

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

(повна назва факультету)

Кафедра електричної інженерії

(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

на тему:

**ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ШЛЯХОМ ВИКОРИСТАННЯ
НАКОПИЧУВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ**

Виконав студент II курсу, групи ЕЕд-2
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

(підпис)

Керя Ю.Б.

(прізвище та ініціали)

Керівник

(підпис)

Коваль В.П.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

(підпис)

Вакуленко О.О.

(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри

(підпис)

Тарасенко М.Г.

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

Савків В.Б.

(прізвище та ініціали)

Тернопіль
2022

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота магістра містить пояснювальну записку та графічну частину. Пояснювальна записка має 88 сторінок, __ аркушів формату А1 (слайдів), 61 ілюстрацію та 11 використаних першоджерел.

Об'єкт дослідження – процеси в електричних мережах

Предмет дослідження – системи накопичення енергії в електроенергетичній системі.

Метою кваліфікаційної роботи є: дослідити роботу системи накопичення енергії в електроенергетичній системі на основі моделі розробленої для аналізу електромеханічних перехідних процесів в енергосистемах

У даній роботі, крім аналізу можливостей застосування СНЕ, опису структури та принципів роботи СНЕ, представлені методика вибору параметрів СНЕ та опис розробленої моделі СНЕ. З використанням розробленої моделі проведено розрахунки застосування СНЕ для забезпечення збереження стійкості паралельної роботи генераторів у разі втрати зв'язку з системою, при трифазному КЗ, при несиметричних КЗ.

Ключові слова: **СОЛЯЧНА ЕНЕРГЕТИКА, ВІТРОВА ЕНЕРГЕТИКА, ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

ЗМІСТ

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ВСТУП

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	10
1.1 Концепція Smart Grid в електроенергетичних системах.....	10
1.2 Призначення систем накопичення енергії.....	11
1.3 Інтеграція відновлюваних джерел енергії в енергосистему	12
1.4 Зниження пікової потужності при використанні СНЕ.....	15
1.5 Обмеження швидкості зміни різко змінного навантаження Реакція генераторів різного типу на скиди/накиди навантаження	16
1.6 Створення активно-адаптивних систем електропостачання віддалених об'єктів	18
1.7 Висновки до розділу	
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ.....	
2.1 Структура системи накопичення енергії	21
2.2 Підсистеми системи накопичення енергії	25
2.2.1 Підсистема перетворення.....	25
2.2.2 Підсистема управління СНЕ.....	30
2.2.3 Підсистема накопичення	32
2.2.4 Підсистема розподілу	37
2.2.5Блоково-модульна будівля та допоміжна підсистема.....	38
2.3 Висновки до розділу	39
3 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ.....	
3.1 Вибір потужності системи накопичення енергії.....	40
3.2 Вибір енергоємності системи накопичення енергії.....	42
3.2.1 Забезпечення можливості видачі номінальної потужності СНЕ.....	42
3.2.2 Забезпечення можливості реалізації функцій СНЕ	45

3.3 Модель системи накопичення енергії	48
3.3.1 Загальні відомості	48
3.3.2 Структура моделі	49
3.4 Зміна деталізації моделі.....	56
3.5 Результати розрахунків з використанням моделі СНЕ	65
3.5.1 Застосування СНЕ для збереження стійкості роботи синхронних генераторів.....	65
3.5.2 Забезпечення збереження стійкості при втраті зв'язку із системою	66
3.5.3 Забезпечення збереження стійкості при трифазному КЗ.....	70
3.5.4 Забезпечення збереження стійкості при несиметричних КЗ	74
3.6 Висновки до розділу	77
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	
4.1 Інструктажі з охорони праці	79
4.2 Захист від статичної електрики	82
4.3 Запобігання виникненню та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій техногенного і природного походження на об'єктах електроенергетики	83
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	86
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	87

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АКБ - Акумуляторна батарея;
- ВДЕ - Відновлюване джерело енергії;
- ПЛ - Повітряна лінія електропередачі;
- ДГУ - Дизель-генераторна установка;
- ДЕС - Дизельна електростанція;
- КЗ - Коротке замикання;
- ККД - Коефіцієнт корисної дії;
- ЛЕП - Лінія електропередачі;
- ПН - Підсистема накопичення енергії;
- ПОПС - Підсистема охоронно-пожежної сигналізації;
- ПОСВ - Підсистема освітлення;
- ПП - Підсистема перетворення енергії;
- ППЖГ - Підсистема пожежогасіння;
- ПЖВП - Підсистема живлення власних потреб;
- ППС - Передача постійного струму;
- ПС – Підстанція;
- ПСК - Підсистема комунікації;
- ПТК - Підсистема теплокондиціонування;
- ПУ - Підсистема керування;
- РУ - Розподільчий пристрій;
- СНЕ - Система накопичення енергії;
- СУАБ - Система управління акумуляторними батареями;
- СУПН - Система управління підсистемою накопичення;
- СУПП - Система управління підсистемою перетворення;
- ТПН - Точка підключення до електроенергетичної системи;
- ТПС - Точка приєднання споживача;

ВСТУП

Актуальність теми. В даний час системи накопичення енергії (СНЕ) широко застосовуються для вирішення різних завдань у всьому світі. Відповідно до дослідження компанії Bloomberg New Energy Finance, до 2030 сумарна встановлена потужність накопичувачів електроенергії у світі складе 125 ГВт. В останнє десятиліття інтенсивний розвиток технологій перетворення енергії та зниження вартості акумуляторних батарей привели до створення СНЕ з такими характеристиками (потужність енергоємність, ККД та швидкодія), які вже зараз дозволяють реалізовувати проекти, ефективні з технічного погляду та доцільні – з економічної, в єдиній енергетичній системі України та, особливо, в автономних енергосистемах.

Для розрахунків режимів та перехідних процесів в енергосистемах із СНЕ необхідні відповідні математичні моделі. На сьогоднішній день у вітчизняній електроенергетиці має місце практика розробки високодеталізованих математичних моделей СНЕ у таких програмних комплексах, як MATLAB та PSIM. Однак надмірно детальне моделювання пристроїв силової електроніки та елементів накопичення енергії (акумуляторних батарей, суперконденсаторів) робить моделі СНЕ вимогливими до обчислювальних ресурсів та малопридатними для розрахунку у складі енергосистем з великою кількістю вузлів, а також для розрахунку тривалих електромеханічних перехідних процесів. Крім того, для використання деталізованої моделі СНЕ необхідна інформація про безліч параметрів компонентів СНЕ, що ускладнює процес підготовки моделі до розрахунку фахівцями проектних організацій і є одним із стримуючих факторів застосування подібних моделей. Раціональним підходом до розробки моделей СНЕ для практичного застосування є створення моделей з певним ступенем спрощення, достатніх для проведення розрахунків режимів, що встановилися, і електромеханічних перехідних процесів.

Мета і завдання дослідження. Метою даної роботи є: дослідити роботу системи накопичення енергії в електроенергетичній системі на основі моделі розробленої для аналізу електромеханічних перехідних процесів в енергосистемах.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі **завдання**:

1. Розробити модель СНЕ для розрахунку електромеханічних процесів.
2. Розробити фрейми (моделі) складових моделі СНЕ.
3. Провести аналіз можливостей застосування систем накопичення енергії.
4. Розрахувати з використанням моделі застосування СНЕ для забезпечення збереження стійкості паралельної роботи генераторів у разі втрати зв'язку з системою, при трифазному КЗ, при несиметричних КЗ.

Об'єкт дослідження – процеси в електричних мережах.

Предмет дослідження – системи накопичення енергії в електроенергетичній системі.

Наукова новизна отриманих результатів.

Удосконалена модель СНЕ дозволяє на початковому етапі оцінити доцільність застосування СНЕ на об'єкті. Модель може бути ефективно використана для вибору параметрів СНЕ та відпрацювання алгоритмів системи керування.

Практичне значення отриманих результатів.

Узагальнено методику вибору енергоємності системи накопичення енергії та аналізу можливості реалізації її функцій.

Апробація. Результати досліджень за темою кваліфікаційної роботи були представлені на XI Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій», 7-8 грудня 2022 року. ТНТУ [1]

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (11 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 88 сторінок, 61 рисунок.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Концепція Smart Grid в електроенергетичних системах

Термін Smart Grid («розумна», інтелектуальна мережа) введений у 2003 році в публікації Michael T. Burr «Reliability demands drive automation investments» («Попит надійності керуватиме інвестиціями») [2], однак до єдиного трактування поняття у світовій практиці до досі не прийшли. Для визначення Smart Grid використовуються певні атрибути (ознаки), уявлення про які по-різному в різних макрорегіонах [2].

Ознаки Smart Grid, що виділяються енергетикам США:

- самовідновлення після збоїв подачі електроенергії;
- активну участь споживачів у роботі енергосистеми;
- стійкість до фізичного та інформаційного втручання зловмисників;
- забезпечення «ідеальної» якості електроенергії;
- синхронна робота генерації та систем накопичення енергії;
- створення нових високотехнологічних ринків та послуг;
- підвищення ефективності функціонування енергосистеми загалом.
- ознаки Smart Grid, що виділяються енергетикам Євросоюзу
- гнучкість («підстроювання» мережі під потреби споживачів);
- доступність (доступність мережі для нових підключень, у т.ч. генеруючих установок споживачів);
- надійність (гарантія захищеності; забезпечення якості електроенергії відповідно до вимог цифрового століття);
- економічність (завдяки інноваційним технологіям в побудові мережі, управлінні та регулюванні);
- безпека (відсутність небезпеки для людей та навколишнього середовища).

Найбільш повно ідеологію концепції Smart Grid відображає визначення, сформульоване IEEE: Smart Grid – концепція інтегрованої, саморегулюючої,

самовідновлюваної електроенергетичної системи, яка має мережеву топологію, включає генеруючі джерела, мережі (магістральні та розподільні) і всі види споживачів електроенергії, керовані в режимі реального часу загальною мережею систем [3].

Таким чином, системи накопичення енергії (СНЕ) є важливим елементом побудови інтелектуальних електроенергетичних систем. Нижче розглянуті функції СНЕ, більшість яких може бути успішно реалізована й у енергосистемах традиційної концепції.

1.2 Призначення систем накопичення енергії

СНЕ призначена для накопичення, зберігання електричної енергії та віддачі її в мережу або навантаження з метою підтримки функціонування енергосистеми, підвищення ефективності її роботи та забезпечення необхідної якості електричної енергії.

Можливості СНЕ дозволяють вирішувати ряд завдань, характерних як об'єктів, підключених до єдиної енергосистеми, так об'єктів в автономних енергосистемах.

Використання СНЕ дозволяє:

- підвищити робочу продуктивність;
- підвищити надійність енергосистеми;
- підвищити ефективність використання відновлюваних джерел енергії;
- забезпечити регулювання балансу генерації та споживання;
- знизити потрібну потужність підключення до мережі;
- знизити втрати;
- забезпечити доступність енергії у разі переривання живлення від первинних джерел;
- підвищити ресурс генераторних агрегатів з допомогою експлуатації в оптимальному режимі;
- забезпечити потрібні показники якості електроенергії. Функції, що

виконуються СНЕ, поділяються на 3 класи :

Клас А. Функції, що передбачають короткочасне використання СНЕ, у якому установка споживає/видає необхідну енергію протягом короткочасного робочого циклу (робочий цикл СНЕ триває менше 1 години);

Клас В. Функції, що передбачають тривале використання СНЕ, при якому установка споживає/видає необхідну енергію протягом тривалого робочого циклу (робочий цикл СНЕ триває більше 1 години);

Клас С. Функції резервного джерела живлення в аварійному режимі, коли основне джерело живлення недоступне.

1.3 Інтеграція відновлюваних джерел енергії в енергосистему

У зв'язку з непостійним (а в деяких випадках і важкопередбачуваним) характером зміни в часі потужності, що генерується установками на основі відновлюваних джерел енергії [4,5,6], їх комбінують з традиційною генерацією, наприклад, дизельною електростанцією (ДЕС). ДЕС здатна як забезпечити постійний рівень генерації мінімально необхідної потужності («базовий режим»), і забезпечити додаткову потужність у період нестачі потужності ВДЕ (рис. 1.1, а).

Для такої енергосистеми характерні такі основні недоліки:

– ДЕС приймає на себе коливання потужності навантаження, що призводить до підвищеної витрати пального та прискореного скорочення моторесурсу;

– ДЕС, очевидно, не здатна приймати потужність, тому навантаження такої системи має бути завжди більше, ніж пік генерації ВДЕ, що накладає обмеження на застосування.

Зазначені фактори призводять до низького коефіцієнта використання встановленої потужності ВДЕ, низьких економічних показників використання ВДЕ, проблем з якістю електроенергії (особливо у невеликих автономних енергосистемах) тощо.

Застосування СНЕ у такій енергосистемі дозволяє покласти на неї функції узгодження графіків навантаження та генерації (рис. 1.1, б). При цьому ДЕС може працювати в базовому режимі практично з постійною потужністю, за рахунок чого забезпечується мінімальна витрата палива і моторесурсу. Крім того, СНЕ може працювати як джерело маневреної потужності, приймаючи надлишки генерованої потужності під час піків генерації, а також підвищувати стійкість паралельної роботи .

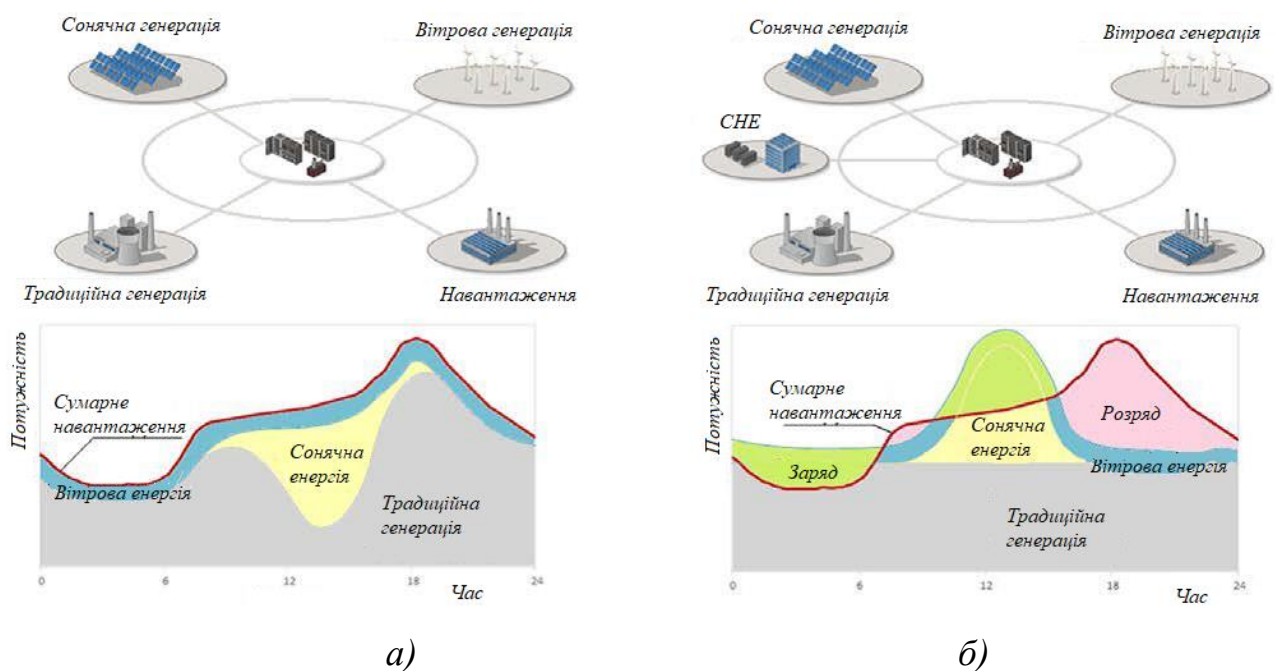


Рисунок 1.1 – Баланс генерації та споживання в енергосистемі з ВДЕ без СНЕ (а) та зі СНЕ (б)

Таким чином, СНЕ забезпечує ефективну інтеграцію установок на основі ВДЕ в енергосистему з підвищенням економічних та технічних показників.

Крім того, СНЕ може застосовуватись і у складі енергосистем, що містять тільки ВДЕ-генерацію: сонячну, вітрову та ін.

Основна проблема сонячної генерації – залежність графіка генерованої потужності від часу доби та погодних умов. Застосування СНЕ дозволяє узгодити графік потужності, що видається на навантаження, з фактичним

графіком споживання. СНЕ заряджається в період надмірної генерації і розряджається в період дефіциту потужності, що генерується (рис. 1.2) .

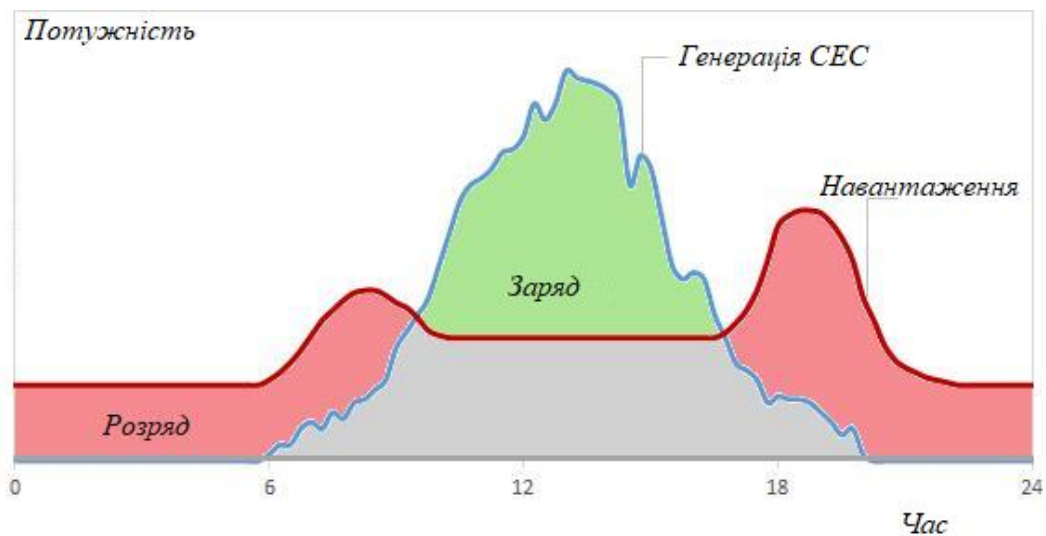


Рисунок 1.2 – Графік споживання потужності при паралельній роботі СНЕ із сонячною електростанцією

Основна проблема вітрогенерації - складнопередбачуваність графіка потужності, що генерується. СНЕ дозволяє погодити графік генерації із графіком споживання (рис.1.3) .

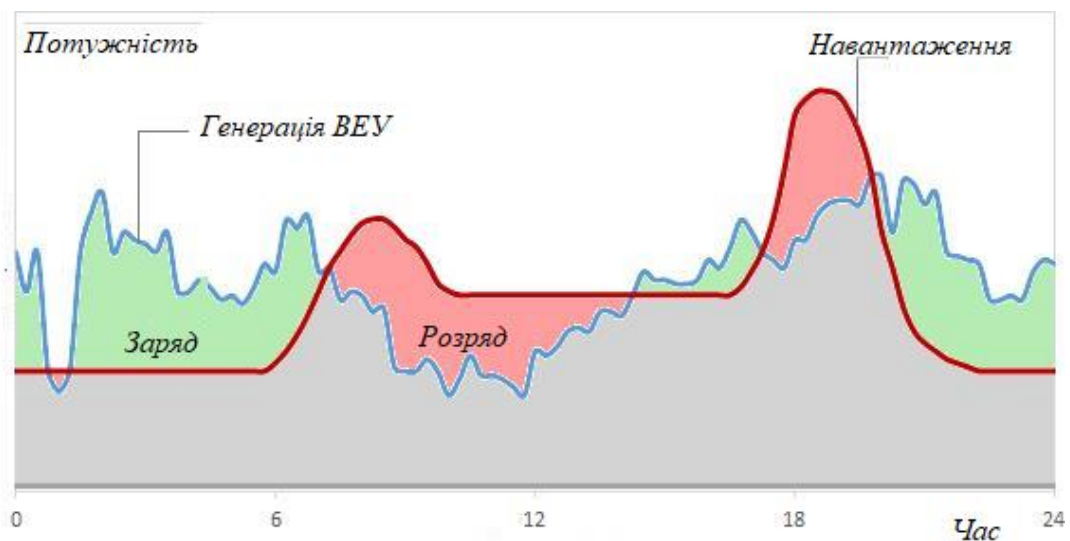


Рисунок 1.3 – Графік споживання потужності при паралельній роботі СНЕ з вітровою електростанцією

1.4 Зниження пікової потужності при використанні СНЕ

При реалізації СНЕ функції обмеження максимальної потужності (рис.1.4) задається уставка максимально допустимої потужності. При перевищенні потужності уставки – СНЕ починає видавати потужність. У цьому сумарна потужність фіксується лише на рівні уставки. Заряд СНЕ відбувається у інші періоди, задані часовим діапазоном, певними значеннями потужності споживання чи іншими умовами.

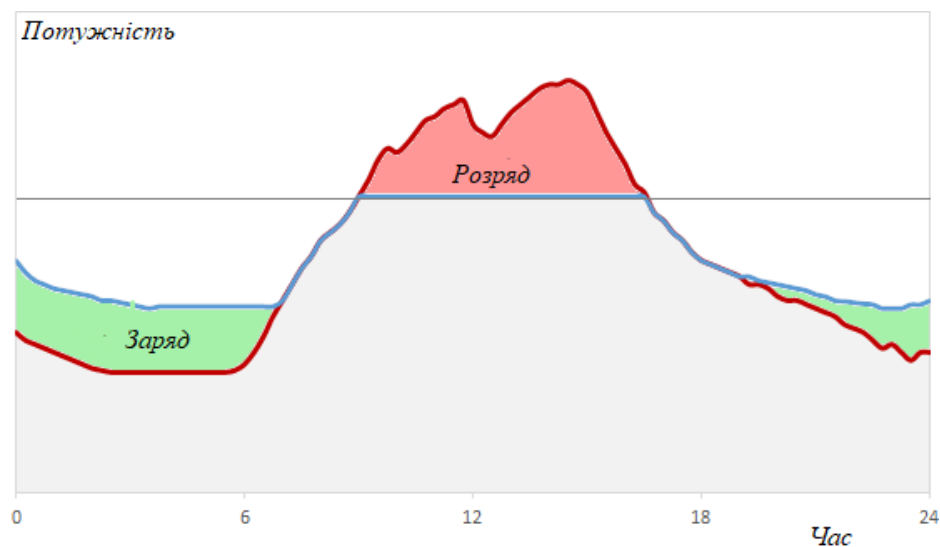


Рисунок 1.4 – Графік споживання потужності при паралельній роботі зі СНЕ в режимі обмеження максимальної споживаної потужності

Зниження пікової потужності актуальне у таких випадках :

- Технологічне приєднання споживача з великою піковою потужністю. У разі неможливості (або високої дорожнечі) технологічного приєднання через відсутність на найближчих підстанціях «вільної потужності» споживач може встановити СНЕ, що значно зменшить необхідну потужність технологічного приєднання.

- Ліквідація необхідності реконструкції підстанцій чи ЛЕП збільшення потужності. Установка СНЕ дозволяє знизити пікову потужність перетікання ЛЕП або завантаження трансформатора на підстанції, вивільнити потужність

для підключення додаткових споживачів або інших цілей.

– Зниження необхідної потужності генеруючих установок в автономній енергосистемі. При проектуванні автономної енергосистеми включення до проекту СНЕ дозволяє знизити пікову потужність навантаження та використовувати генеруючі установки меншої потужності.

– Зниження втрат у довгих фідерах. Великі втрати у фідерах (розподільних лініях електропередач) середньої напруги до віддалених споживачів, як правило, обумовлені значною величиною пікової потужності. При використанні СНЕ «зрізання» піку споживання призводить до суттєвого зниження втрат (рис. 1.5).

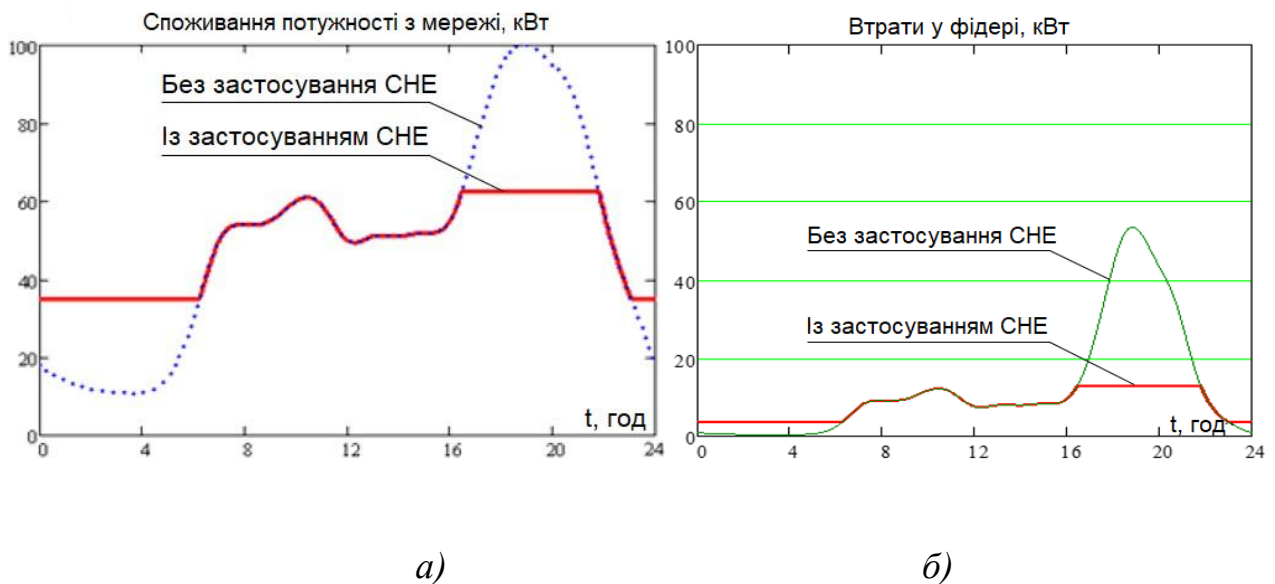


Рисунок 1.5 – Графік споживання потужності фідером (а) та графік втрат потужності (б) на добовому інтервалі часу без СНЕ та зі СНЕ

1.5 Обмеження швидкості зміни різко змінного навантаження

Реакція генераторів різного типу на скиди/накиди навантаження

Серйозна проблема, що обмежує можливість застосування генераторів деяких типів на промислових об'єктах, що характеризуються різким характером навантаження. Деякі генератори (газопоршневі, газотурбінні) не здатні витримувати скиди та піки вище заданих меж через технологічні особливості

(відбувається відключення генераторів); для інших типів генерації (наприклад, дизель-генераторних установок) це пов'язано з підвищеною витратою палива та ресурсу. Застосування СНЕ для демпфування фронтів наростання/зменшення потужності навантаження дає можливість генераторам працювати у більш комфортному режимі та знімає обмеження на застосування будь-яких джерел генерації.

