відповідності з методом часових вікон, зберігаючи значення ширини вікон та кроку зсуву. Конкретизація підходів до реалізації прогнозування в значній мірі залежить також від особливостей явища, що досліджується.

Однокрокове прогнозування. Задача однокрокового прогнозування зводиться до задачі, коли один вхідний вектор відображається у вихідний.

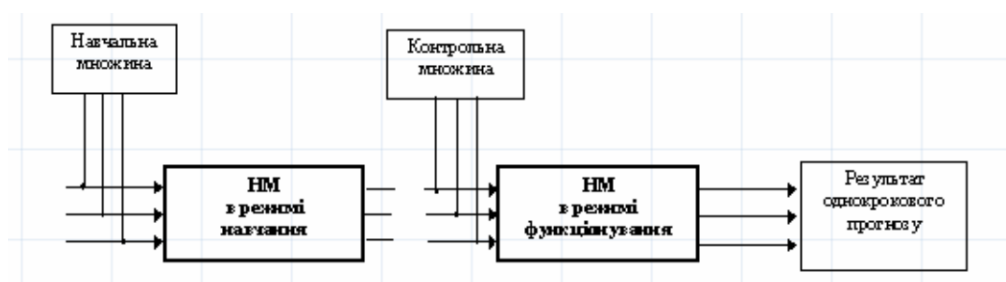


Рисунок 6.5 – Послідовність використання нейромереж при однокроковому прогнозуванні

Багатокрокове прогнозування. Застосовують лише для явищ, ознаки яких представлені у вигляді випадкових послідовностей з дискретним часом. Під час навчання мережа налаштовує коефіцієнти ваг зв'язків і поліномів передатних функцій, які в подальшому і визначають режим функціонування.

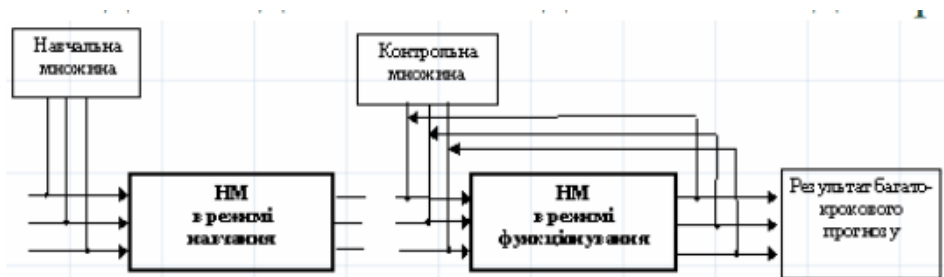


Рисунок 6.6 – Послідовність використання неймереж при багатокроковому прогнозуванні

Багатокрокове прогнозування з перенавчанням неймережі на кожному кроці прогнозу. Може бути застосований при довготермінових прогнозах із збереженням задовільної точності прогнозування.

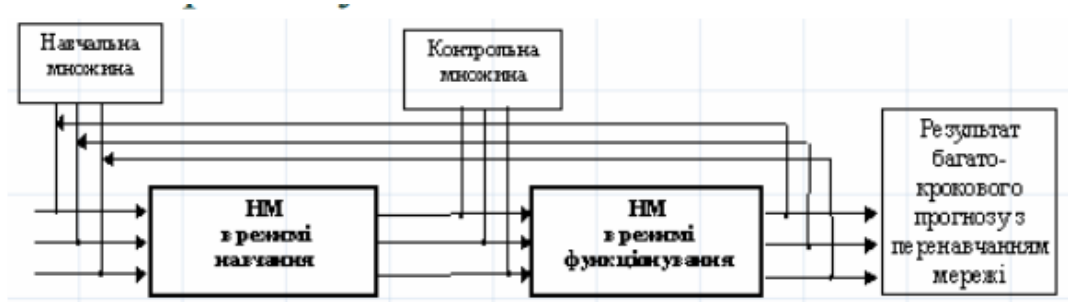


Рисунок 6.7 – Послідовність використання неймереж з перенавчанням на кожному кроці прогнозу

Швидкі ітераційні алгоритми навчання дозволяють запропонувати новий тип багатокрокового прогнозу, який може бути застосований при довготермінових прогнозах із збереженням задовільної точності прогнозування. Аналогічно з попереднім алгоритмом прогнозування на входи мережі у режимі функціонування надходить остання реалізація навчальної множини. Прогнозоване значення виходу відкладається у векторі прогнозованих вихідних значень і в якості достовірного додається до реальних значень навчальної множини. Навчальна множина збільшується на одне часове вікно. Відбувається процес перенавчання мережі на збільшеній навчальній множині, під час якого визначаються нові вагові коефіцієнти синаптичних зв'язків і поліномів передатних функцій нейронів.

6.8 Персептрон

Здатність нейронної мережі до прогнозування безпосередньо впливає з її здатності до узагальнення та виділення прихованих залежностей між вхідними та вихідними даними. Після навчання мережа здатна передбачити майбутнє значення певної послідовності на основі кількох попередніх значень та/або якихось існуючих на даний момент факторів. Необхідно підготувати дані для навчання та перевірки коректності роботи нейронної мережі, вибрати топологію нейронної мережі, підібрати її характеристики та параметри навчання.

Розв'язання задачі прогнозування можна подати у вигляді послідовності етапів:

- попередні перетворення;
- структурний синтез нейронної мережі;
- параметричний синтез нейронної мережі;
- виявлення помилок та їх причин в контрольній вибірці.

Етап попередніх перетворень. Якщо тимчасовий ряд породжується динамічною системою, тобто значення $\{y(t)\}$ – довільна функція стану такої системи, існує таке число x , що x попередніх значень часового ряду однозначно визначає наступне значення. Насправді більшість прогнозованих тимчасових рядів породжуються складними динамічними системами, котрим велике значення x . Крім того, в тимчасовому ряді може бути випадкова складова. Тому на даному етапі виконуються попередні перетворення вихідних даних, що дозволяють зменшити помилку прогнозування.

На етапі навчання нейронна мережа відновлює цільову функцію з множини наборів навчальної вибірки, тобто вирішує завдання інтерполяції. На етапі використання навченої нейронної мережі (отриманні прогнозу) вона використовуватиме відновлену залежність щоб одержати прогнозовану величину, тобто вирішувати завдання екстраполяції. Для коректного розв'язання задачі екстраполяції як завдання інтерполяції необхідно забезпечити стаціонарність часового ряду ознак, розподіл значень ряду має бути інваріантним щодо моменту часу, для якого він побудований.

Етап структурного синтезу нейронної мережі. На даному етапі проводиться вибір архітектури мережі та структура зв'язків між нейронами. В результаті досліджень як топологія нейронної мережі обраний персептрон (рис. 6.8).

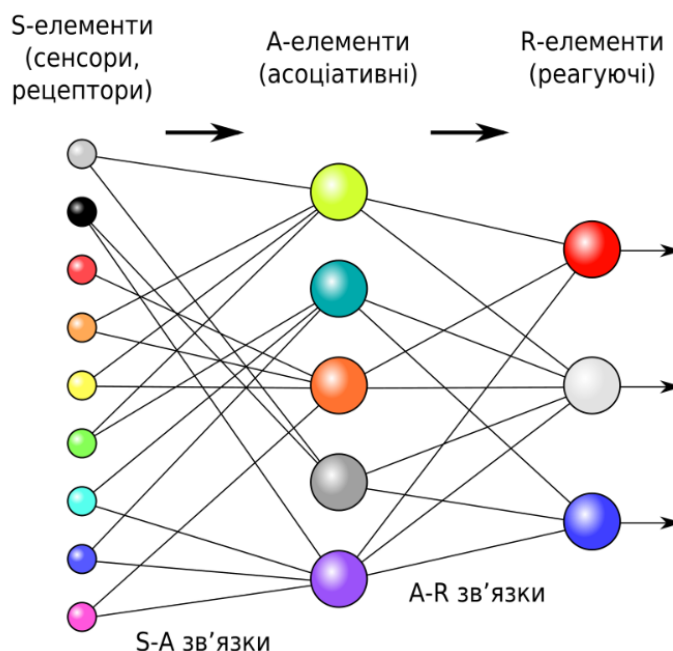


Рисунок 6.8 – Елементарний персептрон

Персептрон є мережею, що складається з декількох послідовно з'єднаних шарів формальних нейронів МакКаллока і Піттса. На нижчому рівні ієрархії знаходиться вхідний шар, що складається з сенсорних елементів, завданням якого є лише прийом та поширення по мережі вхідної інформації. Далі є один або, рідше, кілька прихованих шарів. Кожен нейрон на прихованому шарі має кілька входів, з'єднаних з виходами нейронів попереднього шару або безпосередньо з вхідними сенсорами ($x_1 \dots x_n$) і один вихід. Нейрон характеризується унікальним вектором вагових коефіцієнтів. Ваги всіх нейронів шару формують матрицю, яку ми позначатимемо W . Функція нейрона полягає у обчисленні зваженої суми його входів з подальшим нелінійним перетворенням її у вихідний сигнал.

Виходи нейронів останнього, вихідного шару описують результат класифікації – функцію $Y(X)$. Особливості роботи персептрона полягають у наступному. Кожен нейрон підсумовує сигнали, що надходять до нього, від нейронів попереднього рівня ієрархії з вагами, що визначаються станами

синапсів, і формує відповідний сигнал (переходить у збуджений стан), якщо отримана сума вище порогового значення. Персептрон перекладає вхідний образ, що визначає ступень збудження нейронів найнижчого рівня ієрахії, у вихідний образ, що визначається нейронами найвищого рівня. Кількість останніх, як правило, порівняно невелика. Стан збудження нейрона на верхньому рівні говорить про належність вхідного образу до тієї чи іншої категорії.

Традиційно розглядається аналогова логіка, при якій допустимі стани синаптичних зв'язків визначаються довільними дійсними числами, а ступеня активності нейронів – дійсними числами між 0 і 1. Іноді досліджуються також моделі з дискретною арифметикою, в якій синапс характеризується двома булевими змінними: активністю (0 або та полярністю (-1 або +1), що відповідає тризначній логіці. Стани нейронів можуть при цьому описуватися однією булевою змінною. Цей дискретний підхід робить конфігураційний простір станів нейронної мережі кінцевим (не кажучи про переваги при апаратної реалізації).

Параметричний синтез нейронної мережі. Як метод навчання нейронної мережі використовуватиметься алгоритм зворотного поширення помилки. Основна ідея зворотного поширення полягає в тому, як отримати оцінку помилки для прихованих нейронів шарів. Зауважимо, що відомі помилки, які роблять нейрони вихідного шару, виникають внаслідок невідомих поки що помилок нейронів прихованих шарів. Чим більше значення синаптичного зв'язку між нейроном прихованого шару і вихідним нейроном, тим більше помилка першого впливає на помилку другого. Отже, оцінку помилки елементів прихованих шарів можна отримати як зважену суму помилок наступних шарів. Під час навчання інформація поширюється від нижчих верств ієрахії до вищим, а оцінки помилок, які роблять мережею – у зворотному напрямі.