Для вирішення зазначеної проблеми СНЕ в режимі обмеження швидкості зміни потужності в момент нарощування або скидання навантаження (наприклад, увімкнення або відключення потужного агрегату навантаження) споживає або видає необхідне значення потужності, забезпечуючи плавну зміну навантаження на генератор (рис. 1.6), що, крім іншого, запобігає відхиленням частоти .

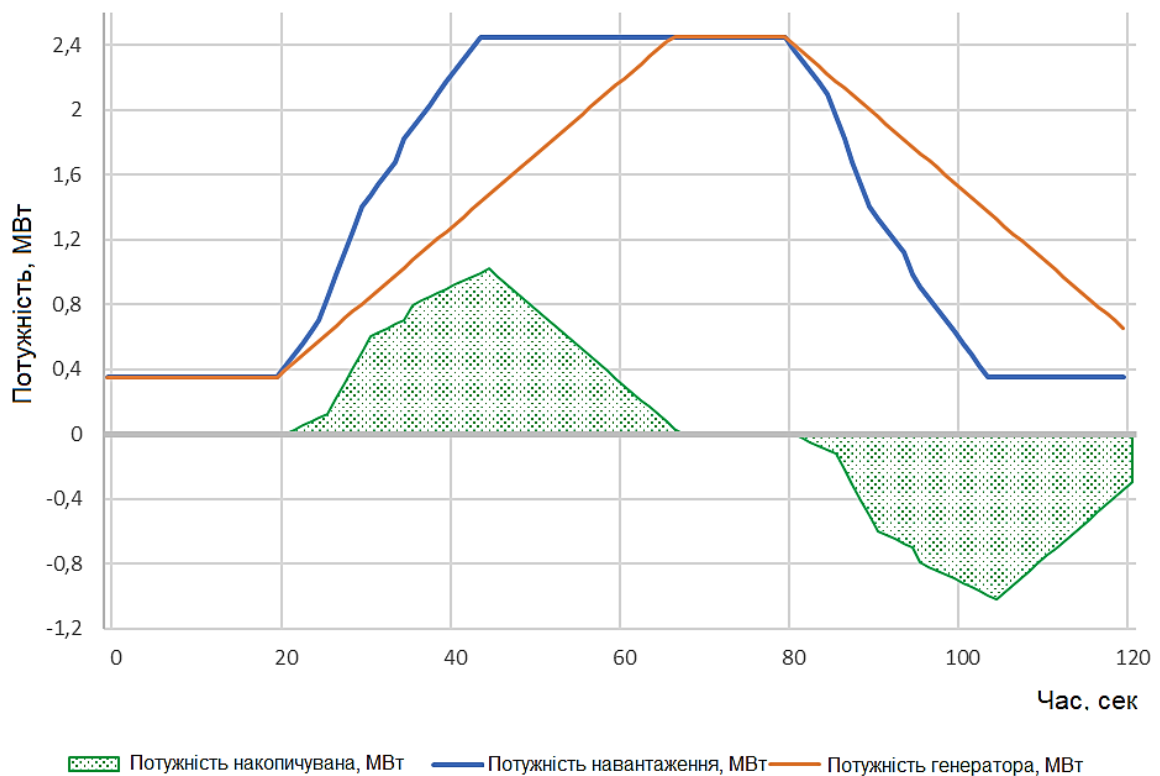


Рисунок 1.6 – Графіки: навантаження (верхній), генерації (середній) та СНЕ (нижній) під час роботи СНЕ у режимі обмеження швидкості зміни потужності

1.6 Створення активно-адаптивних систем електропостачання віддалених об'єктів

Системам електропостачання віддалених від єдиної енергетичної системи об'єктів, наприклад, компресорних станцій нафтогазової галузі, притаманні такі негативні особливості:

- слабкий зв'язок із єдиної енергетичної системи (або її відсутність);
- висока вартість будівництва ЛЕП та ПС;
- великі втрати енергії газоперекачувальних агрегатів (ККД близько 30 %).

У зв'язку з цим розроблено концепцію активно-адаптивних систем електропостачання (АА СЕ). У зарубіжній енергетиці системи, аналогічні АА СЕ, належать до Smart Grids. Враховуючи, що в даному випадку мережі є низьковольтні розподільні АА СЕ щодо невеликої потужності відповідають Micro Smart Grids (скорочено – MicroGrids). MicroGrids в рамках концепції Smart Grid були запропоновані як новий вид розподільних мереж, здатних найбільш повно використовувати переваги інтеграції великої кількості розподілених установок малої потужності в розподільних мережах низької напруги [6].

АА СЕ засновані на наступних принципах побудови і функціонування мережі [6]:

- інтеграція різноманітних видів генерації, включаючи ВДЕ і установок, які використовують вторинні енергоресурси;
- автоматизована зміна режиму роботи АА СЕ (робота в ізольованому режимі або паралельно із мережею);
- можливе виділення окремих частин АА СЕ на ізольовану роботу;
- автоматизований вибір оптимального складу працюючого обладнання та схеми мережі;
- самовідновлення та самобалансування;
- максимальне використання вторинних енергоресурсів.

Одним із ключових елементів АА СЕ є системи накопичення енергії. На рис. 1.7 показано структурну схему АА СЕ змінного струму. СНЕ підключається до шин 0,4 кВ.

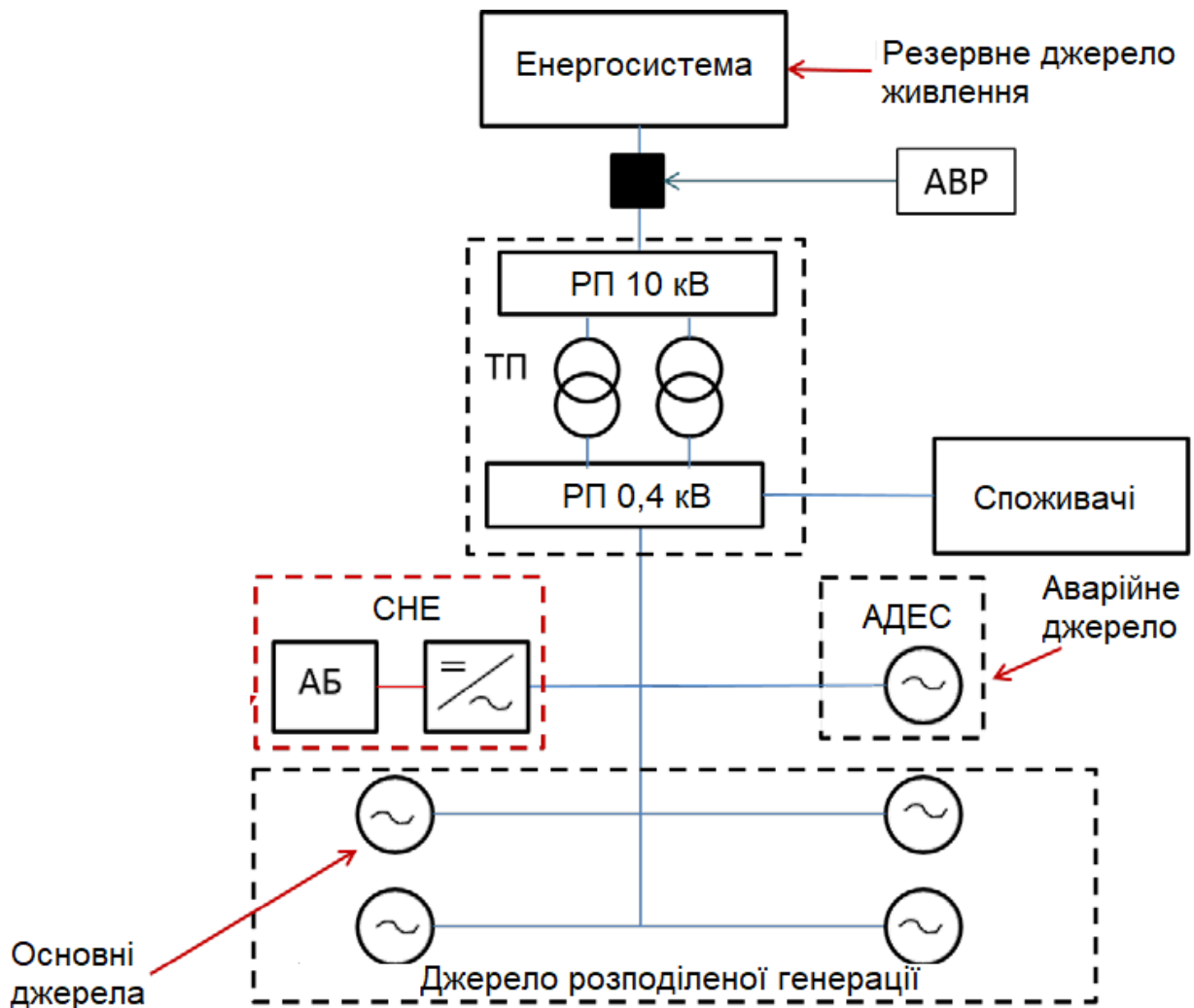


Рисунок 1.7 – Структурна схема АА СЕ змінного струму зі СНЕ (АДЕС – аварійна дизельна електростанція)

Застосування на об'єкті АА СЕ із СНЕ дозволяє досягти наступних ефектів [6]:

- забезпечення балансу генерації та споживання;
- зниження втрат у розподільчій мережі;
- підвищення енергоефективності;
- зниження витрат за купівлю електроенергії;
- забезпечення енергонезалежності;

– економія коштів (порівняно з будівництвом додаткових ПЛ та ПС високої напруги).

1.7 Висновки до розділу

1. Встановлено, що система накопичення енергії призначена для накопичення, зберігання електричної енергії та віддачі її в мережу або навантаження з метою підтримки функціонування енергосистеми, підвищення ефективності її роботи та забезпечення необхідної якості електричної енергії.

2. Встановлено, що системи накопичення енергії є важливим елементом побудови інтелектуальних електроенергетичних систем.

3. У зв'язку з непостійним (а в деяких випадках і важкопередбачуваним) характером зміни в часі потужності, що генерується установками на основі відновлюваних джерел енергії виникають проблеми їх підєднання до енергосистеми. Використання системи накопичення енергії забезпечує ефективну інтеграцію установок на основі ВДЕ в енергосистему з підвищенням економічних та технічних показників .

4. Встановлено, що у зарубіжній енергетиці системи, аналогічні активно-адаптивним системам електропостачання, належать до Smart Grids. MicroGrids в рамках концепції Smart Grid були запропоновані як новий вид розподільних мереж, здатних найбільш повно використовувати переваги інтеграції великої кількості розподілених установок малої потужності в розподільних мережах низької напруги. Одним із ключових елементів активно-адаптивних систем електропостачання є системи накопичення енергії .

2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Структура системи накопичення енергії

Склад системи накопичення енергії СНЕ включає кілька підсистем:

- основна підсистема:
 - підсистема перетворення енергії ПП;
 - підсистема накопичення ПН;
- підсистема контролю та управління;
 - підсистема управління ПУ;
 - підсистема комунікації ПСК;
- допоміжна підсистема:
 - підсистема живлення власних потреб ПЖВП;
 - підсистема теплокондиціонування ПТК;
 - підсистема пожежогасіння ППЖГ;
 - підсистема охоронно-пожежної сигналізації ПОПС,
 - підсистема освітлення ПОСВ;
- підсистема розподілу та підключення:
 - основний з'єднувальний вивід мережі (для стикування з основною точкою підключення до електроенергетичної системи ТНН),
 - основний з'єднувальний вивід навантаження (для стикування з точкою приєднання споживача ТПС),
 - допоміжний з'єднувальний вивід (для стикування з допоміжною точкою підключення до електроенергетичної системи ТНН).

Залежно від функцій СНЕ її склад і склад підсистем, їх комплектність, конструктивне виконання можуть варіюватися.

Структурна схема СНЕ у загальному вигляді наведена рис. 2.1, однолінійна схема СНЕ – рис. 2.2.

Допоміжна підсистема (рис.2.1) може включати до складу інженерні підсистеми, що забезпечують функціонування блочно-модульної будівлі: ПЖВП, ППЖГ, ПОСВ, ПОПС, ПТК. У разі шафового виконання – лише підсистему живлення потреб.



Рисунок 2.1 – Структурна схема СНЕ

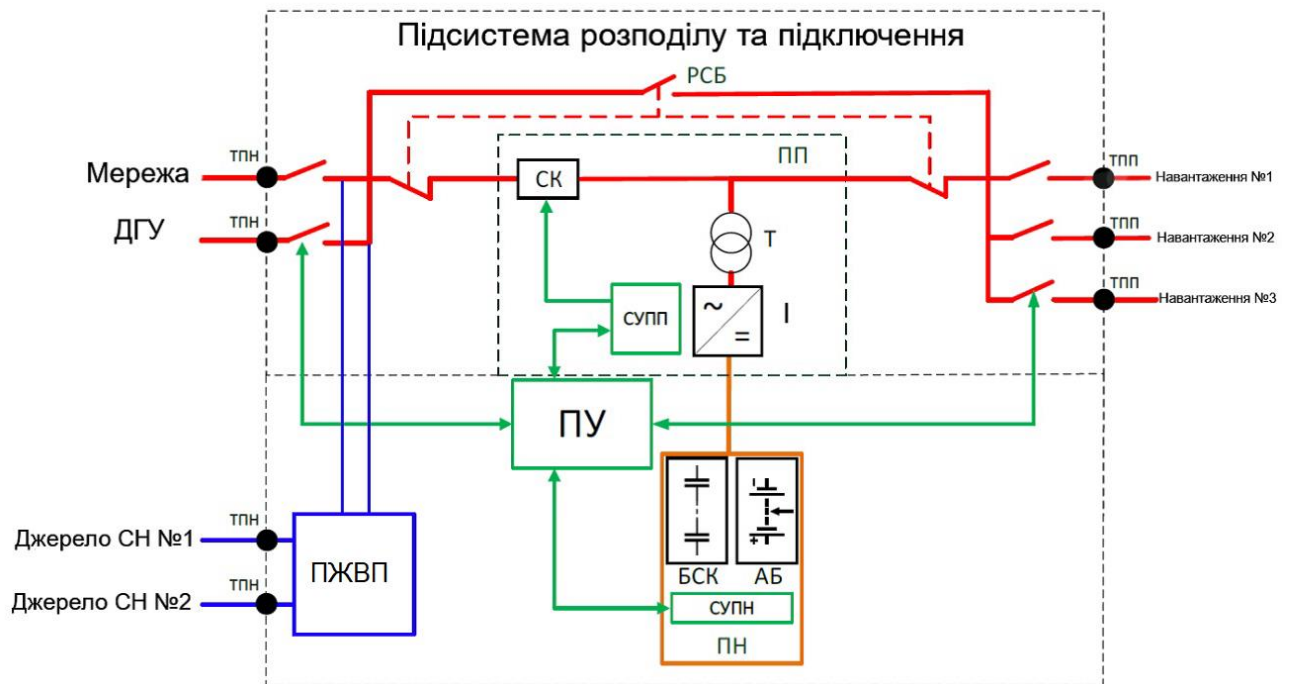


Рисунок 2.2 – Однолінійна схема СНЕ: червоний колір – силові кола АС; помаранчевий – силові кола DC; синій – кола потреб; зелений - вторинні кола управління; СК – силовий ключ; РСБ - ручний сервісний байпас-рубильник; Т – трансформатор; І – інвертор; СУПП - система управління підсистемою перетворення; БСК – батарея суперконденсаторів; АБ – акумуляторна батарея; СУПН - система управління підсистемою накопичення

Живлення власних потреб СНЕ може проводитись від основної точки підключення через захисні автоматичні вимикачі, блоки живлення власних потреб та ін; або від стороннього джерела (наприклад, системи живлення потреб підстанції) через допоміжні точки підключення ТПН (рис.2.2).

Підключення навантаження здійснюється через точки приєднання споживача (ТПС). Можлива наявність у схемі кількох фідерів з керованими комутаційними апаратами, що дає можливість реалізації алгоритму вибіркового живлення навантаження в автономному режимі, коли за відсутності напруги мережі СНЕ може відключити частину навантаження для більш тривалого енергопостачання пріоритетних навантажень.

Мережева СНЕ може не містити точок приєднання навантаження.

До складу СНЕ може входити ручний сервісний байпас-рубильник, що дозволяє підключити мережу безпосередньо до навантаження, відключаючи підсистему перетворення для сервісних та ремонтних робіт.

Для реалізації швидкого переходу в автономний режим при виході параметрів мережі за межі до складу підсистеми перетворення може бути включений швидкодіючий силовий напівпровідниковий ключ.

Система управління перетворювачем призначена для управління інвертором у «швидких» процесах відповідно до заданих підсистем управління СНЕ налаштуваннями. Під «швидкими» маються на увазі процеси, пов'язані з аналізом миттєвих значень напруги та струмів, розрахунком, наприклад, частоти напруги, гармонійного складу, прийняття рішення на видачу/прийом потужності тощо. Крім того, до «швидких» процесів відноситься синхронізація синусоїди з мережею, що генерується інвертором.

Підсистема управління СНЕ відповідає за узгодження роботи окремих підсистем СНЕ, поєднання інформаційних потоків, завдання та реалізацію загальних алгоритмів управління СНЕ, «повільні» процеси (управління ступенем заряду елементів ПН СНЕ тощо).

Підсистема накопичення СНЕ включає до складу елементи накопичення (найперспективніші варіанти: літій-іонні акумулятори та/або суперконденсатори), систему управління, що підтримує елементи в оптимальному стані і управляє комутуючими апаратами для відключення ПН СНЕ при необхідності. СНЕ на основі суперконденсаторів можуть застосовуватися за необхідності короточасної видачі великого значення потужності. СНЕ на основі літій-іонних акумуляторів більш універсальні, і дозволяють накопичувати більшу кількість енергії. У випадку, коли від СНЕ вимагається виконання декількох функцій, що передбачають видачу великої потужності (у деякі моменти часу) і значну енергоємність, використовується СНЕ з гібридною підсистемою накопичення, що включає і акумулятори, і суперконденсатори.

Архітектура СНЕ передбачає високий рівень автономності підсистем, їх здатність діагностувати власний стан, припиняти небезпечні режими. У цьому алгоритми ПУ СНЕ дозволяють зберігати працездатність СНЕ загалом у разі виникнення несправностей окремих підсистем (із запровадженням обмежень) .

2.2 Підсистеми системи накопичення енергії

2.2.1 Підсистема перетворення

Підсистема перетворення електричної енергії має у своїй основі силовий перетворювач з одиночним перетворенням енергії і може виконувати такі функції:

- перетворення трифазної напруги змінного струму в напругу постійного струму - передача потужності в підсистему накопичення;
- перетворення напруги постійного струму в напругу змінного струму – видачі потужності;
- підтримка елементів підсистеми накопичення в оптимальному режимі;
- швидкий перехід до автономного режиму.

Залежно від необхідної функціональності підсистеми перетворення СНЕ може мати різне виконання, склад.

Склад підсистеми перетворення:

1. Перетворювач із одиночним перетворенням енергії – основний елемент підсистеми перетворення. Включає до складу IGBT- транзистори, драйвери, систему примусового охолодження, снаберні резистори та ін. Можливі два варіанти виконання схеми (рис.2.3): тристійкова (а) та чотиристійкова.

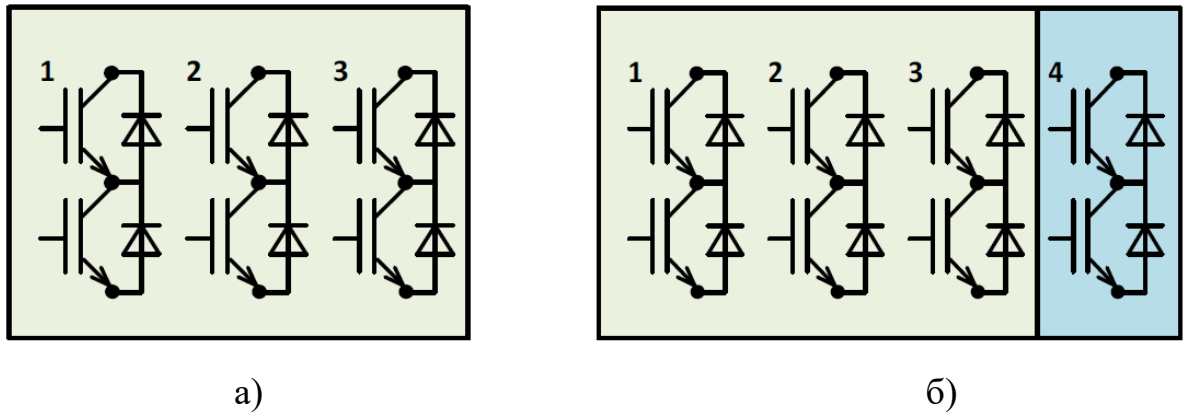


Рисунок 2.3 – Тристійкова (а) та чотиристійкова (б) схеми перетворювача (умовні позначення)

2. Система управління підсистемою перетворення: реалізує безпосереднє керування транзисторами. Отримує сигнали від датчиків струму та напруги, відповідає за реалізацію «швидких» процесів керування, керування силовим напівпровідниковим ключем.

3. Узгоджувальний трансформатор (рис.2.4): служить для узгодження номінальної напруги сторони АС перетворювача та напруги мережі. Базове виконання – трифазний трансформатор на тристрижневому сердечнику. Однак для реалізації деяких алгоритмів (симетрування струмів, глибокої компенсації гармонік) потрібен груповий трансформатор (системи трьох однофазних трансформаторів, виконаних на різних сердечниках) або п'ятистрижневий трансформатор.

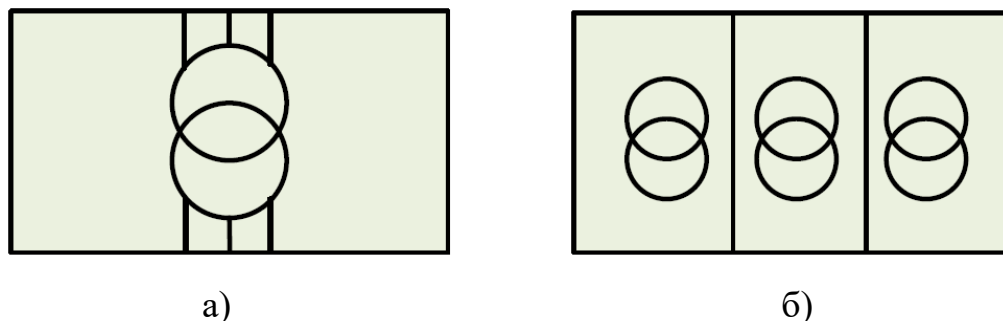


Рисунок 2.4 – Трифазний трансформатор на тристрижневому сердечнику (а) та груповий трансформатор (б) (умовні позначення)

4. Дросель, який згладжує: забезпечує фільтрацію вищих гармонік змінної напруги інвертора. Підключається між інвертором та силовим трансформатором. Можливі два варіанти виконання дроселя (рис.2.5): трифазний дросель або трифазний дросель з додатковим однофазним дроселем у нейтральному дроті, необхідним у разі роботи з чотиристійковим перетворювачем.

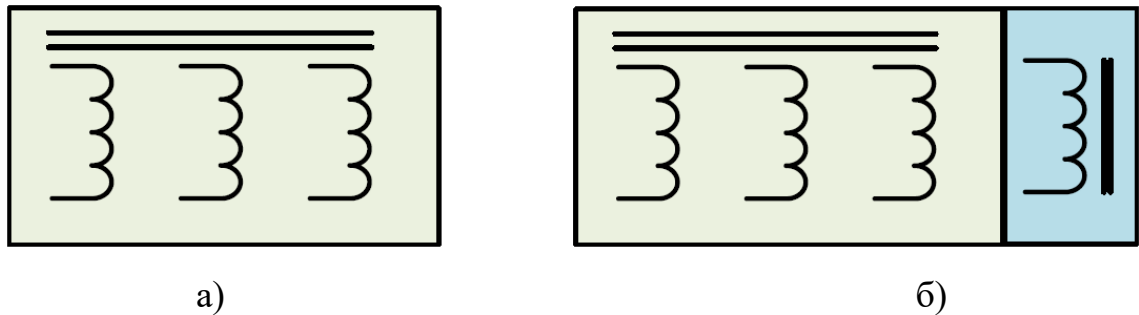


Рисунок 2.5 – Трифазний дросель (а) та трифазний дросель з додатковим однофазним дроселем (б) (умовні позначення)

5. Силовий напівпровідниковий ключ (СК): призначений для швидкого (декілька мілісекунд) відключення від основної точки підключення до мережі ТПН під час переходу в автономний режим.

На рис.2.6 зображено базовий та повний склад підсистеми перетворення СНЕ. Можливі проміжні варіанти залежно від списку функцій, що реалізуються СНЕ.

Конструктивно підсистема перетворення будується за модульним принципом. Базовий елемент системи – перетворювальний модуль (рис.2.8, а). Модуль перетворювальний може бути зібраний за три- або чотиристійковою схемою.

Система управління підсистемою перетворення будується із блоків управління перетворювачем (рис.2.8, б). Один блок управління може працювати разом із чотирма перетворювальними модулями, що утворює перетворювальну систему потужністю від 50 до 400 кВА. У підсистемі перетворення СНЕ можуть працювати паралельно кілька таких систем, забезпечуючи потрібне значення номінальної потужності.

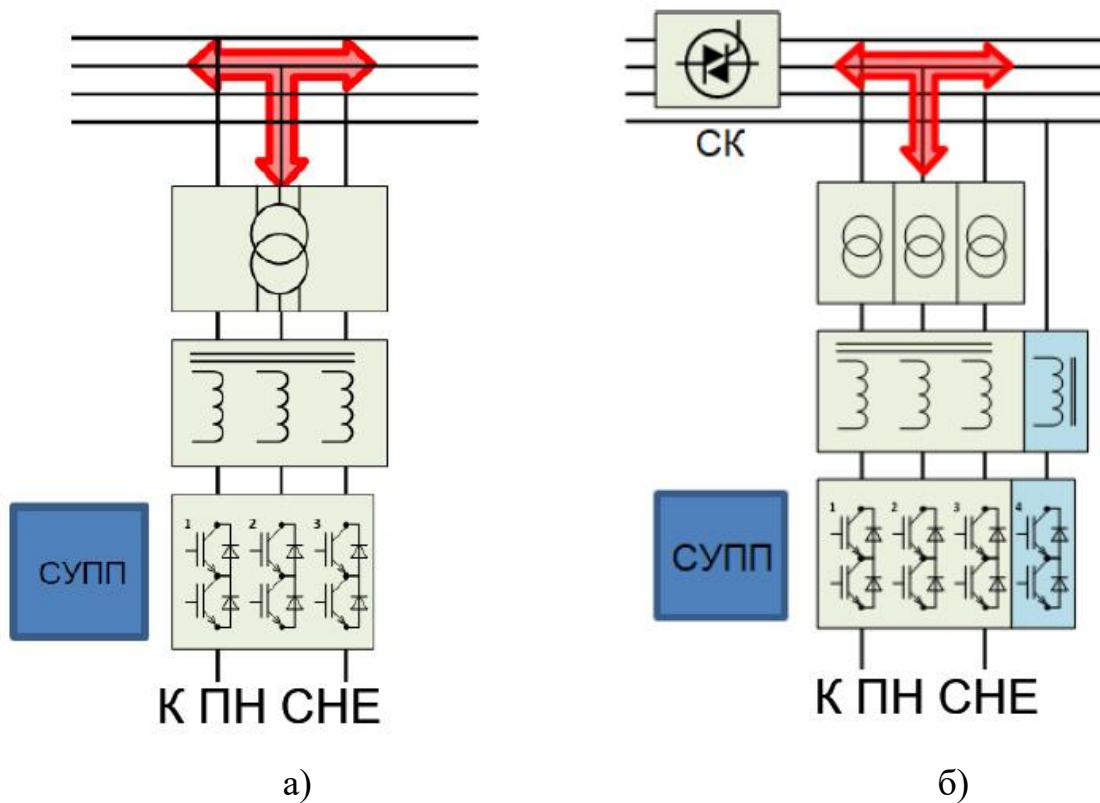


Рисунок 2.6 – Базовий (а) та повний (б) склад підсистеми перетворення СНЕ

На рис.2.7 показані основні режими роботи підсистеми перетворення СНЕ .

Перетворювальні модулі та блоки управління перетворювачем, а також інші елементи ПП та інших підсистем (контролер підсистеми управління, контактори мережі та навантаження підсистеми розподілу, елементи допоміжної підсистеми) залежно від потужності та комплектації СНЕ розміщуються в одному або кількох електротехнічних стелажах або шафах одно- або двостороннього обслуговування .

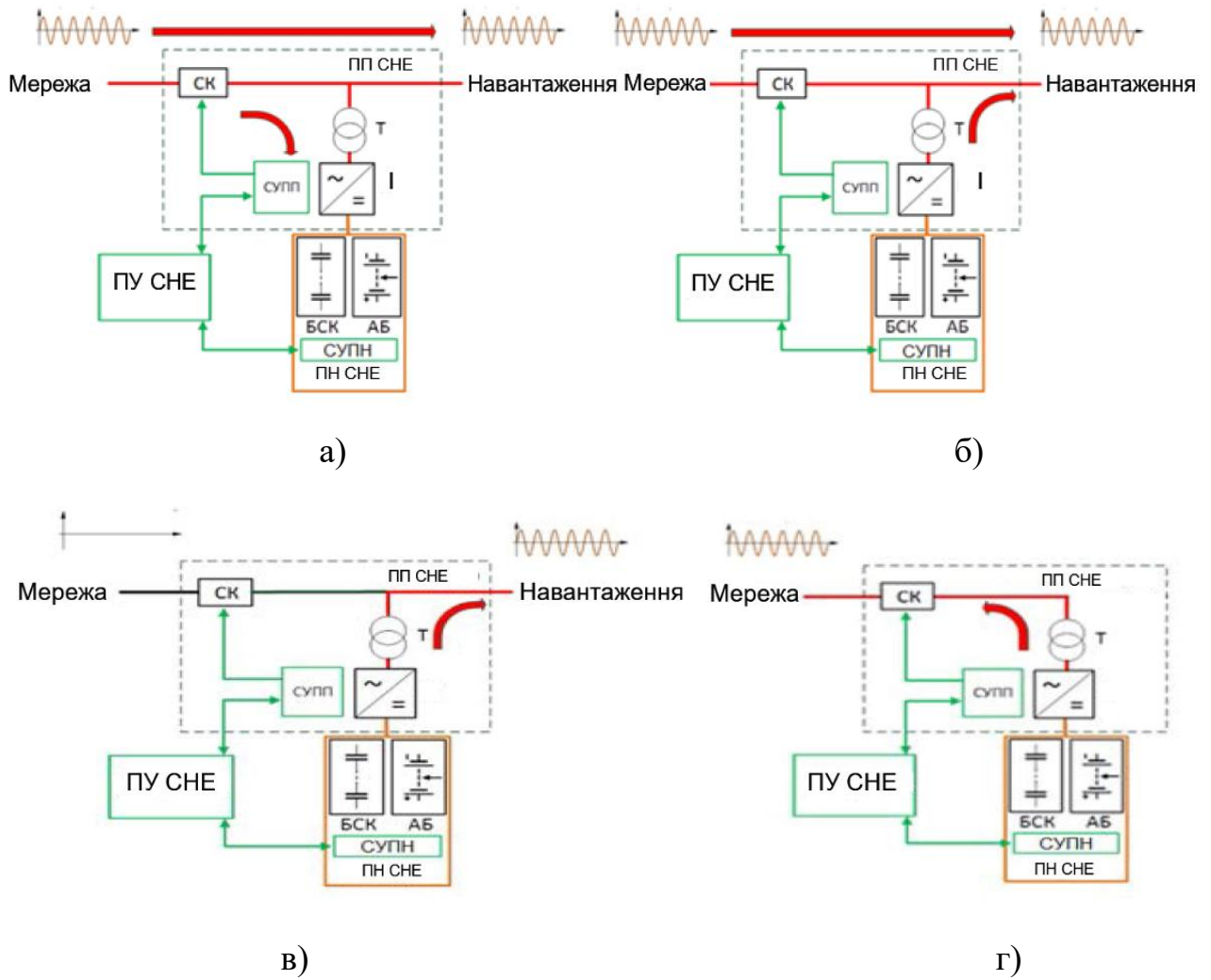
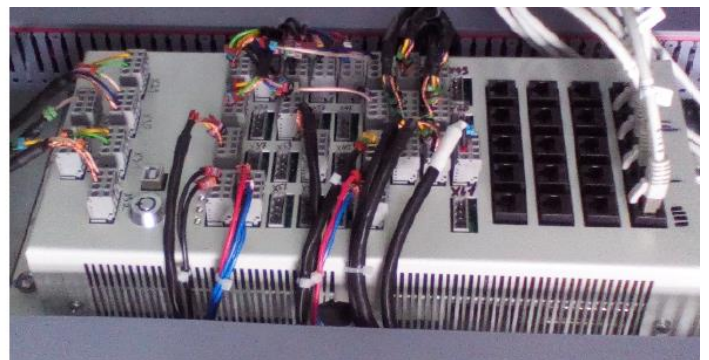


Рисунок 2.7 – Основні режими роботи підсистеми перетворення СЧЕ: прийом потужності при паралельній роботі з мережею (а), видача потужності на навантаження при паралельній роботі з мережею (б), автономний режим (в), видача потужності у мережу (г)



а)



б)

Рисунок 2.8 – Модуль перетворювальний (а) та блок управління перетворювачем (б)

На рис. 2.9 наведено приклад розміщення підсистеми перетворення СНЕ-НН 0,4 кВ.



Рисунок 2.9 – Багатошафна конструкція одностороннього обслуговування для двомодульного перетворювача з груповим трансформатором 50-200 кВА

2.2.2 Підсистема управління СНЕ

Підсистема управління (ПУ) СНЕ призначена для:

- забезпечення спільної роботи всіх підсистем СНЕ;
- налаштування системи;
- інформаційного сполучення потоків даних;
- реалізації алгоритмів, пов'язаних з особливими умовами роботи, взаємодією із системами стороннього обладнання;
- візуалізації параметрів системи, процесів, організації спілкування СНЕ з користувачем;

- забезпечення каналу двостороннього інформаційного обміну з вищими системами (АСУ, SCADA, РДУ та ін.);
- ведення бази даних поточної інформації, аварійних подій, змін установок тощо.

Залежно від функціональності СНЕ можливі 2 варіанти конструктивного виконання підсистеми управління: панельне та шафове.

При панельному виконанні ПУ реалізована на базі панельного контролера із сенсорним екраном. Контролер може розміщуватись на дверях шафи будь-якої підсистеми. Таке виконання підходить для локальних систем, якщо не потрібне управління зовнішніми об'єктами (наприклад, дизель-генераторна установка), взаємодія з АСУ обмежена обміном даними по одному інтерфейсу, немає вимог щодо архівування та перегляду архівної інформації.

При шафовому виконанні ПУ основними елементами є: промисловий контролер (що реалізує функції обміну даними з підсистемами, управління ними, реалізації основних алгоритмів) та панельний комп'ютер (що надає можливості візуалізації, архівування, зв'язку з вищими АСУ та моніторингу через віддалених HTTP-клієнтів).

ПУ підтримує зв'язок із підсистемами СНЕ через дискретні входи/виходи та цифрові інтерфейси (рис. 2.10). Також через інтерфейс реалізується зв'язок із системами верхнього рівня. За допомогою каналів зв'язку ПУ збирає та обробляє дані, формуючи керуючі впливи у вигляді комплекту сигналів, налаштувань та уставок, що передаються у підлеглі підсистеми для реалізації необхідного режиму.

ПУ включає до складу людино-машинний інтерфейс у вигляді сенсорного екрану, призначений для моніторингу інформації та безпосереднього керування системою накопичення енергії .

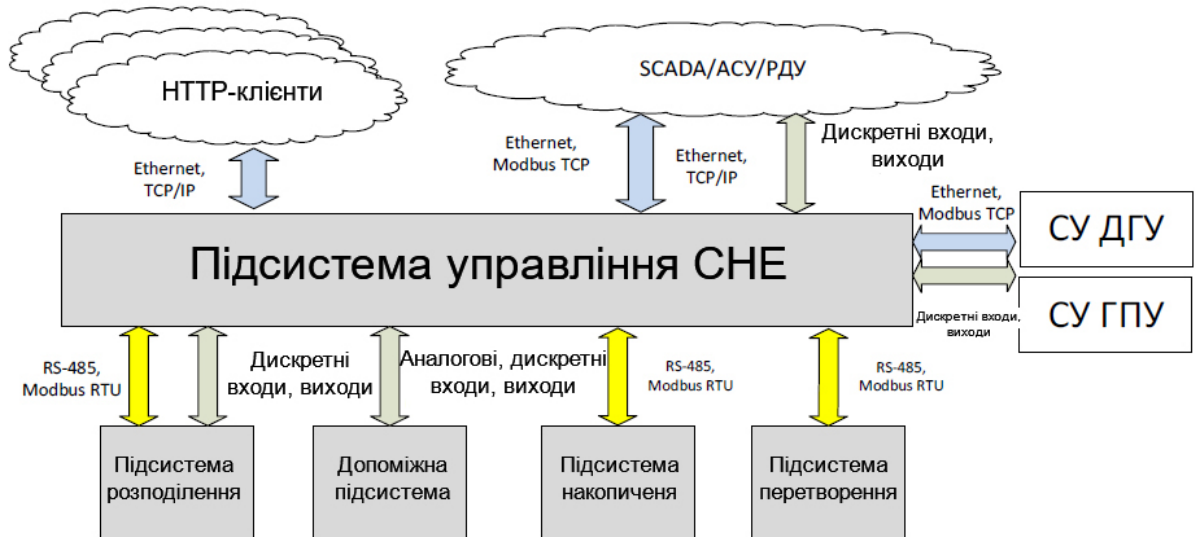


Рисунок 2.10 – Структурна схема зв'язків ПУ СЧЕ

2.2.3 Підсистема накопичення

Підсистема накопичення(ПН) СЧЕ призначена для:

- запасання електричної енергії;
- забезпечення безпечного функціонування елементів зберігання;
- розрахунку залишкової запасеної енергії та доступного заряду.

Конструкція підсистеми накопичення. Можливі кілька видів конструктивних виконань ПН:

- стелажі одностороннього обслуговування (С1);
- стелажі двостороннього обслуговування (С2);
- модульна стелажна конструкція (СМ);
- модульна шафа (ШМ).

Найбільшою простотою конструкції характеризуються виконання С1 і С2 (рис. 2.11): акумулятори стаціонарно розміщуються відповідно в 1 або 2 ряди на стелажах.



Рисунок 2.11 – Приклад виконання С2 підсистеми накопичення

Однак у ремонтпридатності, обслуговуваності, компактності С1 і С2 поступаються складнішим виконанням СМ і ШМ. Їх основним елементом є акумуляторний модуль (рис. 2.12), що являє собою набір кількох акумуляторів, елементів системи управління акумуляторною батареєю (СУАБ) та корпусу.

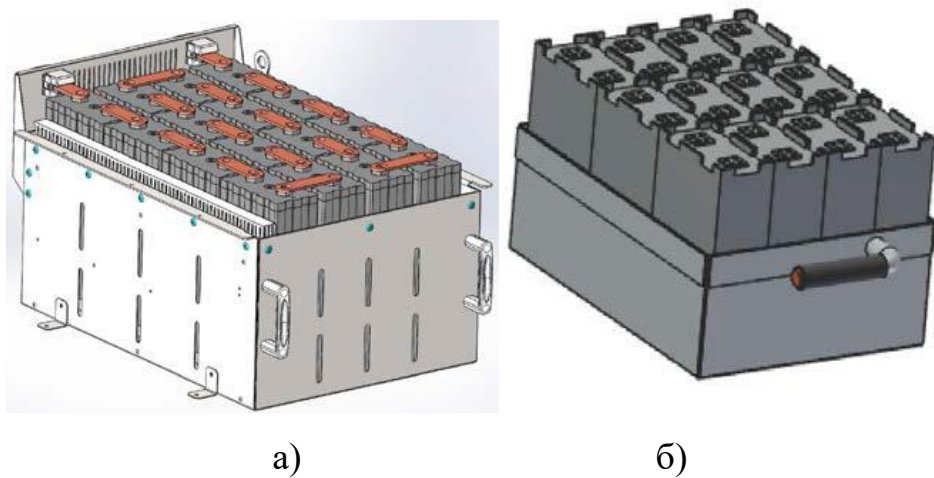


Рисунок 2.12 – Акумуляторні модулі для ПН модульної шафної (а) та модульної стелажної (б) конструкції

Шафна модульна конструкція ПН (рис. 2.13, а) є рядом шаф одностороннього обслуговування, в яких встановлені висувні модулі на телескопічних напрямних. Комутація силових кіл виконана врубними контактами у задній частині шафи.

Стелажна модульна конструкція ПН (рис. 2.13, б) призначена для установки всередині блочно-модульних будівель, але може застосовуватися і в загальнопромислових приміщеннях. У порівнянні з ШМ застосовуються більш легкі та компактні модулі. Як механізм ввезення-вивезення замість телескопічних напрямних - направляючих ковзання. Стелажі не мають дверей, замість них фронтальну площину перекривають знімні щити.

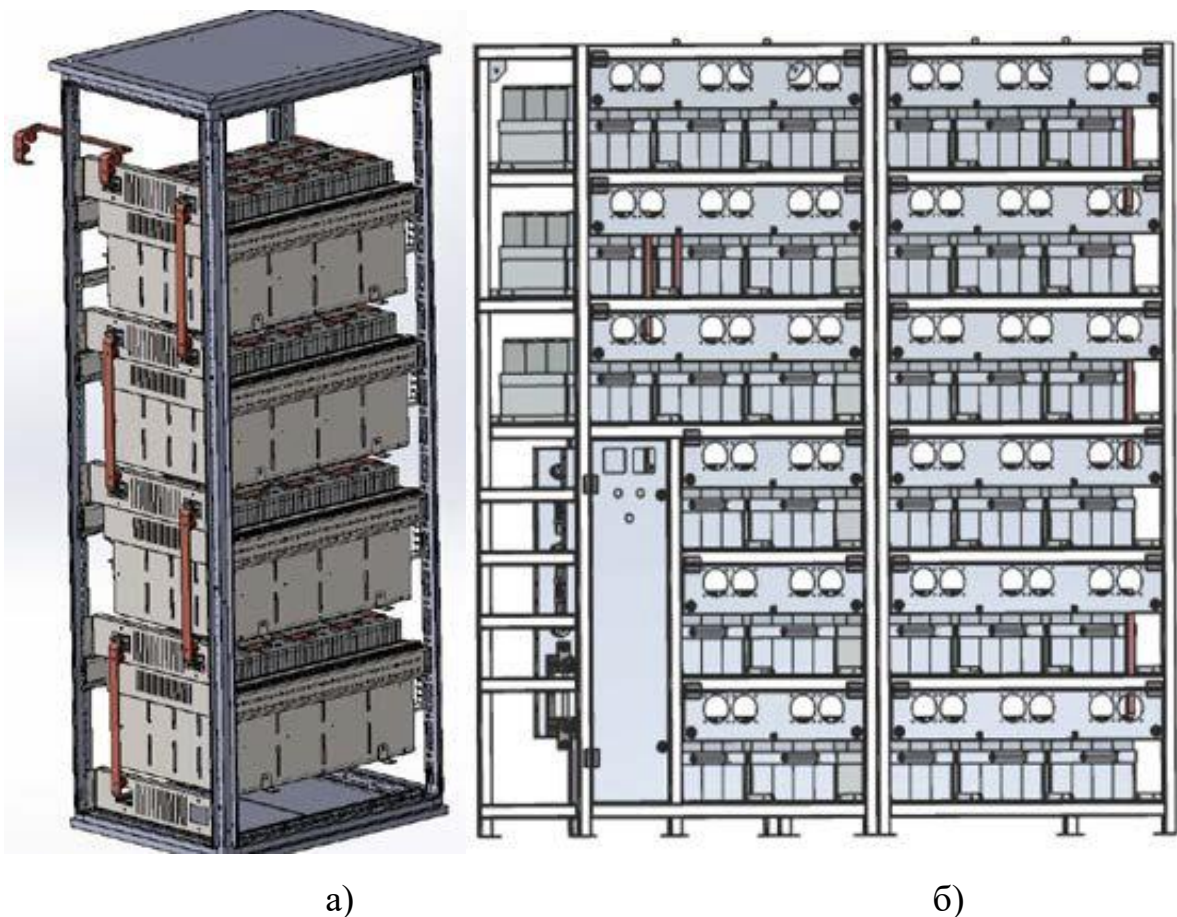


Рисунок 2.13 – Шафа акумуляторна ПН модульного шафового виконання (а, вид ззаду, стінки не показані) та ПН модульного стелажного виконання (б)

Система керування підсистеми накопичення.

ПН СНЕ має власну систему управління. У ПН на основі літій-іонних акумуляторних батарей як система управління виступає СУАБ – система управління акумуляторними батареями.

Основні функції СУАБ:

- захист акумуляторів від перезаряду та глибокого розряду;
- захист акумуляторів від перегріву;
- балансування акумуляторів у батареї;
- визначення поточного рівня заряду;
- індикація аварійних ситуацій;
- передача поточних даних до ПУ СНЕ (через RS-485 ModbusRTU);
- управління контактором ПН для відключення в критичних ситуаціях.

На рис. 2.14 зображено тривірневу структуру СУАБ.

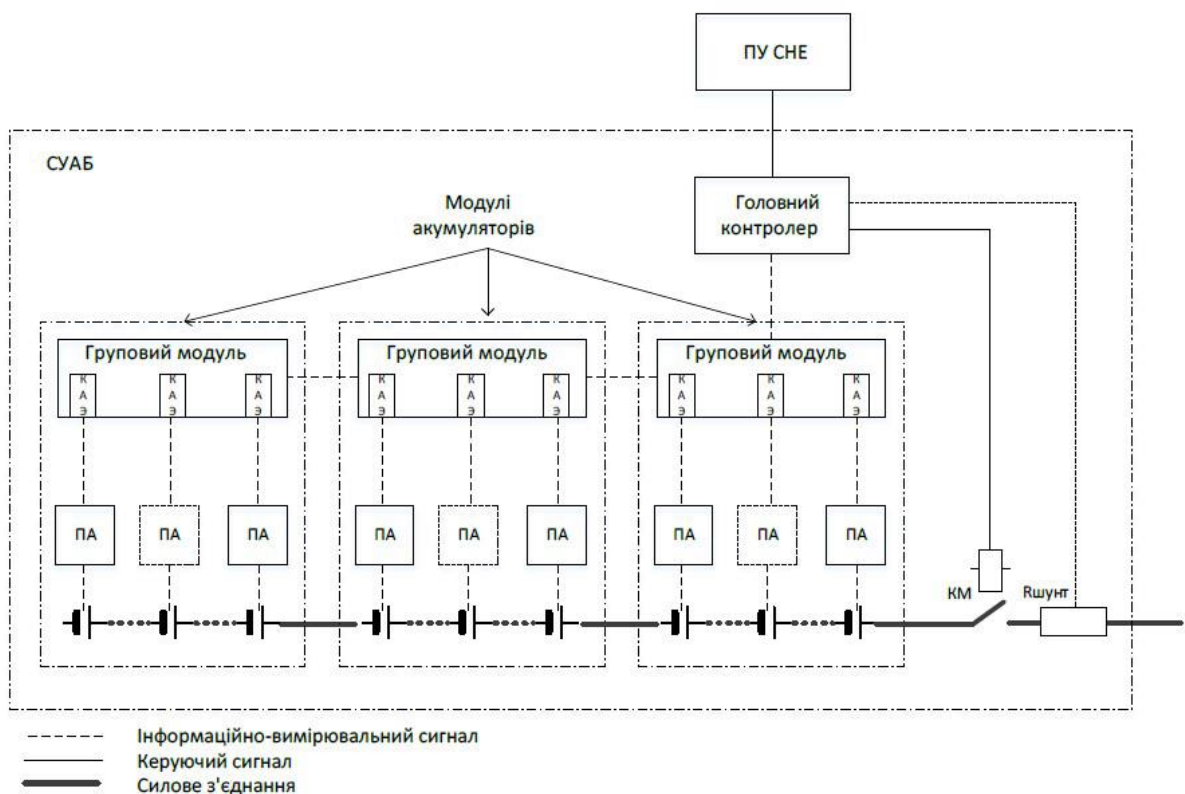


Рисунок 2.14 – Структурна схема СУАБ

СУАБ включає до свого складу:

- головний контролер (ГК), що встановлюються на комутаційній панелі;

- групові модулі (ГМ), встановлюються на модулі акумуляторів у виконаннях ШМ та СМ;
- контролери акумуляторних елементів (КАЕ), виконані у вигляді плат, що встановлюються у груповий модуль;
- плати акумуляторні, встановлюються на борни (вивідні штирі) акумуляторів.

Головний контролер виконує такі функції:

- взаємодія із ПУ СНЕ;
- забезпечення необхідних алгоритмів роботи ПН СНЕ;
- контроль стану акумуляторів та батареї в цілому;
- керування контролерами СУАБ нижнього рівня;
- контроль струму, що протікає через вимірювальний шунт;
- керування аварійним контактором.

Груповий модуль призначений для збору даних із групи контролерів акумуляторних елементів. ГМ об'єднуються через інтерфейс послідовного зв'язку з іншими груповими модулями та контролером. Крім того, ГМ керує включенням/відключенням вентиляторів, що охолоджують акумуляторні елементи та плати акумуляторів. На платі групового модуля передбачені врубні роз'єми для підключення контролерів акумуляторних елементів. Кількість контролерів акумуляторних елементів залежить від кількості акумуляторів у модулі, їх розміщення.

Контролер акумуляторного елемента призначений для контролю стану одного акумулятора, а також управління схемою балансування.

Плата акумуляторна встановлюється безпосередньо на силові виводи акумулятора та призначена для розміщення: силового керованого ключа балансувальною кола, балансувального резистора, датчика температури.

СУАБ поточний заряд акумуляторів через підрахунок кулоновського інтеграла згідно з формулою, А·год:

$$\Delta C = \int_{t_1}^{t_2} I \cdot t \cdot dt,$$

де t_1 і t_2 - моменти часу початку і кінця інтервалу, що розглядається, год,
 $I(t)$ - Струм заряду / розряду, А.

СУАБ реалізує пасивне балансування: при досягненні на акумуляторі напруги вище заданої головним контролером уставки на акумуляторній платі відкривається силовий ключ, підключаючи до акумулятора балансувальний резистор. При цьому частина струму заряду починає протікати через резистор – заряд сповільнюється, і акумулятори з меншим ступенем заряду та меншою напругою «наздоганяють» балансований.

2.2.4 Підсистема розподілу

Підсистема розподілу призначена для:

- реалізації основних сполучних висновків мережі (вводів вхідних силових кіл від джерел – мережі, ДДУ, ГПУ, ін.);
- реалізації основних сполучних вводів споживачів (введення відхідних силових кіл до навантаження);
- забезпечення захисту вхідної та відхідної лінії;
- перемикання між джерелами, включення резерву за командами системи управління;
- комерційного/технічного обліку електроенергії;
- розподілу кіл оперативного живлення;
- перемикання системи на сервісний режим (роз'єднувачем байпасним механічним).

Підсистема розподілу може розміщуватись як в окремій шафі, так і конструктивно поєднуватися з іншими підсистемами.

За наявності шафи розподільної у ній, крім елементів підсистеми розподілу, можуть розміщуватися також елементи підсистеми власних потреб та інші елементи допоміжної підсистеми.

2.2.5 Блоково-модульна будівля та допоміжна підсистема

У разі стележного виконання СНЕ вона розміщується в блочно-модульній будівлі. У конструктивному відношенні блочно-модульна будівля виконується у вигляді сталеві силові рами основи блоку, на яку монтується технологічне обладнання, та сталеві каркаса, що встановлюється на раму основи блоку. Блочно-модульна будівля перевозиться автомобільним чи залізничним транспортом.

У блочно-модульній будівлі необхідно опалення електричним обігрівачем, припливно-витяжна вентиляція.