На етапі навчання відбувається обчислення синаптичних коефіцієнтів. При цьому на відміну від класичних методів в основі лежать не аналітичні обчислення, а методи навчання за зразками за допомогою прикладів згрупованих в множині. До кожного образу з навчальної вибірки вважається відомим необхідне значення виходу нейронної мережі. Цей процес можна розглядати як рішення

оптимізаційної задачі. Її метою є мінімізація функції помилки на навчальній множині шляхом вибору значень синоптичних коефіцієнтів W .

Застосування штучних нейронних мереж у завданнях прогнозування тривалості та величини відхилень генерації ВДЕ та навантаження споживачів – використання звичайного перцептрона з одним, двома, або трьома прихованими шарами. При цьому на входи нейронної мережі звичайно подається набір параметрів, на основі якого можна успішно прогнозувати. Виходом є прогноз мережі на майбутній момент часу.

Перцептрон є простою формою нейронної мережі, що класифікує лінійно-розділювальні сигнали (тобто, образи можна розділити деякою гіперплощиною). Дана нейронна мережа складається з нейронів з синаптичними вагами, що налаштовуються, та порогів. Перцептрон використовується для прогнозування результатів експериментів на основі тестової вибірки (на якій проводиться навчання). Схема одношарового перцептрона представлена на рис.6.9.



Рисунок 6.9 – Схема одношарового перцептрону

Одношаровий перцептрон складається з трьох типів елементів: S – сенсторні, що представляють собою вхідні дані, A – асоціативні, R – реагуючі або суматори, що рахують суму значень вхідних сигналів, приймаючи до уваги ваги зв'язків. Одношаровий перцептрон з одним нейроном має обмеження у вигляді виконання задачі по розділенню тільки на два класи. При збільшенні кількості нейронів, збільшується і кількість класів, на які можна розділити вибірку. Кожен нейрон має свою функцію активації, яка визначає, чи присутній сигнал. Навчання перцептрона – це процес налаштування вагів зв'язку та порогів з метою зменшення різниці між даними, що очікуються та тими, що отримані.

В деяких задачах класи не є лінійно-розділювальними. Для таких задач використовується багатшаровий перцептрон – це одношаровий перцептрон з

додатковими прихованими шарами (нейронами). Схема багат шарового перцептронц представлена на рис.6.10.

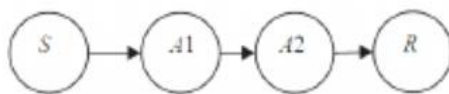


Рисунок 6.10 – Схема багат шарового перцептрону

В даному випадку кожен з прихованих шарів виконує свою частину по класифікації вхідних параметрів. При використанні перцептрона в якості регресора, східчаста функція активації нейрона замінюється на неперервну, в результаті отримуємо на виході не бінарний результат, а реальне число.

Для прогнозування кількості спожитої електроенергії в житлових приміщеннях з різною кількістю проживаючих був використаний вектор інформативних ознак, що містить наступні параметри: час доби, об'єм споживання електроенергії. Параметр прогнозування – споживання електроенергії для даної житлової площі в майбутні проміжки часу.

В якості даних для навчання нейронних мереж було використано заміри споживання електроенергії в квартирах з різною кількістю проживаючих там людей.

В результаті отримали наступні результати, що демонструються графіками:

1) В приміщенні проживає одна доросла людина

Позначення на графіку:

- Power | [kW] – навчальна вибірка
- 1_ Power | [kW] – результат прогнозування показано на рис. 6.11.

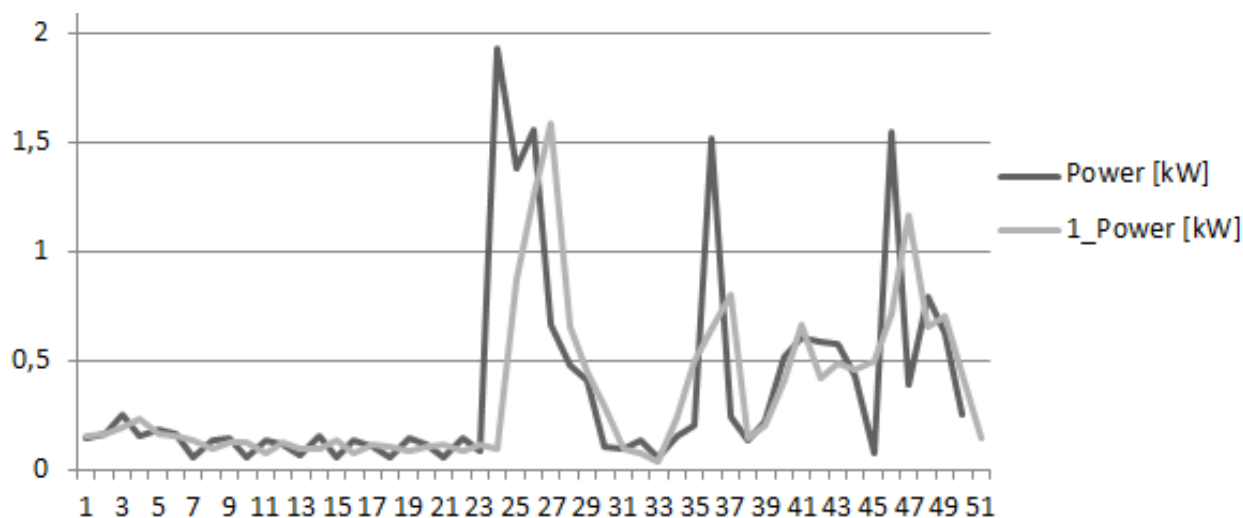


Рисунок 6.11 – Графік прогнозування

З даного графіку можна зробити висновок, що прогнозовані дані практично повторюють дані з навчальної вибірки, в середньому, різниця прогнозованих даних та навчальної вибірки становить 2,1%.

- 2) В приміщенні проживає пара дорослих людей
Позначення на графіку:

- Power | [kW] – навчальна вибірка
- 1_ Power | [kW] – результат прогнозування показано на рис.6.12.

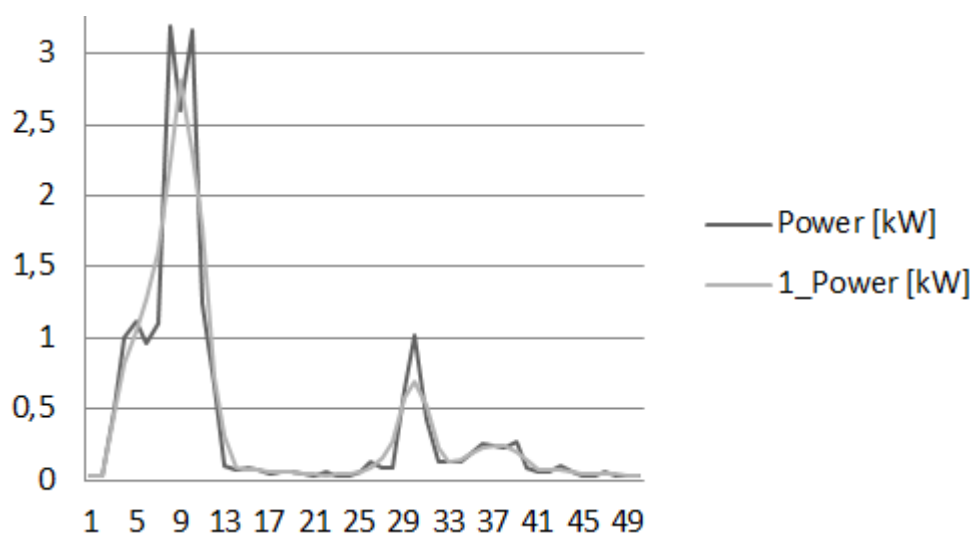


Рисунок 6.12 – Результат прогнозування

З даного графіку можна зробити висновок, що прогнозовані дані практично повторюють дані з навчальної вибірки, в середньому, різниця прогнозованих даних та навчальної вибірки становить 6,9%.

3) В приміщенні проживає пара дорослих людей та дитина
Позначення на графіку:

- Power | [kW] – навчальна вибірка
- 1_ Power | [kW] – результат прогнозування показано на рис. 6.13.

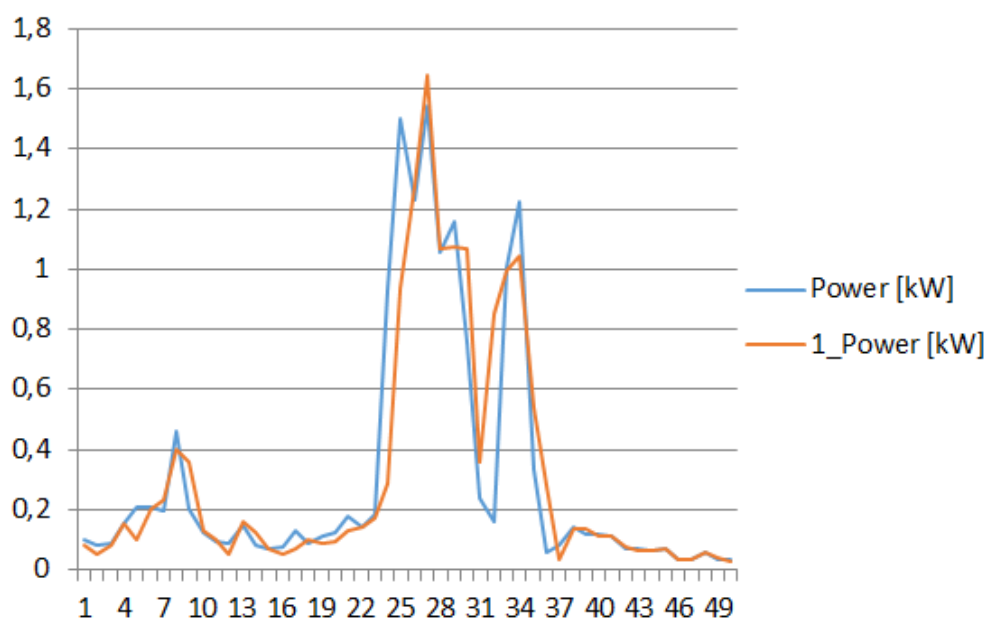


Рисунок 6.13 – Результат прогнозування

З даного графіку можна зробити висновок, що прогнозовані дані практично повторюють дані з навчальної вибірки, в середньому, різниця прогнозованих даних та навчальної вибірки становить 5,7%.

Вектор інформативних ознак для побудови моделі прогнозу генерації електроенергії містить наступні параметри: температура навколишнього середовища, глобальне горизонтальне випромінювання, швидкість вітру. Параметр прогнозування – вироблена системою електроенергія.

Температура навколишнього середовища – це миттєве значення температури, що вимірюється в градусах Цельсія. Максимальна температура, що присутня у тестовій вибірці – +33,72°C, мінімальна – -22,94°C.