Електроживлення блочно-модульної будівлі та допоміжної підсистеми здійснюється від підсистеми живлення власних потреб (ПЖВП). Напруга живлення на ПЖВП надходить від основної або допоміжної точки підключення до мережі ТНН. ПЖВП розподіляє вхідну напругу між фідерами живлення підсистем управління (ПУ), охоронно-пожежної сигналізації (ПОПС), автоматичного пожежогасіння (ППЖГ), освітлення (ПОСВ), теплокондиціонування (ПТК). На рис. 2.15 зображено схему підключення кіл власних потреб.

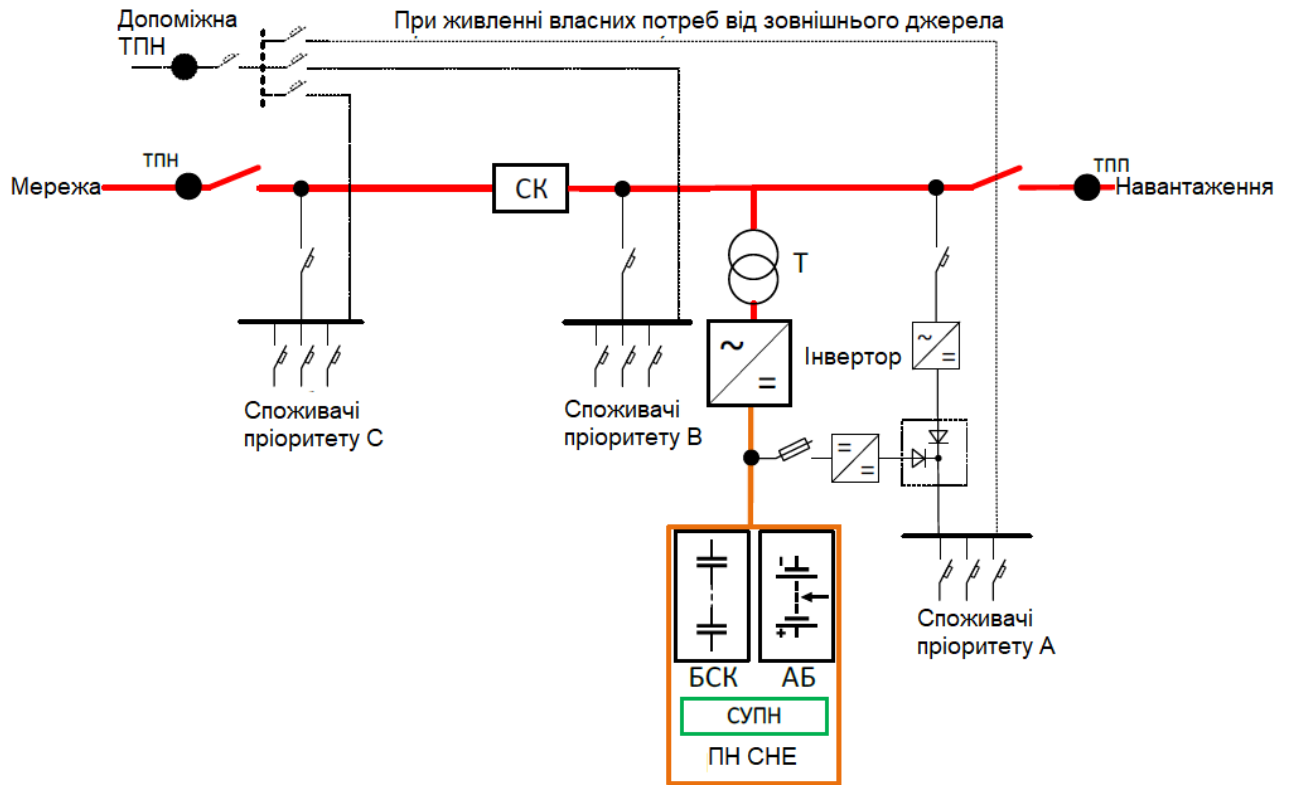


Рисунок 2.15 – Схема підключення кіл власних потреб

2.3 Висновки до розділу

1. Описано склад системи накопичення енергії СНЕ та проаналізовано її структурну схему. Наведено аналіз функцій усіх підсистем. Встановлено що архітектура СНЕ передбачає високий рівень автономності підсистем, їх здатність діагностувати власний стан, припиняти небезпечні режими. У цьому алгоритми ПУ СНЕ дозволяють зберігати працездатність СНЕ загалом у разі виникнення несправностей окремих підсистем.
2. Проведено детальний аналіз підсистеми перетворення електричної енергії, підсистеми управління, підсистеми накопичення, підсистеми розподілу та допоміжної підсистеми.

3 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Вибір потужності системи накопичення енергії

Розглянемо загальний випадок балансу потужності у вузлі підключення СНЕ (рис. 3.1). Для простоти назвемо потужність, що втікає у вузол, потужністю генерації S_G , а потужність, що витікає з вузла, потужністю навантаження S_H (проте фактично це може бути просто потужність, яка втікає у вузол і витікає з вузла).

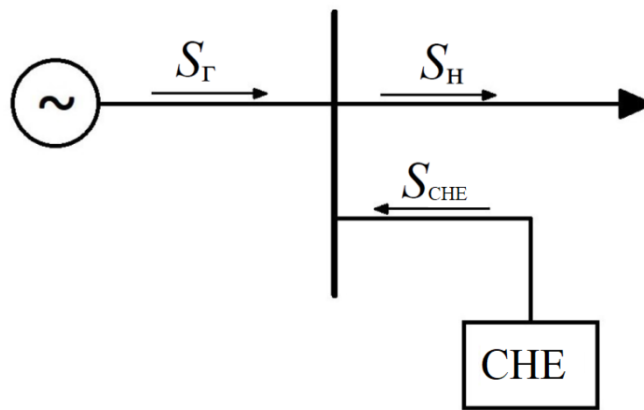


Рисунок 3.1 – Баланс потужності у вузлі підключення СНЕ

Вважатимемо, що позитивному напрямку потужності СНЕ S_{che} відповідає режим видачі потужності системою накопичення енергії. Рівняння балансу потужності у вузлі виглядає так:

$$S_G + S_{CHE} = S_H, \quad (3.1)$$

Зауважимо, що в даному випадку й надалі прийнято рівність коефіцієнтів потужності генерації, навантаження та СНЕ. В іншому випадку необхідно вести окремий розрахунок по активній та реактивній потужності або використовувати комплексні величини.

Нехай є певний бажаний графік потужності генерації

$S_g(t) = S_{баж}(t)$. Тоді формула (3.1) набуде вигляду:

$$S_{CHE} \ t = S_H \ t - S_{баж} \ t$$

У такому разі номінальна потужність $S_{CHE_{S_{che\ nom}}}$ має бути обрана наступним чином:

$$S_{S_{CHEНОМ}} = \max | S_H t - S_{\text{баж}} t |$$

Розглянемо інший випадок. Нехай є певний бажаний графік потужності навантаження $S_H(t) = S_{\text{баж}}(t)$. Тоді формула (3.1) набуде вигляду:

$$S_{S_{CHE}} t = S_{\text{баж}} t - S_{\Gamma} t$$

У такому разі номінальна потужність СНЕ має бути обрана таким чином:

$$S_{S_{CHEНОМ}} = \max | S_{\text{баж}} t - S_{\Gamma} t | = \max | S_{\Gamma} t - S_{\text{баж}} t |$$

Таким чином, в обох випадках номінальна потужність СНЕ вибирається як максимальний (на тимчасовому відрізку, що розглядається) модуль різниці між поточною потужністю $S_{\text{ном}}$ і бажаною потужністю:

$$S_{S_{CHEНОМ}} = \max | S_{\text{ном}} t - S_{\text{баж}} t | \quad (3.2)$$

Залежно від завдання, що вирішується за допомогою СНЕ, формула вибору номінальної потужності (3.2) може приймати такі види.

При використанні СНЕ для обмеження максимальної потужності, якщо $S_{\text{макс}} > S_{\text{макс баж}}$:

$$S_{S_{CHEНОМ}} = S_{\text{макс}} - S_{\text{максбаж}},$$

де $S_{\text{макс}}$ - максимальна потужність,

$S_{\text{максбаж}}$ - обмеження максимальної потужності.

При використанні СНЕ для обмеження потужності в заданому коридорі, якщо $S_{\text{макс}} > S_{\text{макс баж}}$ і $S_{\text{хв}} < S_{\text{мін баж}}$:

$$S_{S_{CHEНОМ}} = \max S_{\text{макс}} - S_{\text{максбаж}}; S_{\text{мінбаж}} - S_{\text{мін}}, \quad (3.3)$$

де $S_{\text{макс}}$ - максимальна потужність,

$S_{\text{максбаж}}$ – обмеження максимальної потужності,

$S_{\text{мінбаж}}$ - обмеження мінімальної потужності,

$S_{\text{мін}}$ - мінімальна потужність.

Можливі інші варіанти, але логіка, задана формулою (3.2), зберігається.

Крім того, за наявності невизначеності вихідних даних або, наприклад, у разі запланованого з часом зростання навантаження у формулу додається коефіцієнт запасу $k_{\text{зан}}$:

$$S_{\text{СНЕНОМ}} = k_{\text{зан}} \max | S_{\text{ном}} t - S_{\text{баж}} t | \quad (3.4)$$

3.2 Вибір енергоємності системи накопичення енергії

Енергоємність СНЕ визначається виходячи з двох умов:

- Забезпечення потужності відповідно до обраної номінальної потужності СНЕ (бо потужність СНЕ залежить від енергоємності).
- Забезпечує енергоємність, потрібну для виконання системою накопичення енергії своїх функцій.

3.2.1 Забезпечення можливості видачі номінальної потужності СНЕ

Потужність СНЕ визначається як потужність перетворювача і трансформатора, і як потужність підсистеми накопичення енергії, яка, своєю чергою, залежить від тривало допустимого струму акумуляторних батарей, їх кількості, схеми з'єднання та інших чинників.

Розглянемо послідовність розрахунків для визначення енергоємності, що забезпечує можливість видачі обраної номінальної потужності СНЕ $S_{\text{СНЕНОМ}}$.

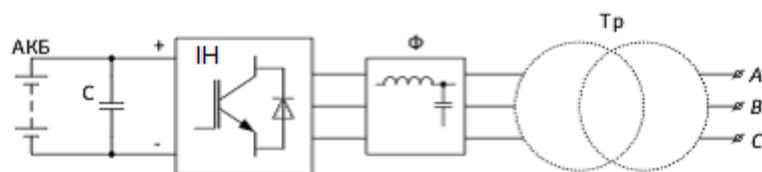


Рисунок 3.2 – Структурна схема СНЕ: АКБ – акумуляторна батарея; ІН – інвертор напруги; Ф – фільтр; Т_р – трансформатор

Потужність на виході напівпровідникового перетворювача (рис. 3.2) з урахуванням ККД трансформатора та фільтра (S_{in} , кВА) при роботі СНЕ з номінальною потужністю розраховується за такою формулою:

$$S_{in} = \frac{S_{СНЕНОМ}}{\eta_{тр-ф}}, \quad (3.5)$$

де $\eta_{тр-ф}$ - ККД трансформатора та фільтра. Зазвичай лежить у діапазоні 0,95...0,97.

Реактивна потужність «генерується» перетворювачем та не протікає на стороні DC. Активна потужність, що видається підсистемою накопичення, ($P_{акб}$, кВт) розраховується за такою формулою:

$$P_{акб} = \frac{S_{in} \cdot \cos\varphi_{макс}}{\eta_{ин}}, \quad (3.6)$$

де $\cos\varphi_{макс}$ – максимальний (за модулем) коефіцієнт потужності СНЕ,
 $\eta_{ин}$ - ККД інвертора напруги. Зазвичай під час роботи напівпровідникового перетворювача з номінальною потужністю значення ККД близько до 0,95.

Для розрахунку мінімально допустимої ємності АКБ необхідно визначити номінальну напругу ланки постійного струму U_{DC} , В:

$$U_{DCном} = U_{акбном} N, \quad (3.7)$$

де $U_{акбном}$ – номінальна напруга одиничного акумулятора, В,
 N - Кількість послідовних блоків.

N підбирається таким чином, щоб напруга у ланці постійного струму залишалася в допустимих рамках за різних рівнів заряду акумуляторів:

$$\begin{cases} U_{акб\min} N \geq U_{DC\min\text{доп}} \\ U_{акб\max} N \leq U_{DC\max\text{доп}} \end{cases}$$

$U_{акб\min}$ – мінімальна напруга акумулятора, В,

$U_{DC\min\text{ доп}}$ – мінімально допустима напруга у ланці постійного струму,

$U_{акб\max}$ – максимальна напруга акумулятора, В,

$U_{DC\max\text{ доп}}$ – максимально допустима напруга у ланці постійного струму, В.

Напруги при тому самому рівні заряду у різних акумуляторів відрізняються. У загальному випадку для літій-залізо-фосфатних акумуляторів (літій-іонних акумуляторів, найбільш перспективних для використання в СНЕ) з $U_{акб\text{ ном}} = 3,2$ В можна прийняти $U_{акб\min} = 2,9$ В, $U_{акб\max} = 3,6$ В.

Для найбільш поширених перетворювачів $U_{DC\text{ хв доп}} = 450$ В,

$U_{DC\max\text{ доп}} = 750$ В.

Таким чином, N має лежати у діапазоні 156...208.

При деякому обраному N розраховується ємність одного послідовного блоку ($C_{n\text{ хв доп}}$, А·год), мінімально допустима для забезпечення можливості видачі підсистемою накопичення потужності $P_{акб}$, кВт (що відповідає видачі системою накопичення енергії потужності $S_{сн\text{е ном}}$):

$$C_{n\min\text{доп}} = \frac{1000P_{акб}}{C_{rate} U_{DC\text{ном}}} \quad (3.8)$$

де C_{rate} – допустима швидкість заряду/розряду акумулятора щодо його номінальної ємності, в.о/год.

Фактична ємність одного послідовного блоку ($C_{n\text{фак}}$, А·год) розраховується за такою формулою:

$$C_{n\text{фак}} = C_{акб\text{ном}} \cdot n \cdot t, \quad (3.9)$$

де $C_{акб\text{ ном}}$ – номінальна ємність акумулятора, А·год,

n – число паралельно з'єднаних акумуляторів у послідовному блоці одного стрінга (практично доцільно та реалізовано вибрати n у діапазоні 1...4),

m – число стрінгів (зазвичай збігається з кількістю паралельно працюючих модулів перетворювача).

Варіюючи N , $C_{акб\ ном}$ (з низки доступних акумуляторів), n , m необхідно отримати $C_{н\ фак} \geq C_{н\ хв\ дод}$.

При вибраній $C_{н\ фак}$ розраховується енергоємність СНЕ, обрана за першою умовою, $E_{снел}$, кВт·год:

$$E_{снел} = C_{н\ фак} N \frac{U_{акб\ ном}}{1000} = C_{н\ фак} \frac{U_{DC\ ном}}{1000} . \quad (3.10)$$

3.2.2 Забезпечення можливості реалізації функцій СНЕ

У загальному випадку для успішного функціонування СНЕ необхідно виконання наступної умови в кожний момент часу t_i на інтервалі часу, що розглядається $[t_1; t_2]$:

$$E_{снел\ мин} \leq E_{снел}(t_1) - \int_{t_1}^{t_2} P_{акб}(t) dt \leq E_{снел\ макс} . \quad (3.11)$$

де $E_{снел\ мин}$ – нижня межа зміни запасеної енергії СНЕ в робочому режимі, кВт·год,

$E_{снел}(t_1)$ – початкове значення запасеної енергії СНЕ, кВт·год,

$P_{акб}(t) = \frac{P_{снел}(t)}{\eta_{тр-ф} \eta_{ін}}$ – потужність, що видається підсистемою накопичення,

кВт,

$E_{снел\ макс}$ – верхня межа зміни запасеної енергії СНЕ у робочому режимі, кВт·год.

Для забезпечення тривалого терміну служби акумуляторів в системі управління СНЕ зазвичай задається $E_{снел\ мин} = 0,1 E'_{снел\ ном}$, $E_{снел\ макс} = 0,9 E'_{снел\ ном}$, де

$E'_{\text{снє ном}} = k_{\text{стар}} E_{\text{снє ном}}$ - енергоємність СНЕ з урахуванням зниження ємності акумуляторів за старіння. Для вибору енергоємності слід розглядати кінець терміну служби, коли $k_{\text{стар}} = 0,8$.

Якщо реалізація цієї функції СНЕ передбачає регулярний заряд-розряд ($E_{\text{снє мін}} \rightarrow E_{\text{снє макс}} \rightarrow E_{\text{снє мін}}$), то для забезпечення тривалого (більше 10 років) терміну служби акумуляторів вибираються $E_{\text{снє мін}} > 0,1 E'_{\text{снє ном}}$, $E_{\text{снє макс}} < 0,9 E'_{\text{снє ном}}$.

Це зумовлено тим, що термін служби акумуляторів залежить від режиму експлуатації. Виробники нормують термін служби в циклах при заданій глибині розряду. Наприклад, заявлений термін служби літій-залізофосфатних акумуляторів GBS становить 3000 циклів при глибині розряду 80%. Необхідно враховувати, що зміна глибини розряду призводить до нелінійного збільшення терміну служби: за глибини розряду 70% він становить вже 4000-5000 циклів. Якщо ж глибина циклування невелика або циклування відбувається нерегулярно, нечасто, то термін служби визначається деградацією акумуляторів і становить 15-20 років (при дотриманні умов, обумовлених виробником - здійснення контрольних розрядів, періодичного балансування).

$E_{\text{снє}}(t_1)$ вибирається індивідуально, залежно від планованого графіка зміни потужності СНЕ, $E_{\text{снє мін}} \leq E_{\text{снє}}(t_1) \leq E_{\text{снє макс}}$.

За наявності невизначеності вихідних даних або, наприклад, у разі запланованого з часом зростання навантаження у формулу (3.3) додається коефіцієнт запасу $k_{\text{зан}} > 1$:

$$k_{\text{зан}} E_{\text{СНЕМін}} \leq E_{\text{СНЄ}} t_1 - \int_{t_1}^{t_i} P_{\text{акб}} t dt \leq \frac{E_{\text{СНЄмакс}}}{k_{\text{зан}}} \quad (3.12)$$

Якщо при $E'_{\text{снє ном}} = k_{\text{стар}} E_{\text{снє I}}$ ($E_{\text{снє I}}$ - з п. 1.2.1) умова (3) виконується, то номінальна потужність СНЕ вибирається як $E_{\text{снє ном}} = E_{\text{снє I}}$.

В іншому випадку, вибирається більша енергоємність $E_{\text{снє ном}}$ розрах., кВт·год:

$$E_{СНЕномрозрах} = \frac{E'_{СНЕномрозрах}}{k_{стар}}, \quad (3.13)$$

де $E'_{сне ном розрах}$ - енергоємність, що задовольняє умову (3).

У найпростішому випадку, коли точно відомо необхідне значення енергії циклу «накопичення-видача» $E_{ц}$, кВт·год, умова (3.11) спрощується, і $E_{сне ном розрах}$ можна розрахувати за такою формулою, кВт·год:

$$E_{СНЕномрозрах} = \frac{E_{ц}}{k_{стар} (E_{СНЕмакс*} - E_{СНЕмін*})}, \quad (3.14)$$

де $E_{сне макс*}$ – верхня межа зміни запасеної енергії СНЕ в робочому режимі, в.о.

$E_{снемін*}$ - нижня межа зміни запасеної енергії СНЕ в робочому режимі, в.о

Далі, необхідно повторно вибрати N , $C_{акб ном}$, n , t за більшою енергоємністю.

При деякому вибраному N розраховується мінімально допустима ємність одного послідовного блоку $C_{п доп}$, А·год:

$$C_{пміндоп} = \frac{1000E_{СНЕномрозрах}}{U_{ДСном}} = \frac{1000E_{СНЕномрозрах}}{U_{акбном} N}, \quad (3.15)$$

Розраховується фактична ємність одного послідовного блоку $C_{п фак}$, А·год:

$$C_{пфак} = C_{акбном} \cdot n \cdot t. \quad (3.16)$$

Варіюючи N , $C_{акб ном}$, n, t , необхідно отримати $C_{п фак} \geq C_{п мін доп}$.

При вибраній $C_{п фак}$ розраховується номінальна енергоємність СНЕ, кВт·год:

$$E_{СНЕном} = C_{нфак} N \frac{U_{акбном}}{1000} = C_{нфак} \frac{U_{ДСном}}{1000} \quad (3.17)$$

Якщо СНЕ планується використовувати для реалізації декількох функцій, але не одночасно, то енергоємність вибирається для функції, що потребує найбільшого значення енергоємності.

Якщо СНЕ планується використовувати для одночасної реалізації кількох функцій, то у формулі (3.11) необхідно враховувати сумарну потужність, яка віддається (або споживана) підсистемою накопичення при реалізації цих функцій.

3.3 Модель системи накопичення енергії

3.3.1 Загальні відомості

Для розробки моделі СНЕ та подальших розрахунків використовується комплексна система розрахунку та планування електричних режимів DIgSILENT PowerFactory, що дозволяє розраховувати режими, що встановлені, електромеханічні перехідні процеси (за діючими значеннями), електромагнітні перехідні процеси (за миттєвими значеннями).

Основне призначення моделі СНЕ – використання у розрахунках електромеханічних перехідних процесів, проте передбачено можливість адаптації моделі до розрахунку електромагнітних перехідних процесів.

Допустимою вважається робота СНЕ при рівні заряду (SOC) від 10 до 90%. У цьому діапазоні напруга на акумуляторних батареях практично не залежить від рівня їх заряду, і потужність СНЕ, що розташовується, залишається постійною [7].

Для скорочення часу розрахунку тривалих перехідних процесів у даній моделі СНЕ, на відміну від високодеталізованої моделі, замість моделі ШИМ-перетворювача, за замовчуванням використовується кероване джерело потужності (статичний генератор – типовий елемент PowerFactory, рис.3.3).

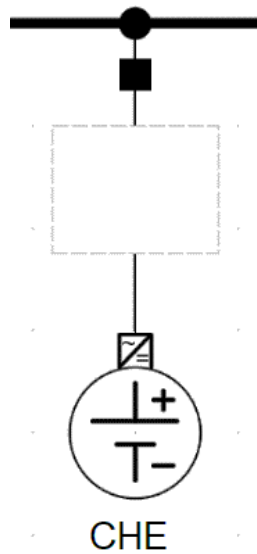


Рисунок 3.3 – Відображення СНЕ на основі статичного генератора на електричній схемі PowerFactory

3.3.2 Структура моделі

Генерована/споживана потужність визначається системою управління, що входить до складової моделі СНЕ. Складова модель має фрейм (структуру), показану на рис.3.4, і має модульний характер. У слоти складової моделі можна поміщати фрейми (в т.ч. інших складових моделей) або посилання на елементи мережі.

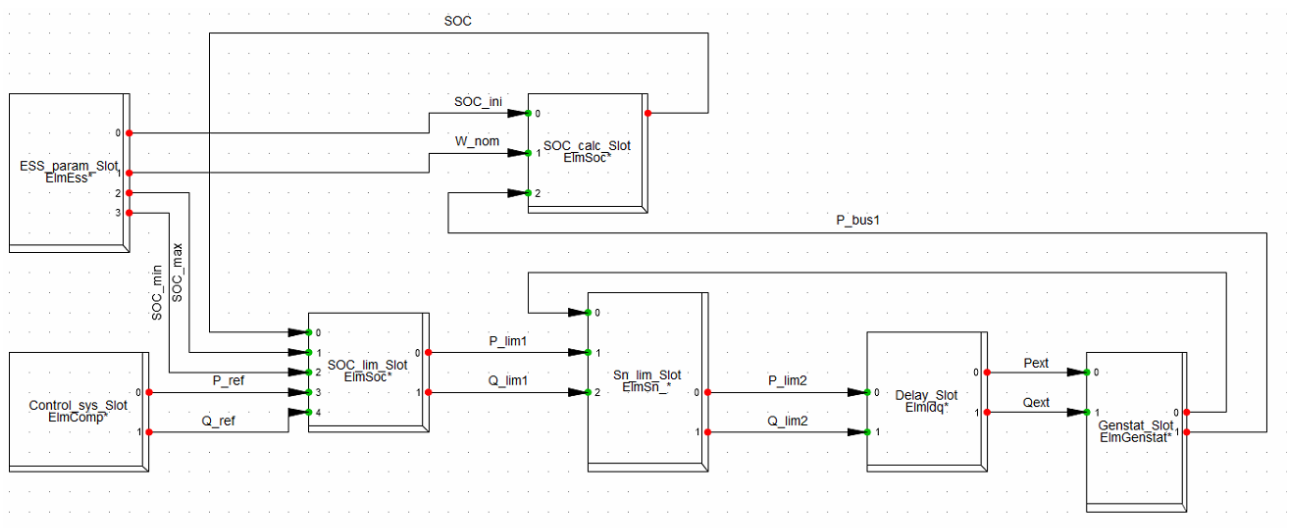


Рисунок 3.4 – Фрейм (структура) складової моделі СНЕ

На сигнал бажаної потужності, що задається в даний момент системою управління, накладається кілька обмежень (залежно від рівня заряду та номінальної потужності СНЕ), після чого із встановленою затримкою (відповідною сумарною затримкою системи управління реальною СНЕ) сигнал подається на кероване джерело потужності, і він видає/споживає потужність, що відповідає сигналу, що подається.

Слот параметрів СНЕ

У слот параметрів СНЕ (ESS param) поміщений фрейм, показаний на рис.3.5.