Швидкість вітру – основна атмосферна величина, спричинена переміщенням повітря від високого до низького тиску, як правило, через зміни температури. Вимірюється в метрах на секунду, максимальне значення у вибірці – 22,3363 м/с, мінімальне – 0,0380517 м/с.

Глобальне горизонтальне випромінювання – сума прямого та розсіяного випромінювання на горизонтальну поверхню, вимірюється в Вт/м². Максимальне значення у вибірці – 942 Вт/м², мінімальне – 0 Вт/м².

Кількість електричної енергії, що виробляється, вимірюється в ватах (Вт). В тестовій та навчальній вибірках кількість енергії вимірюється в кВт. Максимальне значення – 6.95652 кВт, мінімальне – 0 кВт. Розмір навчальної вибірки – 35000 елементів, розмір тестової вибірки – 35 елементів.

В якості даних для навчання нейронних мереж було використано наступні дані:

1) для прогнозування навантаження споживачів використовувались дані отримані за допомогою Load profile generator з подальшою верифікацією.

2) Для прогнозування роботи СЕС та ВЕС використовувались дані отримані для території міста Харків за допомогою System Advisor Model та погодних даних для цієї місцевості. В якості погодних даних використовувались температура, швидкість та напрям вітру, сонячна радіація.

Параметри системи СЕС, які використовували для визначення генерації енергії, наведено на рис. 6.14. Параметри вітряка, які використовували для визначення генерації, наведено на рис. 6.15.

System Parameters

System nameplate capacity kWdc

Module type

DC to AC ratio

Rated inverter size kWac

Inverter efficiency %

- Module Area Estimate for Land Area Calculations

Estimated total module area m²

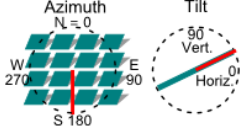
Orientation and Tracking

Array type

Tilt degrees

Azimuth degrees

Ground coverage ratio



System Losses

System losses account for performance losses you would expect in a real system that are not explicitly calculated by PVWatts.

Specify total system loss ☐ Total loss %

- Specify System Loss Categories

Soiling 2 %	Connections 0.5 %
Shading 3 %	Light-induced degradation 1.5 %
Snow 0 %	Nameplate 1 %
Mismatch 2 %	Age 0 %
Wiring 2 %	Availability 3 %
Total system losses 14.08 %	

Рисунок 6.14 – Параметри системи СЕС

Wind Turbine

☒ Select a turbine from the library

☐ Define turbine design characteristics

Rated output kW

Rotor diameter m

Hub height m

Shear coefficient

Filter: Name

Name	KW Rating
Coemi Skywing G-3 20kW 15m	21.5
ReDriven 12.3m 20kW	22.159
ReDriven 12.3m 20kW	22.159
Westwind 10.2m 20kW	22.75
Joliet Cyclone 20 10m 20kW	25.93
Eocycle EO25/12 12.6m 25kW	27.64
Pitchwind 14m 30kW	30
Endurance G-2120 10.2m 25kW	25

Turbine power curve

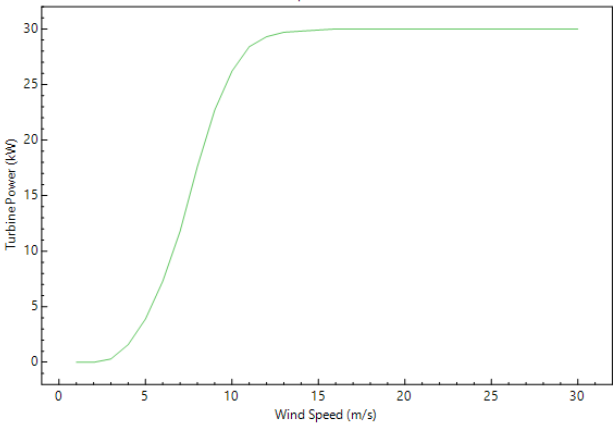


Рисунок 6.15 – Параметри вітряка

Прогнозування генерації енергії на основі температури навколишнього середовища та швидкості вітру, результати наведені графіках:

1) 2017 рік

Позначення на графіку:

- System power generated | (kW) – навчальна вибірка
- 1_System power generated | (kW) – результат прогнозування показано на рис. 6.16.

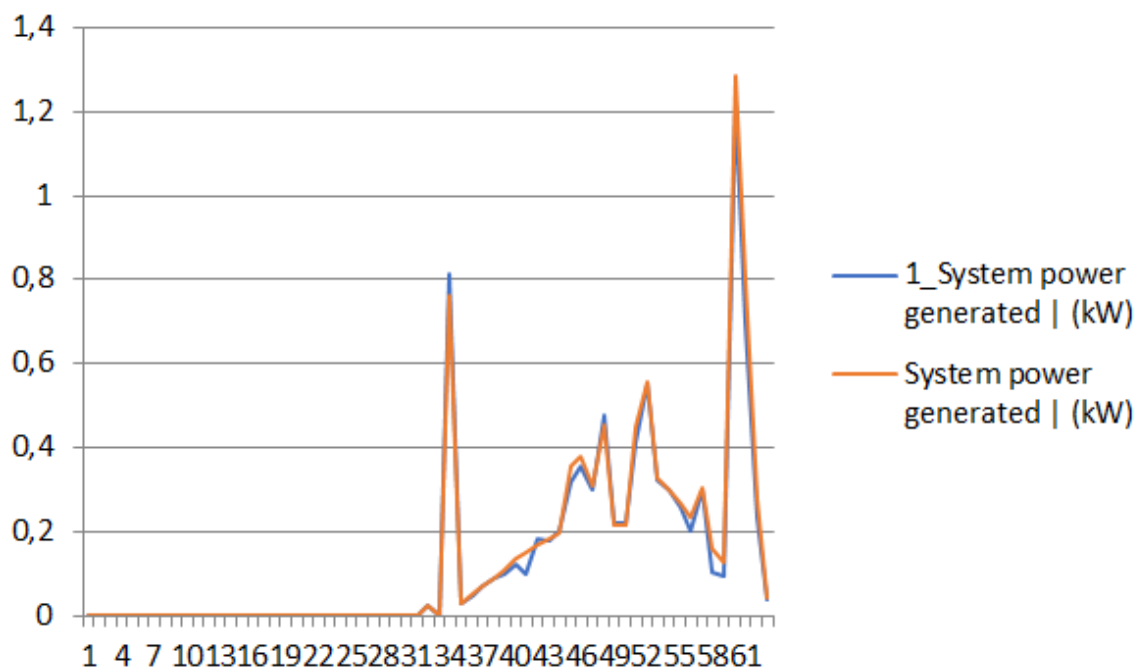


Рисунок 6.16 – Результат прогнозування

На графіку видно, що прогнозовані дані практично повторюють дані з навчальної вибірки, різниця прогнозованих даних та навчальної вибірки становить 1,3%.

2) 2018 рік

Позначення на графіку:

- System power generated | (kW) – навчальна вибірка
- 1_System power generated | (kW) – результат прогнозування показано на рис.6.17.

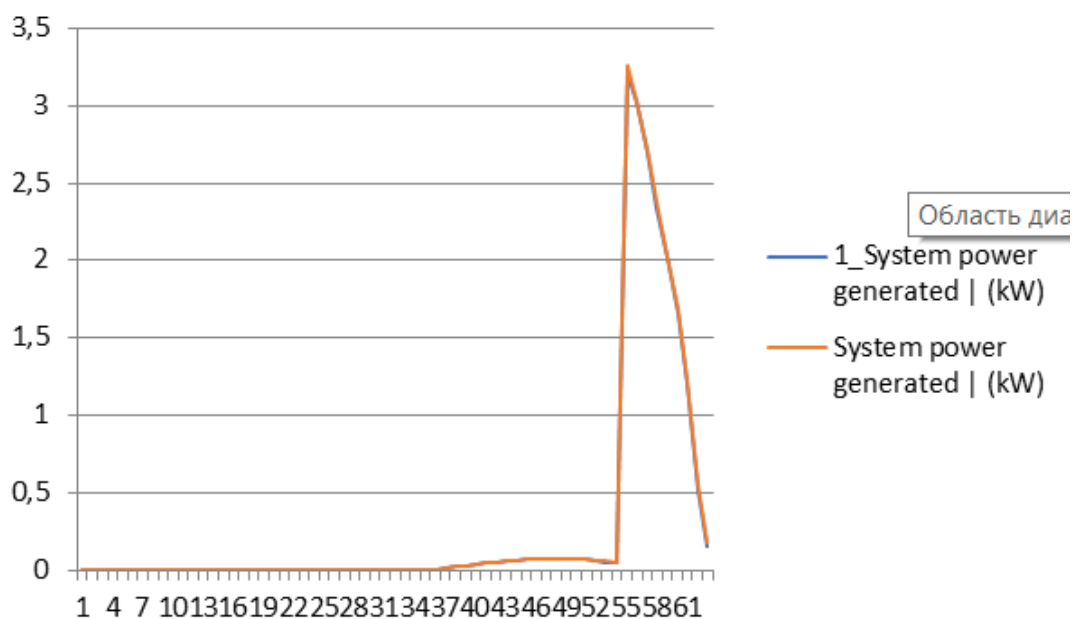


Рисунок 6.17 – Результат прогнозування

Різниця прогнозованих даних та навчальної вибірки становить 1%.

3) 2019 рік

Позначення на графіку:

- System power generated | (kW) – навчальна вибірка
- 1_System power generated | (kW) – результат прогнозування показано на рис.6.18.

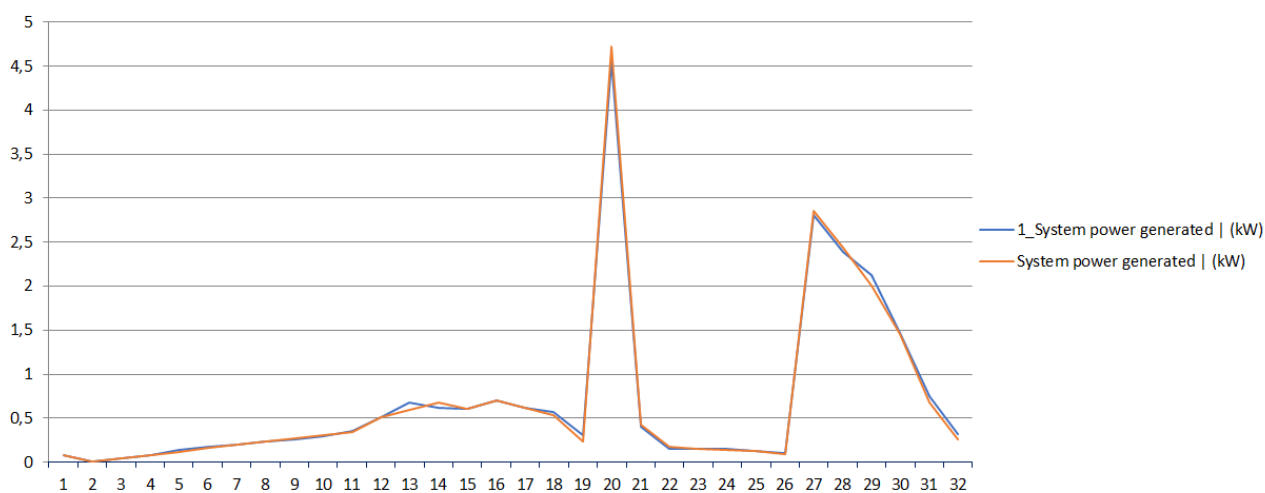


Рисунок 6.18 – Результат прогнозування

Різниця прогнозованих даних та навчальної вибірки становить 0,8%.