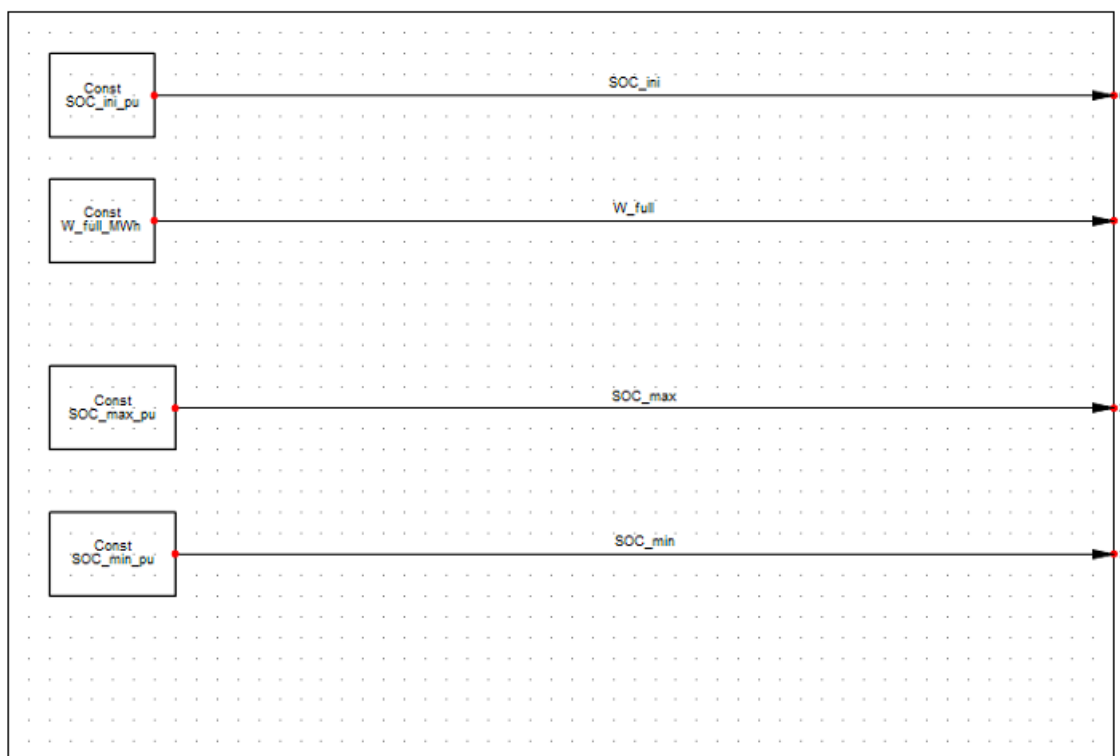


Рисунок 3.5 – Фрейм параметрів СНЕ

Для коректної роботи моделі у фреймі задаються початкові значення вихідних змінних (рис. 3.6).

дополнительные уравнения

```
inc(SOC_ini)=SOC_ini_pu
inc(W_full)=W_full_MWh
inc(SOC_max)=SOC_max_pu
inc(SOC_min)=SOC_min_pu
```

Рисунок 3.6 – Рівняння фрейму параметрів СНЕ

Користувачеві надається можливість задати параметри СНЕ (рис. 3.7):

SOC_{ini} – початковий рівень заряду СНЕ, о.

W_{full} – номінальну енергоємність, МВт·год,

SOC_{max} - максимально допустимий рівень заряду СНЕ, в.о.
(рекомендоване значення: 0,9 або нижче),

SOC_{min} - мінімально допустимий рівень заряду СНЕ, в.о.
(рекомендоване значення: 0,1 або вище).

	Параметр	
►	SOC_{ini_pu}	0,5
	SOC_{max_pu}	0,9
	SOC_{min_pu}	0,1
	W_{full_MWh}	1

Рисунок 3.7– Встановлення параметрів СНЕ
Слот системи керування

У слот системи управління (*Control sys*) може бути поміщений фрейм, що відповідає системі управління будь-якого типу: розімкнутого, замкнутого, по опору.

Фрейм системи управління може задаватися складовою моделлю з декількох і_в, може формуватися за допомогою набору типових ланок або коду мовою DSL, а також комбінацією зазначених способів.

Вихідні сигнали фрейму – бажані потужності P_{ref} (МВт) та Q_{ref} (Мвар).

Слот розрахунку рівня заряду

У слот розрахунку рівня заряду (*SOC calc*) поміщений фрейм, показаний на рис. 3.8. Враховуючи початковий запас енергії, інтегруючи активну потужність, що видається/споживається СНЕ, фрейм розраховує поточний рівень заряду СНЕ.

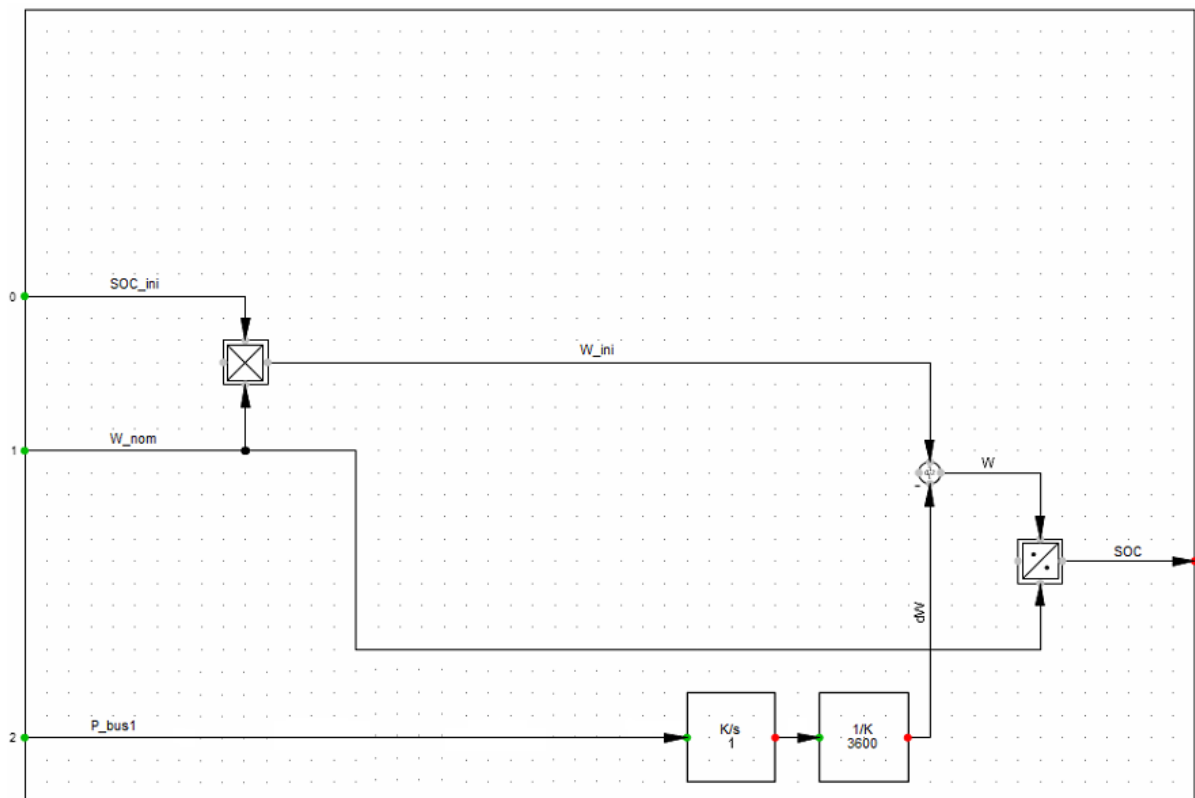


Рисунок 3.8 – Фрейм розрахунку рівня заряду

Для коректної роботи моделі у і задаються початкові значення вихідної змінної та змінної стану інтегратора (рис. 3.9).

дополнительные уравнения

```
inc(xdW)=0
inc(SOC)=SOC_ini
```

Рисунок 3.9 – Фрейм розрахунку рівня заряду

Позначення:

P_{bus1} – потужність, що видається СНЕ, МВт,

W_{ini} – початковий запас енергії СНЕ, МВт·год,

dW – зміна запасу енергії СНЕ, МВт·год,

W – поточний запас енергії СНЕ, МВт·ч,

SOC – поточний рівень заряду СНЕ, в.о.

xdW – змінна стани інтегратора, МВт·год.

Слот контролю рівня заряду

У слот контролю рівня заряду (*SOC lim*) поміщений фрейм, що задається рівняннями, показаними на рис. 3.10. Фрейм зупиняє споживання потужності при досягненні SOC верхнього допустимого значення та зупиняє видачу потужності при досягненні SOC нижнього допустимого значення.

```

inc(Q_lim1)=Q_ref
inc(P_lim1)=P_ref

Q_lim1=Q_ref

P_lim1=select({ {SOC<=SOC_min} .and. {P_ref>0} } .or.
              { {SOC>=SOC_max} .and. {P_ref<0} },0,P_ref)

```

Рисунок 3.10 – Фрейм контролю рівня заряду

Вихідні сигнали фрейму – бажані потужності з урахуванням обмеження за рівнем заряду P_{lim1} (МВт) і Q_{lim1} (Мвар).

Слот обмеження повної потужності

У слот обмеження повної потужності (*Sn lim*) поміщений фрейм, що задається рівняннями, показаними на рис. 3.11. Фрейм обмежує потужність, що видається/споживається так, щоб вона не перевищувала номінальну потужність СНЕ. Вихідний коефіцієнт потужності зберігається.

```

inc(P_lim2)=P_lim1
inc(Q_lim2)=Q_lim1

S_lim1=sqrt(sqr(P_lim1)+sqr(Q_lim1))
cos_lim1=P_lim1/S_lim1

P_lim2=select(S_lim1<=sgnn,P_lim1,sgnn*cos_lim1)
Q_lim2=Q_lim1*P_lim2/P_lim1

```

Рисунок 3.11 – Фрейм обмеження повної потужності

Позначення:

S_{lim1} - повна бажана потужність з урахуванням обмеження за рівнем заряду, МВА,

\cos_{lim1} - бажаний коефіцієнт потужності,

$sgnp$ – номінальна потужність СНЕ, МВА,

P_{lim2} – бажана активна потужність з урахуванням обмеження за рівнем заряду та обмеження повної потужності, МВт,

Q_{lim2} – бажана реактивна потужність з урахуванням обмеження за рівнем заряду та обмеження повної потужності, Мвар.

Слот затримки

У слот затримки (Delay) поміщений фрейм, показаний на рис. 3.12, у якому затримка системи управління моделюється аперіодичними ланками.

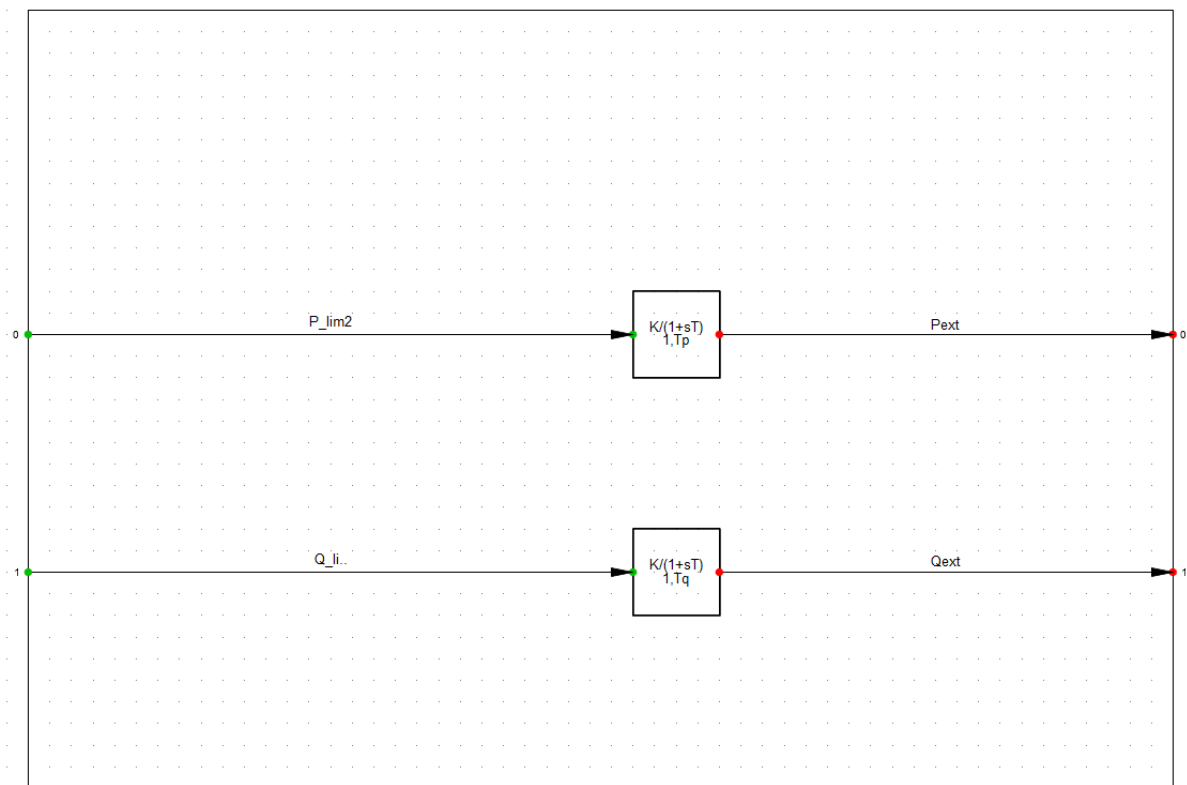


Рисунок 3.12 – Фрейм затримки

Для коректної роботи моделі у фреймі задаються початкові значення змінних стану аперіодичних ланок (рисунок 3.13).

```

inc (xPext)=0
inc (xQext)=0

```

Рисунок 3.13 – Рівняння фрейму затримки

Позначення:

P_{ext} – сигнал, що задає активну потужність СНЕ, що видається, з урахуванням обмежень, МВт,

Q_{ext} – сигнал, що задає реактивну потужність СНЕ, що видається, з урахуванням обмежень, Мвар,

$xPext$ – змінна стану аперіодичного ланки активної потужності, МВт,

$xQext$ - змінна стану аперіодичного ланки реактивної потужності, Мвар.

Користувачеві надається можливість задати постійні часу (рис. 3.14):

T_p – постійна часу аперіодичної ланки активної потужності, сек (рекомендоване значення: не більше 0,01 сек),

T_q – постійна часу аперіодичного ланки реактивної потужності, сек (рекомендоване значення: не більше 0,01 сек).

Параметр	
T_p	0,
T_q	0,01

Рисунок 3.14 – Завдання постійних часу

Слот статичного генератора

У слот статичного генератора (Genstat) вміщено зв'язок зі статичним генератором, що виконує роль керованого джерела потужності.

На цей слот подаються бажані потужності після накладення всіх обмежень (P_{ext} , Q_{ext}). У той же час з нього знімаються значення: заданої користувачем номінальної потужності СНЕ $sgnn$ і поточної активної потужності СНЕ P_{bus1} .

3.4 Зміна деталізації моделі

Кероване джерело потужності як основа моделі СНЕ не підходить для розрахунку електромагнітних перехідних процесів. Складова модель при мінімальних змінах може бути адаптована для роботи з ШІМ (PWM) перетворювачем, який є дворівневим інвертором напруги, здатним також працювати в режимі активного випрямляча. СНЕ на основі ШІМ-перетворювача на електричній схемі PowerFactory показана на рис. 3.15. Крім перетворювача, її елементами є фільтрові ємність, і індуктивність, і джерело напруги (проти-ЕРС).

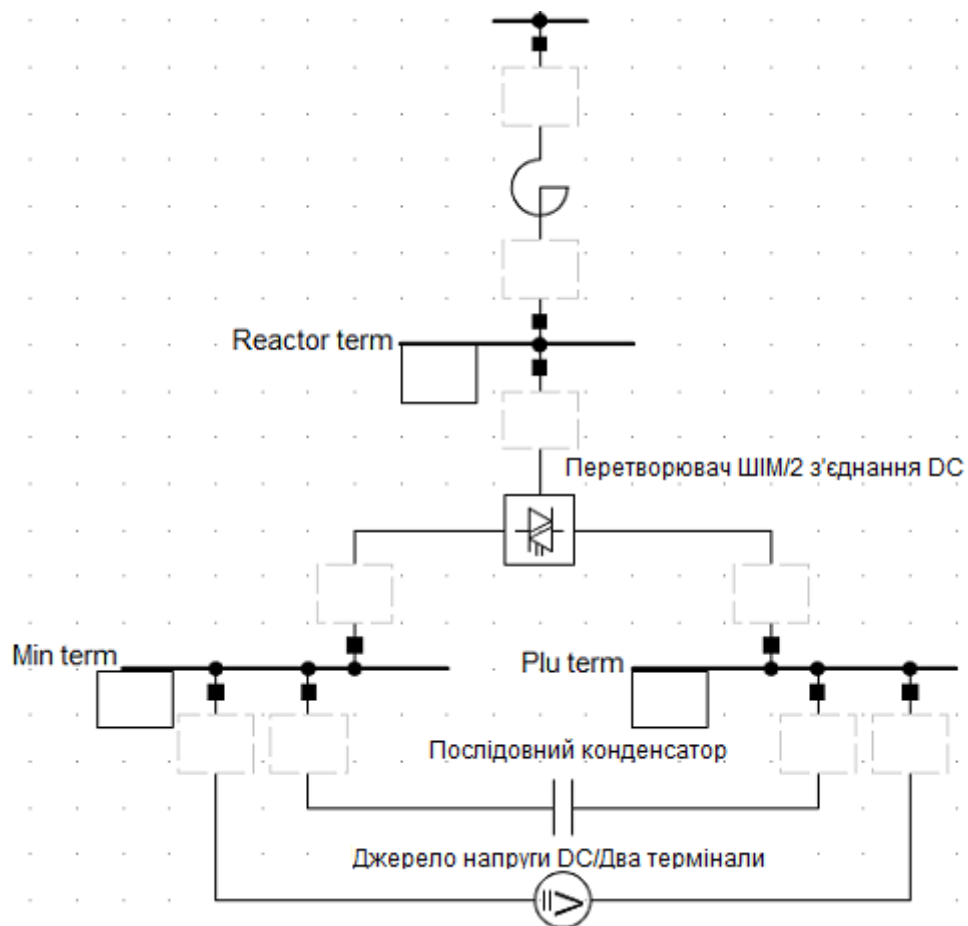


Рисунок 3.15 – Відображення СНЕ на основі ШІМ-перетворювача на електричній схемі в PowerFactory

Частота комутації ключів перетворювача, що рекомендується це вище 3 кГц. Збільшення частоти дозволяє підвищити якість кривих струму та напруги. При малих значеннях вони спотворені, мають східчасту форму. У цій моделі

обрано частоту, яка реалізована в реальній системі управління: 10 кГц (рисунок 3.16).

Частота модуляції	10000	Hz
Параметр транзистор/диод		
Акт. сопр. во вкл. состояни	0,0001	Ohm
Проводимость Выкл.	0,001	uS
Емкость демфера	0,1	uF
Проводимость демфера	0,	S
<input checked="" type="checkbox"/> Использовать встроенный регулятор тока		
Текущий регулятор		
Kd: ось-d, коэф. пропорц. рег.	0,6	
Td: ось-d, постоян. времени интегр.	0,002	s
Kq: ось-q, коэф. пропорц. рег.	0,6	
Tq: ось-q, постоян. времени интегр.	0,01	s

Рисунок 3.16 – Параметри перетворювача

В системі необхідна наявність фільтрових елементів: як мінімум реактора (дроселя) на стороні АС перетворювача і конденсатора у ланці постійного струму DC (рисунок 3.15). Вибір елементів здійснюється за високочастотною складовою для DC та першою гармонікою для АС.

Вибір параметрів фільтру на стороні АС.

В загальному на стороні АС може знадобитися використання як дроселя, так і конденсатора. Розглянемо методику їхнього вибору.

Задамося падінням напруги на індуктивності дроселя:

$$U_{LAC} = U_{1rms\max} k_{pU},$$

де $U_{1rms\max}$ – справжня середньоквадратична напруга мережі (фазна),

$k_{pU} = 0,05$. У різних випадках k_{pU} підбирається індивідуально в межах від 0,01 до 0,10. У разі необхідності корекції значної несинусоїдності він вибирається більшим.

Задаємося пульсуючим струмом ємності:

$$I_{CAC} = I_1 k_{pl},$$

де I_I - Струм мережі,

$k_{pl} = 0,2$. У різних випадках k_{pl} підбирається індивідуально в межах від 0,01 до 0,30. У разі необхідності корекції значної несинусоїдності він вибирається більшим.

Визначаємо реактивні опори дроселя та конденсатора:

$$X_{LAC} = \frac{U_{LAC}}{I_1},$$

$$X_{CAC} = \frac{U_{1rms\max}}{I_{CAC}}.$$

Визначаємо індуктивність дроселя та ємність конденсатора:

$$L_{AC} = \frac{X_{LAC}}{2\pi f},$$

$$C_{AC} = \frac{1}{2\pi f X_{CAC}},$$

де $f = 50$ Гц – частота мережі.

Вибір параметрів фільтру на стороні DC.

У загальному випадку на стороні DC може знадобитися використання не тільки конденсатора, але й дроселя (в цій моделі його немає, тому що вміст пульсаційної складової струму низький - близько 1%). Розглянемо методику їхнього вибору.

Задаємося змінною високочастотною складовою струму, що протікає через дросель та конденсатор:

$$I_{DCf_k} = I_{акб} k_{pl} \quad (3.18)$$

де $I_{акб}$ - струм підсистеми накопичення,

$k_{pl} = 0,05$.

Задаємося пульсаціями напруги на конденсаторі та дроселі:

$$U_{DCf_k} = U_{акб} k_{pU}, \quad (3.18)$$

де $U_{акб}$ - напруга підсистеми накопичення,
 $k_{pU} = 0,05$.

Визначаємо реактивний опір реактора і дроселя $X_{LDC} = X_{CDC} = X_{DC}$:

$$X_{DC} = \frac{U_{DCf_k}}{I_{DCf_k}} \quad (3.19)$$

Визначаємо індуктивність дроселя та ємність конденсатора:

$$L_{DC} = \frac{X_{DC}}{2\pi f_k}, \quad (3.20)$$

$$C_{DC} = \frac{1}{2\pi f_k X_{DC}}, \quad (3.21)$$

де f_k - частота комутації (рівна частоті опорного сигналу).

Структура складової моделі

На рис. 3.17 показаний фрейм складової моделі СНЕ, що працює на основі ШІМ-перетворювача.

На відміну від фрейму моделі СНЕ з керованим джерелом потужності, тут після накладання обмежень на сигнал необхідної потужності він перетворюється на i_d і i_q (у слоті *Idq gen*) і подається на перетворювач (слот PWM), який видає/споживає потужність відповідно до сигналу.

Варто відзначити, що керувати цим перетворювачем у PowerFactory можливо безпосередньо через *dq*-складові струму завдання (*id_ref*, *iq_ref*), де *id_ref* - складова, що визначає амплітуду струму, а *iq_ref* - фазу струму щодо фази напруги синхронізації.

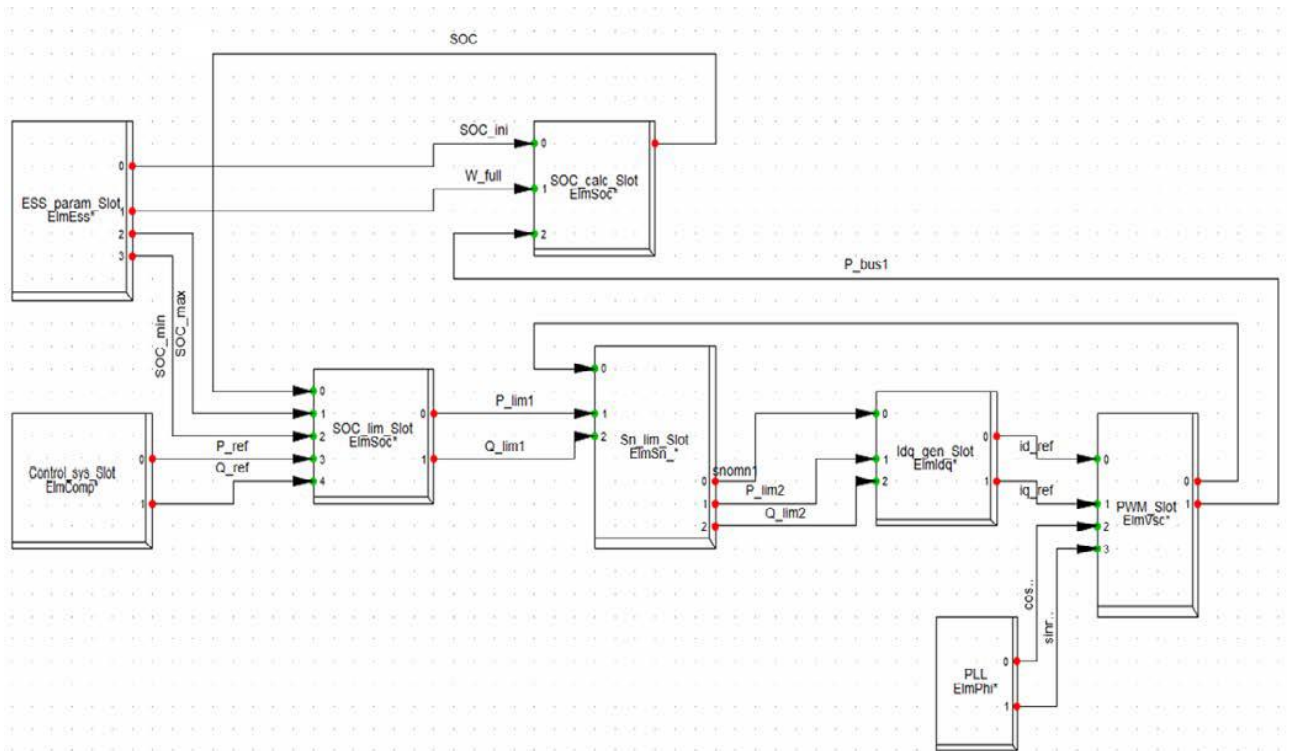


Рисунок 3.17 – Фрейм складової моделі СНЕ, що працює на основі ШІМ-перетворювача

При отриманні імпульсів управління перетворювачем потрібно два сигнали - опорний (частота якого в даному випадку дорівнює 10 кГц) і модулюючий, чия амплітуда та фаза закладена у складових id_ref , iq_ref . Ці складові можна отримати за допомогою блоку перетворення "ABC-dq0", де ABC - це фазні струми (взяті з датчиків струму), $dq0$ - це складові фазних струмів струмів (d - амплітуда, q - фаза, 0 - постійна складова). І навпаки, знаючи id_ref , iq_ref через зворотне перетворення "dq0-ABC" можна отримати необхідний модулюючий сигнал, за допомогою якого формуються імпульси управління (u_a , u_b , u_c - сигнали запалення блоку PWM).

Однак у цій моделі не потрібно подвійне перетворення сигналів, оскільки поки не передбачено її використання для розрахунку використання СНЕ для поліпшення гармонійного складу кривої струму (даний функціонал – у розробці), що можна зробити лише через миттєві значення цієї кривої, отримане після «dq0-ABC» перетворення. Тому використовуються безпосередньо id_ref , iq_ref складові, які визначають величину активної та

реактивної потужності. Розмір id_{ref} відповідає активній потужності у відносних одиницях, iq_{ref} – реактивній потужності у відносних одиницях. Синхронізуюча напруга у свою чергу формується в слоті PLL.

Слот формування сигналів керування перетворювачем.

У слот формування сигналів управління перетворювачем (*Idq gen*) поміщений фрейм, показаний на рис. 3.18, де необхідні P і Q (з урахуванням обмеження) поділяються на повну номінальну потужність. Так формуються сигнали id_{ref} та iq_{ref} .

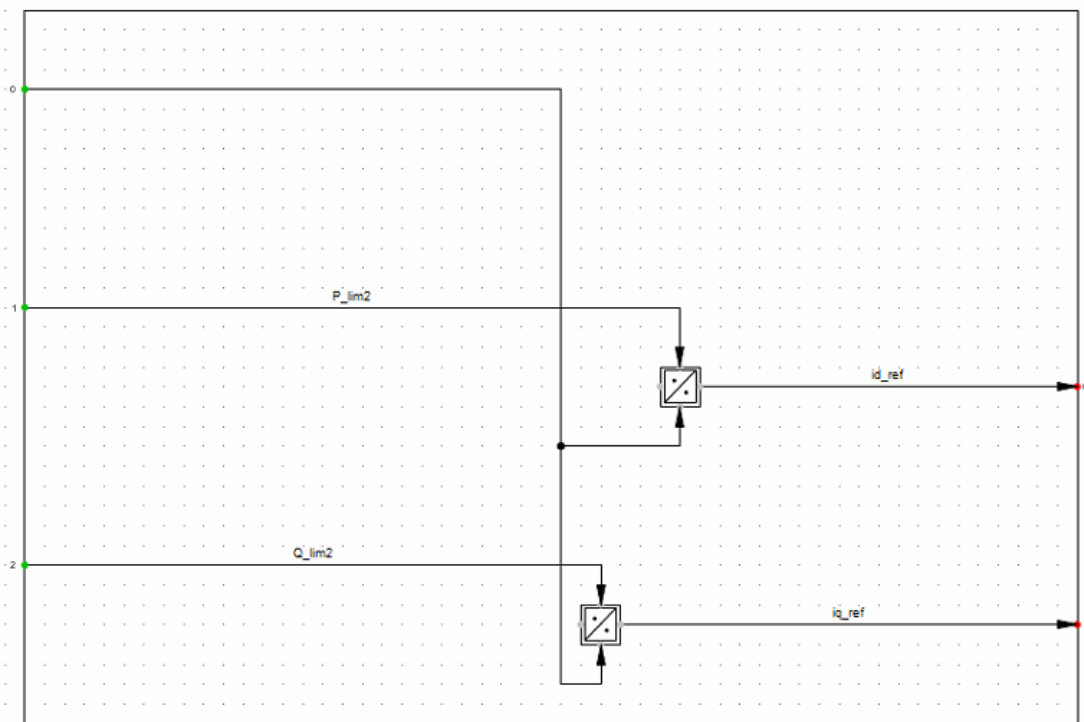


Рисунок 3.18 – Фрейм формування сигналів керування перетворювачем

Слот формування синхронізуючої напруги.

Слот формування синхронізуючої напруги (PLL) поміщений стандартний PLL-блок PowerFactory (рис. 3.19). Синхронізація здійснюється із напругою зовнішньої мережі (або іншого джерела напруги).

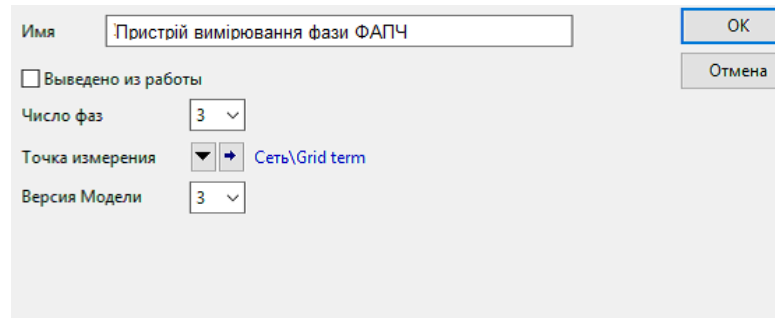


Рисунок 3.19 – Налаштування блоку PLL

Слот перетворювача (PWM)

У слот PWM поміщений зв'язок із ШІМ-перетворювачем. Для узгодження сигналів із силової частини потрібне налаштування ПІ-регулятора, який вбудований в ШІМ-перетворювач. На рис. 3.16 наведені дані цього регулятора по d - і q -складовим.

Тестові розрахунки моделі СНЕ за миттєвими значеннями.

Як приклад розрахунків електромагнітних перехідних процесів (за миттєвими значеннями) з використанням моделі СНЕ розглянуто три випадки. У всіх трьох на СНЕ подається сигнал управління (id_{ref} , iq_{ref}) у вигляді синусоїди частотою 12 Гц з амплітудою, що відповідає потужності 50 кВт (реактивна потужність дорівнює 0).

У першому випадку параметри системи накопичення обрані таким чином, щоб можливість видачі/споживання активної потужності СНЕ збігалися з необхідною потужністю, яка визначається сигналом управління. На рис. 3.20 наведено розрахункові осцилограми цього дослідження.

У другому досліді було зменшено номінальну енергоємність СНЕ з метою виходу на обмеження за мінімальним рівнем заряду (10%). Інші умови не змінилися. Результати роботи моделі представлені на рис. 3.21. Як видно з осцилограми, СНЕ не розряджається нижче за заданий рівень (10%).

У третьому досліді стосовно першого було зменшено номінальну потужність перетворювача з величини 100 кВт до 25 кВт. Керуючий сигнал залишився без імені. Як видно на рис. 3.22, потужність СНЕ, що видається/споживається, обмежується на рівні 25 кВт.

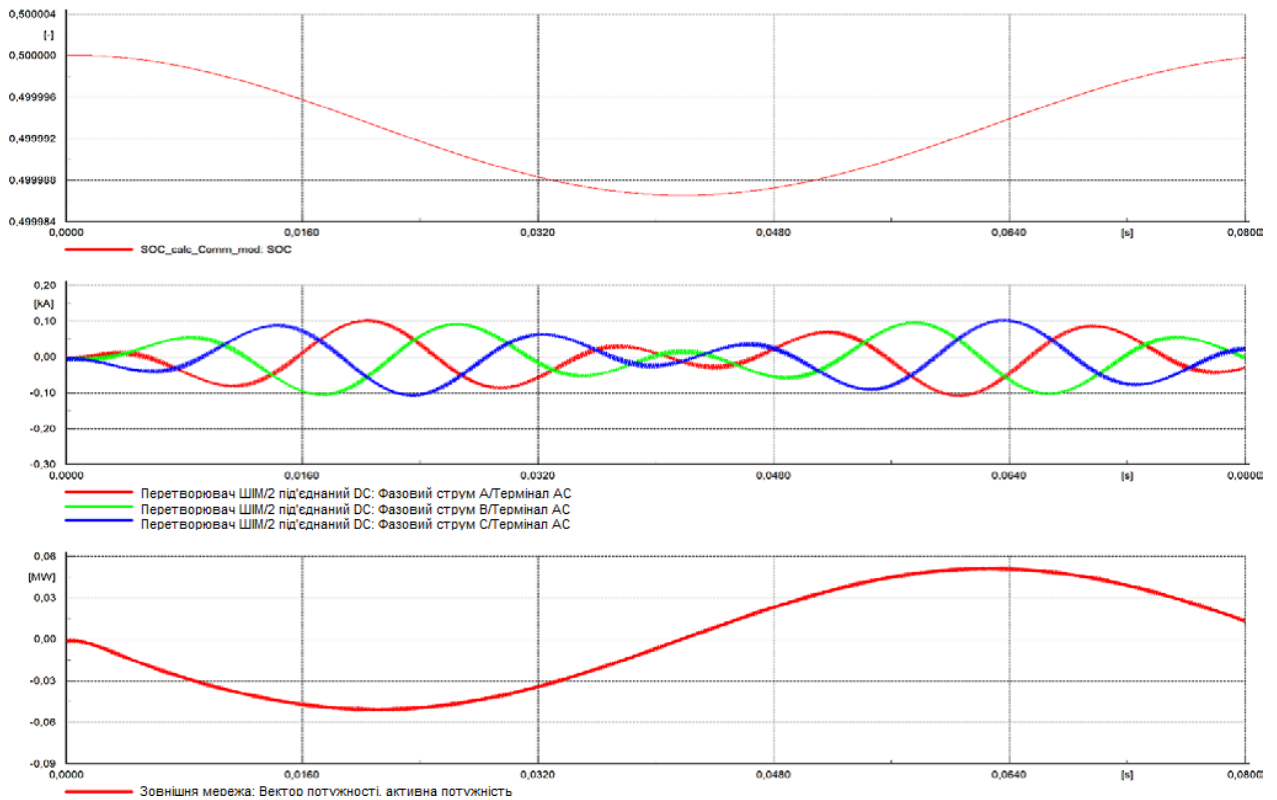


Рисунок 3.20 – Робота СНЕ, що не виходить на обмеження (згори донизу: рівень заряду, в.о.; миттєві струми фаз, кА; активна потужність від СНЕ до мережі, МВт)

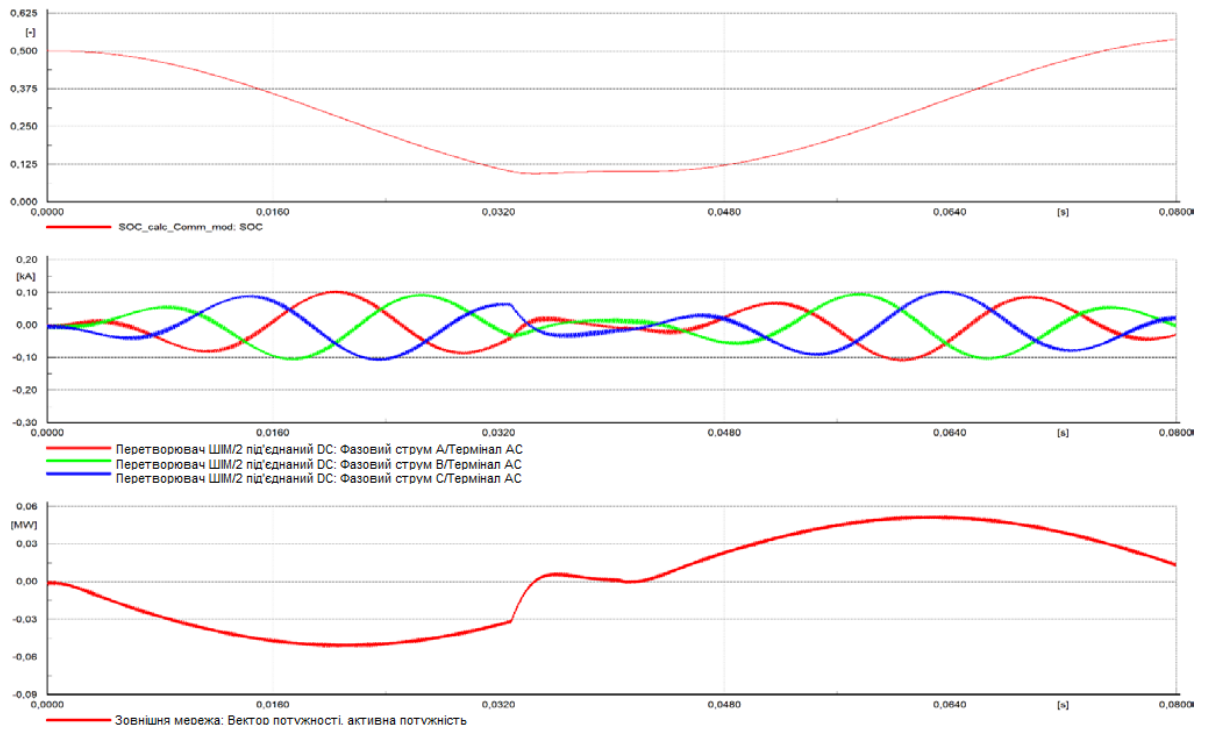


Рисунок 3.21 – Робота СНЕ, що виходить на межу за мінімальним рівнем заряду (зверху вниз: рівень заряду, в.о.; миттєві струми фаз, кА; активна потужність від СНЕ в мережі, МВт)

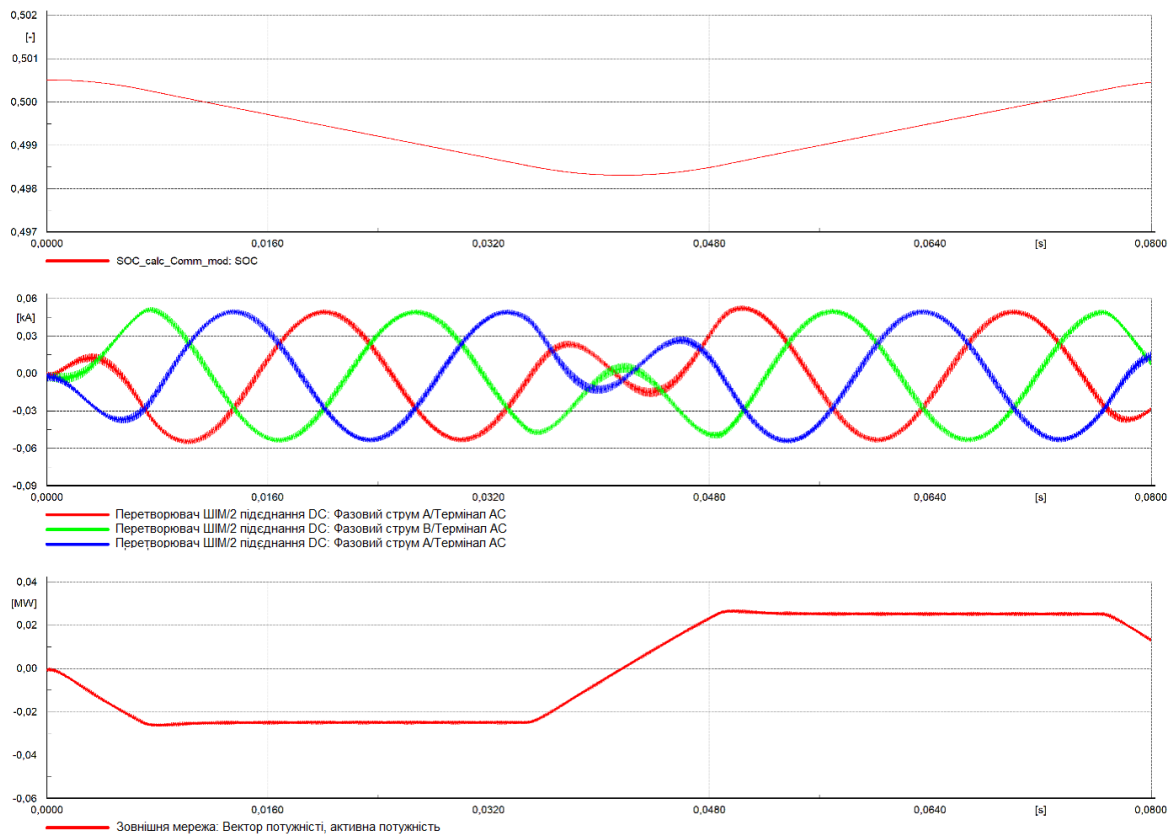


Рисунок 3.22 – Робота СНЕ, що виходить на межу за номінальною потужністю перетворювача (зверху донизу: рівень заряду, в.о.; миттєві струми фаз, кА; активна потужність від СНЕ до мережі, МВт)

3.5 Результати розрахунків з використанням моделі СНЕ

3.5.1 Застосування СНЕ для збереження стійкості роботи синхронних генераторів

Розглянемо класичну схему, описану в [8].

На рис. 3.23 зображена складена PowerFactory схема електропередачі, що передає потужність в систему. Параметри елементів електропередачі взято з [8].

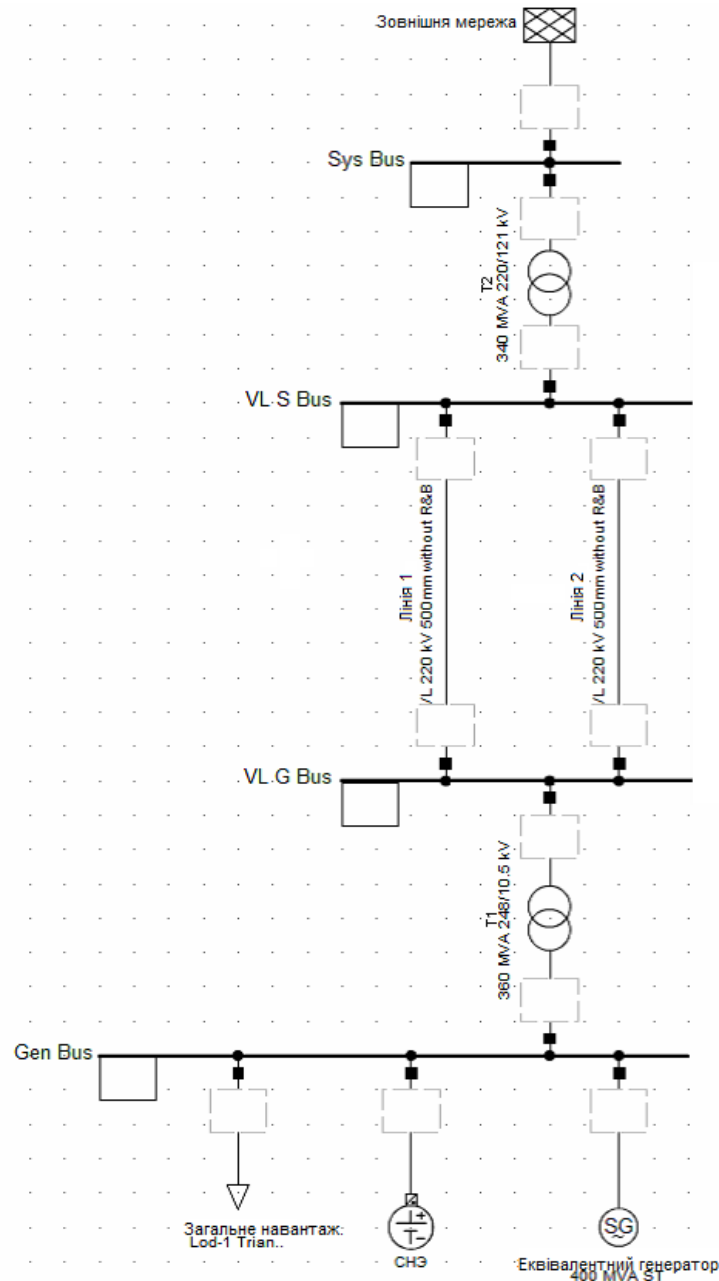


Рисунок 3.23 – Схема електропередачі PowerFactory

Еквівалентний генератор: $S_{ном} = 400$ МВА, $U_{ном} = 10,5$ кВ, $\cos\varphi_{ном} = 0,85$,
 $x'_d=0,235$, $x_2=0,164$, $T_J=7$ с.

Трансформатор Т1: $S_{ном} = 360$ МВА, $u_k = 12\%$, $K = 10,5/248$.

Трансформатор Т2: $S_{ном} = 340$ МВА, $u_k = 12\%$, $K = 220/121$.

Лінії електропередачі Л1 та Л2: $l = 225$ км, $x_l = 0,4$ Ом/км, $x_0 = 1,2$ Ом/км.

Навантаження: $P_n = 50$ МВт, $\cos\varphi_n = 0,85$.

Електропередача видає в систему потужність 225 МВт із $\cos\varphi_c = 0,9$.

Напруга на шинах системи підтримується рівним 118 кВ.

Нехай система накопичення енергії (еквівалентна) підключена до тих самих шин, що й еквівалентний генератор, але поки що не задіяна.

3.5.2 Забезпечення збереження стійкості при втраті зв'язку із системою

Розрахуємо електромеханічний перехідний процес при втраті електричного зв'язку генератора та системи та її відновлення через 0,3 с.

Результати розрахунку PowerFactory наведено рис. 3.24. Для порівняння розрахунок був проведений також у програмно-обчислювальному комплексі MUSTANG (рис. 3.25).

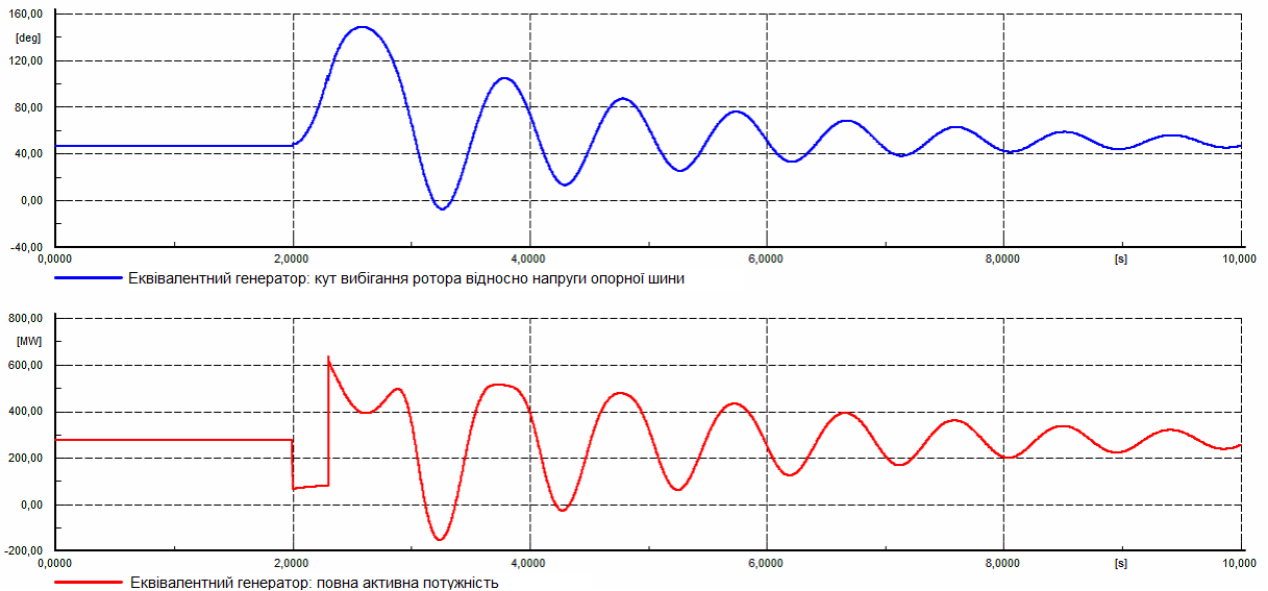
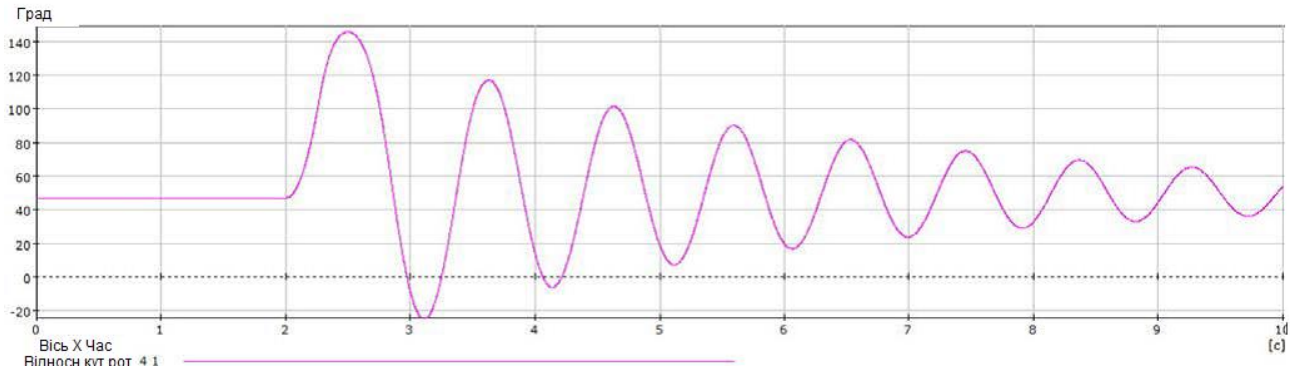
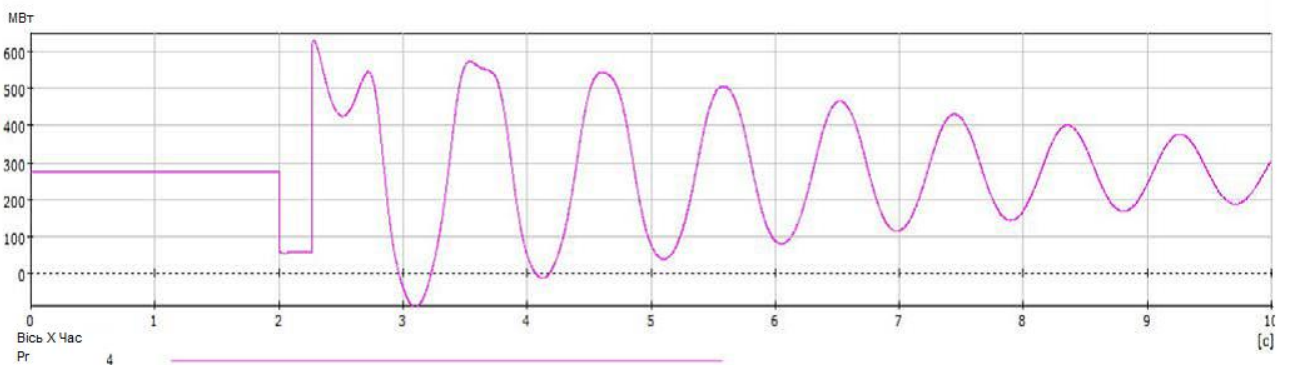


Рисунок 3.24 – Перехідний процес у PowerFactory при втраті зв'язку із системою та її відновленні через 0,3 с (зверху вниз: кут ротора генератора щодо напруги системи, град.; активна потужність генератора, МВт)

Отже, результати розрахунку PowerFactory з високою точністю збігаються з розрахунком в MUSTANG. Надалі будемо наводити осцилограми лише з PowerFactory. У розглянутому випадку (втрата зв'язку на 0,3 с) стійкість паралельної роботи було збережено.