Прогнозування на основі температури навколишнього середовища та глобального горизонтального випромінювання:

1) 2017 рік

Позначення на графіку:

- System power generated | (kW) – навчальна вибірка
- 1_System power generated | (kW) – результат прогнозування показано на рис.6.19.

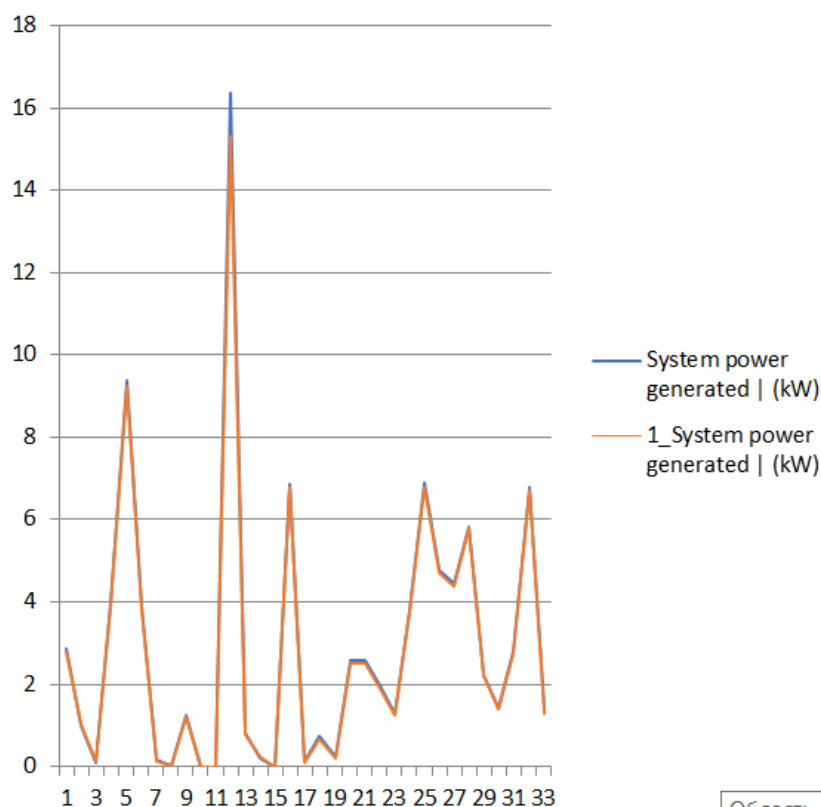


Рисунок 6.19 – Результат прогнозування

Графік показує, що прогнозовані дані мають різницю з даними навчальної вибірки, яка становить 7,2%.

2) 2018

System power generated | (kW) – навчальна вибірка

1_System power generated | (kW) – результат прогнозування показано на рис.6.20

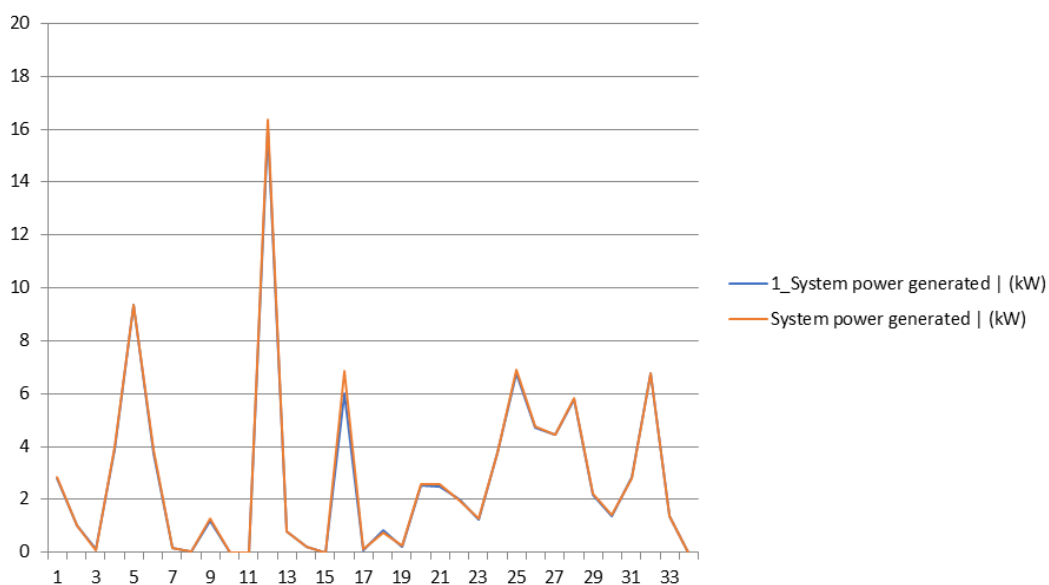


Рисунок 6.20 – Результати прогнозування

Графік показує, що прогнозовані дані мають різницю з даними навчальної вибірки, яка становить 5,9%.

В процесі експерименту багатошаровий перцептрон навчався на великій вибірці даних з налагодженням функції активації.

Висновки до розділу 6

В розділі розглянуто структуру нейронних мереж, що дозволить здійснювати прогнозування генерації сонячних та вітроелектростанцій, а також навантаження побутових споживачів. Також в розділі представлено результати прогнозування графіків навантаження побутових споживачів. Отримані графіки прогнозування генерації енергії мають високий рівень точності (похибка складає менше 8%). Це обумовлено необхідністю використання більших наборів даних, особливо з реальних установок. Планується провести продовження досліджень за допомогою обладнання отриманого під час проєкту.

ВИСНОВКИ

У науково-дослідній роботі досліджено інтелектуальну систему електропостачання на основі залучення активних споживачів та об'єднання їх в єдину віртуальну електричну станцію з метою компенсації небалансів викликаних сонячними та вітроелектростанціями та відхиленнями графіків споживання від прогнозованих.

Проведено комплексне дослідження використання активних споживачів для вирішення поставлених задач. Базуючись на дослідженні концепції smart grid було отримано необхідну послідовність дій для впровадження її технологій, що дозволяє планувати впровадження результатів дослідження більш ефективно. Для технічного аналізу можливостей застосування активних споживачів було проведено детальний аналіз графіків генерації, що дозволило отримати усереднені графіки навантаження для основних категорій населення з урахуванням їх економічних та поведінкових особливостей. Для отриманих даних було проведено розрахунок рекомендованих параметрів накопичувачів енергії з метою вирішення поставлених задач. В результаті вирішення оптимізаційної задачі було отримано рекомендовані значення параметрів накопичувача енергії для використання просьюмером з даховою електричною станцією. Максимальна ємність BESS досягає 28,4 кВтгод при встановленій потужності ФЕС 4 кВт. З подальшим збільшенням потужності ФЕС оптимальна ємність СНЕ знижується. При встановленій потужності ФЕС понад 12 кВт необхідна ємність СНЕ майже не змінюється і дорівнює 19,5 кВтгод. Результати зміни ємності пов'язані з інвестиційними витратами, відбитими у обмеженнях, які ми встановили при вирішенні задачі оптимізації. Також в розділі було розглянуто потенціал залучення адміністративних будівель в якості активних споживачів.

Розроблено модель віртуальної електричної станції для середовища моделювання Simulink matlab, що включає в себе системи накопичення енергії та відновлювані джерела енергії, а також можливість використання реального програмованого логічного контролера для їх управління. Для цього контролеру

було написано програму, за розробленим алгоритмом, що оберає оптимальний накопичувач енергії для вирішення задачі балансування. Також в роботі було створено моделі накопичувача енергії та активного споживача, що можуть бути застосовані як частини для моделі віртуальної електричної станції, або як засоби для дослідження виключного свого напрямку. Додатково було закладено основу для переносу моделі на мову програмування python та її удосконалення, що дозволить виконувати моделювання швидше, за рахунок ітераційного розрахунку сталих режимів, та використовувати більш комплексний розроблений алгоритм керування інтелектуальною системою електропостачання, що дозволяє більш ефективно керувати активними споживачами на рівні з традиційними електричними станціями та накопичувачами енергії.

Для забезпечення ефективної роботи над технічною складовою було проведено додатковий аналіз присвячений двом напрямкам: застосуванню нейронних мереж для отримання прогнозу графіків навантаження та графіків генерації, а також економічного аналізу економічних методів мотивації споживачів для переходу в стан активних споживачів. Ці дослідження було застосовано при розробці моделей активного споживача, віртуальної електричної станції та алгоритмів їх керування.

Кожен з наведених напрямків виконав поставлені перед ним задачі, але обмеження накладені умовами проведенням дослідження, такі як неможливість отримати характерні, а не ситуативні, графіки навантаження та генерації від реальних об'єктів, не дозволили це зробити в найбільш повній мірі. Саме тому робота за цими напрямками буде продовжена і в наступному році.