а) кут ротора генератора відносно напруги системи, град



б) активна потужність генератора, МВт

Рисунок 3.25 – Перехідний процес у MUSTANG при втраті зв'язку з системою та її відновлення через 0,3 с

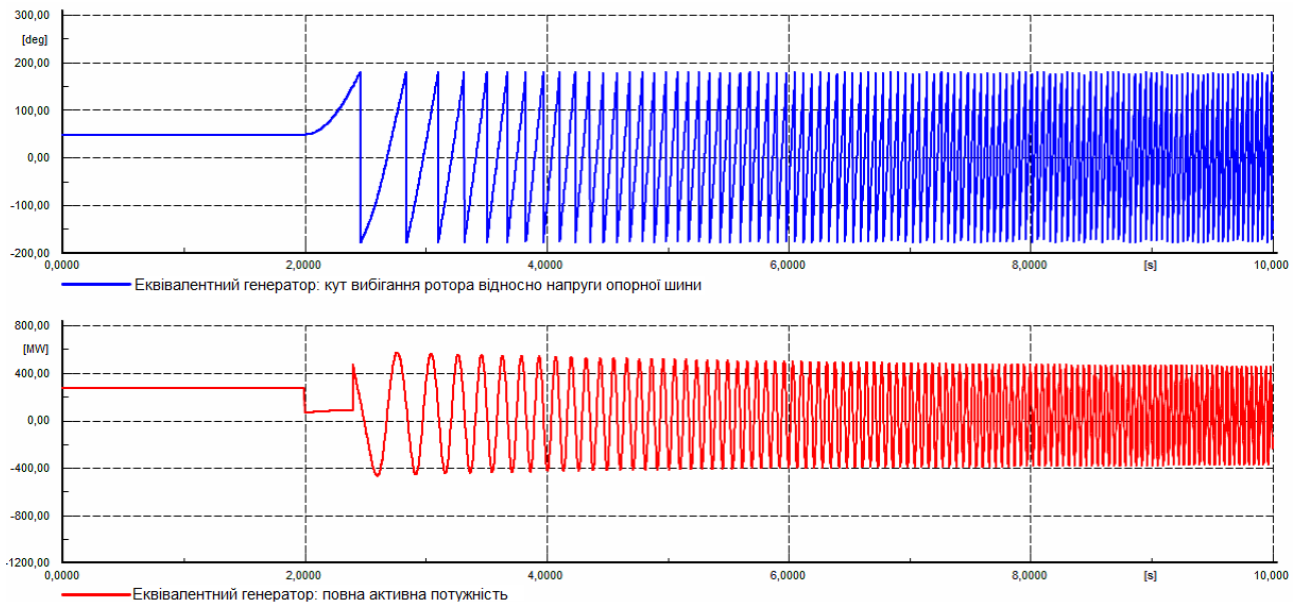


Рисунок 3.26 – Перехідний процес при втраті зв'язку з системою та її відновлення через 0,4 с (зверху вниз: кут ротора генератора щодо напруги системи, град.; активна потужність генератора, МВт)

Розрахуємо електромеханічний перехідний процес при втраті електричного зв'язку генератора та системи та її відновлення через 0,4 с. Результати розрахунку наведено на рисунку 3.26.

У розглянутому випадку (втрата зв'язку на 0,4 с) стійкість паралельної роботи було порушено.

Протягом часу відсутності зв'язку із системою генератор розганяється (оскільки електрична потужність нижче за потужність турбіни). Для уповільнення збільшення швидкості генератора можна використовувати СНЕ, яка споживатиме активну потужність протягом часу відсутності зв'язку із системою. По суті ця операція близька до електричного гальмування.

За допомогою кількох розрахунків можна підібрати мінімальну потужність, яку має споживати СНЕ задля забезпечення збереження стійкості.

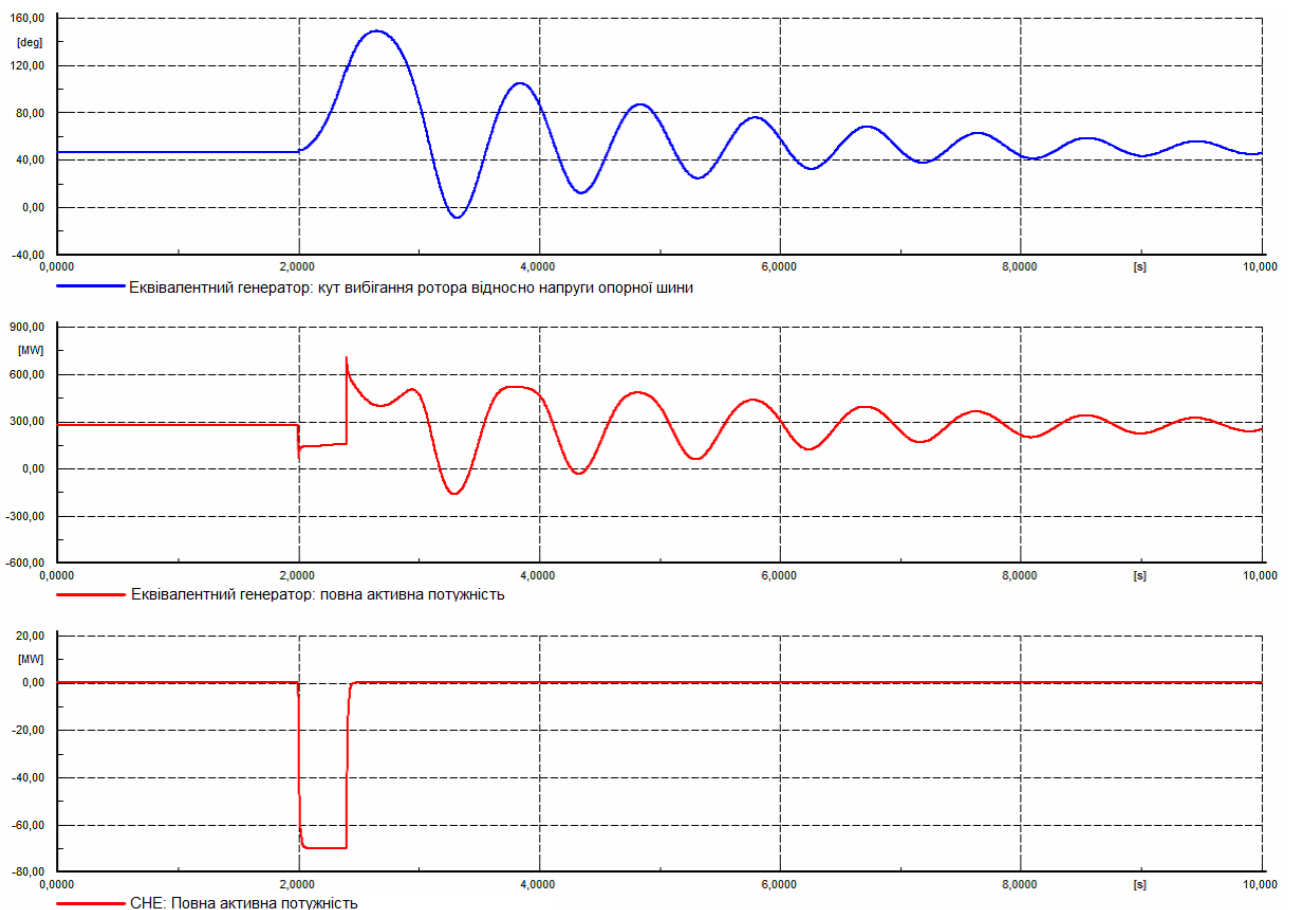


Рисунок 3.27 – Перехідний процес при втраті зв'язку з системою та її відновленні через 0,4 с при залученні СНЕ (зверху донизу: кут ротора генератора відносно напруги системи, град.; активна потужність генератора, МВт; активна потужність СНЕ, МВт)

Підбором з кроком 5 МВт визначено, що стійкість зберігається за умови споживання СНЕ потужності 70 МВт (рис. 3.27) протягом 0,4 с. При цьому до початкового часу втрати зв'язку з системою СНЕ повинна мати «вільну» ємність для накопичення: $70 \text{ МВт} \cdot 0,4 \text{ с} = 28 \text{ МВт}\cdot\text{с} = 7,778 \text{ кВт}\cdot\text{год}$.

Фрейм системи управління СНЕ, що використовується для реалізації цієї функції, наведено на рис. 3.28. Система управління дозволяє задавати величини активної та реактивної потужності СНЕ P_{et} , Q_{et} на проміжку часу $[t_1; t_2]$.

```

inc(t) = time()
inc(P_ref) = 0
inc(Q_ref) = 0

t = time()
P_ref = select((t>=t1).and.(t<=t2), P_et, 0)
Q_ref = select((t>=t1).and.(t<=t2), Q_et, 0)

```

Рисунок 3.28 – Фрейм системи управління СНЕ для видачі/споживання постійної потужності на заданому інтервалі часу

Визначимо потужність (та енергію), яку має потребувати СНЕ задля забезпечення збереження стійкості, залежно від тривалості втрати зв'язку з системою. Прийнято, що СНЕ споживає потужність на інтервалі часу від втрати зв'язку із системою до її відновлення. Отримані залежності наведено на рис. 3.29.

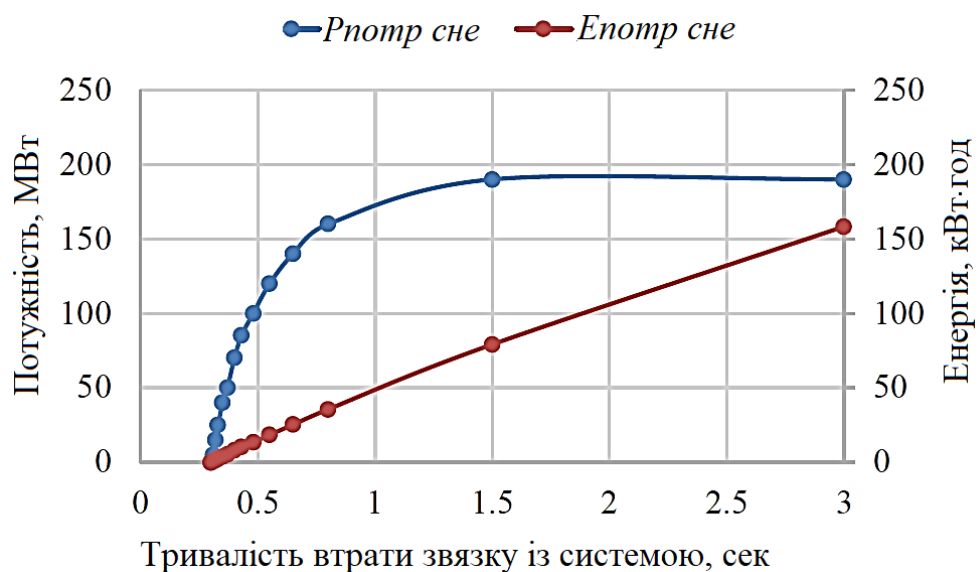


Рисунок 3.29 – Залежність потужності СНЕ та енергії, що споживається СНЕ для збереження стійкості, від тривалості втрати зв'язку

При втраті зв'язку тривалістю 0,3 с і менше стійкість зберігається без СНЕ. При короткочасній втраті зв'язку (0,3 с... 1,5 с) необхідне збереження стійкості потужність залежить від тривалості втрати зв'язку. При тривалій втраті зв'язку (більше 1,5 с) потужність не залежить від тривалості втрати зв'язку і завжди постійна в доаварійному режимі. Значення споживаної енергії очікувано зростає зі збільшенням тривалості втрати зв'язку.

3.5.3 Забезпечення збереження стійкості при трифазному КЗ

Розрахуємо електромеханічний перехідний процес у мережі, показаний на рис. 3.23, при трифазному короткому замиканні на Лінії 2 поблизу шин "VL G Bus". Коротке замикання відбувається в момент часу $t = 2$ с, через час $\Delta t_{кз}$ пошкоджена лінія вимикається.

Результати розрахунку при $\Delta t_{кз} = 0,2$ с наведено на рис. 3.30. Стійкість паралельної роботи порушується.

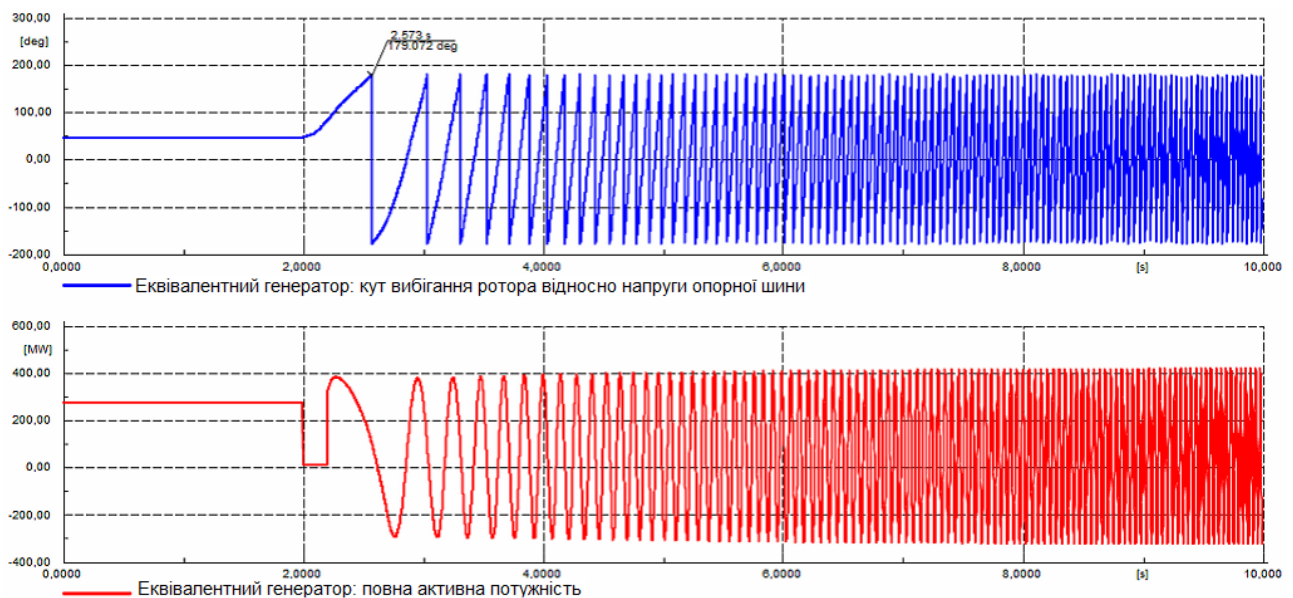


Рисунок 3.30 – Перехідний процес при трифазному КЗ з $\Delta t_{кз} = 0,2$ с (Зверху вниз: кут ротора генератора щодо напруги системи, град.; активна потужність генератора, МВт)

Як і протягом часу відсутності зв'язку з системою, протягом короткого замикання генератор розганяється (оскільки електрична потужність нижча за

потужність турбіни). Для уповільнення збільшення швидкості генератора можна використати СНЕ.

У будь-якому разі СНЕ неспроможна споживати і видавати потужність під час короткого замикання. Нехай СНЕ споживатиме активну потужність з моменту відключення пошкодженої лінії до моменту досягнення куту ротора генератора значення 180 (визначеного за графіком перехідного процесу без СНЕ).

За допомогою кількох розрахунків можна підібрати мінімальну потужність, яку має споживати СНЕ задля забезпечення збереження стійкості.

Підбором з кроком 5 МВт визначено, що стійкість зберігається при споживанні СНЕ потужності 65 МВт (рис. 3.31) протягом $\Delta t_{номр} = 0,37$ с. При цьому до початкового моменту часу СНЕ повинна мати «вільну» ємність для накопичення 6681 кВт·год.

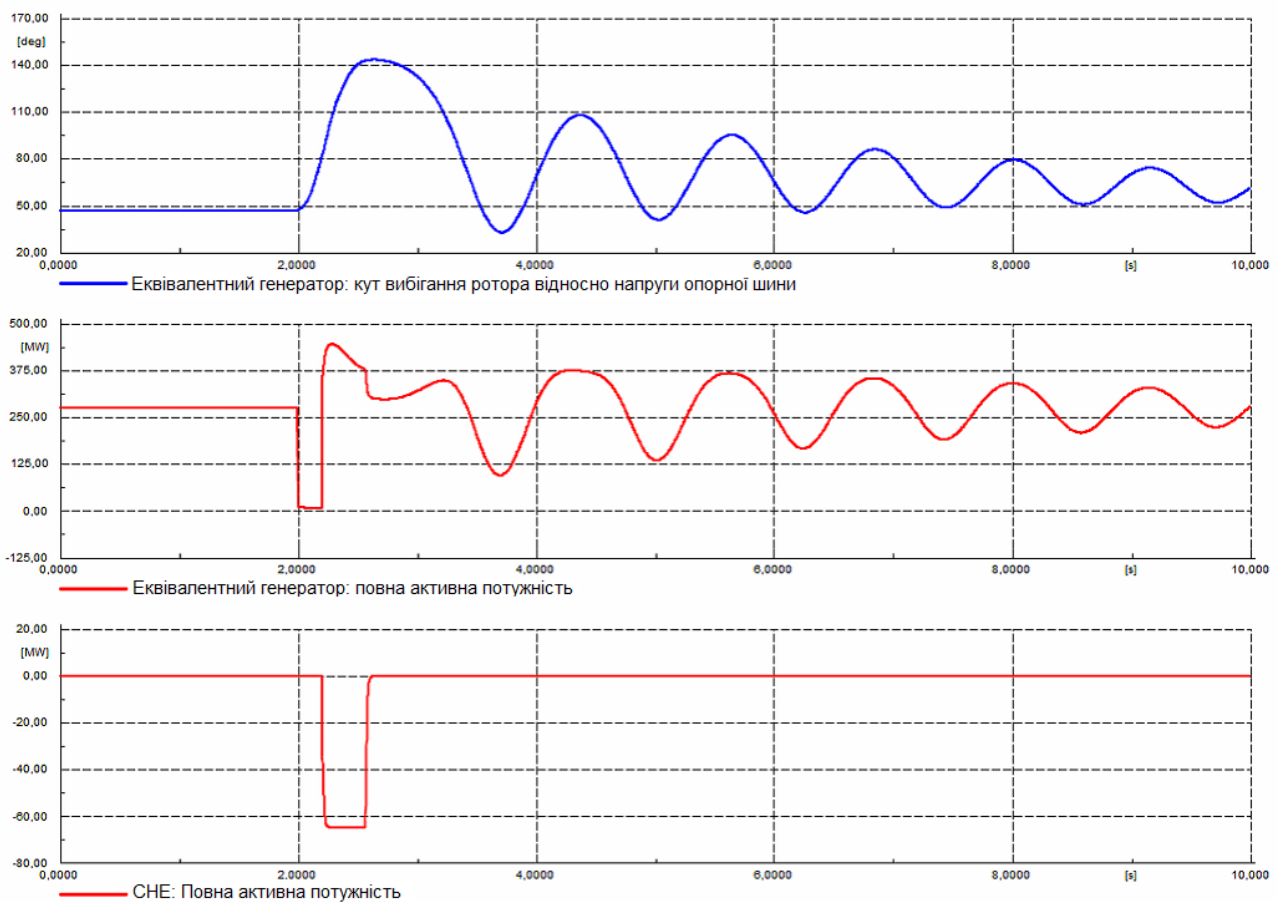


Рисунок 3.31– Перехідний процес при трифазному КЗ з $\Delta t_{кз} = 0,2$ с при залученні СНЕ (зверху вниз: кут ротора генератора щодо напруги системи, град.; активна потужність генератора, МВт; активна потужність СНЕ, МВт)

Визначимо потужність (та енергію), яку має потребувати СНЕ задля забезпечення збереження стійкості, залежно від тривалості короткого замикання. Отримані залежності наведено на рис. 3.32.

$\Delta t_{кз} \leq 0,16$ с стійкість зберігається без залучення СНЕ.

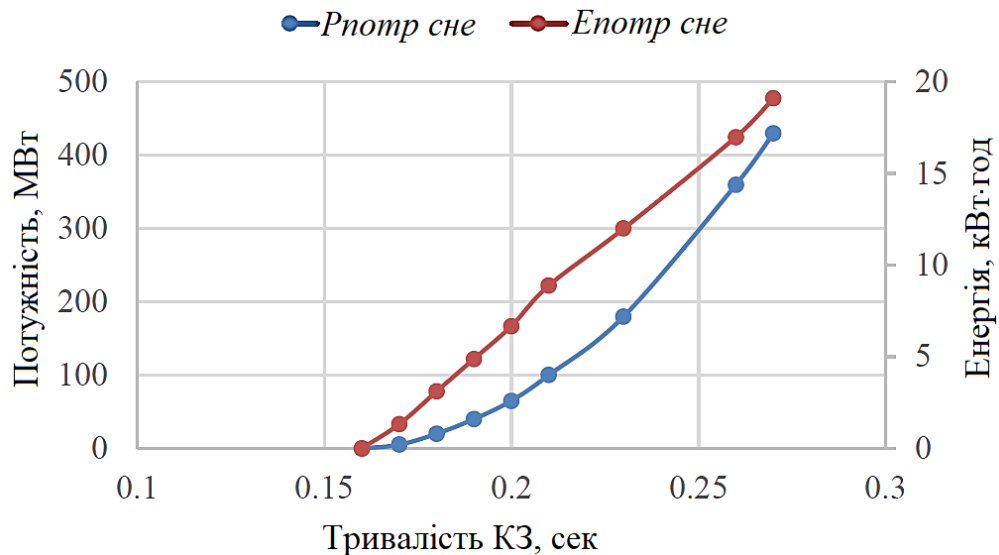


Рисунок 3.32 – Залежність потужності СНЕ та енергії, що споживається СНЕ для збереження стійкості, від тривалості КЗ

При збільшенні тривалості КЗ кут ротора генератора швидше досягає 180° - відповідно до прийнятої умови час споживання потужності СНЕ знижується (рис. 3.33), тому необхідне для збереження стійкості значення споживаної потужності значно зростає (рис.3.32). Для зниження величини потужності слід проводити підбір $\Delta t_{потреб}$ ітеративно (на першій ітерації за графіком без залучення СНЕ, а далі – зі СНЕ). У цьому випадку $\Delta t_{потреб}$ збільшується, а необхідне значення споживаної потужності зменшується.

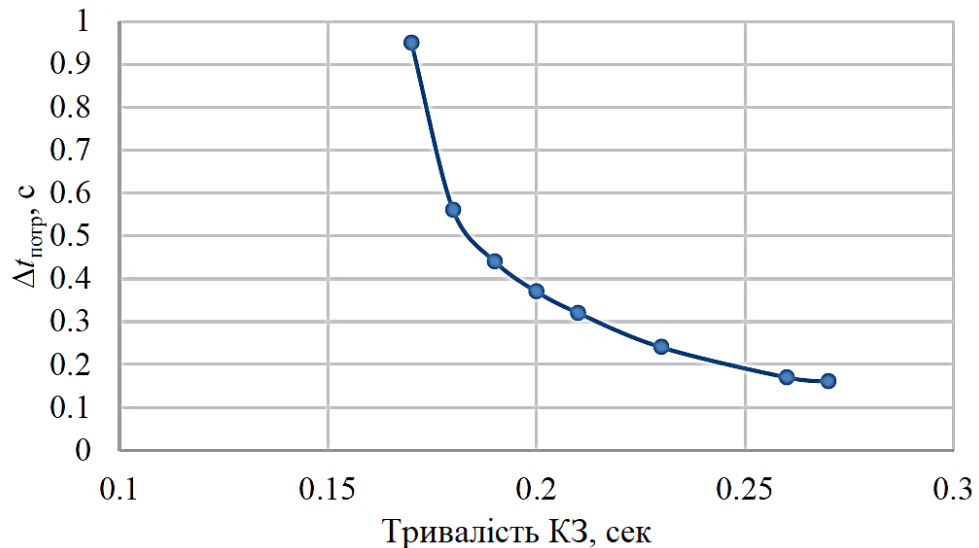


Рисунок 3.33 - Залежність часу споживання потужності СНЕ від тривалості КЗ

3.5.4 Забезпечення збереження стійкості при несиметричних КЗ

Розрахуємо електромеханічні перехідні процеси в мережі, показані на рис. 3.23, при КЗ на Лінії 2 поблизу шин «VL G Bus»: при двофазному КЗ, при однофазному КЗ, при двофазному КЗ на землю. Коротке замикання відбувається в момент часу $t = 2$ с, через час $\Delta t_{кз}$ пошкоджена лінія вимикається.

Як і за трифазного КЗ, для забезпечення збереження стійкості паралельної роботи після КЗ можна використовувати СНЕ.

Аналогічно розглянутому вище випадку прийнято, що СНЕ споживатиме активну потужність з моменту відключення пошкодженої лінії до моменту досягнення куту ротора генератора значення 180 (визначеного за графіком перехідного процесу без СНЕ).

Визначимо потужність (і енергію), яку повинна потребувати СНЕ для забезпечення збереження стійкості, залежно від тривалості короткого замикання за різних видів несиметричних коротких замикань. Отримані залежності наведено на рис. 3.34, 3.36, 3.38. Тривалість споживання потужності СНЕ за різної тривалості КЗ при різних видах КЗ наведена на рис.3.35, 3.37, 3.39.