Впровадження дослідження дозволить отримати інтелектуальну систему електропостачання, що базується на залученні активних споживачів, яка дозволить вирішити задачу балансування відхилень у генерації відновлюваних джерел енергії, а також перспективно може бути використана для задачі підтримки балансу в електроенергетичній системі взагалом в нормальних та кризових сценаріях.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. European Commission. SmartGrids European Technology Platform. Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future, Brussels. 2006.
2. European Commission. Smart Grids: from innovation to deployment, Brussels. 2011.
3. Directive 2009/28/ec of the european parliament and of the council of 23 April 2009. Available at: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028> (accessed on 11.01.2020).
4. Directive 2005/89/ec of the european parliament and of the council of 18 January 2006. Available at: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2005/89/oj> (accessed on 11.01.2020).
5. European Technology Platform (ETP) Smart Grids. Available at: <https://www.edsoforsmartgrids.eu/policy/eu-steering-initiatives/smart-grids-european-technology-platform/> (accessed on 11.01.2020).
6. Department of Energy (DOE). Available at: <https://www.energy.gov/science-innovation/electric-power/smart-grid> (accessed on 11.01.2020)
7. Energy independence and security act of 2007. Available at: <https://www.govinfo.gov/content/pkg/PLAW-110publ140/pdf/PLAW-110publ140.pdf> (accessed on 11.01.2020).
8. Koirala, B.; Hakvoort, R. Integrated Community-Based Energy Systems: Aligning Technology, Incentives, and Regulations. In Innovation and Disruption at the Grid's Edge; Academic Press: Cambridge, MA, USA, 2017; pp. 363–387
9. 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
10. Rathnayaka, A.D.; Potdar, V.M.; Kuruppu, S.J. An innovative approach to manage prosumers in Smart Grid. In Proceedings of the IEEE World Congress on Sustainable Technologies (WCST), London, UK, 7– 10 November 2011; pp. 141–146.
11. Potdar, V.; Chandan, A.; Batol, S.; Patel, N. Big Energy Data Management for Smart Grids—Issues, Challenges and Recent

- Developments. In *Smart Cities*; Springer: Cham, Switzerland, 2018; pp. 177–205.
12. El-Batawy, S.; Morsi, W.G. Optimal Design of Community Battery Energy Storage Systems with Prosumers Owning Electric Vehicles. *IEEE Trans. Ind. Inform.* 2017.
 13. Al-Kuwari, A.M.A.; Ortega-Sanchez, C.; Sharif, A.; Potdar, V. User friendly smart home infrastructure: BeeHouse. In *Proceedings of the 5th IEEE International Conference on Digital Ecosystems and Technologies (DEST)*, Daejeon, Korea, 31 May–3 June 2011; pp. 257–262.
 14. European Commission. *Smart Grids European Technology Platform. Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future*, Brussels. 2006.
 15. D. Pudjianto, C. Ramsay, "The virtual power plant: enabling integration of distributed generation and demand". *FENIX Bulletin*, 2008; vol. 2, pp. 10-16.
 16. C. Chunwu, L. Na, "International experience and Enlightenment of virtual power plant development". *Power grid Technology*, 2013; vol. 37, no. 8, pp. 2258-2263.
 17. Y. Renfeng, A. Qian, "Virtual power plant technology discussion", *Electrical and Energy Efficiency Management Technology*, 2014; vol. 63, no. 9, pp. 33-38,
 18. H. Shahzeb,*, M. Hafiz, A. Zenab, N. Haq, *DSM Using Fish Swarm Optimization and Harmony Search Algorithm Using HEMS in Smart Grid. Lecture Notes on Data Engineering and Communications Technologies*, 2018.
 19. Morstyn, T.; Farrell, N.; Darby, S.J.; McCulloch, M.D. Using peer-to-peer energy-trading platforms to incentivize prosumers to form federated power plants. *Nat. Energy* 2018; pp. 94–101.
 20. Rekik, M.; Chtourou, Z.; Mitton, N.; Atieh, A. Geographic routing protocol for the deployment of virtual power plant within the smart grid. *Sustain. Cities Soc.* 2016; pp. 39–48.
 21. Seryak, J., Kissock, K. Occupancy and behavioral affects on residential energy use / *Proc. of the Solar conference. American Solar Energy Society; American Institute of Architects*, 2003. p. 717-722.
 22. Swan, L. G., Ugursal, V. I. Modeling of end-use energy consumption in the residential sector: A review of modeling techniques / *Renewable and sus-tainable energy*

reviews, 13(8), 2009, p. 1819-1835.

23. Department for Business Enterprise & Regulatory Reform. Energy consumption in the United Kingdom. London; 2007.

24. Wilkerson, J. T., Cullenward, D., Davidian, D., Weyant, J. P. End use technology choice in the National Energy Modeling System (NEMS): An analysis of the residential and commercial building sectors. / *Energy Economics*, 40, 2013, p.773-784.

25. Energy Information Administration (EIA), 2010c. Model documentation report: residential sector demand module of the National Energy Modeling System. Report No DOE/EIA-M067(2010)/

26. Кулапін О. В., Махотіло К. В. Моделюван-ня смарт-мережі споживачів-прос'юмерів з фото-електричними системами / Вісник НТУ "ХПІ" – Харків : НТУ "ХПІ", 2019.– № 14 (1339).– С. 61-66.

27. Young, D. When do energy-efficient appliances generate energy savings? Some evidence from Canada. / *Energy Policy*, 36.1, 2008, p. 34-46.

28. Raffio G, Isambert O, Mertz G, Schreier C, Kissock K. Targeting residential energy assistance. In: *Proc. of energy sustainability conf.*, 2007. p. 489–95.

29. Chuan, L., & Ukil, A. (). Modeling and validation of electrical load profiling in residential buildings in Singapore. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(5), 2014, p. 2800-2809.

30. Aydinalp-Koksal M., Ugursal V. I. Comparison of neural network, conditional demand analysis, and engineering approaches for modeling end-use energy consumption in the residential sector. / *Applied energy*, 85(4), 2008, p. 271-296.

31. McLoughlin F., Duffy A., Conlon M. Characterising domestic electricity consumption patterns by dwelling and occupant socio-economic variables: An Irish case study / *Energy and buildings*, 48, 2012, p. 240-248.

32. Nagbe, K., Cugliari, J., & Jacques, J. Short-term electricity demand forecasting using a functional state space model. / *Energies*, 11(5), 2018, 1120, <https://doi.org/10.3390/en11051120>.

33. Swan L, Ugursal VI, Beausoleil-Morrison I. Canadian housing stock database for energy simulation. *eSim conference*, 2008, p. 143–50.

34. Dörner, D., Bauplan für eine Seele. 1. Aufl ed. 1999, Reinbek bei Hamburg: Rowohlt Verl. 831 S. 16. Pflugradt N., Muntwyler U. Synthesizing residential load profiles using behavior simulation / *Energy Procedia*, 122, 2017. p. 655–660.
35. Pflugradt N. Modellierung von Wasser und Energieverbräuchen in Haushalten. Dissertation TU Chemnitz, urn:nbn:de:bsz:ch1-qucosa-209036
36. S. Fedorchuk, A. Ivakhnov, O. Bulhakov and D. Danylchenko, "Optimization of Storage Systems According to the Criterion of Minimizing the Cost of Electricity for Balancing Renewable Energy Sources," 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), 2020, pp. 519-525, doi: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250155.
37. A. Andrijanovits, H. Hoimoja, D. Vinnikov. Comparative Review of Long-Term Energy Storage Technologies for Renewable Energy Systems // *Electronics and Electrical Engineering*. – Kaunas: Technologija, 2012. – No. 2(118). – P. 21–26.
38. Smart Grids and Energy Storage Bottled Sunlight [Електронний ресурс] // *Pictures of the Future*. – 2014. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.siemens.com/innovation/en/home/pictures-of-the-future/energy-and-efficiency/smart-grids-and-energy-storage-bottled-sunlight.html>.
39. Tesla запустила найбільший у світі акумулятор [Електронний ресурс] // *Факти*. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <http://fakty.ua/251724-tesla-zapustila-samyj-bolshoj-v-mire-akkumulyator>.
40. Hybrid energy storage systems for renewable energy applications. // *ELSEVIER*. – 2015. – №73. – С. 103–111.
41. A novel use of the hybrid energy storage system for primary frequency control in a microgrid / [L. Jianwei, Y. Qingqing, Y. Pengfei та ін.]. // *ELSEVIER*. – 2016. – №103. – С. 82–87.
42. Siano, P. Demand response and smart grids—A survey / *Renewable and sustainable energy reviews* 30, 2014, p. 461-478.
43. Seryak, J., Kissock, K. Occupancy and behavioral affects on residential energy use / *Proc. of the Solar conference*. American Solar Energy Society; American Institute of Architects, 2003. p. 717-722.

44. Swan, L. G., Ugursal, V. I. Modeling of end-use energy consumption in the residential sector: A review of modeling techniques / *Renewable and sustainable energy reviews*, 13(8), 2009, p. 1819-1835.

44. Department for Business Enterprise & Regulatory Reform. Energy consumption in the United Kingdom. London; 2007.

45. Wilkerson, J. T., Cullenward, D., Davidian, D., Weyant, J. P. End use technology choice in the National Energy Modeling System (NEMS): An analysis of the residential and commercial building sectors. / *Energy Economics*, 40, 2013, p.773-784.

46. Energy Information Administration (EIA), 2010c. Model documentation report: residential sector demand module of the National Energy Modeling System. Report No DOE/EIA-M067(2010).

47. Kulapin O. V., Makhotilo K. V. Modeliuvannia smart-merezhi spozhyvachiv-prosiumeriv z foto-elektrychnymy systemamy / *Visnyk NTU "KhPI"*. – Kharkiv: NTU "KhPI", 2019.–№ 14 (1339).–S. 61-66.

48. Young, D. When do energy-efficient appliances generate energy savings? Some evidence from Canada. / *Energy Policy*, 36.1, 2008, p. 34-46.

49. Raffio G, Isambert O, Mertz G, Schreier C, Kissock K. Targeting residential energy assistance. In: *Proc. of energy sustainability conf.*, 2007. p. 489–95.

50. Chuan, L., & Ukil, A. (). Modeling and validation of electrical load profiling in residential buildings in Singapore. / *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(5), 2014, p. 2800-2809.

51. Aydinalp-Koksal M., Ugursal V. I. Comparison of neural network, conditional demand analysis, and engineering approaches for modeling end-use energy consumption in the residential sector. / *Applied energy*, 85(4), 2008, p. 271-296.

52. McLoughlin F., Duffy A., Conlon M. Characterising domestic electricity consumption patterns by dwelling and occupant socio-economic variables: An Irish case study / *Energy and buildings*, 48, 2012, p. 240-248.

53. Nagbe, K., Cugliari, J., & Jacques, J. Short-term electricity demand forecasting using a functional state space model. / *Energies*, 11(5), 2018, 1120, <https://doi.org/10.3390/en11051120>.

54. Swan L, Ugursal VI, Beausoleil-Morrison I. Canadian housing stock database for energy simulation. eSim conference, 2008, p. 143–50.

55. Кириленко, О. В. Моделювання енергетичних процесів у системах енергопостачання при вирішенні завдань енергозбереження / О. В. Кириленко, С. П. Денисюк // Електродинаміка: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАН України, 2001. – С. 87 – 91.

56. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия и совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Текст]. – К.: Госстандарт Украины, 1999. – 32 с.

57. Qualification and Demonstration of a 80 kV 500 MW HTS DC Cable for Applying into Real Grid / B. Yang, J. Kang, S. Lee and others // IEEE Trans. Appl. Supercond. – v. 25. – № 3.

58. Vasant L. G. Optimization of solar-wind energy system power for battery charging using MPPT / L. G. Vasant, V. R. Pawar // 2017 International Conference on Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing (ICECDS), Chennai, 2017. – P. 1308 – 1310.

59. Преобразователи солнечной энергии в электрическую при линейном расположении фотогенераторов / Е. И. Сокол, Ю. П. Гончаров, А. В. Ереско и др. // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2013. – Спец. вып. №8 (114), Т.2: Силовая электроника и энергоэнергетика. – С. 213 – 219.

60. Cost-effective photoenergy installation / Ye. Sokol, V. Zamaruiev, A. Eresko and others // Power and Electrical Engineering of Riga Technical University, 55th International Scientific Conference. – Riga, 2014.

61. Повышение эффективности функционирования тягового электроснабжения при применении возобновляемых источников электрической энергии. / Ю. П. Гончаров, В. Г. Сыченко, Д. А. Босый и др. // Problemy Kolejnictwa, czasopismo naukowe wydawane Instytut Kolejnictwa. – Warszawa, 2014. – P. 65–82.

62. Serrano-Jimenez D. Modeling, Simulation and Analysis of an Advanced Mono-Voltage DC Converter-Based Electrical Railway Power Supply System for High Speed

Lines / D. Serrano-Jimenez, J. Sanz-Feito, S. Castano-Solis // IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), Belfort, 2017. – P. 1 – 5.

63. Сиченко В.Г. Якість електричної енергії у тягових мережах електрифікованих залізниць / В.Г. Сиченко, Ю.Л. Саєнко, Д.О. Босий. – Дніпро: ПФ Стандарт-Сервіс, 2015. – 344 с.

64. Voltage Characteristics of Public Distribution Systems EN 50160, [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.cdtechnics.be/542-standard-en-50160-voltage-characteristics-in.pdf>

65. Правила технічної експлуатації залізниць України затв. наказом мінтранспорту України від 20 грудня 1996 р. № 411, Зареєстр. в мінюсті України 25.02.1997 р. за № 50/1854. Із змінами, внесеними згідно з Наказами мінтрансу № 226 від 08.06.98 та № 386 від 23.07.99, № 179 від 19.03.2002, № 962 від 10.12.2003

66. Дослідження режимів напруги в системі тягового електропостачання постійного струму / В. Г. Сиченко, Є. М. Косарєв, П. В. Губський та ін. // Електрифікація транспорту. – 2016. – № 11. – С. 61-70.

67. Rashid M. H. Power electronics handbook : devices, circuits and applications handbook / M.H. Rasshid // Elsevier Inc, 2011. – 1389 p.

68. Architecture and control of a high energy density buffer for power pulsation decoupling in grid-interfaced applications / Q. Shibin, L. Yutian, C. Barth and oth. // In Proc. Of 16th IEEE workshop on Control Model. Power Electron. (COMPEL), 2015. - P. 1 – 8.

69. Neumayr D. Ultra Compact Power Pulsation Buffer for Single-Phase DC/AC Converter Systems" / D. Neumayr, D. Bortis, J. W. Kolar // Proceedings of the 8th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC 2016-ECCE Asia), Hefei, China, May 22-25, 2016.

70. IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions," in IEEE Std 1459-2010 (Revision of IEEE Std 1459-2000). – March 19 2010 . – P. 1-50.

71. V. Sychenko. Improving the quality of voltage in the system of traction power supply of direct current /V. Sychenko // The archives of transport. – 2015. - № 3. – P. 63-70.

72. IRENA International Renewable Energy Agency [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: <http://www.irena.org/> – Назва з титул.екрану.

73. AEG Power Solutions [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: <https://www.aegps.com/en>.

74. A123 SYSTEMS. A123 Automotive Lithium-ion Solutions [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: <http://www.a123systems.com>.

75. ABB Power electronics [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: <http://new.abb.com/power-electronics>.

76. AES. We Are the Energy [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: <http://www.aes.com>.

77. Eaton. Powering Business Worldwide [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: <http://www.eaton.com>.

78. Mitsubishi electric. Changes for the Better [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: <http://www.mitsubishielectric.com>.

79. Stored energy solutions for a demanding world [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: <http://en.naradapower.com>.

80. Delta smart manufacturing [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: <http://www.deltaww.com>.

81. Y LEADING THE CHARGE [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: <https://www.yunicos.com>.

82. The specificity of electrical energy storage unit application / E. Sokol, V. Zamaruiev, S. Kryvosheev and oth. // IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON). – Kyiv, 2017. – P. 432 - 435.

83. Шембель О. М. Основні характеристики сучасних хімічних джерел струму різних електрохімічних систем / О.М. Шембель, В.А. Білогуров // Сучасна спеціальна техніка. – 2009. – № 2(17). – С. 66-86.

84. Lindemark B. Individual cell voltage equalizers (ICE) for reliable battery performance / B. Lindemark // In Proc. IEEE 13th Int. Telecommun. Energy Conf., Kyoto, Japan, Nov. 1991. – P. 196–201.

85. Stuart A. T. Fast equalization for large lithium ion batteries / A. T. Stuart, W. Zhu // IEEE Aerosp. Electron. Syst. Mag. – 2009. – V.24. – N 7. – P. 27–31.

86. Zhang X. The design and implementation of smart battery management system balance technology / X. Zhang, P. Liu, D.Wang // J. Conver. Inf. Technol. – 2011. – v. 6. № 5. – P. 108–116.

87. Pascual C. Switched capacitor system for automatic series battery equalization / C. Pascual, P. T. Krein // in Proc. IEEE Appl. Power Electron. Conf. Expo, – 1997. – P. 848 – 854.

88. Design of a charge equalizer based on battery modularization / P. Hong-Sun, K. Chol-Ho, P. Ki-Bum and oth. // IEEE Trans. Veh. Technol. – 2009. – V.58. – N7. P. 3938-3946.

89. Baughman A. C. Double-tiered switched-capacitor battery charge equalization technique / A. C. Baughman, M. Ferdowsi // IEEE Trans. Ind. Electron. – 2008. – V.55. – N7. – P. 2277–2285.

90. Yuanmao Y. Zero current switching switched capacitor zero voltage gap automatic equalization system for series battery string / Y. Yuanmao, K. W. E. Cheng, Y. P. B. Yeung // IEEE Trans. Power Electron. – 2012. – V. 27. – N 7. – P. 3234–3242.

91. A modularized charge equalizer for an HEV lithium-ion battery string / H. S. Park, C. E. Kim, C. H. Kim and oth. // IEEE Trans. Power Electron. – 2009. – V. 56. – N5. – P. 1464–1476.

92. A cell selective charge equalizer using multi-output converter with auxiliary transformer / M. Y. Kim, C. H. Kim, S. Y. Cho, and oth. // 8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia, Jeju, 2011. – P. 310-317.

93. Nishijima K. PWM controlled simple and high performance battery balancing system / K. Nishijima, H. Sakamoto, K. Harada // In Proc. IEEE Power Electron. Spec. Conf., 2000. – P. 517–520.

94. Cassani P. A. Design, testing and validation of a simplified control scheme for a novel plug-in hybrid electric vehicle battery cell equalizer / P. Cassani, S. Williamson // IEEE Trans. Ind. Electron. – 2010. – V. 57. – N12. – P. 3956–3962.
95. Moo C. Parallel operation of battery power modules / C. Moo, K. S. Ng, Y. Hsieh // IEEE Trans. Energy Convers. – 2008. - V.23. N2. – P. 701–707.
96. Song C. Reconfigurable Battery Techniques and Systems: A Survey / Song Ci, Ni Lin, Dalei Wu // Access IEEE. – 2016. – V.4. – P. 1175-1189.
97. Герман-Галкин С. Модельное исследование основных характеристик силовых полупроводниковых преобразователей. Моделирование устройств силовой электроники / С. Герман-Галкин // Силовая электроника. – 2010. – №4. – С. 71.
98. A new two-switch flyback battery equalizer with low voltage stress on the switches / H. S. Kim, K. B. Park, S. H. Park and oth. // IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, San Jose, CA, 2009. – P. 511-516.
99. A bidirectional flyback cell equalizer for series-connected lithium iron phosphate batteries // 6th International Conference on Power Electronics Systems and Applications (PESA), Hong Kong, 2015. – P. 1-5.
100. Hoque M. M. Optimal algorithms for the charge equalisation controller of series connected lithium-ion battery cells in electric vehicle applications / M. M. Hoque, M. A. Hannan, A. Mohamed // In IET Electrical Systems in Transportation. 2017. – V.7. – N4. – P. 267-277.
101. Park J. H. Multi-output differential power processing system using boost-flyback converter for voltage balancing / J. H. Park, K. T. Kim // International Conference on Recent Advances in Signal Processing, Telecommunications & Computing (SigTelCom), Da Nang, 2017. – P. 139-142.
102. Hoque M. M. Optimal algorithms for the charge equalisation controller of series connected lithium-ion battery cells in electric vehicle applications / M. M. Hoque, M. A. Hannan, A. Mohamed // In IET Electrical Systems in Transportation. 2017. – V.7. – N4. – P. 267-277.
103. Modularized charge equalizer using multiwinding transformers for Lithium-ion battery system / Xiang Ji, Naxin Cui, Yunlong Shang and oth. // IEEE Conference and

Expo Transportation Electrification Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific), Beijing, 2014. – P. 1-5.

104. Uno M. Double-switch single-inductor resonant cell equalizer using voltage multiplier for series-connected supercapacitors / M. Uno, A. Kukita // Proceedings of The 7th International Power Electronics and Motion Control Conference, Harbin, China, 2012. – P. 1990-1997.

105. A cell selective charge equalizer using multi-output converter with auxiliary transformer / M. Y. Kim, C. H. Kim, S. Y. Cho and oth. // 8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia, Jeju, 2011. – P. 310-317.

106. A Modularized Two-Stage Charge Equalizer With Cell Selection Switches for Series-Connected Lithium-Ion Battery String in an HEV. / C. H. Kim, M. Y. Kim, H. S. Park and oth. // In IEEE Transactions on Power Electronics. – 2012. – V. 27. – N8. – P. 3764-3774.

107. Simulation of a supercapacitor/Li-ion battery hybrid for pulsed applications. / D. Cericola, P. W. Ruch, R. Ktz and oth. // Journal of Power Sources. – 2010. – N9. – P. 2731-2736.

108. Hybrid electrical energy storage systems. / Pedram, Massoud, Naehyuck Chang and oth. // In Low-Power Electronics and Design (ISLPED), 2010.

109. Optimizing LiFePO₄ Battery Energy Storage Systems for Frequency Response in the UK System / B. Lian, A. Sims, D. Yu and oth. // In IEEE Transactions on Sustainable Energy. – 2017. – V. 8. – N1. – P. 385-394.

110. Wang Z. Safety performance analysis of LiFePO₄ Li-ion batteries for electric vehicles. / Z. Wang, CH L. Yin // Battery Industry. – 2008. – V.13. – N3. – P.169-172.

111. Aydın İ. A basic battery management system design with IoT feature for LiFePO₄ batteries. / İ. Aydın, Ö. Üstün // 10th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO), Bursa, 2017. – P. 1309-1313.

112. A cooperative con-verter for managing low-voltage energy storage systems. / E. Romero-Cadaval, M. Á. Guerrero-Martínez, M. I. Milanés-Montero and oth. // 10th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG), Bydgoszcz, 2016. – P. 162-167.