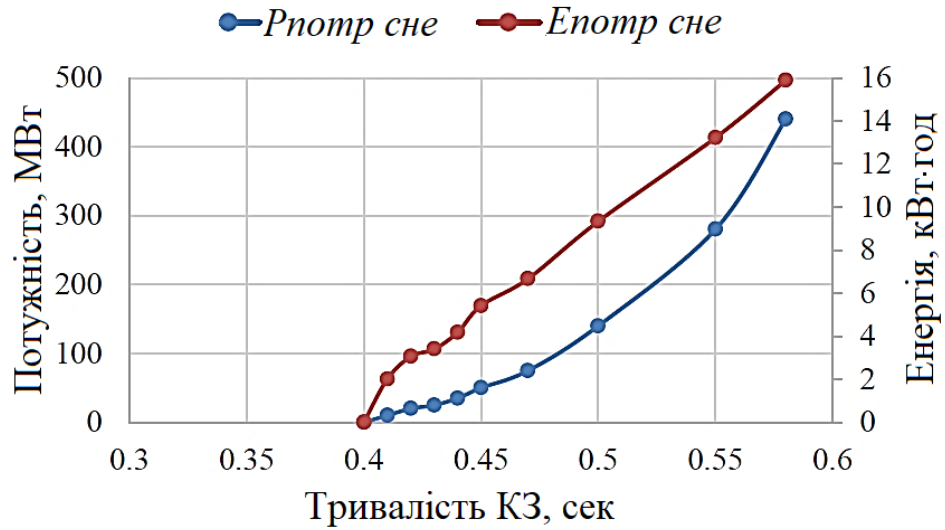


Рисунок 3.34 - Залежність потужності СНЕ та енергії, що споживається СНЕ для збереження стійкості, від тривалості двофазного КЗ

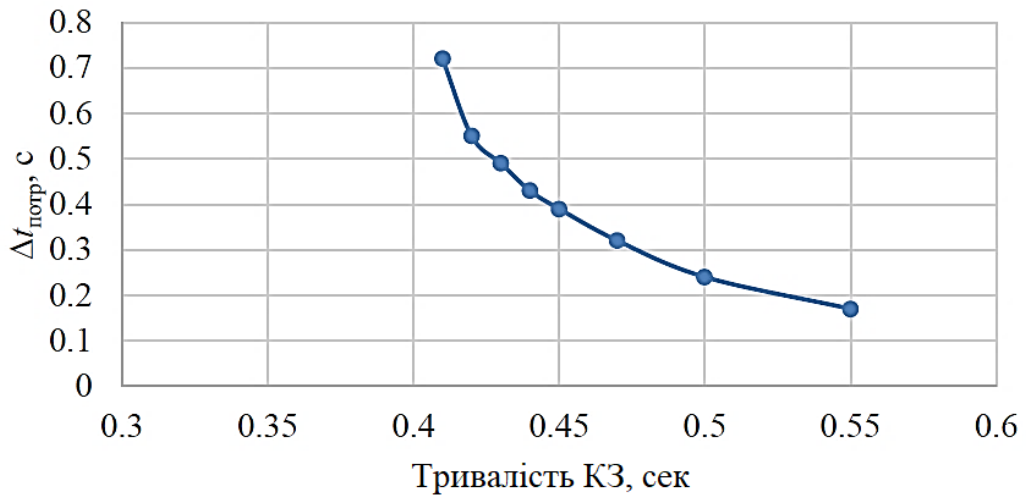


Рисунок 3.35 – Залежність часу споживання потужності СНЕ від тривалості двофазного КЗ

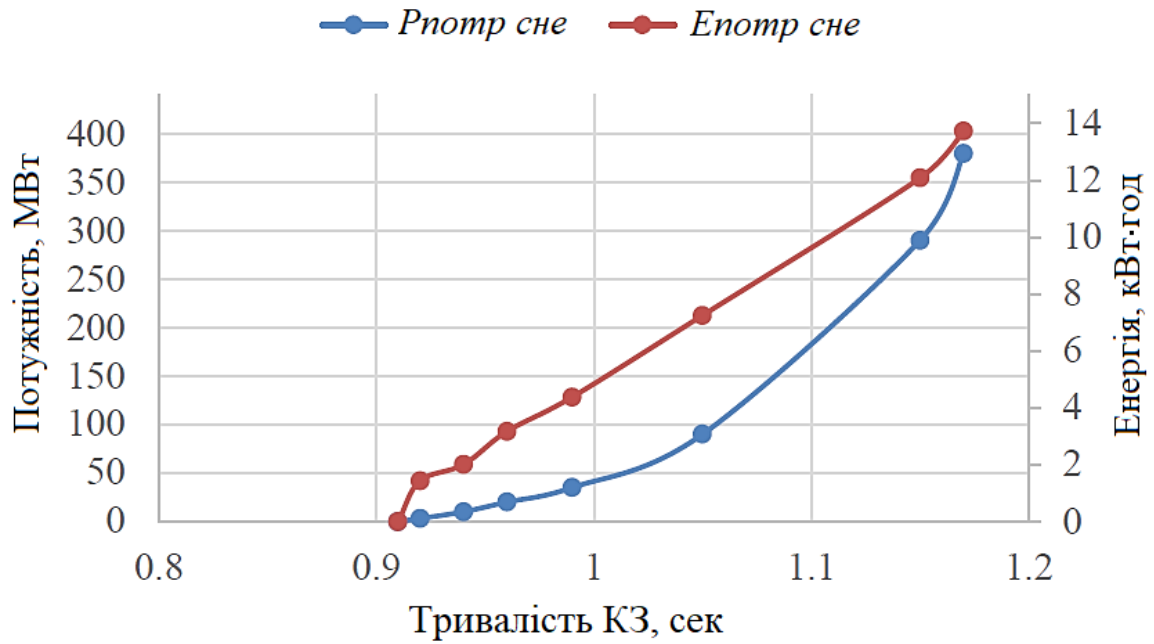


Рисунок 3.36 – Залежність потужності СНЕ та енергії, що споживається СНЕ для збереження стійкості, від тривалості однофазного КЗ

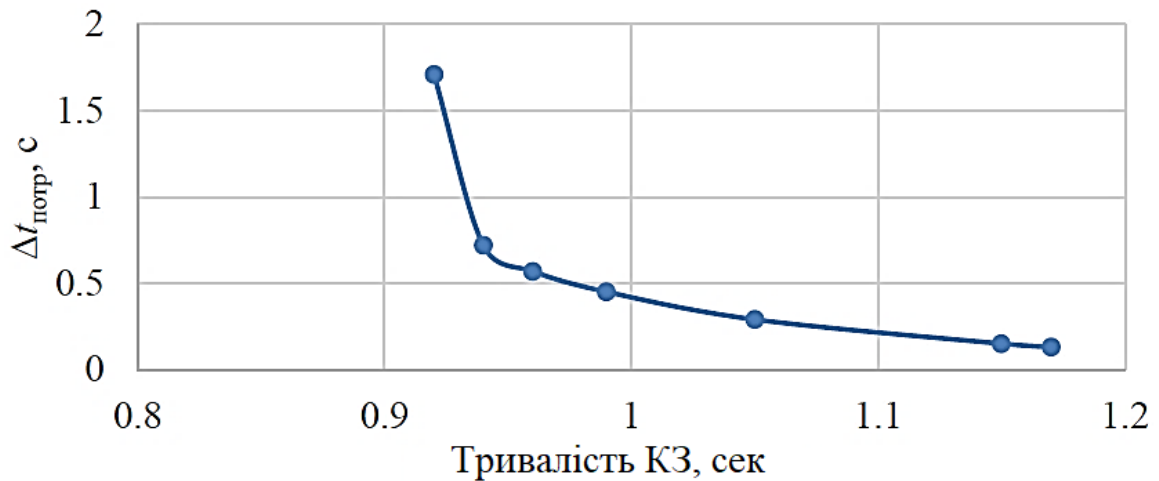


Рисунок 3.37 – Залежність часу споживання потужності СНЕ від тривалості однофазного КЗ

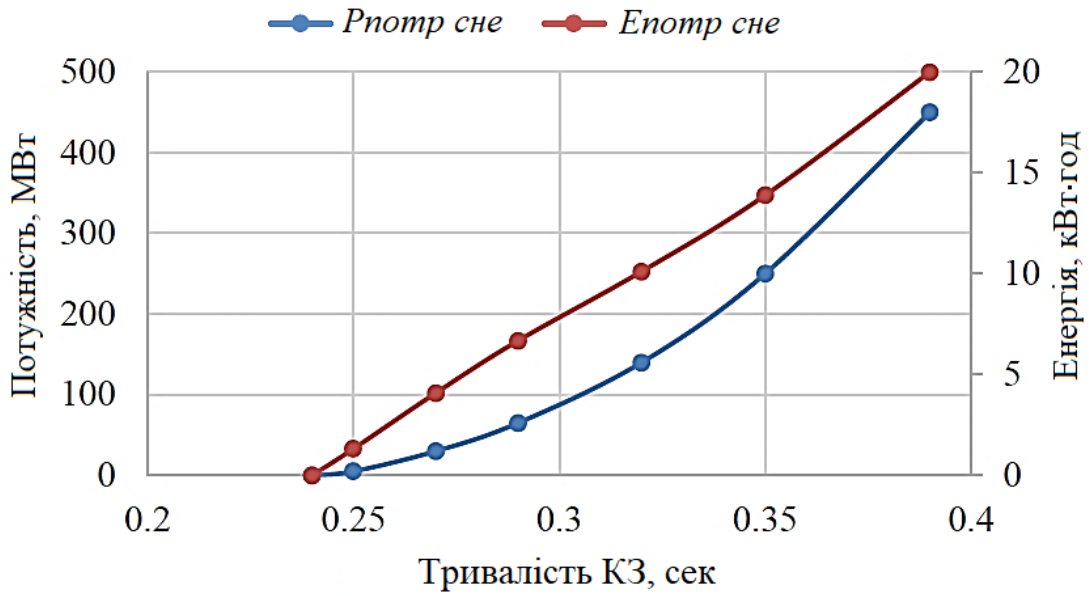


Рисунок 3.38 – Залежність потужності СНЕ та енергії, що споживається СНЕ для збереження стійкості, від тривалості двофазного КЗ на землю

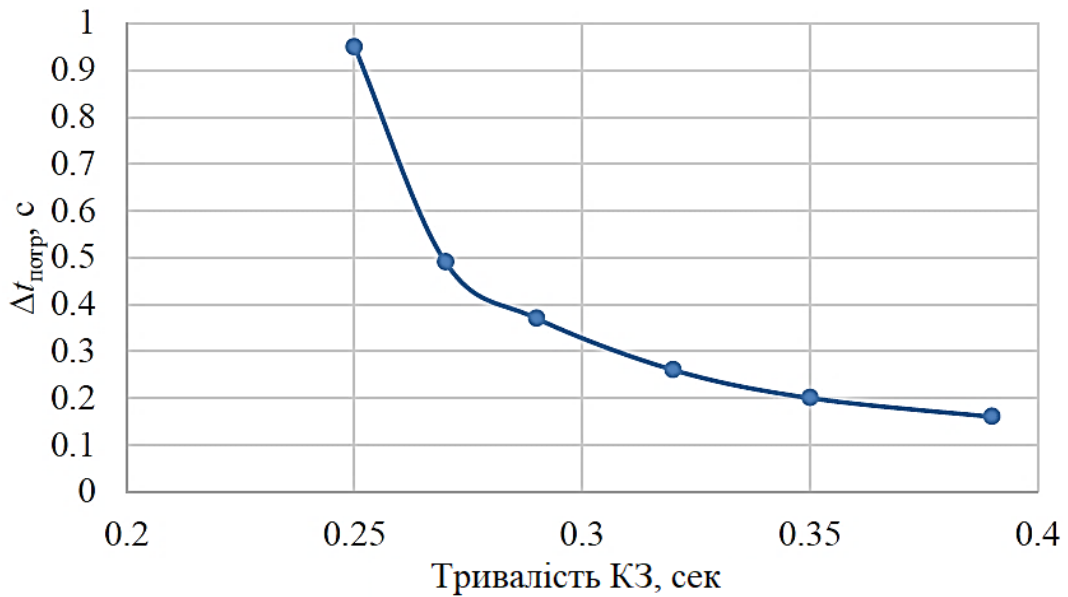


Рисунок 3.39 - Залежність часу споживання потужності СНЕ від тривалості двофазного КЗ на землю

Отже, СНЕ може використовуватися для забезпечення збереження стійкості паралельної роботи після коротких замикань, проте чим важчий вид

короткого замикання та більша його тривалість, тим більша потужність та енергоємність вимагаються від СНЕ.

3.6 Висновки до розділу

1. Узагальнено методику вибору енергоємності системи накопичення енергії та аналізу можливості реалізації її функцій.

2. Розроблено модель системи накопичення енергії та проведено розрахунки з використанням комплексної системи розрахунку та планування електричних режимів DIgSILENT PowerFactory, що дозволяє розраховувати усталені режими, електромеханічні перехідні процеси та електромагнітні перехідні процеси.

3. Розглянуто випадок застосування системи накопичення енергії для збереження стійкості та надійності паралельної роботи синхронних генераторів. Розраховано електромеханічний перехідний процес при втраті електричного зв'язку генератора та системи та її відновлення через 0,4 с. Встановлено, що при втраті зв'язку тривалістю 0,3 с і менше стійкість зберігається без системи накопичення енергії. При короткочасній втраті зв'язку (0,3 с... 1,5 с) необхідне збереження стійкості з використанням системи накопичення енергії потужність якої залежить від тривалості втрати зв'язку.

4. Розглянуто випадок застосування системи накопичення енергії для збереження збереження стійкості при трифазному КЗ. Встановлено, що як і протягом часу відсутності зв'язку з системою, протягом короткого замикання генератор розганяється (оскільки електрична потужність нижча за потужність турбіни). Для уповільнення збільшення швидкості генератора можна використати системи накопичення енергії. Визначено:

– залежність часу споживання потужності системи накопичення енергії від тривалості однофазного і двофазного КЗ;

- залежність потужності системи накопичення енергії та енергії, що споживається від неї для збереження стійкості, від тривалості однофазного і двофазного КЗ;
- залежність часу споживання потужності системи накопичення енергії від тривалості двофазного КЗ на землю
- залежність потужності системи накопичення енергії та енергії, що споживається від неї для збереження стійкості, від тривалості двофазного КЗ на землю.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Інструктажі з охорони праці

Усі працівники, які приймаються на постійну чи тимчасову роботу, і при подальшій роботі, повинні проходити на підприємстві навчання в формі інструктажів з питань охорони праці, надання першої допомоги потерпілим від нещасних випадків, а також з правил поведінки та дій при виникненні аварійних ситуацій, пожеж і стихійних лих.

За характером і часом проведення інструктажі з питань охорони праці поділяються на вступний, первинний, повторний, позаплановий та цільовий.

Вступний інструктаж проводиться [10]:

- з усіма працівниками, які приймаються на постійну або тимчасову роботу, незалежно від їх освіти, стажу роботи та посади;

- з працівниками інших організацій, які прибули на підприємство і беруть безпосередню участь у виробничому процесі або виконують інші роботи для підприємства;

- з учнями та студентами, які прибули на підприємство для проходження виробничої практики;

- у разі екскурсії на підприємство;

Первинний інструктаж проводиться до початку роботи безпосередньо на робочому місці з працівником:

- новоприйнятим (постійно чи тимчасово) на підприємство;

- який переводиться з одного цеху виробництва до іншого;

- який буде виконувати нову для нього роботу;

- . - відрядженим працівником, який бере безпосередню участь у виробничому процесі на підприємстві.

Повторний інструктаж проводиться з працівниками на робочому місці в терміни, визначені відповідними чинними галузевими нормативними актами або керівником підприємства з урахуванням конкретних умов праці, але не рідше:

- на роботах з підвищеною небезпекою - 1 раз на 3 місяці;
- для решти робіт - 1 раз на 6 місяців.

Позаплановий інструктаж проводиться з працівниками на робочому місці або в кабінеті охорони праці:

- при введенні в дію нових або переглянутих нормативних актів про охорону праці, а також при внесенні змін та доповнень до них;
- при зміні технологічного процесу, заміні або модернізації устаткування, приладів та інструментів, вихідної сировини, матеріалів та інших факторів, що впливають на стан охорони праці;
- при порушеннях працівниками вимог нормативних актів про охорону праці, що можуть призвести або призвели до травм, аварій, пожеж тощо;
- при виявленні особами, які здійснюють державний нагляд і контроль за охороною праці, незнання вимог безпеки стосовно робіт, що виконуються працівником;
- при перерві в роботі виконавця робіт більш ніж на 30 календарних днів - для робіт з підвищеною небезпекою, а для решти робіт - понад 60 днів.

Цільовий інструктаж проводиться з працівниками:

- при виконанні разових робіт, не передбачених трудовою угодою;
- при ліквідації аварії, стихійного лиха;
- при проведенні робіт, на які оформлюються наряд-допуск, розпорядження або інші документи.

Стажування (дублювання) та допуск працівників до роботи.

Новоприйняті на підприємство працівники після первинного інструктажу на робочому місці до початку самостійної роботи повинні під керівництвом досвідчених, кваліфікованих фахівців пройти стажування протягом 2 - 15 змін або дублювання протягом не менше шести змін.

Працівники, функціональні обов'язки яких пов'язані із забезпеченням безаварійної роботи важливих і складних господарчих потенційно небезпечних об'єктів або з виконанням окремих потенційно небезпечних робіт (теплові та атомні електричні станції, гірничодобувні підприємства, інші подібні об'єкти, порушення технологічних режимів яких являє загрозу для працівників та навколишнього середовища), до початку самостійної роботи повинні проходити дублювання з обов'язковим суміщенням з протиаварійними і протипожежними тренуваннями відповідно до плану ліквідації аварій.

Допуск до стажування (дублювання) оформлюється наказом (розпорядженням) по підприємству (структурному підрозділу), в якому визначаються тривалість стажування (дублювання) та прізвище відповідального працівника. Перелік посад і професій працівників, які повинні проходити стажування (дублювання), а також тривалість стажування (дублювання) визначаються керівником підприємства. Тривалість стажування (дублювання) залежить від стажу і характеру роботи, а також від кваліфікації працівника. Керівнику підприємства надається право своїм наказом (розпорядженням) звільняти від проходження стажування (дублювання) працівника, який має стаж роботи за відповідною професією не менше 3 років або переводиться з одного цеху до іншого, де характер його роботи та тип обладнання, на якому він працюватиме, не змінюються.

Стажування (дублювання) проводиться за програмами для конкретної професії, посади, робочого місця, які розробляються на підприємстві і затверджуються керівником підприємства (структурного підрозділу) на робочих місцях свого або іншого подібного за технологією підприємства. У процесі стажування працівники повинні виконувати роботи, які за складністю, характером, вимогами безпеки відповідають роботам, що передбачаються функціональними обов'язками цих працівників.

4.2 Захист від статичної електрики

Статична електрика – це сукупність явищ, що пов’язані з виникненням, накопиченням та релаксацією вільного електричного заряду на поверхні або в об’ємі діелектричних та напівпровідникових речовин, матеріалів та виробів. Виникнення зарядів статичної електрики є результатом складних процесів перерозподілу електронів чи іонів при стиканні двох різнорідних тіл (речовин) [10].

Порушення поверхневого контакту при терті тіл призводить до електризації - виникнення електричних зарядів, які можуть утримуватись на поверхні цих тіл протягом тривалого часу. Такі заряди, на відміну від рухомих зарядів динамічної електрики (електричний струм) знаходяться у статичному стані.

Електричні заряди виникають:

- при терті діелектричних тіл один об одного або об метал (наприклад, пасові передачі);
- при переливанні, перекачуванні, перевезенні в ємностях горючих та легкозаймистих рідин;
- при транспортуванні горючих газів трубопроводом;
- при подрібненні діелектриків;
- при переміщенні сухого запиленого повітря зі швидкістю понад 15 – 20 м/с і т.п.

Систематичний вплив електростатичного поля підвищеної напруженості негативно впливає на організм людини, викликаючи, в першу чергу, функціональні розлади центральної нервової та серце-судинної систем. Відповідно до ДСТУ (ГОСТ) 12.1.045-84 гранично допустима напруженість електричного поля $E_{дон}$ на робочих місцях не повинна перевищувати 60 кВ/м, якщо час впливу t_g не перевищує 1 год; при 1 год $< t_g < 9$ год – $E_{дон} = 60\sqrt{t_g}$.

Захист від статичної електрики та її небезпечних проявів досягається трьома основними способами:

- запобіганням виникнення та накопичення статичної електрики,
- прискоренням стікання електростатичних зарядів,
- нейтралізацією електростатичних зарядів.

4.3 Запобігання виникненню та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій техногенного і природного походження на об'єктах електроенергетики

Запобігання виникненню надзвичайних ситуацій — це підготовка та реалізація комплексу правових, соціально-економічних, політичних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних та інших заходів, спрямованих на регулювання безпеки, проведення оцінки рівнів ризику, завчасне реагування на загрозу виникнення надзвичайної ситуації на основі даних моніторингу (спостережень), експертизи, досліджень та прогнозів щодо можливого перебігу подій з метою недопущення їх переростання у надзвичайну ситуацію або пом'якшення її можливих наслідків [11].

Зазначені функції запобігання надзвичайним ситуаціям техногенного та природного характеру в нашій країні виконує Єдина державна система запобігання і реагування на надзвичайні ситуації техногенного і природного характеру, затверджена Постановою Кабінету Міністрів України від 3 серпня 1998 р. № 1198.

Єдина державна система запобігання і реагування на надзвичайні ситуації техногенного і природного характеру (ЄДСЗР) включає в себе центральні та місцеві органи виконавчої влади, виконавчі органи рад, державні підприємства, установи та організації з відповідними силами і засобами, які здійснюють нагляд за забезпеченням техногенної та природної безпеки, організують проведення роботи із запобігання надзвичайним ситуаціям техногенного та природного походження і реагування у разі їх виникнення з метою захисту населення і довкілля, зменшення матеріальних втрат.

Основною метою створення ЄДСЗР є забезпечення реалізації державної політики у сфері запобігання і реагування на надзвичайні ситуації, забезпечення цивільного захисту населення.

Завданнями ЄДСЗР є:

- розроблення нормативно-правових актів, а також норм, правил та стандартів з питань запобігання надзвичайним ситуаціям та забезпечення захисту населення і територій від їх наслідків;
- забезпечення готовності центральних та місцевих органів виконавчої влади, виконавчих органів рад, підпорядкованих їм сил і засобів до дій, спрямованих на запобігання і реагування на надзвичайні ситуації;
- забезпечення реалізації заходів щодо запобігання виникненню надзвичайних ситуацій;
- навчання населення щодо поведінки та дій у разі виникнення надзвичайної ситуації;
- виконання цільових і науково-технічних програм, спрямованих на запобігання надзвичайним ситуаціям, забезпечення сталого функціонування підприємств, установ та організацій, зменшення можливих матеріальних втрат;
- збирання та аналітичне опрацювання інформації про надзвичайні ситуації, видання інформаційних матеріалів з питань захисту населення і територій від наслідків надзвичайних ситуацій;
- прогнозування і оцінка соціально-економічних наслідків надзвичайних ситуацій, визначення на основі прогнозу потреби в силах, засобах, матеріальних та фінансових ресурсах;
- створення, раціональне збереження і використання резерву матеріальних та фінансових ресурсів, необхідних для запобігання і реагування на надзвичайні ситуації;
- проведення державної експертизи, забезпечення нагляду за дотриманням вимог щодо захисту населення і територій від

- надзвичайних ситуацій (у межах повноважень центральних та місцевих органів виконавчої влади);
- оповіщення населення про загрозу та виникнення надзвичайних ситуацій, своєчасне та достовірне його інформування про фактичну обстановку і вжиті заходи;
 - захист населення у разі виникнення надзвичайних ситуацій;
 - проведення рятувальних та інших невідкладних робіт щодо ліквідації надзвичайних ситуацій, організація життєзабезпечення постраждалого населення;
 - пом'якшення можливих наслідків надзвичайних ситуацій у разі їх виникнення;
 - здійснення заходів щодо соціального захисту постраждалого населення, проведення гуманітарних акцій;
 - реалізація визначених законодавством прав у сфері захисту населення від наслідків надзвичайних ситуацій, в тому числі осіб (чи їх сімей), що брали безпосередню участь у ліквідації цих ситуацій;
 - участь у міжнародному співробітництві у сфері цивільного захисту населення.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Системи накопичення енергії – багатофункціональні пристрої, що мають високий потенціал застосування як у складі Smart Grids так і в традиційних енергосистемах.

2. Проведено детальний аналіз системи накопичення енергії, а саме підсистеми перетворення електричної енергії, підсистеми управління, підсистеми накопичення, підсистеми розподілу та допоміжної підсистеми.

3. У роботі, окрім аналізу можливостей застосування систем накопичення енергії, опису структури та принципів її роботи, наведено опис методики вибору параметрів та розробленої в програмно-обчислювальному комплексі DIgSILENT PowerFactory системи накопичення енергії.

4. З використанням розробленої моделі проведені розрахунки із застосування системи накопичення енергії для забезпечення збереження стійкості паралельної роботи генераторів (при втраті зв'язку з системою, при трифазному короткому замиканні, при несиметричних коротких замиканнях).

5. Розроблена модель СНЕ полегшує процес підготовки моделі енергосистеми до розрахунку спеціалістами проектних та інжинірингових організацій. Використання моделі дозволяє на початковому етапі оцінити доцільність застосування СНЕ на об'єкті, модель може бути ефективно використана для вибору параметрів СНЕ та відпрацювання алгоритмів системи керування. При цьому розрахунок з використанням цієї моделі не вимагає великих обчислювальних ресурсів і дозволяє аналізувати тривалі електромеханічні перехідні процеси.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Керя Ю.Б. Роль системи накопичення енергії у електроенергетичній системі //Ю.Б.Керя, В.П.Коваль /Актуальні задачі сучасних технологій : зб. тез доповідей XI міжнар. наук.-практ. конф. Молодих учених та студентів, (Тернопіль, 7–8 груд. 2022.) / М-во освіти і науки України, Терн. націон.техн. ун-т ім. І. Пулюя [та ін.]. – Тернопіль: 2022. – С .
2. Michael T. Burr. Reliability demands drive automation investments // Public Utilities Fortnightly, Technology Corridor department. — Nov. 1, 2003.
3. El-Shahat A, Keyhani A. Chapter 6: Sizing high speed micro generators for smart grid systems. Smart power Grids 2011 Book, Series: Power Systems. Germany: Springer-Verlag Berlin Heidelberg;2012. pp. 177-234.
4. Коваль В. П. Енергетична ефективність систем позиціонування плоских сонячних панелей / В. П. Коваль, Р. Р. Івасечко, К. М. Козак // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит – 2015. - №3(134). – С.2–10.
5. Коваль В.П. Автоматизована вимірювальна установка для дослідження електричних характеристик фотоелектричних модулів / В.П. Коваль, Б.Я. Орбчук, Я.М. Осадца, Л.М. Костик // Вісник Хмельницького національного університету – 20225. - №5. – С.168–173.
6. El-Shahat A. High speed micro-turbine modeling & control for micro grids applications. 18th Annual EUEC 2015–USA's Largest Energy, Utility & Environment Conference San Diego Convention Center; 16-18 February 2015; San Diego, CA.
7. C. Mi, B. Li, D. Buck, and N. Ota, “Advanced electro-thermal modeling of lithiumion battery system for hybrid electric vehicle applications,” in Vehicle Power and Propulsion Conference, 2007. VPPC 2007. IEEE, pp. 107–111, 2007
8. Півняк Г.Г. Перехідні процеси в системах електропостачання/ Г.Г.

- Півняк, В.М. Винославський, А.Я. Рибалко, Л.І. Несен / За ред. Г.Г.Півняка. – Дніпропетровськ: В-во НГА України, 2003.
9. Orobchuk, B., & Koval, V. (2020). Development and research of Wi-Fi network for receiving and transmitting telemechanical information in the training laboratory. Вісник Тернопільського національного технічного університету, 99(3), 124-132.
10. Жидецький В.Ц. Основи охорони праці. Підручник/ В.Ц.Жидецький, В.С Дзигирей, О.В.Мельников. – Вид. 5-те, доповнене. – Львів: Афіша, 2000. – 350 с.
11. Стеблюк М.І. Цивільна оборона та цивільний захист: Підручник. – 2-ге вид., перероб. Затверджено МОН / М.І. Стеблюк.– К., 2010. – 487 с