113. Cooperative converter for improving the performance of grid-connected photovoltaic power plants. / V. Minambres-Marcos, E. Romero-Cadaval, M. Guerrero-Martinez and oth. // In IET Renewable Power Generation. – 2013. – V.7. – N2. – P. 110-117.
114. Romero-Cadaval E. Cooperative converters in power electronic systems. / E. Romero-Cadaval, M. I. Milanés-Montero // 12th Biennial Baltic Electronics Conference, Tallinn, 2010. – P. 51-60
115. Khaligh A. Battery, ultracapacitor, hybrid energy storage systems for electric, hybrid electric, fuel cell, and plug-in hybrid electric vehicles: state of the art. / A. Khaligh, Z. Li, // IEEE Trans. Veh. Technol. – 2010. – V.59. – N6. – P. 2806–2814.
116. A Battery/Ultracapacitor Hybrid Energy Storage System for Implementing the Power Management of Virtual Synchronous Generators / Jingyang Fang, Yi Tang, Hongchang Li and oth. // IEEE Transactions on Power Electronics. – 2018. – V.33. – P. 2820 – 2824.
117. Overview of Dual-Active-Bridge Isolated Bidirectional DC–DC Converter for High-Frequency-Link Power-Conversion System / B. Zhao, Q. Song, W. Liu and oth. // IEEE Trans. Power Electron. – 2014. – V. 29. – N. 8. – P. 4091 – 4106.
118. Li G. A simplified IGBT behavioral model with a tail current module for switching losses estimation / G. Li // IEEE 18th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL), Stanford, CA. – 2017. – P. 1-6.
119. Fujii K. Characterization and Comparison of High Blocking Voltage IGBTs and IEGTs Under Hard-and Soft-Switching Conditions / K. Fujii, P. Koellensperger, R. W. De Doncker // IEEE Transactions on Power Electronics. – 2008. – V. 23. – N1. – P. 172–179.
120. Step-Up DC–DC Converters: A Comprehensive Review of Voltage-Boosting Techniques, Topologies, and Applications. / M. Forouzesh, Y. P. Siwakoti, S. A. Gorji and oth. // IEEE Transactions on Power Electronics. – 2017. – V.32. N12. – P. 9143 – 9178.
121. Hirose T. A consideration of bidirectional superposed dual active bridge dc-dc converter / T. Hirose, H. Matsuo // In Proc. 2nd IEEE Int. Symp. Power Electron. Distrib. Generation Syst. – 2010. – P. 39–46.

122. Inoue S. A bidirectional dc-dc converter for an energy storage system with galvanic isolation / S. Inoue, H. Akagi // IEEE Trans. Power Electron. – 2007. – V.22. – N6. – P. 2299–2306.

123. Li X. Analysis and design of high-frequency isolated dual-bridge series resonant dc/dc converter / X. Li, A. K. S. Bhat // IEEE Trans. Power Electron. – 2010. – V. 25. – N4. – P. 850–862.

124. Однофазные резонансные преобразователи с фазовым управлением и мягкой коммутацией на повышенной основной частоте для электрических схем с накопителями электрической энергии. / Е.И. Сокол, Ю.П. Гончаров, В.В. Замаруев и др. // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2014. - Спец. вып. №9 (128) Том 1: Силовая электроника и энергоэффективность. – С. 45 – 52.

125. Jalbrzykowski S. A bidirectional DC-DC converter for renewable energy systems / S. Jalbrzykowski, T. Citko // Bulletin of the Polish Academy of Sciences Technical Sciences. – 2009. – V.57. – N4. – P. 363-368.

126. Kumar B. M., Comparative study of dual active bridge isolated DC to DC converter with single phase shift and dual phase shift control techniques. / B. M. Kumar, A. Kumar, A. N. Bhat // Recent Developments in Control, Automation & Power Engineering (RDCAPE), Noida, 2017. – P. 453-458.

127. Пат. на корисну модель 117731 Україна, МПК H02J 7/36 (2006.01) Активний балансир / Є.І. Сокол, В.В. Івахно, О.В. Єресько, Б.О. Стисло, А.А. Тарасюк. Заявник та власник НТУ «ХПІ». – №u2016 13340; заявл. 26.12.2006; опубл. 10.07.17. Бюл. №13. – 5с.

128. Перетворювальна техніка: підручник. В 2 ч. Ч. 2 / Ю.П. Гончаров, О.В. Будьонний, В.Г. Панасенко. – Харків : Фоліо, 2000. – 360с.

129. Браун М. Источники питания. Расчет и конструирование. / М. Браун. – К.: МК Пресс, 2005 – 288 с.

130. ST Life.augmented [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: https://www.st.com/content/st_com/en.html.

131. Сокол Є.І. Мікропроцесорне керування напівпровідниковими перетворювачами електричної енергії за обчислювальними прогнозами: автореф. дис. д-ра. техн. наук: 05.09.12 / Є.І. Сокол. – Харків: Прінтал, 1994. – 40 с.

132. Шипилло В.П. Принципы интеллектуального микро-процессорного управления полупроводниковыми преобразователями / В.П. Шипилло, Е.И. Сокол // Межд. конф. «Силовая электроника в решении проблем ресурсо- и энергосбережения». – Харьков, 1993. – С. 276-278.

133. Применение прогнозных методов для управления полупроводниковыми преобразователями в системе электроснабжения / Е.И. Сокол, Ю.П. Гончаров, В.В. Замаруев и др. // Технічна електродинаміка. – 2014. – Ч.6. – Тематичний вип. : Силова електроніка та енергоефективність. – с. 37 – 40.

134. Votava J. Energy consumption measurements based on numerical integration / J. Votava, Kyncl, L. Straka // 19th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), Brno, Czech Republic, 2018. – P. 1-4.

135. Кантарович Л.В. О перемещении масс / Л.В. Кантарович // Доклады АН СССР. Новая серия. – 1942. – Т.37. - №7-8. – С. 227-229.

136. Monge G. Mémoire sur la théorie des déblais et de remblais. / G. Monge // Histoire de l'Académie Royale des Sciences de Paris, avec les Mémoires de Mathématique et de Physique pour la même année. – 1781. – P. 666 – 704.

137. Benamou J.-D. A computational fluid mechanics solution to the Monge-Kantorovich mass transfer problem. / J.-D. Benamou, Y. Brenier // Numer. Math. – 2000. – V. 84. – P. 375-393.

138. Constantinescu R. L. Comparison of numerical integration methods on highly nonlinear biosystems models / R. Constantinescu, M. Roman, D. Selisteanu // 19th International Carpathian Control Conference (ICCC), Szilvasvarad, Hungary. – 2018. – P. 55-60.

139. European Smart Grids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2006. 44 p.

140. Оцінка стану та реалізації концепцій розвитку «інтелектуальних» електромереж у світовій практиці [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/3.-SmartGrid.pdf>

141. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими: За заг. редак. НАН України О.В. Кириленка/Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Інститут електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.

142. Баклицький В.М. Черкашина В.В. Комплексний аналіз розвитку українських електричних мереж відповідно концепції Smart Grid / *Sciences of Europe*, Praha, Czech Republic, 2021, VOL1, №66 – Р. 32 – 35. DOI: 10.24412/3162-2364-2021-66-1-32-35

143. Біла книга. Розподілені енергетичні ресурси та технології. Створення передумов для їх оптимального використання в Україні. Автори доповіді: Андрій Зінченко, Іван Бондарчук, Віктор Хоменко. Програма розвитку ООН в Україні, Кловський узвіз, 1, Київ, 01021, Україна, 2020. - 24 с.

144. Закон України. «Про ринок електричної енергії» [Електронний ресурс]// Відомості Верховної Ради (ВВР), 2017, № 27-28, ст.312 – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text>

145. Черкашина В.В. Горкунов Б.М., Бондаренко В.О., Баклицький В.М. Обґрунтування доцільності інноваційних технологій для контролю параметрів електричних мереж 110-330 кВ. *Collective monograph*. Scientific research of the XXI century. Volume 1. – Los Angeles: GS publishing service, 2022.- 181 p. ISBN 978-1-7364133-6-4; DOI: 10.51587/9781-7364-13364-2022-006-81-92

146. Кабінет Міністрів України Постанова від 27 лютого 2019 р. № 152 Київ Про затвердження Технічного регламенту щодо вимог до екодизайну для малих, середніх та великих силових трансформаторів <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/152-2019-%D0%BF#Text>

147 Черкашина В.В. Баклицький В.М. Формування і аналіз техніко-економічної моделі трансформації електричної енергії з застосуванням критеріального методу/ *Вісник Національного технічного університету "ХПІ"*. Сер.:

Енергетика: надійність та енергоефективність: зб. наук. пр. – Харків : НТУ "ХПІ", 2022. – № 1 (4). – С. 67-72. DOI: 10.20998/2224-0349.2022.01.04

148 *Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність»*. Київ. Схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18 серпня 2017 р. №605-р

149 *Технічний регламент щодо вимог до екодизайну для малих, середніх та великих силових трансформаторів*. Київ. Затверджено постановою Кабінету Міністрів України від 27 лютого 2019 р. №152

150 Лежнюк П.Д. *Аналіз чутливості оптимальних рішень в складних системах критеріальним методом. [Монографія]*. Вінниця: Універсум-Вінниця, 2003, 131 с.

151 Іноземцев Г.Б., Козирський В.В. *Оптимізаційні задачі в енергетиці сільського господарства*. Київ: Видавничий центр НУБіП України, 2014, 172 с.

152 David G. L., Yinyu Ye. *Linear and nonlinear programming. International Series in Operations Research & Management Science*. Springer Cham Heidelberg New York Dordrecht London, 2016, 546p.

153 Бондаренко В.О., Черемісін М.М., Черкашина В.В. *Системний підхід передпроектної оцінки повітряних ліній в умовах ринкових відносин.[Монографія]*. Харків: Факт, 2013. 260 с.

154 Астахов Ю.Н., Веников В.А., Горский Ю.М., Карасев Д.Д., Маркович И.М. *Электрические системы. Кибернетика электрических систем*. Москва: Высшая школа, 1974, 328 с.

155 Черемісін М.М., Мороз О.М., Черкашина В.В., Мірошник О.О. *Економічні розрахунки в інженерній діяльності на прикладах задач електроенергетики*. Харків: ФОП Панов А.М., 2018, 228 с.

156 H. Abdi, *The Method of Least Squares*. Thousand Oaks (CA): Sage, 2007.

157 J. A. Momoh, *Electric Power System Applications of Optimitzation*. Marcel Dekker, Inc. New York: Howard University, 2001.

158 E. E. Sauma and S. S. Oren, "Economic Criteria for Planning Transmission Investment in Restructured Electricity Markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 1394-1405, Nov. 2007

159 Ukrainian electricity market operator web page, [online] Available: <https://www.oree.com.ua/index.php/web/10542>

160 N. Cannata et al., “Multi-Objective Optimization of Urban Microgrid Energy Supply According to Economic and Enviromental Criteria,” IEEE Milan Power Tech, Milan, Italy, 2019, pp. 1-6

161 A.V. Katrenko, V.V. Pasichnyk and V.P, Pasko, Decision theory. VNV. Kiev, 2009

162 V.V. Cherkashyna and V.M. Baklytskyi, “Formation and analysis technical-economic model of transformation electricity with applying criterion method”, Visnyk NTU “KhPI”, vol. 1, no. 4, pp. 73, 2022

163 Cheremisin N.M, A.N. Moroz, V.V. Cherkashyna and O.O. Miroshnyk, Economic calculations in engineering activity on applied problems of the electric power industry. FOP Panov A.M. Kharkov, 2018

164 Cheremisin N.M and V.V. Cherkashyna, Criterion method analysis technical and economic tasks in electrical networks and systems: textbook. Fact. Kharkov, 2014

165 JSC “Vinnytsiaoblenergo” web page, [online] Available: <https://www.voe.com.ua/>

166 <https://voe.com.ua/sites/default/files/2021-12/plan-rozvytku-vinnycyaoblenergo-period-2021-2025-rokiv.pdf>

167 DSTU 2104-92, Power oil transformers for general purposes, voltage classes 110 kV and 150 kV.

168.Fedorchuk S. et al. Optimization of Storage Systems According to the Criterion of Minimizing the Cost of Electricity for Balancing Renewable Energy Sources // 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek). 2020. P. 519–525.

169.Зорин В.М. Атомные электростанции: учебное пособие. Москва: Издательский дом МЭИ, 2012. 672 p.

170.Энергоатом | АЭС на карте Украины [Electronic resource] // Энергоатом. URL: https://www.atom.gov.ua/ru/npp_on_map (accessed: 30.04.2021).

171.Електроспоживання [Electronic resource] // Your Site NAME Goes HERE.
URL: <https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/dyspetcherska-informatsiya/elektrospozhyvannya/> (accessed: 05.05.2021).

172.Гриб О.Г., Довгальок О.Н., Омеляненко Г.В. Оценка величины экономического ущерба от снижения качества электрической энергии в системах электроснабжения промышленных предприятий. 2012.

173.Обухов С.Г. Повышение эффективности комбинированных автономных систем электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии: доктор технических наук. Томск, 2013. Р. 392.

174.Радкевич В.Н., Козловская В.Б., Колосова И.В. Расчет электрических нагрузок промышленных предприятий. БНТУ, 2013.

175.Режим потребления | Официальный сайт ДТЭК [Electronic resource] // ДТЕК Киевские ЭС. URL: <https://www.dtek-kem.com.ua/ru/consumption-mode> (accessed: 05.05.2021).

176.Структура споживання електричної енергії по Україні - Набори даних - Портал відкритих даних [Electronic resource]. URL: <https://data.gov.ua/dataset/7d78eb81-dfad-4d1a-aa2e-797e93024206>.

177.Український інститут майбутнього [Electronic resource]. URL: <https://strategy.uifuture.org/ukraine-cherez-5-rokiv-energonezalezna-kraina.html> (accessed: 05.05.2021).

178. Rubanenko O., Miroshnyk O., Shevchenko S., Yanovych V., Danylchenko D., Rubanenko O. Distribution of Wind Power Generation Dependently of Meteorological Factors // 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Kharkiv, Ukraine, 2020, pp. 472-477, doi: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250114

179. Rubanenko, V. Yanovych, O. Miroshnyk and D. Danylchenko, "Hydroelectric Power Generation for Compensation Instability of Non-guaranteed Power Plants," 2020 IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS), Istanbul, Turkey, 2020, pp. 52-56, doi: 10.1109/IEPS51250.2020.9263151

180. Shevchenko S., Koval A., Danylchenko D., Koval V. Energy Crisis and Electricity Reform of Ukraine - First Results / 2020 IEEE KhPI Week on Advanced

Technology (KhPIWeek), Kharkiv, Ukraine, 2020, pp. 526–529, doi: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250119

181. Shevchenko, S., Danylchenko, D., Dryvetskyi, S., & Potryvai, A. (2021). Modernization of a simulation model of a photovoltaic module, by accounting for the effect of snowing of photovoltaic panels on system performance with correction for panel cleaning for matlab simulink. Paper presented at the 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology, KhPI Week 2021 - Conference Proceedings, 670-675. doi:10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570030

182. Shevchenko, S., Dovgalyuk, O., Danylchenko, D., Rubanenko, O., Fedorchuk, S., & Potryvai, A. (2021). Accounting for the effect of PV panel dustiness on system performance with correction for panel cleaning for matlab simulink. Paper presented at the 2021 IEEE 3rd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering, UKRCON 2021 - Proceedings, 373-378. doi:10.1109/UKRCON53503.2021.9575747

183. A. Khasawneh, M. Qawaqzeh, O. Miroshnyk, D. Danylchenko, K. Minakova and A. Potryvai, "Methodology for Accounting for the Influence of Dust Cover on the Performance of a Photovoltaic System for Matlab Simulink," 2021 IEEE International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES), 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/MEES52427.2021.9598611.

184. Qawaqzeh M., Zaitsev R., Miroshnyk O., Kirichenko M., Danylchenko D., Zaitseva L. High-voltage DC converter for solar power station / International Journal of Power Electronics and Drive Systems, 2020, № 11(4), pp. 2135–2144, DOI: 10.11591/ijpeds.v11.i4.pp2135-2144.

185. Dashtdar, M., Rubanenko, O., Danylchenko, D., Hosseinimoghadam, S. M. S., Sharma, N. K., & Baiai, M. (2021). Protection of DC microgrids based on differential protection method by fuzzy systems. Paper presented at the 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology, KhPI Week 2021 - Conference Proceedings, 22-27. doi:10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570079

186. Shevchenko S, Danylchenko D, Potryvai A, Minakova K, Dryvetskyi S. Finding Software Ways to Reduce the Error for the Solar Power Plant Simulation Model. Proceedings - 16th International Conference on Advanced Trends in Radioelectronics,

Telecommunications and Computer Engineering, TCSET 2022; 2022. p. 277-280. DOI: 10.1109/TCSET55632.2022.9766844

187. Lakshmi, G.S., Rubanenko, O., Danylchenko, D. & Potryvai, A. 2021, "A Simulation Model of the Impact of Solar Panel Dust Cover on them Performance", Proceedings - 2021 IEEE International Conference on Intelligent Systems, Smart and Green Technologies, ICISSTGT 2021, pp. 140-143. 10.1109/ICISSTGT52025.2021.00038

188. Qawaqzeh, M., Dudnikov, S., Miroshnyk, O., Moroz, O., Savchenko, O., Trunova, I., Pazyi, V., Danylchenko, D., Iegorov, O., Halko, S. & Buinyi, R. 2022, "Development of Algorithm for the Operation of a Combined Power Supply System with Renewable Sources", 2022 IEEE 3rd KhPI Week on Advanced Technology, KhPI Week 2022. p. 456-459. DOI: 10.1109/KhPIWeek57572.2022.9916372

189. Syvenko, M., Miroshnyk, O., Moroz, O., Savchenko, O., Pavlov, A., Pazyi, V., Qawaqzeh, M., Al Issa, H.A., Danylchenko, D., Halko, S. & Buinyi, R. 2022, "Coverage of Load Schedule Peaks Using Power Storage Systems in 10 kV Electrical Distribution Networks", 2022 IEEE 3rd KhPI Week on Advanced Technology, KhPI Week 2022, p. 465-468. DOI: 10.1109/KhPIWeek57572.2022.9916479

190. Shevchenko, S., Danylchenko, D., Potryvai, A., Miroshnyk, O., Tsiupa, V. & Dryvetskyi, S. 2022, "Improvement of the Simulation Model of a Solar Power Plant, Modernization of the Block for Accounting for the Effect of Cooling Panels by Wind Currents", Proceedings of the 2022 IEEE 4th International Conference on Modern Electrical and Energy System, MEES 2022, p. 1-5. DOI 10.1109/MEES58014.2022.10005722

191. Закон України «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 р. № 2019-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>.

192. Енергетична стратегія України на період до 2030 року : схвалена Розпорядженням Кабінету Міні- стрів від 24.07.2013 р. № 1071. URL: <https://de.com.ua/uploads/0/1703-EnergyStratagy2030.pdf>

193. "The audit of the economy of Ukraine 2030", [online] Available: <https://nes2030.org.ua/docs/doc-audit.pdf>.

194. Alcides Barrichello, Emerson Gomes dos Santos and Rogerio Scabim Morano, "Determinant and priority factors of innovation for the development to fnations", *Innovation & Management Review*, vol. 17, no. 3, pp. 307-320, 2020, [online] Available: <https://www.emerald.com/insight/content/doi/10.1108/INMR-04-2019-0040/full/pdf?title=deteminant-and-priority-factors-of-innovation-for-the-development-of-nations>.

195. Maha Mohamed Alsebai Mohamed and Pingfeng Liu, "Are Technological Innovation and Foreign Direct Investment a Way to Boost Economic Growth", *An Egyptian Case Study Using the Autoregressive Distributed Lag (ARDL) Model. Sustainability*, vol. 13, pp. 32-65, 2021, [online] Available: <https://www.mdpi.com/2071-1050/13/6/3265/htm>.

196. Yue Fang, "The Impact of Innovation Efficiency Factors on the Level of Regional Economic Development", *Open Journal of Social Sciences*, no. 8, pp. 343-352, 2020, [online] Available: https://www.scirp.org/pdf/jss_2020032411362721.pdf.

197. S. Denysiuk, V. Opryshko, and R. Strzelecki, "The Smart Grid concept implementation by expanding the use of demand side managment and modern power electronic installations," *Енергетика: економіка, технології, екологія.*, vol. 4, pp. 7–16, 2016.

198. Блінов І. В. Теоретичні та практичні засади функціонування конкурентного ринку електроенергії :монографія / І. В. Блінов. – К. : Наукова Думка, 2015. – 250 с.

199. Економіка енергетики : підручник / [Є. Г. Скловська, Б. М. Сердюк, С. В. Бахмачук, Т. Є. Шевченко]. – К. : Каравела, 2019. – 492 с.

200. Офіційний сайт Національної енергетичної компанії «Укренерго». URL: <https://ua.energy>

201. Халатов А. А. Енергетика України: сучасний стан і найближчі перспективи. *Вісник Національної академії наук України*. 2016. № 6. С. 53–61. DOI: 10.15407/vsn2016.06.053

202. Офіційний сайт Державного комітету статистики України. URL: <https://www.ukrstat.gov.ua>

Наукове видання

ДАНИЛЬЧЕНКО Дмитро Олексійович,
ФЕДОРЧУК Станіслав Олегович
МАСЛАК Марія Володимирівна
ДРИВЕЦЬКИЙ Станіслав Ігорьович
ІВАХНОВ Андрій Віталійович
КУЛАПІН Олександр Валентинович
БРЕЧКО Вероніка Олександрівна
БУЛГАКОВ Олексій Віталійович

***ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НА
ОСНОВІ ЗАЛУЧЕННЯ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ***

Відповідальний за випуск доц. Данильченко Д. О.

В авторській редакції

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

Електронне видання

